

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

111250 г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Лефортово, ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1
тел. (495) 362-74-57, (495) 362-70-17

УДК 621.472

Рег. № НИОКТР 122121500103-4

Рег. № ИКРБС



УТВЕРЖДАЮ

Ректор ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

д-р техн. наук, профессор

Н.Д. Рогалев

17.04.2025 г.
М.П. 01.202 ГОДА
ПОДСКАЗ ПРЕСЕКТОРА ПО
НАУКЕ И ИННОВАЦИЯМ

ВОЛКОВ А.В.

ОТЧЕТ О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

Системы управления солнечно-дизельными комплексами
по теме:

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕГО
ОПТИМИЗАЦИЮ СОСТАВА, ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА
(заключительный, этап 3)

Государственное задание FSWF-2022-0006

по теме № 1006220

выполненной кафедрой гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии

Руководитель органа информации

С.С. Бондарева

Заведующий кафедрой ГВИЭ

/канд. техн. наук, доцент/

Т.А. Шестопалова

Руководитель НИОКТР

/заведующий лабораторией, канд. техн. наук/

А.Г. Васьков

Ответственный исполнитель

/ст. науч. сотр., канд. техн. наук/

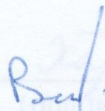
П.С. Шуркалов

Москва 2024

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель НИОКТР

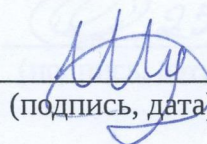
Заведующий лабораторией,
канд. техн. наук


25.12.24
(подпись, дата)

А.Г. Васьков
(введение, разделы 1-3,
заключение)

Отв. исполнитель

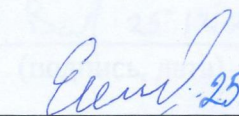
Старший научный сотрудник,
канд. техн. наук


25.12.24
(подпись, дата)

П.С. Шуркалов
(подраздел 1.2)

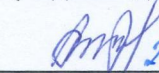
Исполнители:

Ведущий инженер


25.12.24
(подпись, дата)

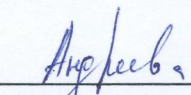
Е.Л. Шуверов
(подраздел 3.3)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

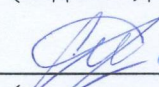
И.Н. Айнуллоева
(подразделы 1.5, 2.1,
2.3-2.5, приложение Г)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

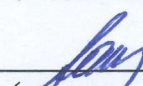
К.А. Андреева
(подраздел 1.1)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

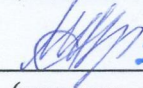
А.А. Васильева
(подраздел 1.1)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

О.В. Кофанова
(подраздел 3.1)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

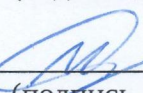
Д.А. Кузнецов
(подразделы 1.6, 1.7)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

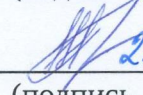
А.Ф. Нарынбаев
(подраздел 1.6)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

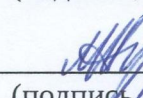
Д.А. Мочалов
(подраздел 3.2)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

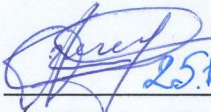
Н.С. Романюк
(подраздел 1.3)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

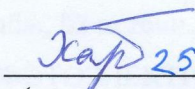
М.А. Пугачева
(подраздел 1.6)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

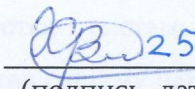
А.С. Сигель
(подраздел 2.2,
приложение Б, В)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

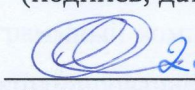
Д.А. Харитонов
(подраздел 3.1,
приложение А)

Инженер-исследователь


25.12.24
(подпись, дата)

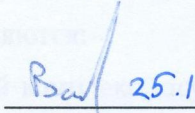
В.Ю. Харитонов
(приложение А)

Техник


25.12.24
(подпись, дата)

Л.О. Ладанов
(подраздел 1.4)

Нормоконтроль


25.12.24
(подпись, дата)

А.Г. Васьков

РЕФЕРАТ

Отчет 415 с., 1 кн., 125 рис., 33 табл., 53 источн., 4 прил.

СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МОДУЛИ, СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, УПРАВЛЕНИЕ, ОПТИМИЗАЦИЯ

Объектом исследования являются системы управления солнечно-дизельными комплексами, включающими в свой состав систему накопления энергии.

Цель работы – разработать программный комплекс, осуществляющий оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса по критерию минимизации эксплуатационных затрат.

Результатами этапа 3 НИОКР являются:

1) разработанный программный комплекс, осуществляющий оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса по критерию минимизации эксплуатационных затрат;

2) эскизное описание созданной на основе программного комплекса автоматизированной системы управления режимом работы солнечно-дизельного комплекса, включающее программную документацию на программный комплекс, осуществляющий оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса, и описание SCADA-системы, обеспечивающей человеко-машинный интерфейс;

3) результаты испытаний работоспособности разработанного программного комплекса в различных режимах работы солнечно-дизельного комплекса в условиях, приближенных к реальным.

Результаты могут быть использованы для управления режимами работы как существующих, так и проектируемых солнечно-дизельных комплексов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 Программный комплекс «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса».....	11
1.1 Общие положения.....	11
1.1.1 Критерии оптимизации режима работы солнечно-дизельного комплекса.....	11
1.1.2 Характеристики дизель-генераторных установок.....	46
1.1.3 Характеристики системы накопления энергии.....	59
1.2 Описание системы управления солнечно-дизельным комплексом.....	84
1.3 Общее описание автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) СДК.....	85
1.3.1 Назначение АСУ ТП.....	85
1.3.2 Описание АСУ ТП.....	87
1.3.2 Описание взаимосвязей АСУ ТП с другими АСУ ТП.....	95
1.4 SCADA системы управления солнечно-дизельным комплексом.....	96
1.5 Стартовая инициализация.....	98
1.6 Выполнение планирования режима работы солнечно-дизельного комплекса на сутки вперед.....	107
1.6.1 Доступность оборудования на начало периода планирования.....	108
1.6.2 Прогнозирование выработки электроэнергии солнечной электростанцией.....	108
1.6.3 Выбор состава включенного генерирующего оборудования.....	111
1.7 Ведение режима работы солнечно-дизельного комплексами.....	121
2 Программная документация на программный комплекс «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса».....	124
2.1 Спецификация.....	124
2.2 Текст программы.....	124
2.3 Руководство оператора.....	131
2.3.1 Общее описание программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса».....	132
2.3.2 Работа с проектом, размещенным на GitHub.....	132
2.3.3 Подготовка АРМ оператора и управляющих микрокомпьютеров.....	135
2.4 Протокол испытаний.....	143

3 Верификация программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса».....	144
3.1 Испытание дизель-генераторных установок.....	144
3.2 Испытания системы накопления энергии.....	148
3.3 Испытания параллельной работы дизель-генераторных установок и системы накопления энергии.....	151
3.3.1 Испытание дизель-генераторных установок совместно с системой накопления энергии.....	151
3.3.2 Испытание дизель -генераторных установок совместно с имитаторами СЭС.....	153
3.3.3 Испытание дизель-генераторных установок совместно с системой накопления энергии и имитаторами СЭС.....	160
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	166
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	171
ПРИЛОЖЕНИЕ А Протоколы испытаний.....	177
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Описание таблиц из базы данных и SQL-запросы.....	230
ПРИЛОЖЕНИЕ В Исходный код программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса».....	246
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Подготовленные в рамках выполнения НИОКР публикации и РИД.....	333

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящем отчете о НИР применяют следующие сокращения и обозначения:

АКБ	– аккумуляторная батарея
АРДТ	– абсолютный расход дизельного топлива
АРМ	– автоматизированные рабочие места
АСУ	– автоматизированная система управления
БД	– база данных
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии
ВЭС	– ветровая электростанция
ГЭК	– гибридный энергетический комплекс
ДГ	– дизельный генератор
ДГУ	– дизель-генераторная установка
ДЭС	– дизельная электростанция
ЕТО	– ежесменное техническое обслуживание
ЗУ	– зарядное устройство
ИТ	– информационные технологии
КА	– коммутационная аппаратура
КИУМ	– коэффициент использования установленной мощности
ЛВС	– локальная вычислительная сеть
МГЭС	– малая гидроэлектростанция
МП	– микропроцессорный
МРВ	– монитор реального времени
НМ	– нагрузочный модуль
ПК	– персональный компьютер
ПКЭ	– параметры качества электроэнергии
ПЛК	– программируемый логический контроллер
ПТК	– программно-технический комплекс
ПТС	– программно-техническое средство
СДК	– солнечно-дизельный комплекс
СН	– собственные нужды
СНЭ	– система накопления энергии
СНЭЭ	– система накопления электроэнергии
СТО-ВЛ	– сезонное техническое обслуживание при переходе к весенне-летнему периоду эксплуатации
СТО-ОЗ	– сезонное техническое обслуживание при переходе к осенне-зимнему периоду эксплуатации

СУБД	– система управления базами данных
СЭС	– солнечная электростанция
ТО-1	– первое техническое обслуживание
ТО-2	– второе техническое обслуживание
ТО-3	– третье техническое обслуживание
ТП	– технологический процесс
УРДТ	– удельный расход дизельного топлива
УРУТ	– удельный расход условного топлива
ФЭМ	– фотоэлектрический модуль
CAIDI (customer average interruption duration index)	– индекс средней продолжительности отключения одного потребителя
CAPEX (capital expenditures)	– инвестиционные затраты
CV-CC (constant current-constant coltage)	– постоянный ток-постоянное напряжение
DoD (depth of discharge)	– глубина разряда
ER-диаграмма (entity-relationship диаграмма)	– диаграмма «сущность-связь»
IUoU	– заряд в три этапа
LCOE (levelized cost of electricity)	– нормированная стоимость электроэнергии
LCOS (levelized cost of storage)	– нормированная стоимость хранения энергии СНЭ
MINLP (mixed integer nonlinear programming)	– смешанное целочисленное нелинейное программирование
MQTT (message queuing telemetry transport)	– протокол обмена данными между издателями и подписчиками
MTU (master terminal unit)	– терминал диспетчера
OPEX (operating expenses)	– операционные затраты
PR (pull request)	– запрос на внесение изменений в код
RTU (remote terminal unit)	– удаленный терминал
PVPMC (photovoltaic performance modeling collaborative)	– совместное моделирование производительности фотоэлектрических систем

SAIDI (system average interruption duration index)	– индекс средней продолжительности отключений в системе
SAIFI (system average interruption frequency index)	– индекс средней частоты отключений в системе
SCADA (supervisory control and data acquisition)	– диспетчерское управление и сбор данных
SOC (state of charge)	– уровень заряда
SQL (structured query language)	– структурированный язык запросов
SSH (secure shell)	– «безопасная оболочка»
TCP/IP (transmission control protocol/internet protocol)	– протокол управления передачей/интернет-протокол

ВВЕДЕНИЕ

Управление режимами работы солнечно-дизельных комплексов (СДК) сопряжено с рядом трудностей: стохастичностью поступления первичного ресурса (солнечного излучения) и, как следствие, резкой изменчивостью мощности солнечной электростанции (СЭС); использованием разнотипных как с точки зрения исполнения, так и с точки зрения износа, дизель-генераторных установок (ДГУ) на дизельной электростанции (ДЭС). Кроме того, в большинстве реализованных на сегодняшний день проектов СДК на территории Российской Федерации применяется крайне разнотипное основное энергетическое и вспомогательное оборудование. Из-за указанных особенностей существенно затруднена разработка типовых решений в части автоматизации управления СДК. В настоящем отчете представлены итоговые результаты научно-исследовательской работы, в рамках которой создан программный комплекс, обеспечивающий выполнение оптимизации режима работы солнечно-дизельного комплекса.

В отчете за первый этап работы по теме «Разработка математической и имитационной модели солнечно-дизельного комплекса» (регистрационный номер 223020800165-3) [1] представлено описание разработанных математической и имитационной моделей СДК. Математическая модель легла в основу части программного комплекса, обеспечивающую прогнозирование режима работы СДК на сутки вперед, а имитационная (макет СДК) – позволяет проводить испытания аппаратно-программных комплексов автоматизированной системы управления (АСУ) в условиях, приближенных к реальным.

Отчет за второй этап работы по теме «Разработка методик прогнозирования солнечного излучения и оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечно-дизельного комплекса» (регистрационный номер 224022400261-9) [2] посвящен разработке методик прогнозирования солнечного излучения и оптимизации состава, параметров и режима функционирования СДК, позволяющей проводить выбор состава включенного генерирующего оборудования в режиме реального времени с учетом индивидуальных энергетических характеристик ДГУ.

В настоящем отчете дано эскизное описание аппаратно-программного комплекса автоматизированной системы управления режимом работы СДК, функционирующего на основе разработанных методик, а его работоспособность проверена в условиях, приближенных к реальным на имитационной модели СДК. В отчете приведены протоколы испытаний, подтверждающие эффективную работу комплекса в различных режимах работы СДК.

1 Программный комплекс «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса»

Программный комплекс «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса» направлен на создание универсального инструмента для повышения эффективности работы гибридных энергосистем. Его разработка основана на предварительных исследованиях и предполагает дальнейшую проверку применяемых подходов.

1.1 Общие положения

Формирование критериев оптимизации режима работы солнечно-дизельного комплекса является ключевым шагом в разработке подходов к управлению гибридной энергосистемой. Эти критерии станут основой для последующего анализа и принятия решений.

1.1.1 Критерии оптимизации режима работы солнечно-дизельного комплекса

В состав солнечно-дизельного комплекса входят три отдельных самостоятельных элемента: дизельная электростанция, солнечная электростанция и система накопления энергии (СНЭ). Эти элементы способны работать в составе энергосистем других типов с отличающимся набором оборудования или в качестве изолированных самодостаточных объектов.

Основой комплекса является ДЭС, состоящая из нескольких дизель-генераторных установок. Задача станции – обеспечивать потребителей электрической энергией с установленными параметрами, характеризующими ее качество (уровень напряжения, частота переменного тока). Наиболее традиционным решением для электроснабжения изолированных и труднодоступных территорий является использование ДЭС как единственного источника электрической энергии.

Однако высокая стоимость привозного топлива и низкая эффективность работы дизельных электростанций делает такие решения чрезвычайно дорогими. Включение СЭС в состав энергетического комплекса позволяет снизить общий расход топлива на ДЭС и тем самым сократить расходы на его покупку и доставку.

Как правило при проектировании гибридных энергетических комплексов установленная мощность СЭС подбирается таким образом, чтобы отдельные периоды года (чаще всего летом) ее выработка могла полностью покрывать потребление в течение суток. В темное время суток выработка СЭС равна нулю, поэтому появляется необходимость

накопления энергии в течение дня, для выдачи мощности в сеть в вечернее и ночное время. Эту функцию выполняют СНЭ.

Ключевую роль в работе такой изолированной энергосистемы играет автоматизированная система управления СДК. Ее задача – сбор и обработка данных о состоянии элементов системы, контроль параметров электроэнергии в сети, обеспечение человеко-машинного интерфейса и выдача управляющих сигналов на подконтрольные элементы. Использование АСУ СДК в энергетических комплексах позволяет снизить объем обрабатываемой оператором информации и упростить процесс принятия решений. Необходимость принятия решений возникает в моменты изменения режимов работы энергосистемы в течении суток и резких изменениях потребления энергии. В результате повышается надежность работы комплекса, качество электрической энергии для потребителя и эффективность использования генерирующего оборудования, что в итоге ведет к снижению суммарного расхода топлива.

Структурная схема СДК, входящего в состав научно-испытательного полигона «Возобновляемые источники энергии» (ВИЭ) ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», представлена на рисунке 1.

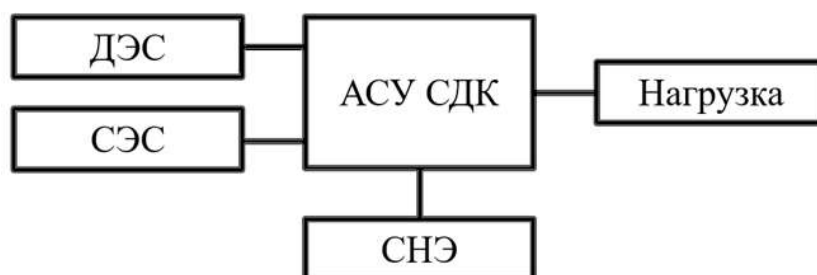


Рисунок 1 – Графическое представление СДК

СДК может работать в разных режимах, которые определяются набором оборудования, участвующем в процессе энергоснабжения в данный момент, его состоянием и величиной мощности по отношению к общему потреблению. Обязательным условием при выборе режима работы является обеспечение потребителя электроэнергией в требуемом объеме и с установленным качеством. При рассмотрении часовых интервалов времени ($\Delta t = 1$ ч) это условие можно выразить через уравнение баланса мощности для СДК (см. формулу (1)).

$$P_{нагр} = P_{ДЭС} + P_{СЭС} \pm P_{СНЭ}, \quad (1)$$

где $P_{нагр}$ – суммарная мощность электропотребителей (нагрузка);

$P_{СЭС}$ – мощность СЭС, определяемая исходя из интенсивности солнечного излучения;

$P_{СНЭ}$ – мощность заряда/разряда СНЭ, определяемая исходя из соотношения мощностей СЭС и нагрузки, а также с учетом уровня заряда системы накопления энергии;

$P_{ДЭС}$ – мощность ДЭС (резервная мощность).

В случае изменения режима работы, а также состава использующегося оборудования уравнение будет менять свой вид. Основные режимы работы СДК, а также уравнения их описывающие, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Возможные режимы работы СДК

Оборудование	Режим	Условие режима (для момента времени)	Уравнение баланса мощности
ДЭС	1) Одиночная работа ДЭС на нагрузку	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} > P_{нагр};$ $P_{СЭС} = 0;$ $P_{СНЭ} = 0, SOC = 1$	$P_{нагр} = P_{ДЭС}$
ДЭС, СНЭ	2) Совместная работа ДЭС и СНЭ на нагрузку. Заряд СНЭ	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} > P_{нагр};$ $P_{СЭС} = 0;$ $P_{СНЭ} < 0;$ $SOC_{min} \leq SOC < SOC_{max}$	$P_{нагр} = P_{ДЭС} - P_{СНЭ}$
	3) Совместная работа ДЭС и СНЭ на нагрузку. Разряд СНЭ	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} < P_{нагр};$ $P_{СЭС} = 0;$ $P_{СНЭ} > 0;$ $SOC_{min} < SOC \leq 1$	$P_{нагр} = P_{ДЭС} + P_{СНЭ}$
ДЭС, ЭС	4) Совместная работа ДЭС и СЭС	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} > P_{нагр};$ $P_{СЭС} > 0;$ $P_{СНЭ} = 0;$ $SOC = 1$	$P_{нагр} = P_{ДЭС} + P_{СЭС}$
ДЭС, СЭС, СНЭ	5) Совместная работа ДЭС, СЭС и СНЭ. Заряд СНЭ	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} > 0;$ $P_{СЭС} > 0;$ $P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} + P_{СЭС} > P_{нагр};$ $P_{СНЭ} < 0;$ $SOC_{min} \leq SOC < 1$	$P_{нагр} = P_{ДЭС} + P_{СЭС} - P_{СНЭ}$

Продолжение таблицы 1

Оборудование	Режим	Условие режима (для момента времени)	Уравнение баланса мощности
	6) Совместная работа ДЭС, СЭС и СНЭ. Разряд СНЭ	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} > 0;$ $P_{СЭС} > 0;$ $P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} + P_{СЭС} < P_{нагр};$ $P_{СНЭ} > 0;$ $SOC_{min} < SOC \leq 1$	$P_{нагр} = P_{ДЭС} + P_{СЭС} + P_{СНЭ}$
СЭС, СНЭ	7) Совместная работа СЭС и СНЭ. Заряд СНЭ	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} = 0;$ $P_{СЭС} > P_{нагр};$ $P_{СНЭ} < 0;$ $SOC_{min} \leq SOC < 1$	$P_{нагр} = P_{СЭС} - P_{СНЭ}$
	8) Совместная работа СЭС и СНЭ. Разряд СНЭ	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} = 0;$ $P_{СЭС} < P_{нагр};$ $P_{СНЭ} > 0;$ $SOC_{min} < SOC \leq 1$	$P_{нагр} = P_{СЭС} + P_{СНЭ}$
СЭС	9) Одиночная работа СЭС	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} = 0;$ $P_{СЭС} > P_{нагр};$ $P_{СНЭ} = 0;$ $SOC = 1$	$P_{нагр} = P_{СЭС}$
СНЭ	10) Одиночная работа СНЭ	$P_{\Sigma_{уст.ДЭУ}} = 0;$ $P_{СЭС} = 0;$ $P_{СНЭ} > 0;$ $SOC_{min} < SOC \leq 1$	$P_{нагр} = P_{СНЭ}$

Таким образом всего существует 10 разных режимов СДК и 7 вариаций набора используемого оборудования для этих режимов.

Эффективность функционирования малых энергосистем, частным случаем которых являются солнечно-дизельные комплексы, можно оценить по ряду критериев, входящих в состав целевых функций оптимизации процесса управления [3]:

1) качество производимой и отпускаемой потребителям электроэнергии является одним из основных критериев при оценке эффективности функционирования любой энергосистемы и регулируется в соответствии с [4];

2) экономические критерии отражают стоимость производства электроэнергии, операционных затрат, стоимость производства и накопления энергии каждым из источников. Характеризуют проект со стороны финансовой привлекательности и окупаемости и позволяют выявить необходимость поддержки со стороны регионального и федерального бюджетов. Для инвестора данные критерии характеризуют интенсивность возврата

затраченных средств в определенном интервале времени после их вложений за счет различной эффективности, возникающей в процессе использования этих средств;

3) надежность процесса электроснабжения (под надежностью понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования) является крайне важной составляющей в работе любой энергосистемы. С ростом числа генерирующих установок, их разнообразия управление усложняется, а возможность возникновения аварии растет. Первостепенными задачами в создании и управлении малой изолированной энергосистемы являются сохранение и повышение надежности снабжения потребителей энергией за счет использования особенностей работы каждого элемента системы. Оценку надежности работы энергосистем может быть произведена путем расчета известных параметров: *SAIFI* (system average interruption frequency index или индекс средней частоты отключений в системе), *SAIDI* (system average interruption duration index или индекс средней продолжительности отключений в системе), *CAIDI* (customer average interruption duration index или индекс средней продолжительности отключения одного потребителя). Однако при оценке надежности малых энергосистем их использование не совсем корректно т.к. число отключаемых потребителей при аварии в таких системах, как правило соответствует числу обслуживаемых. Поэтому в данной работе будут использованы другие показатели надежности (см. ниже), более подходящие для малых изолированных энергосистем;

4) в эпоху заметных климатических изменений все большее внимание со стороны общества уделяется воздействию объектов инфраструктуры на окружающую среду. Энергетика является одной из ведущих отраслей народного хозяйства по суммарному вкладу в выбросы парниковых газов. Вместе с этим принимаются законы направленные на снижение этого воздействия. Примером служит введение обязательной углеродной отчетности для предприятий, которые выбрасывают в атмосферу больше 150 тыс. тонн CO₂-эквивалента. На основе отчетов будет формироваться реестр выбросов парниковых газов в порядке и по форме, которые устанавливаются Правительством Российской Федерации [5].

В таблице 2 представлен набор критериев, соответствующих 4-м вышеупомянутым целевым функциям. Для каждого критерия приведены нормированные значения согласно [4] и основные цели при оптимизации.

Таблица 2 – Критерии эффективности работы малой изолированной энергосистемы

Целевая функция	Критерий	Норма / Цель
1. Качество электроэнергии [4]	Продолжительные изменения характеристик напряжения	
	Δf – отклонение частоты (см. формулу (2))	Отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю
		Отклонение частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками, не подключенных к синхронизированным системам передачи электрической энергии, не должно превышать ± 1 Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и ± 5 Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю
	$\delta U_{(-)}, \delta U_{(+)}$ – медленные изменения напряжения (см. формулы (3) и (4))	Для указанных выше показателей качества электроэнергии установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю. Примечание – установленные нормы медленных изменений напряжения электропитания относятся к 1008 интервалам времени измерений по 10 минут каждый
	P_{st} – кратковременная доза фликера (измеряется в интервале времени 10 мин в точке передачи электрической энергии)	$P_{st} \leq 1,38$
	P_{it} – длительная доза фликера (измеряется в интервале времени 2 ч в точке передачи электрической энергии)	$P_{it} \leq 1,0$ в течение 100 % времени интервала в одну неделю

Продолжение таблицы 2

Целевая функция	Критерий	Норма / Цель
	Случайные события	
	Прерывания напряжения	Классификация в соответствии с [4], приложение А «Характеристики провалов, прерываний напряжения и перенапряжений в электрических сетях»
	Провалы напряжения и перенапряжения	
	Импульсные напряжения	Классификация в соответствии с [4], приложение Б «Значения импульсных напряжений, вызываемых молниевыми разрядами и процессами коммутации»
2. Экономичность [7, 8]	$LCOE$ – нормированная стоимость электроэнергии (см. формулу (5))	Цель – минимизация критерия
	$CAPEX$ (capital expenditures) – инвестиционные затраты (см. формулу (6))	
	$OPEX$ (operating expenses) – операционные затраты (см. формулу (7))	
	Стоимость производства (накопления) энергии источником	
	$C_{ген. ДЭС}$ – стоимость производства энергии ДЭС (см. формулу (8))	Цель – минимизация критерия
	$C_{ген. СЭС}$ – стоимость производства энергии СЭС (см. формулу (5))	
	$LCOS_{нак. СНЭ}$ (levelized cost of storage) – нормированная стоимость хранения энергии СНЭ (см. формулу (9))	
	$W h_t$ – объем электроэнергии, выданной СНЭ в году t (см. формулу (10))	

Продолжение таблицы 2

Целевая функция	Критерий	Норма / Цель
3. Надежность электроснабжения [9, 10]	$SAIFI$ – индекс средней частоты отключений в системе (см. формулу (11))	Цель – минимизация критерия
	$SAIDI$ – индекс средней продолжительности отключений в системе (см. формулу (12))	
	$CAIDI$ – индекс средней продолжительности отключения одного потребителя (см. формулу (13))	
	μ_i – интенсивность восстановления, 1/год (см. формулу (14))	
	$\lambda_{MG}(t)$ – интенсивность отказов объектов ВИЭ и СНЭ, 1/год (см. формулу (15))	
	U_i – коэффициент вынужденного простоя (см. формулу (16))	
4. Экологичность [8, 11]	Объем выбросов парниковых газов (CO_2) (см. формулу (17))	Цель – минимизация критерия

$$\Delta f = f_{\text{текущ}} - f_{\text{ном}}, \quad (2)$$

где $f_{\text{текущ}}$ – значение основной частоты напряжения электропитания, измеренное в интервале времени 10 согласно [6], раздел 5;

$f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты напряжения электропитания.

$$\delta U_{(-)} = [(U_0 - \delta U_{m(-)}) / U_0] \times 100; \quad (3)$$

$$\delta U_{(+)} = [(\delta U_{m(+)} - U_0) / U_0] \times 100, \quad (4)$$

где $\delta U_{m(-)}$, $\delta U_{m(+)}$ – значения напряжения электропитания, меньшие U_Q и большие U_0 соответственно, усредненные в интервале времени 10 мин согласно [6], подраздел 5.12;

U_0 – напряжение, равное стандартному номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$ или согласованному напряжению U_c .

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (5)$$

где I_t – инвестиционные затраты в год t ;

M_t – операционные затраты и затраты на содержание в год t ;

F_t – затраты на топливо в год t ;

E_t – производство электроэнергии в год t ;

r – ставка дисконтирования;

n – жизненный цикл системы.

$$CAPEX = \Delta PP \& E + CurDep, \quad (6)$$

где $\Delta PP \& E$ – сумма затрат на приобретение и модернизацию основных средств (зданий, транспортных средств, оборудования, ИТ-программ и т.д.);

$CurDep$ – расходы на амортизацию.

$$OPEX = C_{ann,tot} - CAPE X_{ann}, \quad (7)$$

где $C_{ann,tot}$ – общая стоимость в годовом исчислении;

$CAPE X_{ann}$ – общая годовая капитальная стоимость, которая включает в себя: расходы на покупку топлива, зарплату рабочим, мероприятия по ремонту и техническому обслуживанию, аренду оборудования и помещений, и т.д.

Особенности:

- многоразовый регулярный характер платежей;
- расходы направлены на обеспечение текущей деятельности организации;
- срок использования купленных активов – до года;
- значение показателя в общих издержках зависят от отрасли – чем меньше в активах вес основного капитала (зданий, оборудования и пр.), тем выше доля OPEX по сравнению с капитальными вложениями;
- финансирование в основном из собственных средств предприятия.

$$C_{ген.ДЭС} = C_{ом.ДЭС} + \frac{C_{зам.ДЭС}}{R_{ДЭС}} + F_0 \times Y_{ДЭС} \times C_{fuel,eff}, \quad (8)$$

где $C_{ом.ДЭС}$ – стоимость эксплуатации ДЭС и поддержания в рабочем состоянии;

$C_{зам.ДЭС}$ – стоимость замены ДЭС (транспортировка, установка, демонтаж, покупка);

$R_{ДЭС}$ – срок службы ДЭС;

F_0 – расходная характеристика (для топлива);

$Y_{ДЭС}$ – мощность генератора;

$C_{fuel,eff}$ – приведенная стоимость топлива за единицу объема (по расходной характеристике).

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPE X_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{W h_t}{(1+r)^t}}, \quad (9)$$

где $CAPEX$ – капитальные затраты на установку накопителя энергии;

$OPE X_t$ – эксплуатационные затраты за год t ;

$W h_t$ – объем электроэнергии, выданной СНЭ в году t ;

n – число лет реализации проекта;

r – ставка дисконтирования.

$$W h_t = X \times DoD \times C_{CHЭ}, \quad (10)$$

где X – количество циклов заряда-разряда в год в зависимости от сценария использования;

DoD (depth of discharge) – глубина разряда накопителя;

$C_{CHЭ}$ – емкость накопителя.

$$SAIFI = \sum \frac{N_i}{N_t}, \quad (11)$$

где N_i – число потребителей, подвергшихся отключению электроэнергии;

N_t – общее число обслуживаемых потребителей.

$$SAIDI = \sum \frac{r_i \times N_i}{N_t} \quad (12)$$

где r_i – время восстановления электроснабжения;

N_i – число потребителей, подвергшихся отключению электроэнергии;

N_t – общее число обслуживаемых потребителей.

$$CAIDI = \frac{\sum r_i \times N_i}{\sum N_i}, \quad (13)$$

где r_i – время восстановления электроснабжения;

N_i – число потребителей, подвергшихся отключению электроэнергии.

$$\mu_i = \frac{1}{r_i}, \quad (14)$$

где r_i – время восстановления электроснабжения.

$$\lambda_{MG}(t) = \frac{nf_{MG}}{T}, \quad (15)$$

где nf_{MG} – общее число состояний сбоя в малой системе, при которых сбой вызван аварией объекта ВИЭ или СНЭ (за заданный период наблюдений);

T – период наблюдений.

$$U_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i}, \quad (16)$$

где λ_i – интенсивность отказов, 1/год;

μ_i – интенсивность восстановления, 1/год.

$$tC_{02} = 3,667 \times m_f \times H V_f \times C E F_f \times X_c, \quad (17)$$

где m_f – объем топлива, л;

$H V_f$ – теплотворная способность топлива, МДж/л;

$C E F_f$ – коэффициент выброса углерода, т С/Тдж;

X_c – фракция (доля) окисленного углерода, о.е.

В дальнейшем в работе основное внимание уделяется только 5-и основным критериям, а именно:

- 1) нормированной стоимости электроэнергии $LCOE$ (levelized cost of electricity или нормированная стоимость электроэнергии);
- 2) стоимости производства энергии ДЭС $C_{ген, ДЭС}$;
- 3) интенсивности отказов объектов малой энергосистемы $\lambda_{MG}(t)$;
- 4) коэффициенту вынужденного простоя U_i ;
- 5) объему выбросов парниковых газов (CO_2).

Способы и характер влияния на эти критерии представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исследуемые критерии эффективности работы СДК

Критерий	Подконтрольный параметр	Способ влияния
Экономичность		
$LCOE$ – нормированная стоимость электроэнергии	F_t – затраты на топливо в году t	Э ₁ – снижение объема потребляемого топлива за счет увеличения доли ВИЭ-генерации; Э ₂ – снижение объема потребляемого топлива за счет работы ДЭУ в оптимальном режиме нагрузки (при помощи функции срезания пиков СНЭ)
	n – жизненный цикл системы	Э ₃ – увеличение жизненного цикла за счет снижения числа часов работы ДЭУ; Э ₄ – увеличение жизненного цикла за счет сокращения числа пусков и остановов ДЭУ (при помощи функции срезания пиков СНЭ); Э ₅ – увеличение жизненного цикла за счет работы ДЭУ в оптимальном режиме загрузки с малыми изменениями во времени (при помощи функции срезания пиков СНЭ)
$C_{\text{ген.ДЭС}}$ – стоимость производства энергии ДЭС	$C_{\text{о\&t ДЭС}}$ – стоимость эксплуатации ДЭС и поддержания в рабочем состоянии	Э ₆ – снижение числа актов техобслуживания за счет работы ДЭУ в оптимальном режиме загрузки, числа пусков и остановов двигателя
	F_0 – расходная характеристика для топлива	Э ₁ – снижение объема потребляемого топлива за счет увеличения доли ВИЭ-генерации; Э ₂ – снижение объема потребляемого топлива за счет работы ДЭУ в оптимальном режиме нагрузки (при помощи функции срезания пиков СНЭ)
	$R_{\text{ДЭС}}$ – срок службы ДЭС	Э ₃ – увеличение жизненного цикла за счет снижения числа часов работы ДЭУ; Э ₄ – увеличение жизненного цикла за счет сокращения числа пусков и остановов ДЭУ (при помощи функции срезания пиков СНЭ); Э ₅ – увеличение жизненного цикла за счет работы ДЭУ в оптимальном режиме загрузки с малыми изменениями во времени (при помощи функции срезания пиков СНЭ)

Продолжение таблицы 3

Критерий	Подконтрольный параметр	Способ влияния
Надежность		
$\lambda_{MG}(t)$ – интенсивность отказов объектов малой энергосистемы, 1/год	$n f_{MG}$ – общее число состояний сбоя в малой системе	H_1 – снижение доли ДЭС в генерации электроэнергии за счет распределения генерируемой мощности ДЭС между СЭС и СНЭ; H_2 – снижение за счет выполнения СНЭ функции бесперебойного питания; H_3 – снижение за счет сокращения числа пусков и остановов ДЭУ (при помощи функции срезания пиков СНЭ)
U_i – коэффициент вынужденного простоя	$\lambda_{MG}(t)$ – интенсивность отказов, 1/год	H_1 – снижение доли ДЭС в генерации электроэнергии за счет распределения генерируемой мощности ДЭС между СЭС и СНЭ; H_2 – снижение за счет выполнения СНЭ функции бесперебойного питания; H_3 – снижение за счет сокращения числа пусков и остановов ДЭУ (при помощи функции срезания пиков СНЭ)
Экологичность		
Объем выбросов парниковых газов (CO_2)	m_f – объем топлива, л	$\mathcal{E}_{K1}$ – снижение объема потребляемого топлива за счет увеличения доли ВИЭ-генерации; $\mathcal{E}_{K2}$ – снижение объема потребляемого топлива за счет работы ДЭУ в оптимальном режиме нагрузки (при помощи функции срезания пиков СНЭ)

В столбце «Подконтрольный параметр» таблицы 3 находятся те параметры целевой функции, на которые можно оказывать влияние посредством выбора режима управления. В столбце «Способ влияния» приведен способ или набор способов, которые ведут к изменению подконтрольного параметра.

Для примера рассмотрим параметр $LCOE$. Он является основным экономическим показателем, т.к. включает в себя все расходы на производство электроэнергии элементами системы. Цель оптимизации экономической целевой функции – снижение данного параметра.

Ключевые способы влияния на нормированную стоимость электроэнергии – снижение капитальных затрат ($\mathcal{E}_3, \mathcal{E}_4, \mathcal{E}_5$), затрат на покупку топлива за счет его экономии ($\mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2$), а также на операции технического обслуживания, ремонта оборудования ($\mathcal{E}_6$) и т.п.

Долю капитальных затрат в общих затратах можно снизить за счет увеличения жизненного цикла системы. Для ДЭС этого можно добиться посредством снижения числа часов работы ДГУ в году при общем сохранении ресурса моточасов (часто составляет от 80 до 100 тысяч часов до капитального ремонта либо замены), работы в режиме оптимальной загрузки (что также позволяет снизить удельный, а вместе с этим и абсолютный расход топлива), снижения числа пиковых воздействий со стороны нагрузки, числа пусков и остановов ДГУ и т.д. Снижение числа часов работы в год, например с 8760 до 4380 позволяет увеличить срок службы ДЭС в 2 раза (при условии неизменности общего ресурса моточасов ДГУ).

Затраты на покупку топлива могут быть снижены за счет внедрения ВИЭ-генерации: СЭС, ветровых электростанций (ВЭС) или малых гидроэлектростанций (МГЭС) в зависимости от имеющихся в данной точке природных возобновляемых энергетических ресурсов ($\mathcal{E}_1$). Увеличить объем энергии, производимой СЭС, позволяет использование СНЭ. Также расход топлива можно снизить за счет оптимизации загрузки ДГУ ($\mathcal{E}_2$).

В энергетических системах, подобных СДК, наиболее частое техническое обслуживание требуется ДЭС. Процедуры обслуживания производятся в соответствии с планом, предоставляемым производителем дизельных агрегатов. В таблице 4 приведен пример требований к техническому обслуживанию ДГУ, представленных в руководстве по эксплуатации оборудования [12].

Таблица 4 – Виды и периодичность технического обслуживания ДГУ [12]

Вид технического обслуживания	Периодичность	
	В часах	В литрах израсходованного топлива
Техническое обслуживание при подготовке к эксплуатационной обкатке	–	–
Техническое обслуживание при эксплуатационной обкатке	8-10	–
Техническое обслуживание по окончании эксплуатационной обкатки	После 30	–
Ежесменное техническое обслуживание (ЕТО)	8-10	–
Первое техническое обслуживание (ТО-1)	125	1050
Второе техническое обслуживание (ТО-2)	500	4200
Третье техническое обслуживание (ТО-3)	1000	8400
Сезонное техническое обслуживание при переходе к весенне-летнему периоду эксплуатации (СТО-ВЛ)	При подготовке дизеля к весенне-летнему периоду эксплуатации, одновременно с очередным техническим обслуживанием (ТО-1, ТО-2 или ТО-3)	
Сезонное техническое обслуживание при переходе к осенне-зимнему периоду эксплуатации (СТО-ОЗ)	При подготовке дизеля к осенне-зимнему периоду эксплуатации, одновременно с очередным техническим обслуживанием (ТО-1, ТО-2 или ТО-3)	
Техническое обслуживание при подготовке к длительному хранению	Проводится в процессе подготовки дизеля к длительному хранению	
Техническое обслуживание при длительном хранении	Проводится в процессе длительного хранения: на открытых площадках ежемесячно; на закрытых – через каждые 2 мес	

Экономические критерии являются одними из наиболее важных при выборе состава оборудования, а также режимов управления СДК. Но существуют и другие, связанные с оптимизацией в направлении надежности, экологичности и качества электроэнергии. В отдельных случаях повышение критериев одной группы приводит к снижению в другой. Такая ситуация вполне может происходить и в пределах одной группы. В таком случае для выбора окончательного решения оптимизации необходимо привести весовые значения для каждой группы критериев эффективности в соответствии с их значимостью в рамках решения поставленной задачи. Весовые критерии могут изменяться от одной изолированной системы к другой, а в рамках одной конкретной системы – также и с течением времени. Влияние на них будут оказывать внешние факторы, среди которых можно отметить: объем

имеющихся денежных средств, категория надежности потребителя электроэнергии, требования к контролю выбросов парниковых газов и влияния на окружающую среду и т.д.

В рамках исследования был произведен теоретический расчет режимов работы СДК для 4-х случаев, каждый из которых способен самостоятельно удовлетворять запросы потребителя в течение года. Эти случаи соответствуют режимам, представленным в таблице 5.

Таблица 5 – Таблица экспериментов

Время года (характерный месяц)	Зима (январь)	Весна (апрель)	Лето (июль)
Режим работы СДК (используемое оборудование)	№ эксперимента		
ДЭС	1	2	3
ДЭС, СНЭ	4	5	6
ДЭС, СЭС	7	8	9
ДЭС, СЭС, АКБ	10	11	12

Рассмотрим сравнение суточных графиков производства и потребления энергии для упомянутых выше 4-х режимов на примере весеннего графика нагрузки. Для первого режима, режима одиночной работы ДЭС, в каждый момент времени значение нагрузки потребителя соответствует мощности, выдаваемой ДЭС. Повышения эффективности работы в таком режиме можно добиться лишь за счет оптимизации выбора состава и загрузки генерирующего оборудования, в случае если используется более одного дизельного агрегата. Однако в условиях проведенного эксперимента был задействован один, следовательно, оптимизация его работы не предусмотрена, ДГУ должна вырабатывать такое количество энергии, которое требует потребитель в соответствии с уравнением (1) баланса мощности в энергосистеме. Таблица 6 отражает суточный график производства и потребления энергии для весеннего месяца, режима одиночной работы ДЭС. Кроме того для каждого часа приведен расход топлива на ДГУ в соответствии с расходной характеристикой ДГУ 12 кВт (см. таблицу 7) [13]. Для промежуточных значений нагрузки, не отраженных в таблице, значение расхода было определено с использованием линейной интерполяции.

Таблица 6 – Суточный график нагрузки № 2, режим работы «ДЭС», время года «Весна»

Час	P_H , кВт	$P_{ДЭС}$, кВт	$P_{СЭС}$, кВт	$P_{СНЭ}$, кВт	SOC , о.е.	Q , л
1	7,6	7,6	–	–	–	2,2
2	7,5	7,5	–	–	–	2,2
3	7,5	7,5	–	–	–	2,2
4	7,4	7,4	–	–	–	2,2
5	7,4	7,4	–	–	–	2,2
6	7,8	7,8	–	–	–	2,3
7	8,5	8,5	–	–	–	2,5
8	9,0	9,0	–	–	–	2,6
9	9,1	9,1	–	–	–	2,6
10	9,6	9,6	–	–	–	2,7
11	9,1	9,1	–	–	–	2,6
12	8,8	8,8	–	–	–	2,6
13	8,8	8,8	–	–	–	2,6
14	8,8	8,8	–	–	–	2,6
15	8,5	8,5	–	–	–	2,5
16	8,8	8,8	–	–	–	2,6
17	9,1	9,1	–	–	–	2,6
18	8,8	8,8	–	–	–	2,6
19	9,1	9,1	–	–	–	2,6
20	9,1	9,1	–	–	–	2,6
21	9,3	9,3	–	–	–	2,7
22	9,6	9,6	–	–	–	2,7
23	9,1	9,1	–	–	–	2,6
24	8,7	8,7	–	–	–	2,5
Сумма	207,1	207,1	0	0	–	59,9

Где в таблице 6 SOC (state of charge) – уровень заряда аккумулятора.

Таблица 7 – Усредненный расход топлива для дизельного генератора

Мощность генератора N , кВт	Расход Q (л/час) при			
	$\frac{1}{4}$ нагрузки	$\frac{1}{2}$ нагрузки	$\frac{3}{4}$ нагрузки	полной нагрузке
10	1	1,4	2,1	2,6
12	1,3	1,8	2,6	3,2
20	2,27	3,41	4,92	6,06
30	4,92	6,81	9,08	10,98

Следующий режим – «ДЭС, СНЭ». Система накопления энергии в СДК выполняет ряд функций, среди них:

- компенсация краткосрочных пиков и провалов мощности (например, при пусковых процессах двигателей);
- ограничение скорости изменения мощности нагрузки генераторов;

- функции активного фильтра: компенсация высших гармоник тока и компенсация несимметрии фаз трехфазной системы;
- выравнивание графика нагрузки за счет потребления энергии из сети в периоды малой загрузки и ее выдачи в сеть во время пиков потребления;
- выравнивание графика генерации (обычно – генерации на основе ВИЭ)
- обеспечение оптимальной загрузки генератора за счет потребления избыточной мощности и выдачи недостающей;
- обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей I-й категории и I-й категории особой группы (в том числе с отключением неприоритетных потребителей для более длительного поддержания питания приоритетных потребителей);
- обеспечение питания потребителей на время прогрева и запуска генератора холодного резерва в аварийной ситуации.

В режиме совместной работы с ДЭС СНЭ позволяет обеспечить оптимальную загрузку генератора, питание потребителей на время прогрева и запуска, выравнивание графика нагрузки. Так, часть дня ДГУ может находиться в выключенном состоянии, в это время электрическую мощность будет обеспечивать СНЭ. Остальную часть дня ДГУ будет работать с оптимальной нагрузкой, осуществляя одновременно энергоснабжение потребителей и заряд СНЭ. В это же время СНЭ может выполнять функции срезания кратковременных пиков, обеспечивая работу ДЭС с постоянной оптимальной загрузкой. В таком режиме снижается абсолютный расход топлива на ДЭС, а также вероятность отказов, связанных с бросками и провалами нагрузки.

Таким образом, в результате ввода в работу СНЭ экспериментальный суточный график изменится и будет выглядеть так, как это показано в таблице 8, где в столбце $P_{\text{СНЭ}}$ положительные значения мощности соответствуют разряду СНЭ, а отрицательные – заряду. Сравнение таблиц 6 и 8 показывает, что за счет оптимизации загрузки дизельного агрегата за одни сутки расход топлива снизился с 59,9 до 55,7 л.

Третий режим – совместная работа ДЭС и СЭС. Выработка СЭС в течение года позволяет снизить загрузку ДЭС, а в отдельные периоды года способна полностью обеспечить запрос потребителя, что позволяет сохранить ресурс ДЭС, а также снизить объем потребляемого топлива. Мощность, производимая СЭС, определена на основе данных мощности потока солнечного излучения и температуры поверхности модуля для СЭС известной установленной мощности (5,5 кВт) при помощи формул (18)-(20).

Таблица 8 – Суточный график № 5, режим работы «ДЭС, СНЭ», время года «Весна»

Час	P_H , кВт	$P_{ДЭС}$, кВт	$P_{СЭС}$, кВт	$P_{СНЭ}$, кВт	SOC, о.е.	Q, л
1	7,6	0,0	–	7,6	0,936	0,0
2	7,5	0,0	–	7,5	0,874	0,0
3	7,5	0,0	–	7,5	0,811	0,0
4	7,4	0,0	–	7,4	0,750	0,0
5	7,4	0,0	–	7,4	0,689	0,0
6	7,8	0,0	–	7,8	0,624	0,0
7	8,5	3,2	–	5,3	0,579	1,3
8	9,0	12,0	–	-3,0	0,605	3,2
9	9,1	12,0	–	-2,9	0,629	3,2
10	9,6	12,0	–	-2,4	0,649	3,2
11	9,1	12,0	–	-2,9	0,673	3,2
12	8,8	12,0	–	-3,2	0,699	3,2
13	8,8	12,0	–	-3,2	0,726	3,2
14	8,8	12,0	–	-3,2	0,752	3,2
15	8,5	12,0	–	-3,5	0,781	3,2
16	8,8	12,0	–	-3,2	0,808	3,2
17	9,1	12,0	–	-2,9	0,832	3,2
18	8,8	12,0	–	-3,2	0,858	3,2
19	9,1	12,0	–	-2,9	0,882	3,2
20	9,1	12,0	–	-2,9	0,906	3,2
21	9,3	12,0	–	-2,7	0,929	3,2
22	9,6	12,0	–	-2,4	0,949	3,2
23	9,1	12,0	–	-2,9	0,973	3,2
24	8,7	12,0	–	-3,3	1,001	3,2
Сумма	207,1	207,2	0	50,5	–	55,7

$$P = P(G(t)) \times [1 + K_{TCMP} \times (T_{cell} - 25)]; \quad (18)$$

$$P(G(t)) = G(t) \times A \times \eta_{ref}; \quad (19)$$

$$T_{cell} = T_a + (NOCT - 20) \times \frac{E}{E_{NOCT}}, \quad (20)$$

где A – площадь ФЭМ, м²;

$G(t) = E(t)$ – среднечасовое значение мощности солнечного излучения, падающего в плоскости фотоэлектрического модуля (ФЭМ), Вт/м²;

η_{ref} – коэффициент полезного действия ФЭМ при стандартных условиях, %.

Результаты расчета работы СДК в данном режиме приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Суточный график № 8, режим работы «ДЭС, СЭС», время года «Весна»

Час	P_H , кВт	$P_{ДЭС}$, кВт	$P_{СЭС}$, кВт	$P_{СНЭ}$, кВт	SOC , о.е.	Q , л
1	7,6	7,6	0,00	–	–	2,2
2	7,5	7,5	0,00	–	–	2,2
3	7,5	7,5	0,00	–	–	2,2
4	7,4	7,4	0,00	–	–	2,2
5	7,4	7,4	0,00	–	–	2,2
6	7,8	7,7	0,07	–	–	2,3
7	8,5	8,4	0,13	–	–	2,4
8	9,0	8,1	0,83	–	–	2,4
9	9,1	7,1	2,06	–	–	2,1
10	9,6	6,4	3,19	–	–	1,9
11	9,1	5,1	4,04	–	–	1,6
12	8,8	4,3	4,56	–	–	1,5
13	8,8	4,0	4,78	–	–	1,5
14	8,8	4,1	4,72	–	–	1,5
15	8,5	4,1	4,43	–	–	1,5
16	8,8	4,9	3,89	–	–	1,6
17	9,1	6,1	3,06	–	–	1,8
18	8,8	6,8	1,98	–	–	2
19	9,1	8,3	0,78	–	–	2,4
20	9,1	9	0,13	–	–	2,6
21	9,3	9,2	0,06	–	–	2,6
22	9,6	9,6	0	–	–	2,7
23	9,1	9,1	0	–	–	2,6
24	8,7	8,7	0	–	–	2,5
Сумма	207,1	168,3	38,7	0	–	50,6

В 4-м режиме совместно работают три элемента системы: ДЭС, СЭС и СНЭ. ДЭС как и прежде служит основным источником электрической энергии, в то время как работа СЭС и СНЭ направлена на снижение общего расхода топлива за счет замещения генерации и оптимизации загрузки ДЭС. Кроме того, СНЭ позволяет повысить эффективность работы СЭС за счет аккумуляирования излишков энергии в моменты превышения производимой энергии над потреблением (более актуально для летнего периода). Это в свою очередь позволяет замещать еще большую часть энергии, производимой ДЭС. В итоге данный режим позволил снизить общий расход топлива до 45,8 л за сутки (см. таблицу 10).

В дальнейшем был произведен расчет критериев, представленных в таблице 3, для каждого режима управления за полный год. Исследуемый год был сформирован из характерных дней каждого исследуемого сезона. Для сезона «Зима» взят характерный зимний график. Принято допущение, что графики для всех зимних дней выглядят

аналогично. Таким же образом сформированы графики для весенних, осенних (по весеннему графику) и летних дней. Далее был произведен пересчет суточных графиков на целый год.

Таблица 10 – Суточный график № 11, режим работы «ДЭС, СЭС, СНЭ», время года «Весна»

Час	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	SOC , о.е.	Q , л
1	7,6	0,0	0,00	7,6	0,936	0,0
2	7,5	0,0	0,00	7,5	0,874	0,0
3	7,5	0,0	0,00	7,5	0,811	0,0
4	7,4	0,0	0,00	7,4	0,750	0,0
5	7,4	0,0	0,00	7,4	0,689	0,0
6	7,8	0,0	0,07	7,7	0,624	0,0
7	8,5	0,0	0,13	8,4	0,554	0,0
8	9,0	0,0	0,83	8,1	0,487	0,0
9	9,1	0,0	2,06	7,1	0,428	0,0
10	9,6	10,0	3,19	-3,6	0,458	2,8
11	9,1	10,0	4,04	-4,9	0,499	2,8
12	8,8	10,0	4,56	-5,7	0,547	2,8
13	8,8	10,0	4,78	-6,0	0,597	2,8
14	8,8	10,0	4,72	-5,9	0,646	2,8
15	8,5	11,0	4,43	-6,9	0,703	3,0
16	8,8	12,0	3,89	-7,1	0,762	3,2
17	9,1	12,0	3,06	-5,9	0,812	3,2
18	8,8	12,0	1,98	-5,2	0,855	3,2
19	9,1	12,0	0,78	-3,7	0,885	3,2
20	9,1	12,0	0,13	-3	0,91	3,2
21	9,3	12,0	0,06	-2,8	0,93	3,2
22	9,6	12,0	0	-2,4	0,95	3,2
23	9,1	12,0	0	-2,9	0,98	3,2
24	8,7	12	0	-3,3	1,01	3,2
Сумма	207,1	169	38,7	68,7	–	45,8

Суммарная выработка СЭС за год была получена на основе годового расчета выработки при помощи инструмента PVSystem.

Итоговые результаты расчета работы СДК в 4-х режимах сведены в таблицу 11. Как видно из таблицы, наиболее экономичным режимом работы является 3-й, нормированная стоимость электроэнергии – 38,4 руб/кВт·ч, в сравнении с 42,2 руб/кВт·ч для одиночной работы ДЭС. Стоит отметить, что стоимость производства энергии на СЭС более чем в 2 раза ниже, чем на ДЭС, следовательно, общие затраты на производство электроэнергии можно снизить, увеличивая долю ВИЭ в энергобалансе.

Минимальный суммарный расход топлива, а вместе с ним и объем выбросов парниковых газов, наблюдается при режиме «ДЭС, СЭС, СНЭ», что вполне закономерно,

ведь работа сразу двух элементов направлена на их снижение. В то же время этот режим может не являться наиболее экономичным в связи с затратами на систему накопления. Однако при росте доли ВИЭ в общем энергобалансе необходимость в СНЭ будет расти, т.к. в случае ее отсутствия объем недоотпущенной энергии СЭС будет увеличиваться. СНЭ позволит накопить излишки электроэнергии и выдать ее в нужное время обеспечив тем самым выравнивание графика генерации.

Таблица 11 – Сравнение показателей эффективности режимов работы СДК

Режим работы СДК	ДЭС	ДЭС, СНЭ	ДЭС, СЭС	ДЭС, СЭС, СНЭ
Критерий				
Технический				
Общая выработка, МВт·ч	66,5	68,4	66,5	68,5
Общая выработка ДЭС, МВт·ч	66,5	68,4	60,0	61,9
Срок службы ДЭС	9,1	13,9	9,9	16,6
Число часов работы ДЭС	8760	5736	8116	4821
Общая выработка СЭС, МВт·ч	–	–	6,5	6,6
Общая энергия заряда СНЭ, МВт·ч	–	16,7	–	18,4
Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ДЭС, %	63	65	63	65
КИУМ _{СЭС} , %	–	0	14	14
Суммарный расход топлива, т	17,2	15,8	14,7	12,9
Экономический				
$LCOE$, руб/(кВт·ч)	42,2	43,0	41,1	41,5
$LCOE_{ДЭС}$, руб/(кВт·ч)	42,2	40,0	43,3	40,7
$LCOE_{СЭС}$, руб/(кВт·ч)	–	–	19,8	14,9
$LCOS_{СНЭ}$, руб/(кВт·ч)	–	12	–	12
Суммарные затраты на производство энергии, млн. руб/год	2,8	2,9	2,6	2,8
Надежность				
Число отказов за год, 1/год	1,168	0,937	1,582	1,315
Время восстановления, ч	116,8	77,8	128,2	85,6
Коэффициент готовности оборудования	0,989	0,991	0,991	0,993
Экологический				
Объем выбросов CO ₂ , т	53,5	49,3	45,7	40,2

Параметры надежности системы, представленные в таблице 11, напрямую зависят от состава оборудования и продолжительности работы каждого элемента. На основе данных из таблицы можно рассчитать среднее число отказов и среднее время восстановления за заданный промежуток как для отдельного элемента, так и для всей системы в целом. Количество отказов в год определяется по формуле (21) с использованием параметров интенсивности отказов и продолжительности работы оборудования на основе формулы (15):

$$\lambda_{MG}(t) = \frac{n f_{MG}}{T};$$

$$n f_{MG, год} = \lambda_{MG} \times T_{год}, \quad (21)$$

где $n f_{MG, год}$ – общее число состояний сбоя в малой системе, при которых сбой вызван аварией объекта ВИЭ или СНЭ (за год);

$T_{год}$ – число часов работы конкретной установки за год;

λ_{MG} – интенсивность отказов, 1/год.

Общее количество отказов в системе за год определяется по формуле (22). Увеличение числа и разнообразия используемого оборудования неминуемо ведет к росту числа отказов, однако сокращение времени работы ДЭС ведет к снижению их количества при той же интенсивности отказов объекта. Время восстановления в год зависит от типа оборудования и количества отказов за обозначенный период (см. формулы (23) и (24)).

$$n f_{MG, год, общ} = n f_{MG, год, ДЭС} + f_{MG, год, СЭС} + f_{MG, год, СНЭ}; \quad (22)$$

$$r_{год, общ} = r_{i, ДЭС} \times n f_{MG, год, ДЭС}; \quad (23)$$

$$r_{год, общ} = r_{год, ДЭС} + r_{год, СЭС} + r_{год, СНЭ}. \quad (24)$$

Данные об интенсивности отказов объектов СДК, а также их времени восстановления представлены в таблице 12 [14].

Таблица 12 – Данные об интенсивности отказов объектов СДК, а также времени их восстановления [14]

Параметр надежности / Элемент СДК	ДГУ	СЭС	СНЭ
$\lambda_{MG}(t)$ – интенсивность отказов объектов СДК, 1/год	1,168	0,5	0,172
r_i – среднее время восстановления электроснабжения, ч	100	40	7,8

Коэффициент вынужденного простоя был определен по формуле (16) на основе результатов вычисления параметров надежности, приведенных выше:

$$U_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i}.$$

Графическое представление результатов из таблиц 6, 8-10 приведено на рисунке 2.

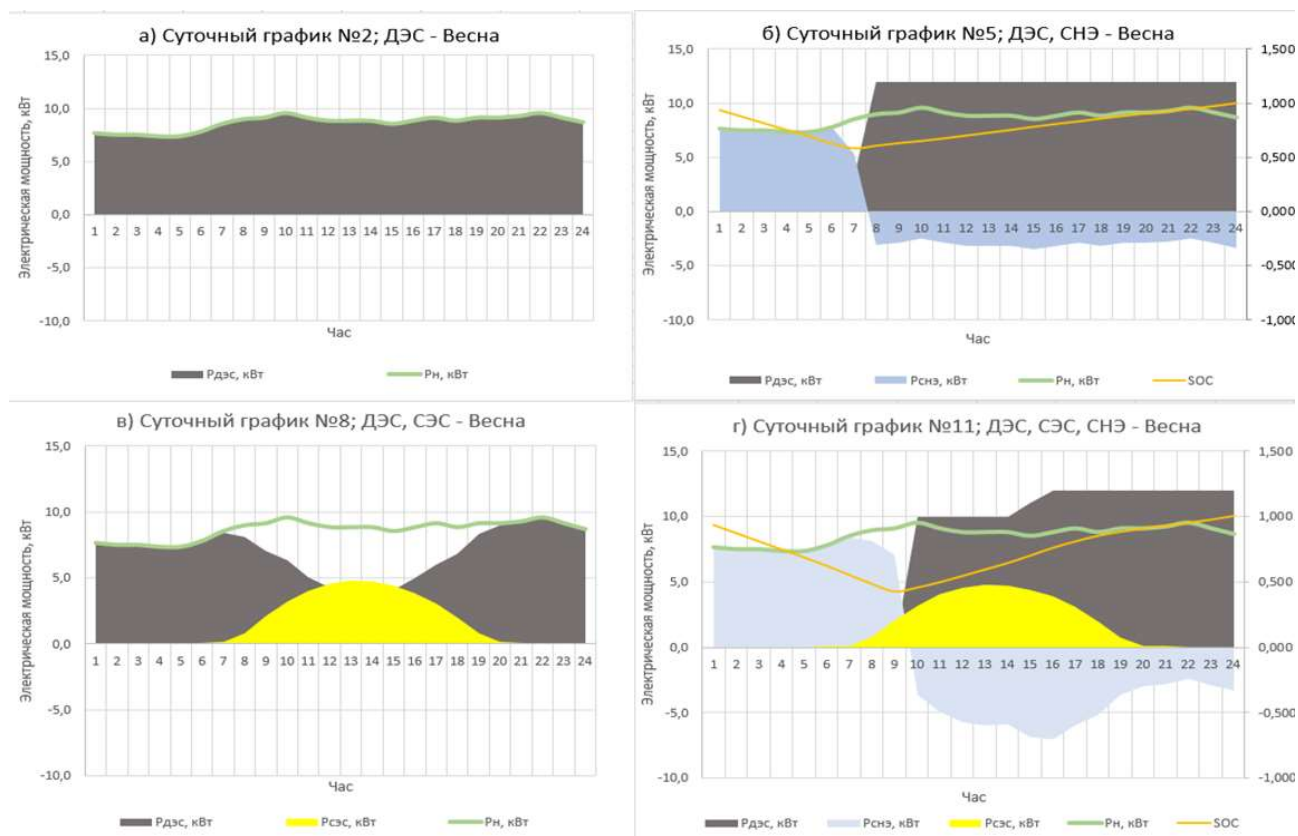


Рисунок 2 – Суточные графики потребления и выработки для характерных режимов работы СДК в весенний сезон

План испытаний (экспериментов) на СДК, входящем в состав научно-испытательного полигона «Возобновляемые источники энергии» НИУ «МЭИ», подготовлен на основе вышеприведенных теоретических расчетов и заключается в выборе состава оборудования и параметров его работы в каждый момент времени. Основным элементом, на работу которого можно оказывать влияние в ходе выполнения эксперимента, является ДГУ.

Способы влияния:

- пуск/останов ДГУ в определенный момент времени в соответствии с графиком;
- ограничение выдаваемой мощности ДГУ при помощи изменения верхнего предела уставки тока (верхний предел устанавливается на «Входе 2» батарейного инвертора Victron).

Также стоит отметить, что часть электрической нагрузки является неуправляемой. К ней относятся собственные нужды контейнера (освещение), потребление логическими устройствами, контроллерами, устройствами связи, собственное потребление каждого элемента энергосистемы испытательного полигона СДК. Ввиду этого в таблицах 13-16 в столбце $P_{дэс}$ приведены значения верхнего возможного предела нагрузки. В столбце P_n отражена уставка нагрузки управляемого нагрузочного модуля для каждого часа суток, ее изменение осуществляется с шагом 1 кВт и распределяется равномерно между тремя фазами.

Таблица 13 – План испытаний №№ 1-3, режим работы «ДЭС»

Сезон	Зима				Весна				Лето			
Час	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт
1	9	9,8	–	–	8	8,8	–	–	3	3,8	–	–
2	9	9,8	–	–	8	8,8	–	–	4	4,8	–	–
3	9	9,8	–	–	8	8,8	–	–	2	2,8	–	–
4	9	9,8	–	–	7	7,8	–	–	2	2,8	–	–
5	9	9,8	–	–	7	7,8	–	–	2	2,8	–	–
6	9	9,8	–	–	8	8,8	–	–	2	2,8	–	–
7	9	9,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–
8	9	9,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–
9	11	11,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–
10	11	11,8	–	–	10	10,8	–	–	3	3,8	–	–
11	11	11,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–
12	11	11,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–
13	11	11,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–
14	11	11,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–
15	11	11,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–
16	11	11,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–
17	11	11,8	–	–	9	9,8	–	–	3	3,8	–	–

Продолжение таблицы 13

Сезон	Зима				Весна				Лето			
Час	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт
18	11	11,8	—	—	9	9,8	—	—	4	4,8	—	—
19	11	11,8	—	—	9	9,8	—	—	4	4,8	—	—
20	11	11,8	—	—	9	9,8	—	—	4	4,8	—	—
21	11	11,8	—	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
22	10	10,8	—	—	10	10,8	—	—	3	3,8	—	—
23	10	10,8	—	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
24	10	10,8	—	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—

Таблица 14 – План испытаний №№ 4-6, режим работы «ДЭС, СНЭ»

Сезон	Зима				Весна				Лето			
Час	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт
1	9	9,8	—	—	8	8,8	—	—	3	0	3,8	—
2	9	9,8	—	—	8	8,8	—	—	4	0	4,8	—
3	9	9,8	—	—	8	8,8	—	—	2	0	2,8	—
4	9	9,8	—	—	7	7,8	—	—	2	0	2,8	—
5	9	9,8	—	—	7	7,8	—	—	2	0	2,8	—
6	9	9,8	—	—	8	8,8	—	—	2	0	2,8	—
7	9	9,8	—	—	9	9,8	—	—	3	0	3,8	—
8	9	9,8	—	—	9	9,8	—	—	3	0	3,8	—
9	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	3	0	3,8	—
10	11	10	1,8	—	10	10	0,8	—	3	0	3,8	—
11	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
12	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
13	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
14	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
15	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
16	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
17	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
18	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	4	4,8	—	—
19	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	4	4,8	—	—
20	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	4	4,8	—	—
21	11	10	1,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
22	10	10	0,8	—	10	10	0,8	—	3	3,8	—	—
23	10	10	0,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—
24	10	10	0,8	—	9	9,8	—	—	3	3,8	—	—

Таблица 15 – План испытаний №№ 7-9, режим работы «ДЭС, СЭС»

Сезон	Зима				Весна				Лето			
Час	$P_{н,}$ кВт	$P_{дэс,}$ кВт	$P_{снэ,}$ кВт	$P_{сэс,}$ кВт	$P_{н,}$ кВт	$P_{дэс,}$ кВт	$P_{снэ,}$ кВт	$P_{сэс,}$ кВт	$P_{н,}$ кВт	$P_{дэс,}$ кВт	$P_{снэ,}$ кВт	$P_{сэс,}$ кВт
1	9	9,8	–	0	8	8,8	–	0	3	3,8	–	0
2	9	9,8	–	0	8	8,8	–	0	4	4,8	–	0
3	9	9,8	–	0	8	8,8	–	0	2	2,76	–	0,04
4	9	9,8	–	0	7	7,8	–	0	2	2,74	–	0,06
5	9	9,8	–	0	7	7,8	–	0	2	2,7	–	0,1
6	9	9,8	–	0	8	8,75	–	0,05	2	2,65	–	0,15
7	9	9,8	–	0	9	9,69	–	0,11	3	3,6	–	0,2
8	9	9,8	–	0	9	8,88	–	0,92	3	2,68	–	1,12
9	11	11,8	–	0	9	7,67	–	2,13	3	1,47	–	2,33
10	11	11,8	–	0	10	7,51	–	3,29	3	0,43	–	3,37
11	11	11,8	–	0	9	5,57	–	4,23	3	0	–	3,8
12	11	10,5	–	1,3	9	4,94	–	4,86	3	0	–	3,8
13	11	9,3	–	2,5	9	4,63	–	5,17	3	0	–	3,8
14	11	9,1	–	2,7	9	4,67	–	5,13	3	0	–	3,8
15	11	10,33	–	1,47	9	5,01	–	4,79	3	0	–	3,8
16	11	11,8	–	0	9	5,65	–	4,15	3	0	–	3,8
17	11	11,8	–	0	9	6,56	–	3,24	3	0,32	–	3,48
18	11	11,8	–	0	9	7,69	–	2,11	4	2,34	–	2,46
19	11	11,8	–	0	9	8,88	–	0,92	4	3,44	–	1,36
20	11	11,8	–	0	9	9,73	–	0,07	4	4,555	–	0,245
21	11	11,8	–	0	9	9,77	–	0,03	3	3,65	–	0,15
22	10	10,8	–	0	10	10,8	–	0	3	3,69	–	0,11
23	10	10,8	–	0	9	9,8	–	0	3	3,735	–	0,065
24	10	10,8	–	0	9	9,8	–	0	3	3,75	–	0,05

Таблица 16 – План испытаний №№ 10-12, режим работы «ДЭС, СЭС, СНЭ»

Сезон	Зима				Весна				Лето			
Час	$P_{н,}$ кВт	$P_{н,}$ кВт	$P_{дэс,}$ кВт	$P_{снэ,}$ кВт	$P_{сэс,}$ кВт	$P_{н,}$ кВт	$P_{дэс,}$ кВт	$P_{снэ,}$ кВт	$P_{сэс,}$ кВт	$P_{н,}$ кВт	$P_{дэс,}$ кВт	$P_{снэ,}$ кВт
1	9	9,8	0	0	8	8	0,8	0	3	0	3,8	0
2	9	9,8	0	0	8	8	0,8	0	4	0	4,8	0
3	9	9,8	0	0	8	7	1,8	0	2	0	2,76	0,04
4	9	9,8	0	0	7	7	0,8	0	2	0	2,74	0,06
5	9	9,8	0	0	7	7	0,8	0	2	0	2,7	0,1
6	9	9,8	0	0	8	7	1,75	0,05	2	0	2,65	0,15
7	9	9,8	0	0	9	7	2,69	0,11	3	0	3,6	0,2
8	9	9,8	0	0	9	7	1,88	0,92	3	0	2,68	1,12
9	11	10	1,8	0	9	7	0,67	2,13	3	0	1,47	2,33
10	11	10	1,8	0	10	7	0,51	3,29	3	0	0,43	3,37
11	11	10	1,8	0	9	7	-1,43	4,23	3	0	-0,4	4,2
12	11	10	0,5	1,3	9	7	-2,06	4,86	3	0	-1	4,8
13	11	10	-0,7	2,5	9	7	-2,37	5,17	3	0	-1,25	5,05

Продолжение таблицы 16

Сезон	Зима				Весна				Лето			
Час	P_n , кВт	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт	P_n , кВт	$P_{дэс}$, кВт	$P_{снэ}$, кВт
14	11	10	-0,9	2,7	9	7	-2,33	5,13	3	0	-1,26	5,06
15	11	10	0,33	1,47	9	7	-1,99	4,79	3	0	-1,02	4,82
16	11	10	1,8	0	9	7	-1,35	4,15	3	0	-0,49	4,29
17	11	10	1,8	0	9	7	-0,44	3,24	3	0	0,32	3,48
18	11	10	1,8	0	9	7	0,69	2,11	4	0	2,34	2,46
19	11	10	1,8	0	9	7	1,88	0,92	4	0	3,44	1,36
20	11	10	1,8	0	9	7	2,73	0,07	4	0	4,55	0,25
21	11	10	1,8	0	9	7	2,77	0,03	3	12	-8,35	0,15
22	10	10	0,8	0	10	13	-2,2	0	3	12	-8,31	0,11
23	10	10	0,8	0	9	13	-3,2	0	3	12	-8,27	0,07
24	10	10	0,8	0	9	13	-3,2	0	3	12	-8,25	0,05

Результатами исследования стали суточные графики нагрузки и выработки элементов СДК (см. рисунки 3-6). Графики построены на основе данных телеметрии, осуществляющейся на контроллере ДГУ и батарейного инвертора Victron. Основу для анализа составили следующие наборы данных:

- суммарная мощность на трех фазах ДГУ. Получена математически на основе данных о напряжении и токе для 3-х фаз отдельно с интервалом времени 1-2 секунды. Источник – телеметрия контроллера ДГУ;

- суммарная мощность потребления. Получена математически на основе мощностей по 3-м фазам. Запись данных происходит при их изменении, интервал не постоянный, меняется в широких пределах от 1 секунды до более 10 минут. Источник – телеметрия батарейного инвертора Victron;

- мощность заряда/разряда аккумуляторных батарей (АКБ). Происходит прямое измерение с интервалом времени от сотен миллисекунд до минуты и более. Источник – телеметрия батарейного инвертора Victron;

- мощность солнечного инвертора SMA. Получена в ходе предварительных испытаний для каждого набора используемых в ходе эксперимента значений интенсивности потока солнечной радиации (кВт·ч/м²) и температуры поверхности модуля. Каждой исследуемой паре значений соответствует значение электрической мощности инвертора.

Стоит отметить, что помимо приведенных выше наборов данных производился сбор множества других параметров элементов СДК, которые не были использованы в данной работе, но имеют перспективу анализа и использования в будущем.

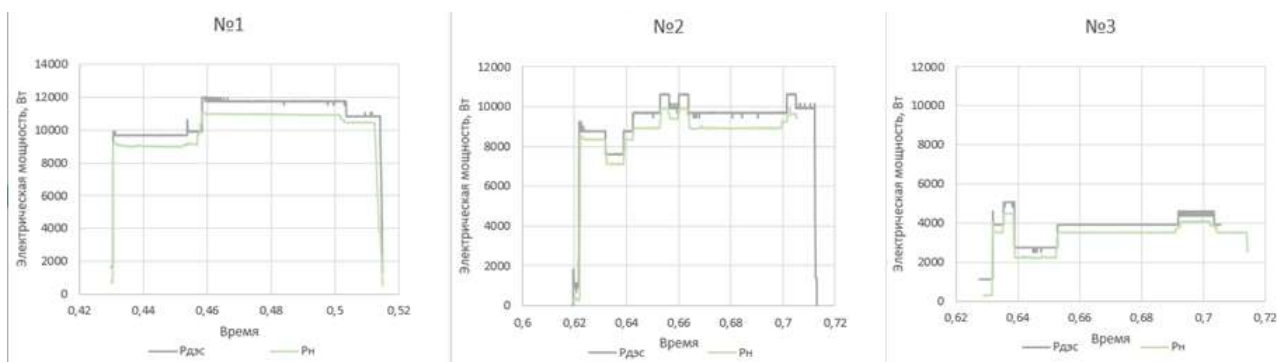


Рисунок 3 – Суточные графики по результатам испытаний №№ 1-3, режим работы «ДЭС», времена года «Зима» (слева), «Весна» (посередине) и «Лето» (справа)

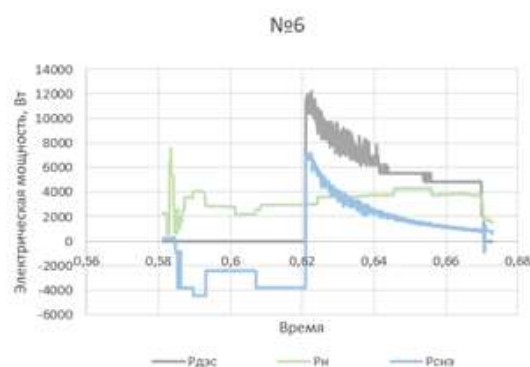


Рисунок 4 – Суточный график по результатам испытания № 6, режим работы «ДЭС, СНЭ», время года «Лето»

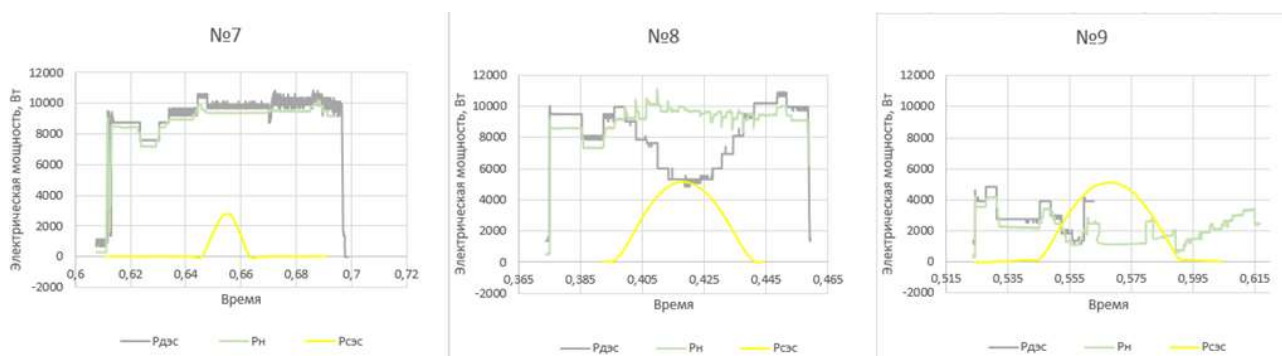


Рисунок 5 – Суточные графики по результатам испытаний №№ 7-9, режим работы «ДЭС, СЭС», времена года «Зима» (слева), «Весна» (посередине) и «Лето» (справа)

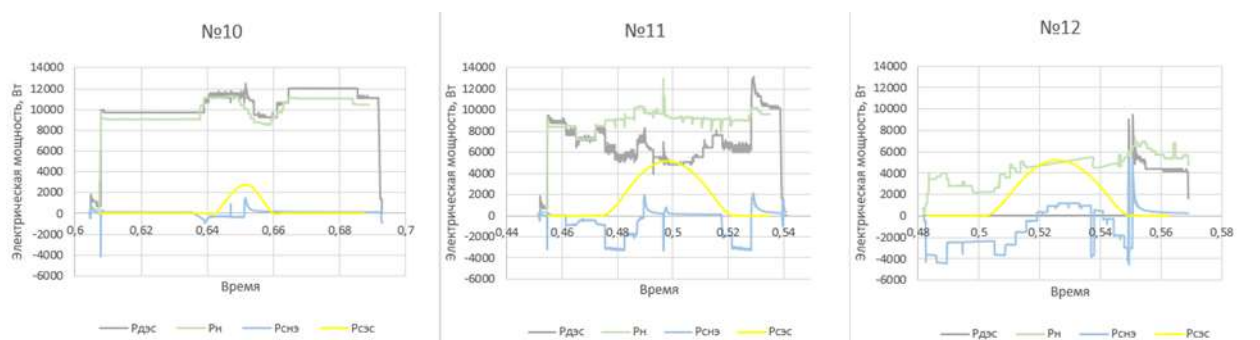


Рисунок 6 – Суточные графики по результатам испытаний №№ 10-12, режим работы «ДЭС, СЭС, СНЭ», времена года «Зима» (слева), «Весна» (посередине) и «Лето» (справа)

По результатам экспериментов был сделан ряд выводов, где последние были разделены на несколько групп:

- качественные – посвящены результатам в отношении повышения эффективности и оценки описанных критериев;
- технические – касаются особенностей проведения экспериментов, работы с оборудованием, программным обеспечением, записи данных;
- методологические – направлены на повышение точности проводимых экспериментов, описывают последовательность выполнения работ по исследованию режимов для предстоящих экспериментов.

Качественные выводы:

1) для режима работы «ДЭС» (эксперименты №№ 1-3):

- Взят за основу как самый низкоэффективный режим, нуждающийся в оптимизации;

2) для режима «ДЭС, СНЭ» (эксперименты №№ 4-6):

- Оптимизация достигается за счет сокращения числа часов работы ДГУ путем замещения системой накопления. Для эксперимента № 6 (время года «Лето») удалось снизить число часов работы на 44 %.

- В то же время работа ДГУ приближается к наиболее оптимальному режиму загрузки – 80-90 % от установленной мощности, что также ведет к снижению потребляемого топлива;

3) для режима «ДЭС, СЭС» (эксперименты №№ 7-9):

- В отдельные сутки лета работа СЭС позволила заместить 53 % потребления, в весенние и осенние сутки – 20 %, в зимние – 3 %.
- Внедрение солнечной генерации без СНЭ увеличивает неравномерность загрузки ДЭС в течение суток;

4) для режима «ДЭС, СЭС, СНЭ» (эксперименты №№ 10-12):

- СНЭ позволила повысить долю выработки СЭС до 60 % в летний сезон.
- СНЭ позволила сделать режим работы ДГУ более плавным и равномерным.
- Благодаря совместной работе СЭС и СНЭ удалось снизить число часов работы ДЭС на 78 % в летний сезон;

5) общие:

- СНЭ позволяет сгладить график нагрузки для ДЭС.
- Использование СНЭ позволяет снизить число часов работы ДГУ.

- Выработка СЭС снижает общую загрузку ДЭС.
- СНЭ позволяет повысить эффективность использования СЭС для периодов, когда выработка СЭС превышает потребление.
- СЭС и СНЭ совместно снижают число часов работы ДГУ, загрузку на агрегаты, позволяют эксплуатировать генерирующие установки в наиболее оптимальном режиме работы в соответствии с критериями эффективности.

Технические выводы:

- В ходе экспериментов №№ 9 и 12 произошел сбой записи данных, который можно связать с уникальным режимом, когда потребление со стороны нагрузки было отрицательным. Вызвано оно превышением объема выработки электроэнергии СЭС над потреблением. С энергетической точки зрения система работала исправно: излишки электроэнергии были направлены в систему накопления. Однако с технической стороны можно говорить о сбое в работе, который был выражен перерывом в записи данных длительностью более 10 минут.
- При использовании последних версий SCADA-системы также наблюдались сбои в работе. Они возникали в ходе эксперимента по истечении часа работы при активном использовании окна МРВ (монитора реального времени). Окно было открыто на главном экране компьютера оператора. В ходе прекращения работы окна терялась связь с оборудованием системы. В случае работы окна в фоновом режиме (после операции «Свернуть») ошибка и потеря связи с оборудованием могла возникать по истечении нескольких минут.
- Информация с датчика уровня топлива противоречива и недостоверна как в ходе эксперимента, так и по завершении в отключенном состоянии ДГУ. В связи с этим во избежание аварийного останова ДГУ следует обеспечить запас по уровню топлива и производить своевременную заправку топливного бака. Это также снижает точность анализа расхода топлива в ходе экспериментов.
- Требуется дополнительный контроль состояния ДГУ в моменты, когда за счет избыточной генерации СЭС со стороны потребления происходит выработка энергии. В такие моменты ДЭС может войти в режим потребителя электрической мощности, что не является нормальным для генерирующей установки.
- При проведении экспериментов необходимо контролировать уровень заряда АКБ, а также напряжение на клеммах. В случае выхода какого-либо из параметров за допустимый предел произойдет аварийное отключение всего комплекса. Контроль необходимо

осуществлять как на этапе подготовки, так и в ходе эксперимента. Допустимый диапазон работы указан в настройках, определить или изменить которые можно через панель «Victron Smart Control».

- При ограничении выдаваемой мощности ДГУ существует нижний предел, который составляет 10,5 А на одну фазу. В условиях эксперимента при несимметричности распределения нагрузки по фазам это значение эквивалентно приблизительно 3,5 кВт электрической мощности ДГУ.

Методологические выводы:

- При разработке плана испытаний стоит брать во внимание технические ограничения на заряд СНЭ. Важно брать в учет зарядную характеристику АКБ, что особенно актуально на последней стадии заряда АКБ.

- Для повышения точности анализа необходимо вести постоянную запись данных с солнечного инвертора SMA.

- Точность производимой симуляции можно повысить за счет увеличения верхнего предела нагрузки. Для данного набора экспериментов он составил 12 кВт. Ввиду технических ограничений, накладываемых со стороны нагрузочного модуля, шаг изменения нагрузки составляет 1 кВт или 8,3 % от максимума. Сам модуль и оборудование ДЭС позволяют установить предел на отметке 40 кВт, в таком случае дискретность изменения нагрузки потребителя составит 2,5 %. Однако стоит подчеркнуть, что в таком случае снижается доля СЭС среди источников энергии. Технически возможная мощность СЭС менее 6 кВт и ограничивается мощностью имитаторов ФЭМ. При повышении мощности ДЭС до 40 кВт в соответствии с соотношением установленных мощностей СЭС и ДЭС в энергосистеме п. Батагай Верхоянского улуса установленная мощность СЭС должна составить не менее 30 кВт.

- Повысить точность анализа можно, взяв за основу не усредненные месячные значения нагрузки, а реальные почасовые для каждого суток года, или для характерных суток за период.

Помимо всего прочего в ходе исследования были также проанализированы основные технические показатели СДК, среди которых: общая выработка ДЭС и СЭС, срок службы ДЭС, число часов работы ДЭС за год, общая энергия заряда СНЭ, суммарный объем потребляемого топлива и др. Результаты анализа представлены в таблице 17. Для режимов работы «ДЭС, СНЭ», «ДЭС, СЭС» и «ДЭС, СЭС, СНЭ» в таблице приведены как абсолютные значения показателей, так и их сравнение в % с показателями режима «ДЭС».

Таблица 17 – Сравнение показателей эффективности режимов

Режим работы СДК	ДЭС	ДЭС, СНЭ		ДЭС, СЭС		ДЭС, СЭС, СНЭ	
Критерий							
Технический							
Общая выработка ДЭС, МВт·ч	66,5	68,4	103 %	60	90 %	61,9	93 %
Срок службы ДЭС	9,1	13,9	153 %	9,9	109 %	16,6	182 %
Число часов работы ДЭС	8760	5736	65 %	8116	93 %	4821	55 %
Общая выработка СЭС, МВт·ч	–	–	–	6,5	–	6,6	–
Общая энергия заряда СНЭ, МВт·ч	–	16,7	–	–	–	18,4	–
Суммарный расход топлива, т	17,2	15,8	92 %	14,7	85 %	12,9	75 %
Экономический							
LCOE, руб/(кВт·ч)	42,2	43	102 %	41,1	97 %	41,5	98 %
LCOE _{ДЭС} , руб/(кВт·ч)	42,2	40	95 %	43,3	103 %	40,7	96 %
LCOE _{СЭС} , руб/(кВт·ч)	–	–	–	19,8	–	14,9	–
LCOS _{СНЭ} , руб/(кВт·ч)	–	12	–	–	–	12	–
Суммарные затраты на производство энергии, млн. руб/год	2,8	2,9	104 %	2,7	96 %	2,8	100 %
Надежность							
Число отказов за год, 1/год	1,168	0,937	80 %	1,582	135 %	1,315	113 %
Время восстановления, ч	116,8	77,8	67 %	128,2	110 %	85,6	73 %
Коэффициент готовности оборудования	0,989	0,991	100 %	0,991	100 %	0,993	100 %
Экологический							
Объем выбросов CO ₂ , т	53,5	49,3	92 %	45,7	85%	40,2	75%

По итогам анализа также были сделаны определенные выводы:

1) по техническим показателям:

– Среди технических показателей стоит выделить срок службы ДЭС и число часов работы станции в течение года. При выборе режима работы «ДЭС, СЭС, СНЭ» можно достичь сокращения числа часов работы на 45 % от изначального и увеличения жизненного цикла станции на 82 %.

– Немаловажным параметром является объем израсходованного топлива. Существует динамика роста цен на дизельное топливо, при этом особенно актуальна проблема завоза топлива ввиду сложности транспортного цикла, сезонности доставки, а

также дефицита трудовых ресурсов. В ходе климатических изменений сложность доставки будет только увеличиваться ввиду угрозы деградации многолетнемерзлых грунтов для транспортной инфраструктуры. В ходе этих процессов будет усиливаться рост цен на привозное топливо [15]. Самые заметные результаты по снижению объема потребляемого топлива характерны для режима «ДЭС, СЭС, СНЭ». Здесь суммарный объем снижается на 25 %. А за счет увеличения доли СЭС в общей установленной мощности электрических станций можно добиться еще более значительных показателей;

2) по экономическим показателям:

– Технические параметры напрямую влияют на стоимость энергии, производимой ДЭС. При увеличении жизненного цикла ДЭС и том же объеме капитальных затрат снижается стоимость производимой энергии. Важно подчеркнуть, что при работе ДЭС в оптимальном режиме загрузки растет общий объем выработанной энергии за срок службы, снижается удельный расход дизельного топлива, снижается риск аварий (а вместе с этим доля затрат на ремонт установки). Также положительный эффект на стоимость энергии оказывает снижение расходов на покупку топлива. Стоит заметить, что согласно используемой методике, по итогу нормированная стоимость электроэнергии, производимой на ДЭС снижается на 5 % при использовании СНЭ и на 4 % при добавлении к системе «ДЭС, СНЭ» солнечной электростанции.

– Стоимость электроэнергии, производимой на СЭС, составляет менее 20 руб/кВт·ч даже в случае недоотпуска произведенной электроэнергии. Система накопления позволяет снизить показатель $LCOE$ до 14,9 руб/кВт·ч. Это значение меньше стоимости $LCOE$ ДЭС более чем в два раза, поэтому является экономически обоснованным увеличивать установленную мощность СЭС до тех пор, пока $LCOE$ СЭС не станет сравнима с $LCOE$ ДЭС ввиду недоотпуска энергии СЭС.

– Стоимость накопления энергии играет ощутимую роль в формировании тарифа. Ее составляющая настолько ощутима, что режим работы «ДЭС, СЭС» является более экономически выгодным при данных исходных параметрах системы, хоть и наблюдается рост стоимости $LCOE$ ДЭС относительно исходного значения 42,2 руб/кВт·ч.

– Для режима «ДЭС, СНЭ» наблюдается увеличение стоимости электроэнергии 2 % (до 43 руб/кВт·ч) от изначального значения с учетом снижения числа часов работы ДГУ, увеличения срока службы станции и работы в оптимальных режимах загрузки агрегатов;

3) по показателям надежности:

– Говоря о критериях надежности важно подчеркнуть, что при любом добавлении новых элементов в энергетическую систему возникает риск возникновения аварий, связанных с эксплуатацией этого оборудования. В то же время из таблицы 17 мы можем видеть, что в случае работы в режиме «ДЭС, СНЭ» число отказов за год снижается на 20 %, а время восстановления нормальной работы сокращается на 33 %. Это связано со снижением числа часов работы ДЭС в году. При той же интенсивности отказов за год будет происходить меньшее число отказов оборудования. СНЭ в сравнении с ДЭС обладает крайне высокими показателями надежности ввиду отсутствия подвижных частей и другими конструктивными и эксплуатационными особенностями.

– Режим работы «ДЭС, СЭС, СНЭ» можно считать более надежным по показателю время восстановления в сравнении с базовым, здесь оно ниже на 27 %. В то же время число аварийных отключений выше на 13 %, что связано с возникновением вероятности отказа оборудования СЭС.

4) по экологическому показателю:

– Экологический эффект напрямую связан с объемом использованного топлива, поэтому по этому критерию наиболее выигрышным является режим «ДЭС, СЭС, СНЭ», где объем выбросов CO_2 совместно с сокращением потребляемого топлива снижается на 25 %.

Подводя итог, можно отметить, что выбор того или иного режима работы СДК в соответствии с набором критериев эффективности не является очевидной задачей. Решение по выбору режима зависит от исходных данных и текущих условиях работы оборудования. Обозначить важность той или иной целевой функции при решении оптимизационной задачи можно через определение весового коэффициента важности критерия (группы критериев). Это усложняет процесс решения, а при наличии множества различных критериев и принятии решений в режиме реального времени делает ее чрезвычайно сложной.

1.1.2 Характеристики дизель-генераторных установок

В качестве характеристик расхода топлива дизель генераторных установок можно использовать 2 величины: абсолютный расход дизельного топлива (B , л/ч) и удельный расход дизельного топлива (b , г/кВт·ч). Для сравнения удельного расхода топлива разных видов используется особая величина – условное топливо. Это такое топливо, при сжигании 1 кг которого выделяется 7000 ккал тепла. Для перевода удельного расхода дизельного топлива в удельный расход условного топлива вводится коэффициент $k_{\text{усл}}$ (см. формулу (25)), на который умножается удельный расход дизельного топлива $b_{\text{диз}}$ (см. формулу (26)).

$$k_{\text{усл}} = \frac{Q_{\text{д}}}{Q_{\text{усл}}} = \frac{10180}{7000} \approx 1,45; \quad (25)$$

$$b_{\text{усл}} = b \times k_{\text{усл}}. \quad (26)$$

Абсолютный расход дизельного топлива (АРДТ) помогает определить, какой объем топлива тратится на электростанции, и он практически прямо пропорционален нагрузке на валу дизель-генераторной установки (см. рисунок 7). Удельный расход дизельного/условного топлива (УРДТ/УРУТ) позволяет определить, насколько эффективно работает оборудование, он имеет практически обратную зависимость от нагрузки на валу ДГУ (см. рисунок 8). Между собой данные параметры находятся в обратной зависимости, выраженной формулой (27).

$$b = \frac{B \times \rho}{N_{\phi}} \quad (27)$$

где ρ – плотность дизельного топлива, можно принять 860 кг/м³;

N_{ϕ} – фактическая средняя нагрузка за расчетный период, кВт.

Таким образом, уменьшение одного из показателей приводит к увеличению другого, что несколько усложняет поиск оптимального решения. Поэтому для станционной оптимизации работы ДЭС или СДК следует опираться на оба эти показателя.

Существует множество способов расчета абсолютного и удельного топлива. Различие в результатах, полученных при расчетах по разным методикам может иметь серьезные последствия, так как объем потребления дизельного топлива является основной статьей расхода на дизельных электростанциях, он влияет на экономические показатели, а в гибридных комплексах еще и на состав генерирующего оборудования и подход к управлению, в зависимости от желаемого вытеснения генерации на основе дизельного топлива [16].

На рисунках 7 и 8 представлены характеристики четырех ДГУ, установленных на научно-испытательном полигоне «Возобновляемые источники энергии» НИУ «МЭИ»: две ДГУ из макета ветро-дизельного комплекса (Perkins 1103A-33T 36,9 кВт с синхронным генератором LSA 42.3-S5-J6/4m Leroy Somer 36 кВт), а также две ДГУ из макета солнечно-дизельного комплекса (ДГУ мощностью 12 кВт и 30 кВт с дизелями ММЗ Д-243 и генераторами Marelli motori MJB 160 и Marelli motori MJB 200).

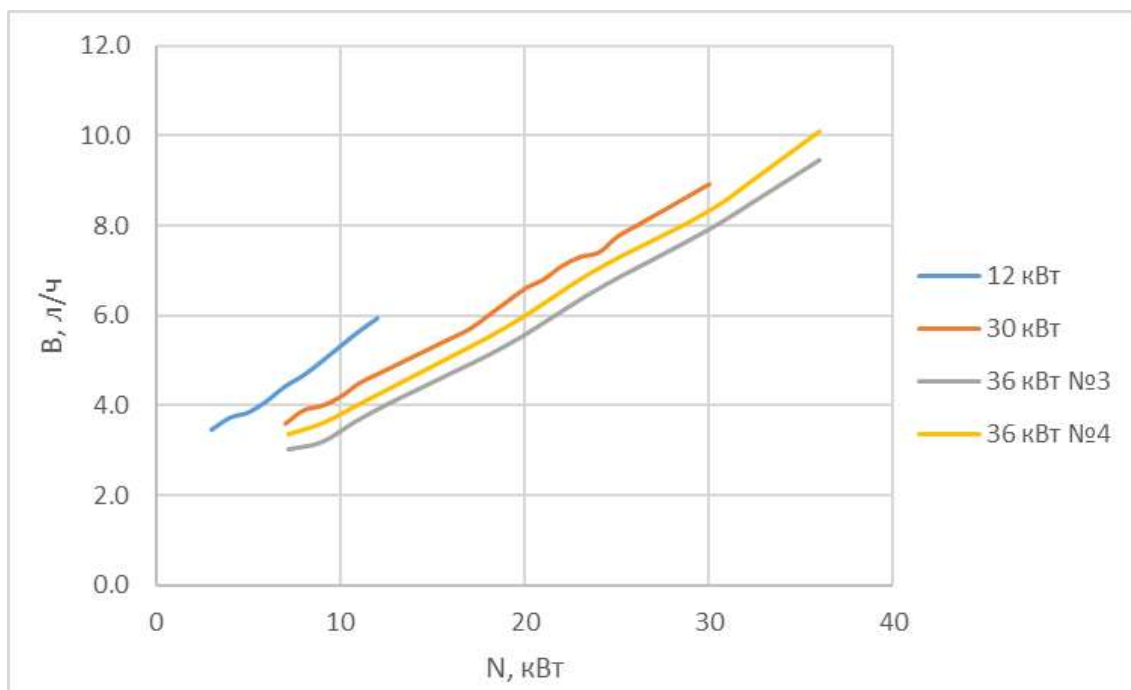


Рисунок 7 – Экспериментальные значения абсолютных расходов дизельного топлива ДГУ, входящих в состав научно-испытательного полигона «ВИЭ»

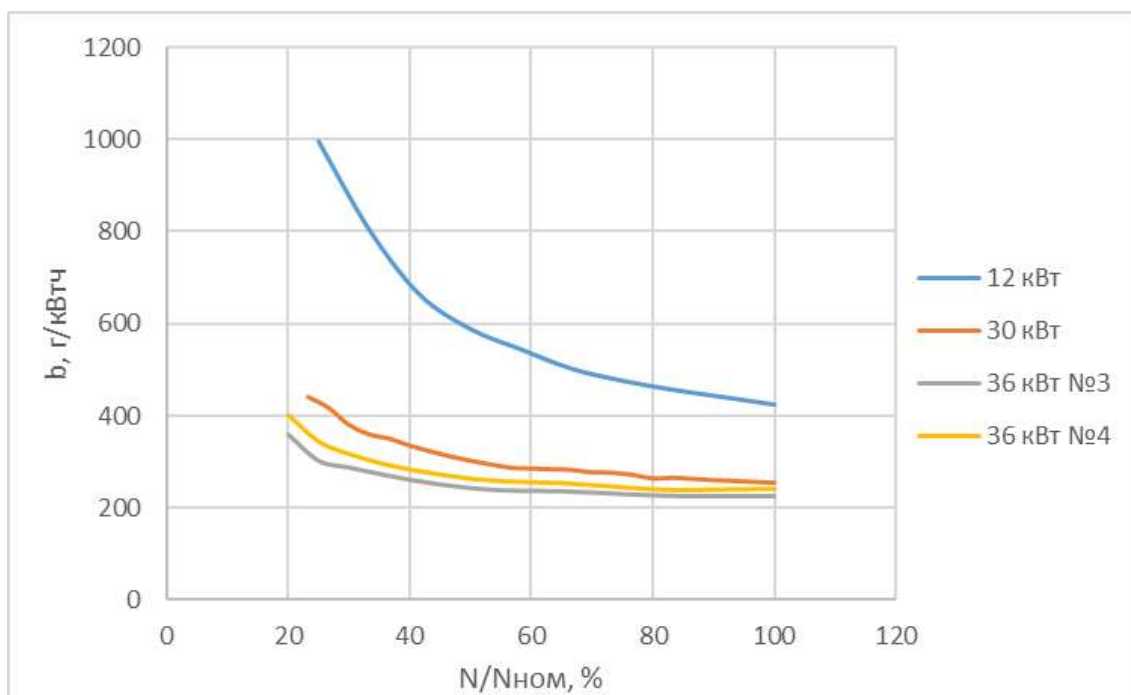


Рисунок 8 – Экспериментальные значения удельных расходов дизельного топлива ДГУ, входящих в состав научно-испытательного полигона «ВИЭ»

Согласно [2] наиболее точной методикой определения расхода дизельного топлива в зависимости от нагрузки является методика Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) [17] (см. формулу (28)).

$$b_i^{ДГУ} = b_{ном i}^{ДГ} \times K_{изн i} \times K_{реж i}, \quad (28)$$

где $b_{ном i}^{ДГ}$, г/(кВт·ч) – показатель расхода топлива дизельного генератора (ДГ) по паспорту, который может быть рассчитан по формуле (29);

$K_{изн i}$ – коэффициент износа i -й ДГУ;

$K_{реж i}$ – режимный коэффициент i -й ДГУ, рассчитываемый по формуле (30).

$$b_{ном i}^{ДГ} = \frac{b_{ном}^{\partial}}{\eta_{ном}^2}, \quad (29)$$

где $b_{ном}^{\partial}$ – показатель расхода топлива по дизелю;

$\eta_{ном}^2$ – КПД генератора.

$$K_{реж i} = 0,9 + \frac{0,1}{(N_{\phi i} / N_{ном i})}, \quad (30)$$

где $N_{\phi i}$, кВт – средняя прогнозируемая нагрузка i -го ДГ за соответствующий период;

$N_{ном i}$, кВт – паспортная мощность i -го ДГ.

Средние значения относительных (δ) и абсолютных (Δ) погрешностей в диапазоне от 25 до 100 % нагрузки между реальными и расчетными характеристиками ДГУ научно-испытательного полигона «ВИЭ» представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Средние значения погрешностей между реальными и расчетными характеристиками ДГУ

Параметр ДГУ	ДГУ 12 кВт	ДГУ 30 кВт	ДГУ 36 кВт № 3	ДГУ 36 кВт № 4
δ , %	17,7	8,4	5,9	3,0
Δ , л/ч	0,71	0,39	0,38	0,14

Как видно из таблицы 18, методика расчета Минэнерго России уже достаточно точно определяет показания расхода дизель-генератора. Для того, чтобы можно было еще точнее оценить расход топлива на производство 1 кВт·ч от ДГУ, необходимо уточнить формулу с учетом особенностей конкретной модели. За основу была взята формула (28) и преобразована следующим образом (см. формулу (31)):

$$b_i^{ДГУ} = b_{ном i}^{ДГ} \times K_{изн i} \times K_{реж i} = \frac{b_{ном}^{\partial}}{\eta_{ном}^2} \times K_{изн i} \times \left(0,9 + \frac{0,1}{\frac{N_{\phi i}}{N_{ном i}}} \right) =$$

$$= \left(\frac{0,9 \times b_{ном}^{\partial}}{\eta_{ном}^2} + \frac{0,1 \times b_{ном}^{\partial} \times N_{ном i}}{\eta_{ном}^2 \times N_{\phi i}} \right) \times K_{изн i}. \quad (31)$$

Дальнейшие расчеты ведутся для абсолютного расхода дизельного топлива, тогда в соответствии с формулами (27) и (31) получим формулу (32):

$$B_i^{ДГУ} = \frac{b_i^{ДГУ} \cdot N_{\phi i}}{\rho} = \frac{\left(0,9 \cdot \frac{b_{ном}^{\partial}}{\eta_{ном}^2} + 0,1 \cdot \frac{b_{ном}^{\partial} \cdot N_{ном i}}{\eta_{ном}^2 \cdot N_{\phi i}} \right) \cdot N_{\phi i}}{\rho} \cdot K_{изн i} =$$

$$= \frac{0,9 \cdot b_{ном}^{\partial} \cdot K_{изн i}}{\eta_{ном}^2 \cdot \rho} \cdot N_{\phi i} + \frac{0,1 \cdot b_{ном}^{\partial} \cdot K_{изн i}}{\eta_{ном}^2 \cdot \rho} \cdot N_{ном i} \quad (32)$$

По формуле (30) можно сделать 2 предположения:

- 1) коэффициенты 0,9 и 0,1 получены эмпирически и выражают вклад переменной нагрузки в показатель расхода, в сумме они дают 1 (аналогичный метод используют АО «Лонмади» в своей методике, см. [2]);
- 2) дроби перед $N_{\phi i}$ и $N_{ном i}$ аналогичны коэффициентам A_G и B_G зарубежной методики (см. [2]), следовательно, можно предположить, что зарубежная формула выведена для конкретной установки, либо для усредненных показателей ДГУ.

Попробуем вывести параметры, которые использовались в зарубежной формуле. В соответствии с формулой (32), коэффициенты A_G и B_G соответственно равны (см. систему формул (33)):

$$\begin{cases} A_G = \frac{0,9 \times b_{ном}^{\partial} \times K_{изн i}}{\eta_{ном}^2 \times \rho} = 0,246; \\ B_G = \frac{0,1 \times b_{ном}^{\partial} \times K_{изн i}}{\eta_{ном}^2 \times \rho} = 0,08145. \end{cases} \quad (33)$$

Предположим, что данная формула справедлива для новых машин без износа, $K_{изн i} = 1$. Также можно принять паспортные данные ДГУ и плотности топлива постоянными, то есть

приравнять дробь $\frac{b_{ном}^{\delta}}{\eta_{ном}^{\varepsilon} \times \rho}$ к некоей константе C . Тогда формула (33) примет вид (см. систему формул (34)):

$$\begin{cases} 0,9 \times C = 0,246; \\ 0,1 \times C = 0,08145. \end{cases} \rightarrow \begin{cases} C = \frac{0,246}{0,9} \approx 0,273; \\ C = \frac{0,08145}{0,1} = 0,8145. \end{cases} \quad (34)$$

Исходя из формул (33) и (34) можно сделать предположение, что в основе зарубежной формулы лежало другое соотношение показателя вклада переменной нагрузки на расход топлива. Тогда присвоим некоторым переменным D и E значения коэффициентов кривой расхода, при этом $D + E = 1$. Тогда формула (34) примет вид (см. систему формул (35)):

$$\begin{aligned} & \begin{cases} D + E = 1; \\ D \times C = 0,246; \\ E \times C = 0,08145. \end{cases} \rightarrow \begin{cases} E = 1 - D; \\ D = \frac{0,246}{C}; \\ \left(1 - \frac{0,246}{C}\right) \times C = 0,08145. \end{cases} \rightarrow \\ & \rightarrow \begin{cases} E = 1 - D; \\ D = \frac{0,246}{C}; \\ C - 0,246 = 0,08145. \end{cases} \rightarrow \begin{cases} C = 0,08145 + 0,426 = 0,32745; \\ D = \frac{0,246}{0,32745} \approx 0,75; \\ E = 1 - 0,75 = 0,25. \end{cases} \quad (35) \end{aligned}$$

Таким образом, в зарубежной формуле считается, что вклад переменной нагрузки меньше, чем по методике Минэнерго России (0,75 по сравнению с 0,9). Также зарубежная формула справедлива при соотношении $\frac{b_{ном}^{\delta}}{\eta_{ном}^{\varepsilon} \times \rho} = 0,32745$.

Попробуем вывести параметр C , при котором средние значения для ДГУ разной мощности будут давать наименьшие погрешности. Для этого из открытых источников была получена информация о примерном среднем потреблении дизельного топлива в зависимости от нагрузки на валу ДГУ [18-20]. Данные представлены в графическом виде на рисунках 9-12.

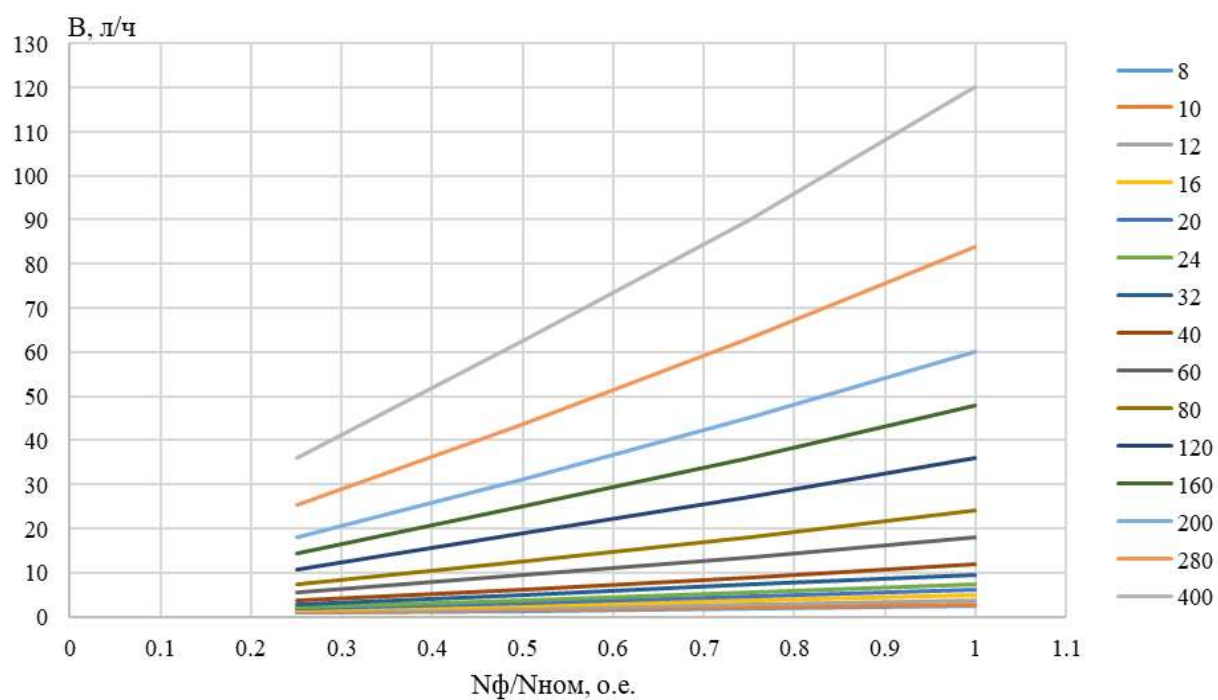


Рисунок 9 – Данные из источника [20]

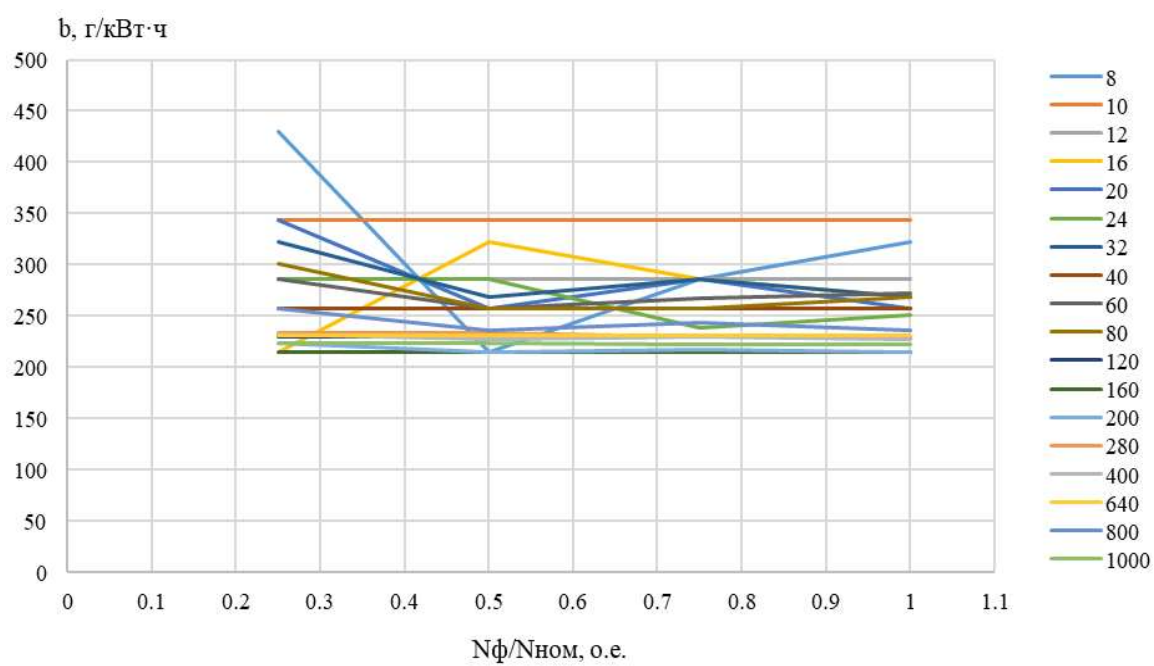


Рисунок 10 – Удельные расходы по данным [18]

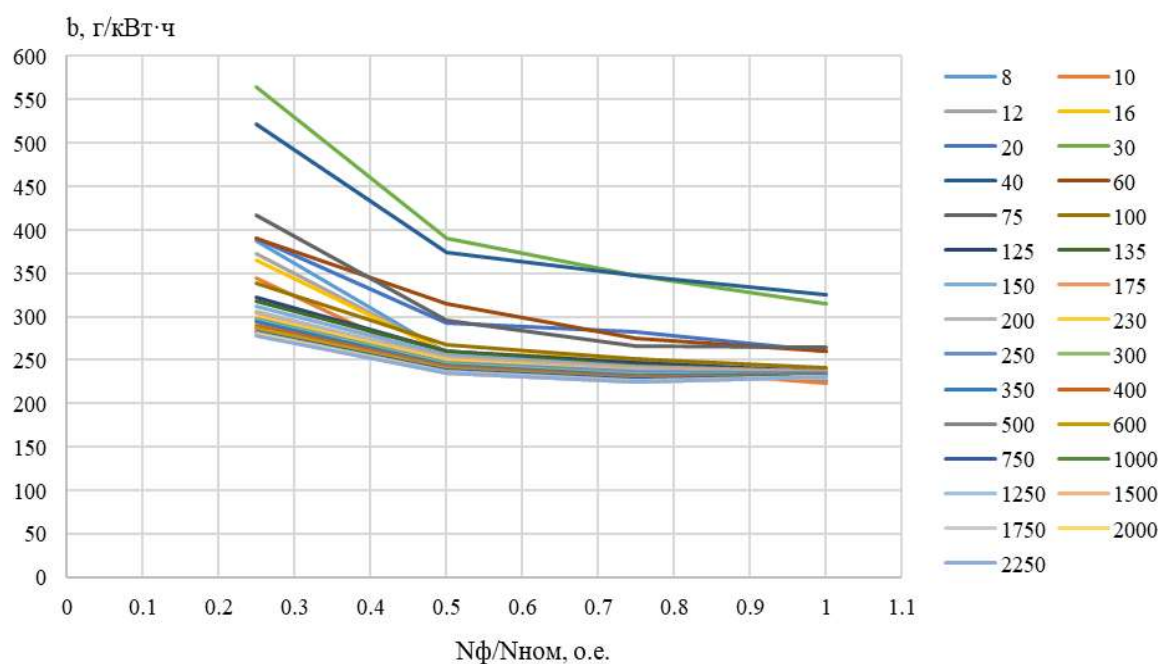


Рисунок 11 – Удельные расходы по данным [19]

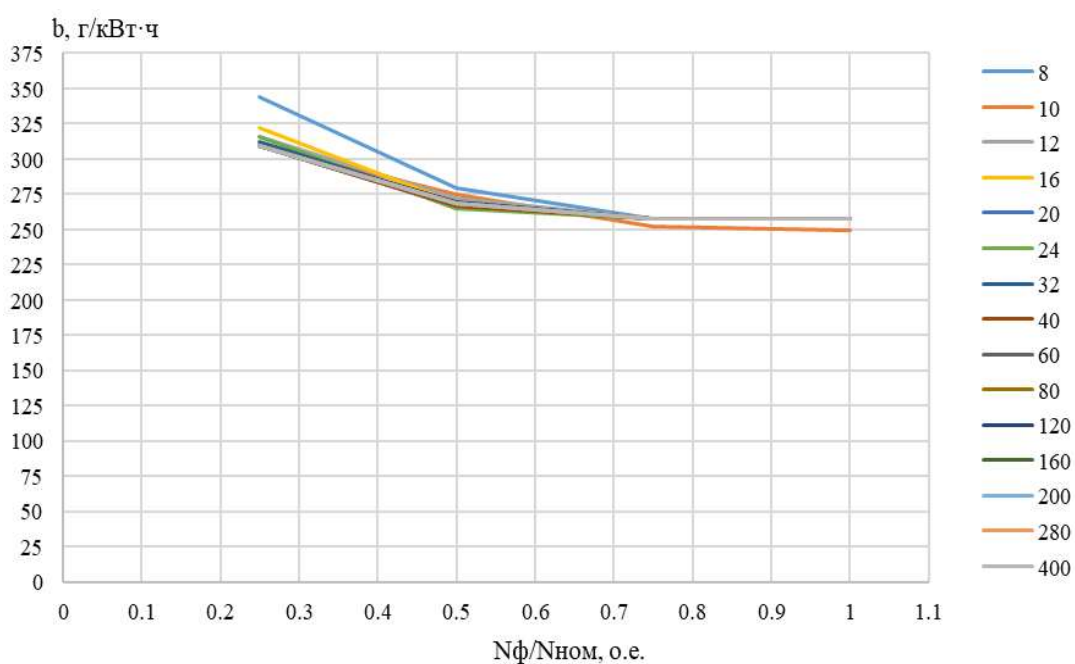


Рисунок 12 – Удельные расходы по данным [20]

Как видно из рисунков 10-12, правдоподобными кажутся только данные из источника [19], так как удельный расход не может иметь форму горизонтальной линии, а удельный расход ДГУ 8 и 400 кВт не могут быть одинаковыми в силу конструктивных

особенностей и физических характеристик дизельного топлива. Следует исключить сомнительные данные из выборки.

Подберем значение отношения $\frac{b_{ном}^{\delta}}{\eta_{ном}^2 \times \rho}$ таким образом, чтобы погрешность со средними значениями удельного и абсолютного расхода дизельного топлива были минимальными. Для данной выборки значение C получилось равным 0,2746, $D = 0,89$, $E = 0,11$. Значения погрешностей для выведенной формулы и по зарубежным коэффициентам приведем на рисунках 13-16.

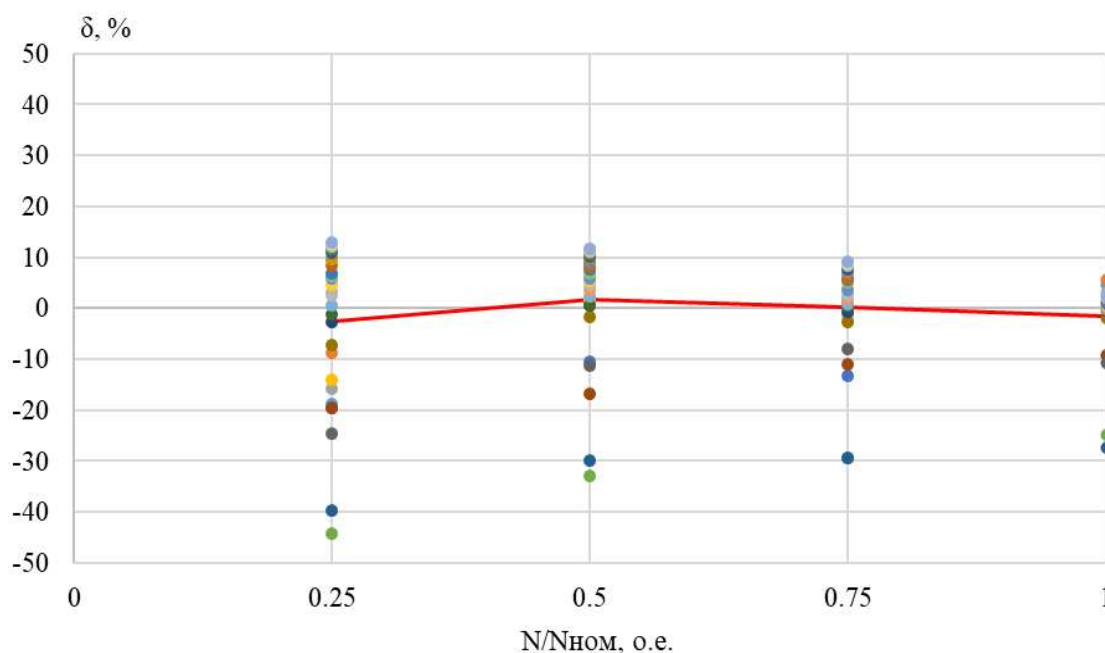


Рисунок 13 – Относительные погрешности между формулой с подобранными коэффициентами и средними значениями

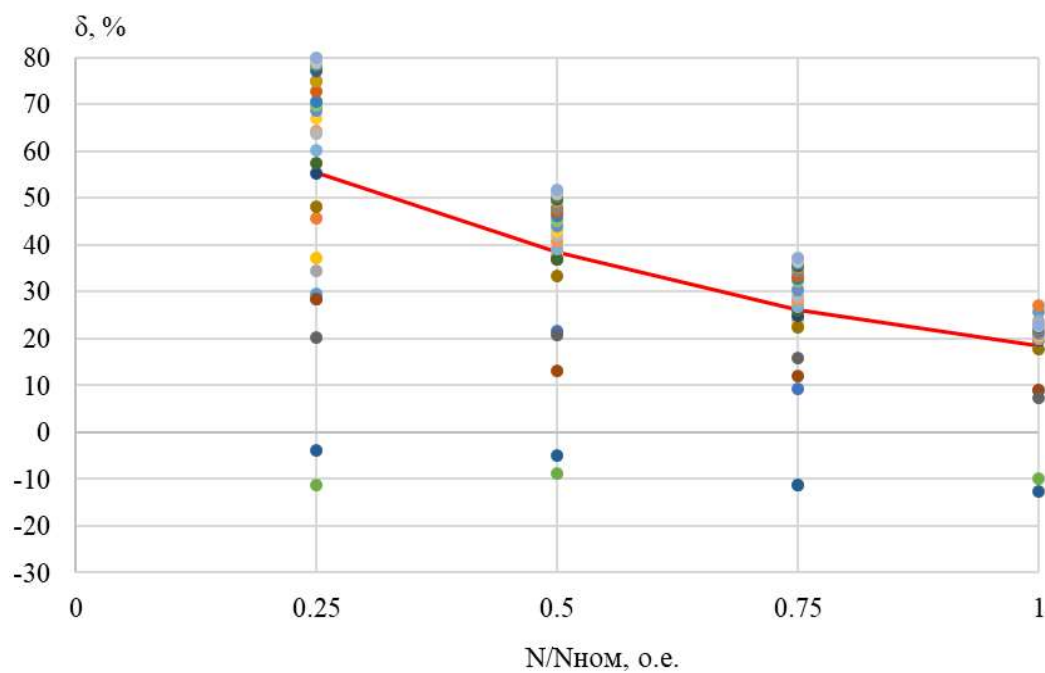


Рисунок 14 – Относительные погрешности между формулой с зарубежными коэффициентами и средними значениями

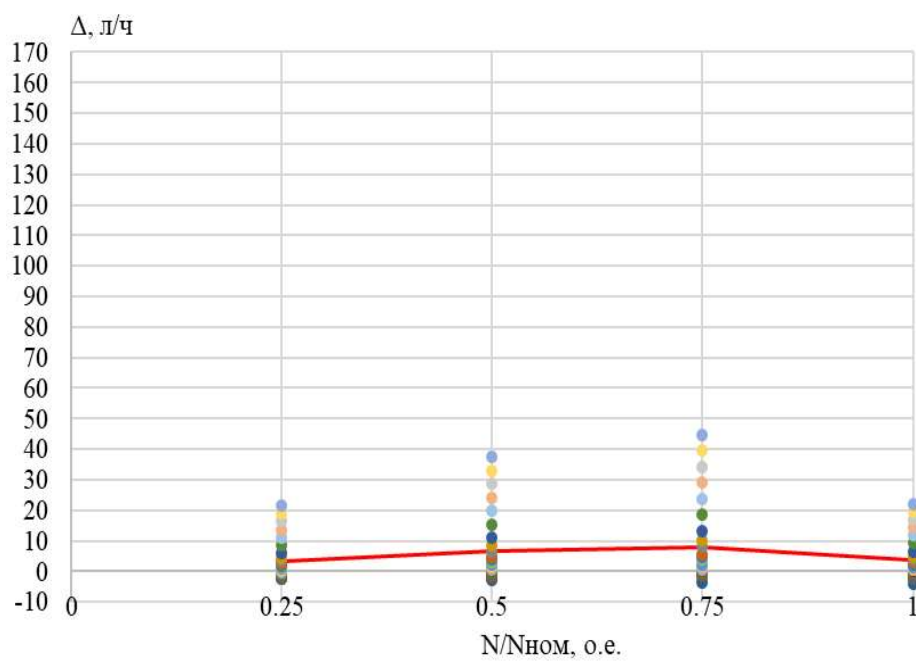


Рисунок 15 – Абсолютные погрешности между формулой с подобранными коэффициентами и средними значениями

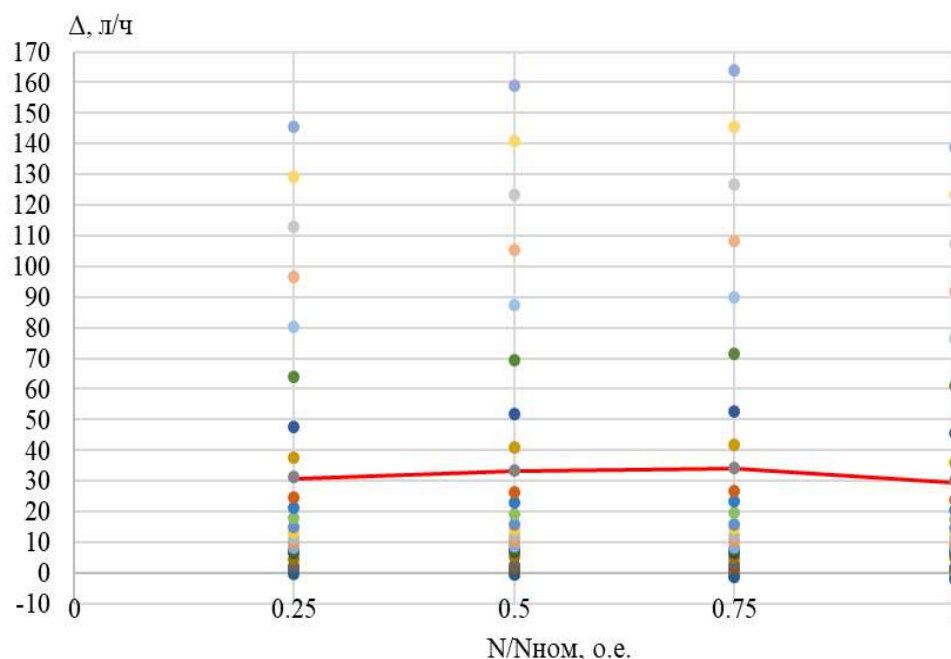


Рисунок 16 – Абсолютные погрешности между формулой с зарубежными коэффициентами и средними значениями

Из таблицы 19 видно, что формулы с выведенными коэффициентами достаточно близки к средним значениям абсолютного расхода топлива. Зарубежная формула дает значительные погрешности при расчете, особенно в области малых нагрузок. В среднем она дает завышение примерно на 30 %, в худшем случае завышение составляет более 70 %. Посчитаем для каждого из расчетов основные статистические параметры. В качестве таких параметров были выбраны средние значения относительного отклонения δ (%), абсолютного отклонения Δ (%), среднеквадратичного отклонения σ (л/ч), коэффициента вариации V (%), коэффициента осцилляции $V-R$ (%).

Таблица 19 – Статистические параметры для приведенных расчетов

По выведенным коэффициентам					
Значение	$\frac{1}{4} N_{\text{ном}}$	$\frac{1}{2} N_{\text{ном}}$	$\frac{3}{4} N_{\text{ном}}$	$N_{\text{ном}}$	Среднее
$\Delta, \text{л/ч}$	3,9	6,4	7,0	2,0	4,8
$\Delta, \%$	-2,5	1,8	0,3	-1,5	-0,5
$\delta, \%$	11,9	8,5	6,8	4,2	7,9
$\sigma, \text{л/ч}$	15,9	11,7	10,1	7,8	11,0
$V, \%$	133,5	136,5	149,7	184,8	151,1
$V_R, \%$	366,9	377,1	433,8	647,8	411,0
По зарубежной методике					
Значение	$\frac{1}{4} N_{\text{ном}}$	$\frac{1}{2} N_{\text{ном}}$	$\frac{3}{4} N_{\text{ном}}$	$N_{\text{ном}}$	Среднее
$\Delta, \text{л/ч}$	30,7	33,4	34,1	29,4	31,9
$\Delta, \%$	55,5	38,4	26,1	18,4	34,6

Продолжение таблицы 19

По зарубежной методике					
Значение	$\frac{1}{4} N_{\text{ном}}$	$\frac{1}{2} N_{\text{ном}}$	$\frac{3}{4} N_{\text{ном}}$	$N_{\text{ном}}$	Среднее
δ , %	53,8	37,6	26,4	19,2	34,2
σ , л/ч	25,4	15,8	12,7	9,4	15,8
V , %	47,3	42,2	48,1	49,1	46,7
V_R , %	141,6	125,0	105,8	103,0	118,9

Выведенная формула в среднем более точно описывает характер потребления дизельного топлива в зависимости от нагрузки на валу ДГУ, она опирается на паспортные данные конкретной установки и может быть скорректирована в зависимости от них. В среднем предложенная формула завышает значение абсолютного расхода дизельного топлива на 4,8 л/ч, а формула с исходными коэффициентами завышает расход на 31,9 л/ч. Судя по коэффициенту вариации и коэффициенту осцилляции, выведенная формула показывают, как очень точный результат, так и значительные отклонения, при этом формула с исходными коэффициентами постоянно показывает завышение параметров. Следовательно, при подсчете экономических показателей по зарубежным коэффициентам будет постоянное завышение показателей расхода дизельного топлива (особенно в зоне низких нагрузок, в которых ДГУ могут работать в изолированных системах в составе гибридных комплексов в результате вытеснения генерацией на основе ВИЭ), что может исказить результаты технико-экономических расчетов.

Для уточнения параметров моделирования солнечно-дизельного комплекса лаборатории был проведен анализ расчетных характеристик и реальных характеристик ДГУ (ММЗ Д-243 мощностью 12 кВт и 30 кВт), установленных на полигоне «Макет солнечно-дизельного комплекса» в НИУ «МЭИ». Основная информация по ДГУ полигона представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Информация о ДГУ

Мощность ДГУ, кВт	УРДТ _{ном} , г/кВтч	КПД генератора, о.е.	Плотность топлива, кг/м ³
12	226	0,882	860
30	226	0,885	860

Износ установки 12 кВт оказался существенен, по сравнению с паспортной характеристикой расход дизельного топлива больше на 65 %, соответственно, характеристика УРДТ была домножена на 1,65. Установка 30 кВт износа не имела. Кроме того, была предложена

корректировка формулы (28), а именно, режимного коэффициента (см. формулу (30)). Коэффициенты 0,1 и 0,9 описывают то, насколько загрузка ДГУ влияет на характеристики расхода дизельного топлива. Таким образом, 0,1 – коэффициент при постоянной части уравнений характеристик (зависит от номинальной мощности, номинального КПД генератора, номинального расхода топлива и плотности топлива), а 0,9 – коэффициент, учитывающий изменение расхода топлива при мощности, отличной от номинальной. При долгой эксплуатации и сильном износе можно предположить, что данное соотношение будет меняться. Путем подбора данного соотношения было определено, что с увеличением износа оборудования снижается вклад значения выходной мощности. Коэффициенты для установки 12 кВт соответственно будут равны 0,41 и 0,59, для 30 кВт – 0,22 и 0,78. В результате корректировки формулы (31) были получены кривые «Коррекция», изображенные на рисунках 17 и 18, и описываемые уравнениями (36) и (37).

$$B_{12\text{ кВт}}^{\text{ДГУ}} = 0,2901 \times N_{\phi} + 2,4187, \text{ л/ч} \quad (36)$$

$$B_{30\text{ кВт}}^{\text{ДГУ}} = 0,2314 \times N_{\phi} + 1,9309, \text{ л/ч} \quad (37)$$

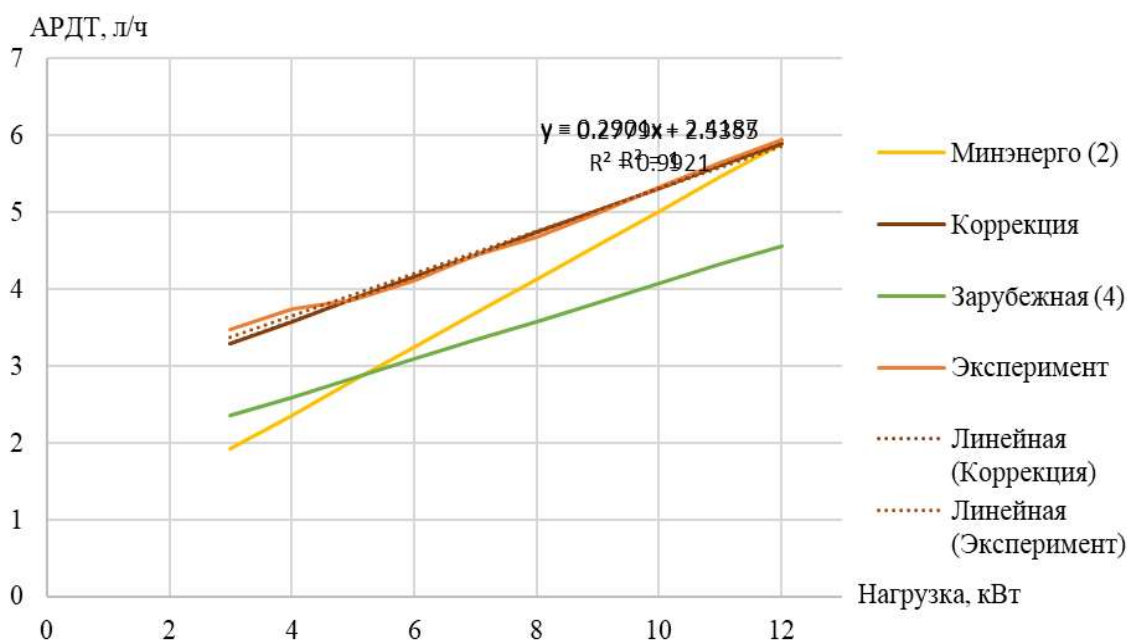


Рисунок 17 – Усредненная реальная характеристика АРДТ ДГУ 12 кВт и расчетные характеристики

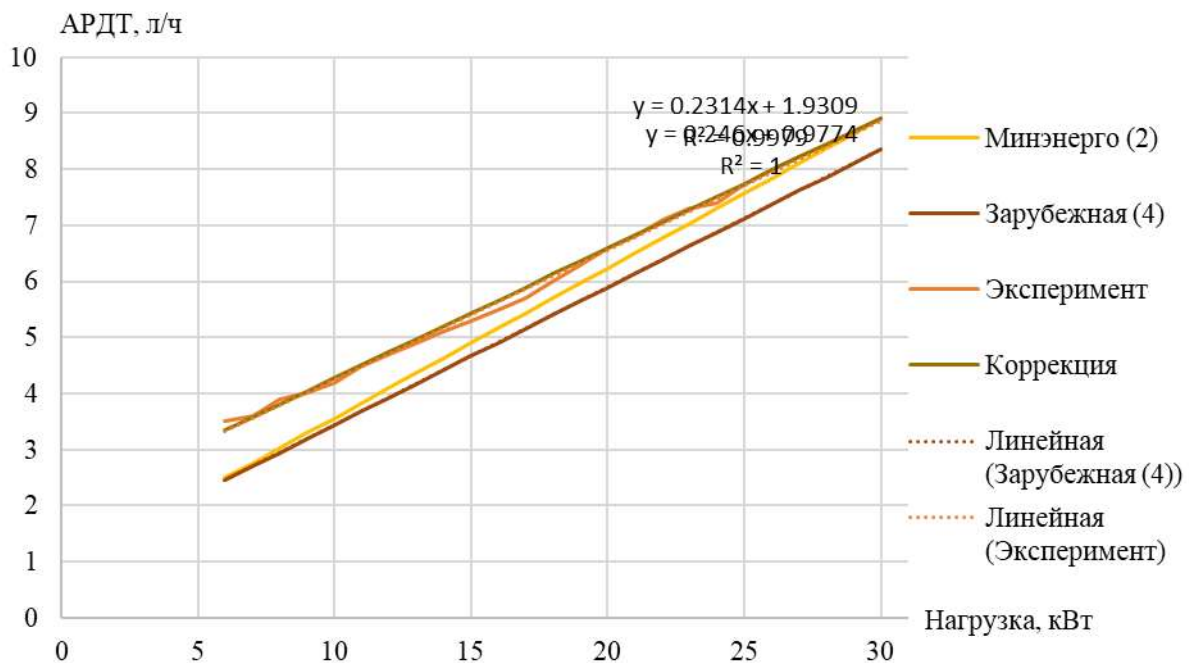


Рисунок 18 – Реальная характеристика АРДТ ДГУ 30 кВт и расчетные характеристики

Как видно из рисунков 17 и 18, кривые с корректировкой режимного коэффициента достаточно точно описывают реальные характеристики абсолютного расхода (относительная погрешность с корректировкой составляет 1,49 % и 1,19 %, без корректировки 17,70 % и 8,39 % по формуле Минэнерго России (28), 25,58 % и 12,87 % по зарубежной формуле (31), 26,04 % и 16,66 % по формуле Гринкруга (32) для ДГУ 12 кВт и 30 кВт, соответственно).

Для расчета удельного расхода можно воспользоваться формулами (38) и (39):

$$b_{12\text{кВт}}^{\text{ДГУ}} = \left(\frac{0,59 \times b_{\text{ном}}^{\partial}}{\eta_{\text{ном}}^2} + \frac{0,41 \times b_{\text{ном}}^{\partial} \times N_{\text{ном}i}}{\eta_{\text{ном}}^2 \times N_{\phi i}} \right) \times K_{\text{изн}i} = 249,45 + \frac{2080,12}{N_{\phi}}, \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}; \quad (38)$$

$$b_{30\text{кВт}}^{\text{ДГУ}} = \left(\frac{0,78 \times b_{\text{ном}}^{\partial}}{\eta_{\text{ном}}^2} + \frac{0,22 \times b_{\text{ном}}^{\partial} \times N_{\text{ном}i}}{\eta_{\text{ном}}^2 \times N_{\phi i}} \right) \times K_{\text{изн}i} = 198,94 + \frac{1683,52}{N_{\phi}}, \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}. \quad (39)$$

1.1.3 Характеристики системы накопления энергии

Точная и надежная оценка состояния заряда аккумулятора позволяет корректно проводить управление гибридной системой в целом, а также более точно рассчитывать прогноз работы системы накопления энергии в составе СДК.

Работа СНЭ имеет ограничения, связанные с невозможностью бесконечно разряжать или заряжать АКБ, так как это может привести к отрицательным последствиям, а иногда и к

необратимым процессам в самих батареях. Также чрезмерный перезаряд может послужить причиной аварии, в ходе которой аккумуляторные батареи могут взорваться. К таким ограничениям можно отнести ограничение по емкости аккумуляторной батареи ($C_{\text{дост}}$), а также ограничение на значения мощностей заряда и разряда АКБ ($N_{\text{зар}}/N_{\text{разр}}$), которые рассматриваются в отчете по второму этапу работы [21]. Однако этих параметров недостаточно для точного прогнозирования работы СНЭ. Дополнительно необходимо иметь возможность определять скорость заряда и разряда СНЭ, чтобы более точно определять уровень заряда батареи в конце расчетного периода времени.

Различными исследователями предложено большое количество методов, по оценке уровня заряда батареи [22-35]. Но многие из них мало применимы на практике, так как используют дополнительные встраиваемые системы, или дают большую погрешность в измерениях. Поэтому на базе макета солнечно-дизельного комплекса НИУ «МЭИ» был проведен ряд испытаний совместной работы солнечно-дизельной станции и системы накопления энергии с целью получения зависимостей, определяющих ограничения на скорость заряда и разряда СНЭ.

Определение скорости разряда АКБ: для получения данных об ограничении на скорость разряда СНЭ была проведена серия экспериментов, включающая разряд аккумуляторов с постоянной мощностью при работе изолированно от сети. Протокол по этому испытанию – приложение А. Для этого на совместную работу включались СНЭ, инвертор, включающий в себя зарядное устройство (ЗУ), и нагрузочный модуль (НМ) (см. рисунок 19). Ограничение по разрядной мощности задавалось с помощью уставок, выставляемых при помощи внешнего приложения НМ и системы SCADA. В общем было проведено четыре испытания при разных значениях мощности разряда, между которыми аккумуляторные батареи снова заряжались до 100 %.

В ходе эксперимента осуществлялся постоянный мониторинг четырех показателей на СНЭ – мощность (P), с которой разряжалась батарея, разрядные ток (I) и напряжение (U), а также уровень заряда (SOC). По полученным данным были построены графики, представленные на рисунках 20-23.

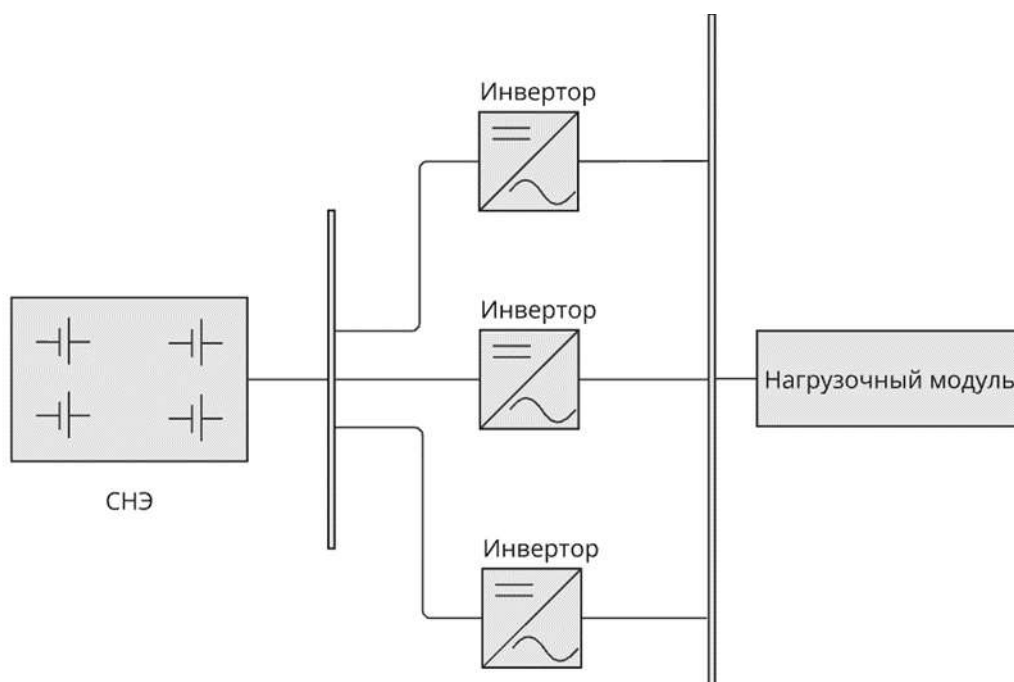


Рисунок 19 – Схема, используемая для разряда СНЭ



Рисунок 20 – Мощность разряда АКБ



Рисунок 21 – Ток разряда АКБ

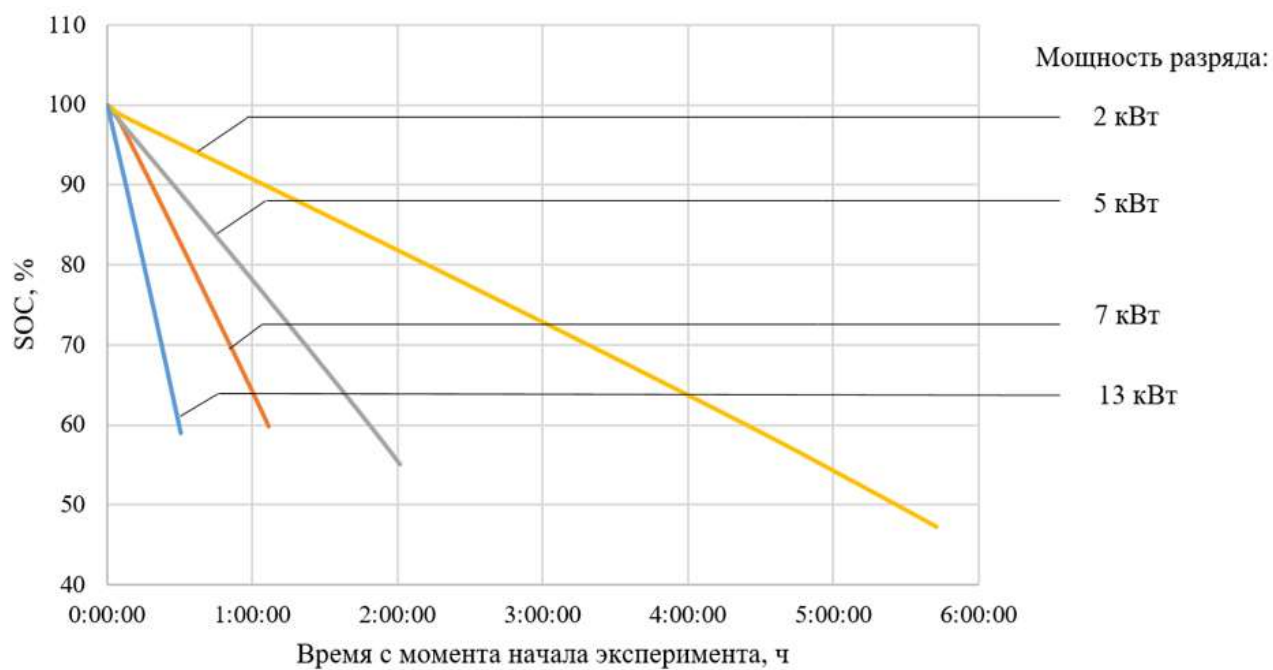


Рисунок 22 – Уровень разряда АКБ

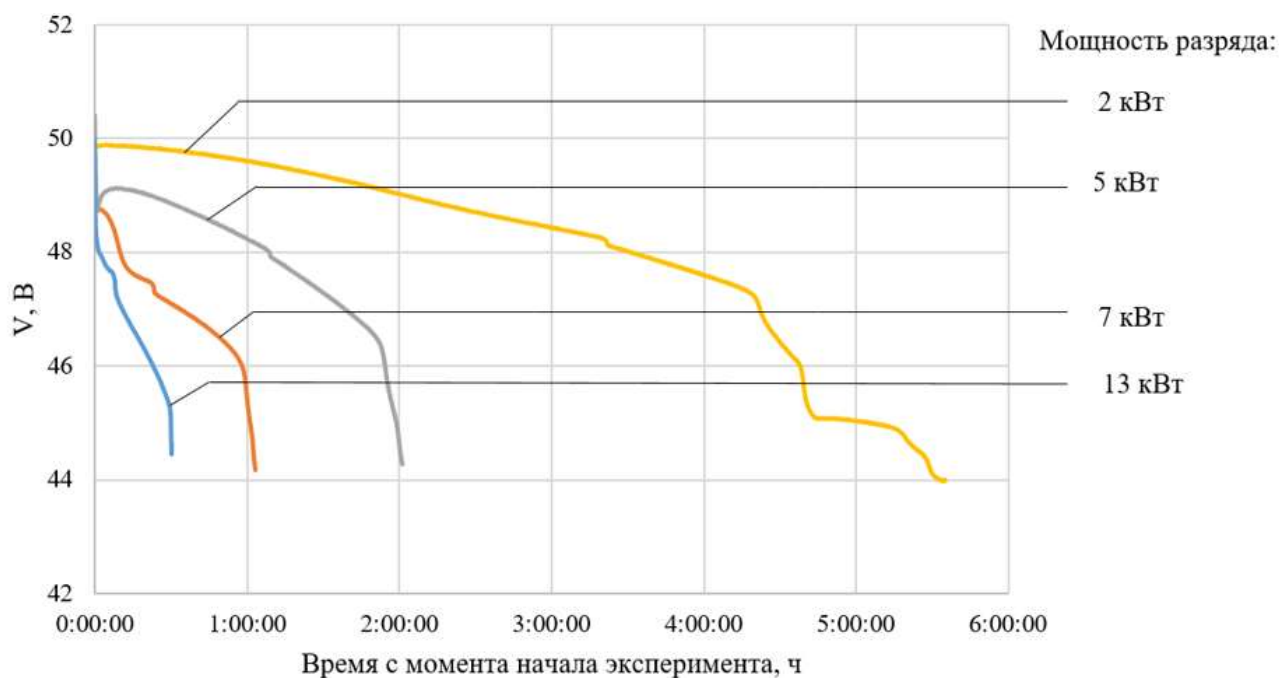


Рисунок 23 – Напряжение разряда АКБ

Визуальный анализ полученной зависимости $y(x)$ (см. рисунок 22) показывает, что она может быть аппроксимирована линейной функцией. На примере уровня заряда АКБ при разряде постоянной мощностью 2 кВт, представленного на рисунке 24, можно увидеть, что прямая, полученная опытным путем и прямая построенная по аппроксимирующей формуле очень близки. Максимальное отклонение от опытных данных составило всего 0,65 %, а среднеквадратичное отклонение 0,23. Для остальных опытов производим похожие действия.

Таким образом получается, что зависимость может быть представлена следующими соотношениями (см. формулы (40)-(43)):

- 1) Для постоянной мощности разряда СНЭ равной 2 кВт:

$$\Delta SOC = -218,8 \times \Delta t + SOC_0, \quad (40)$$

где $SOC_0 = 100\%$ – начальный уровень заряда СНЭ (по условиям эксперимента). Это показывает, что разряд АКБ начался при полном уровне заряда;

Δt – время, за которое СНЭ разряжается с постоянной мощностью. При этом час равняется 0,041666.

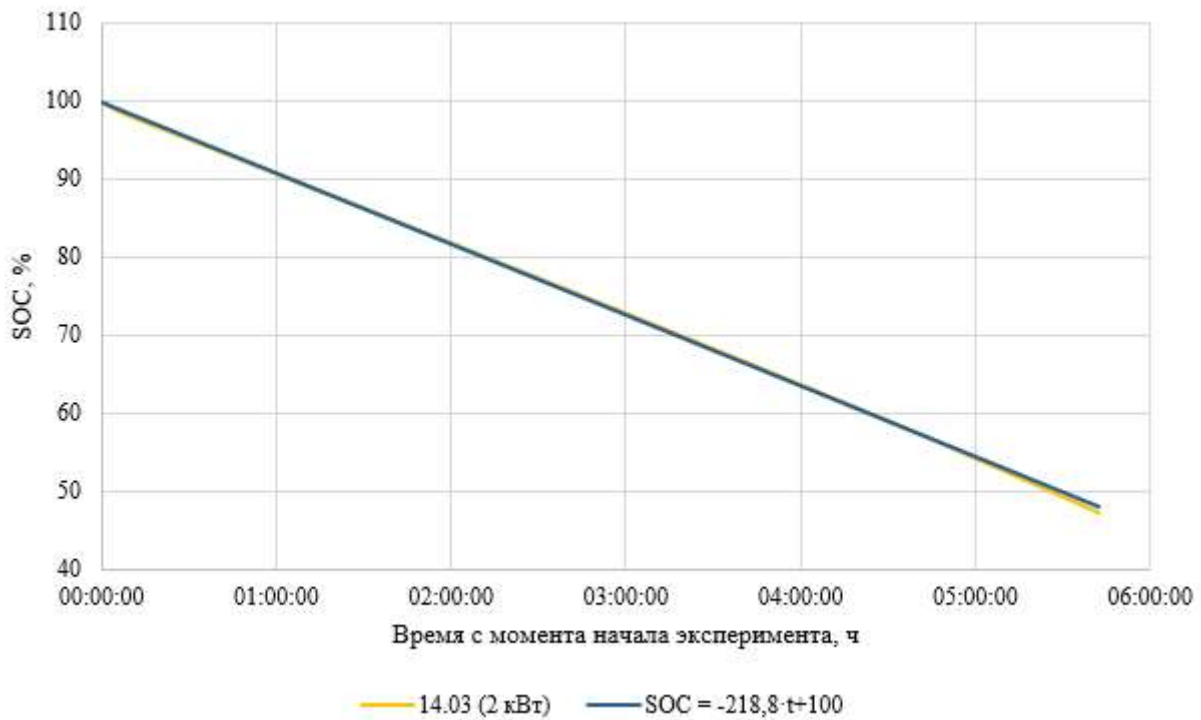


Рисунок 24 – Разряд СНЭ при 2 кВт

2) Для постоянной мощности разряда СНЭ равной 5 кВт:

$$\Delta SOC = -532,91 \times \Delta t + SOC_0. \quad (41)$$

3) Для постоянной мощности разряда СНЭ равной 7 кВт:

$$\Delta SOC = -886,99 \times \Delta t + SOC_0. \quad (42)$$

4) Для постоянной мощности разряда СНЭ равной 13 кВт:

$$\Delta SOC = -1946,9 \times \Delta t + SOC_0. \quad (43)$$

Наложив данные, полученные по формулам (40)-(43) (штриховая линия), на данные, полученные в ходе эксперимента (сплошная линия), можно убедиться, что они совпадают (см. рисунок 25). Немного отличаются прямые для 7 кВт, что вызвано неточностью в начале эксперимента, но несмотря на это линии идут параллельно, а это значит, что формулу можно использовать для определения снижения уровня заряда.

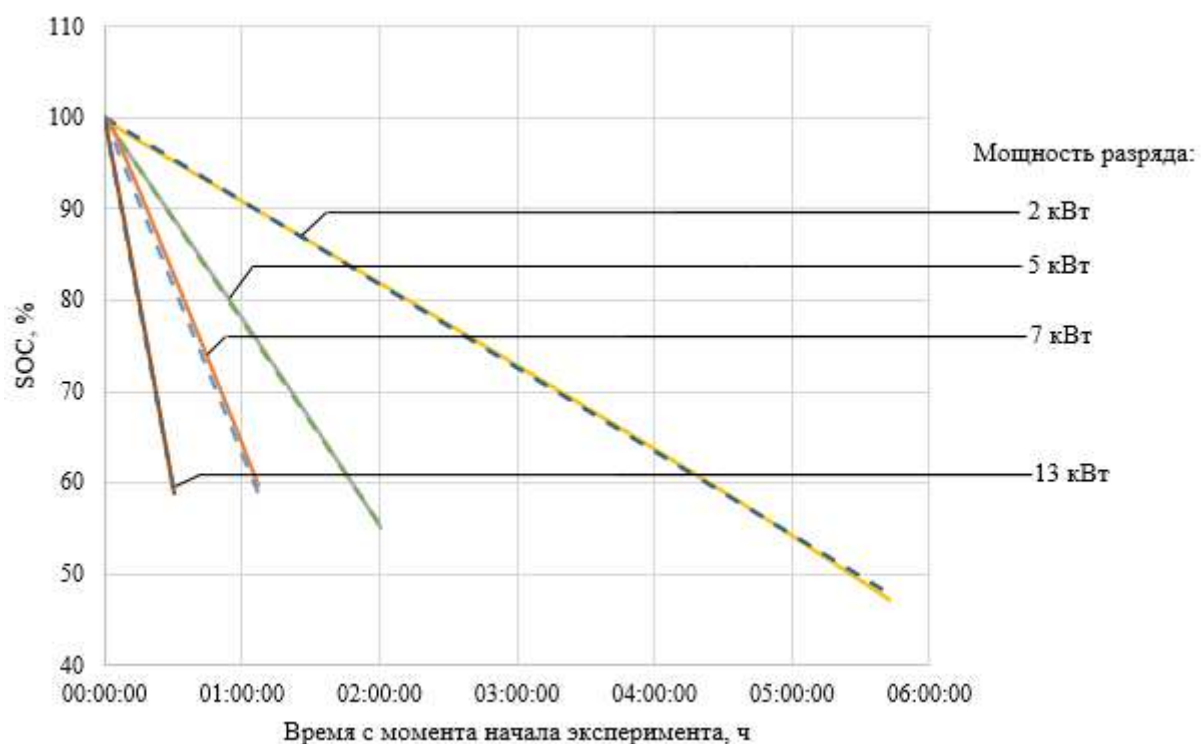


Рисунок 25 – Сравнение данных, полученных опытным и теоретическим путями

Однако, если использовать уравнения прямых только для полученных испытаний, то будет довольно трудно просчитать какое будет изменение заряда для промежуточных значений мощности, так как угол между прямыми разряда с разной мощностью меняется не пропорционально изменению мощности, и чем больше мощность, тем меньше изменение угла. Соответственно должна существовать общая зависимость, которая позволяла бы строить прямые для любой мощности.

Если рассматривать полученные функции (см. уравнения (40)-(43)) как стандартное уравнение линейной зависимости $y = a \times x + b$, то видно, что правая часть всех уравнений отличается только угловым коэффициентом a . Из этого можно сделать вывод, что возможно построить зависимость этого коэффициента от мощности разряда (см. рисунок 26).

Полученная зависимость уже не линейная, поэтому для аппроксимации ее функции будем использовать полиномиальную линию тренда. Ниже представлены два варианта выбора полинома для данной кривой (рисунки 27-28).

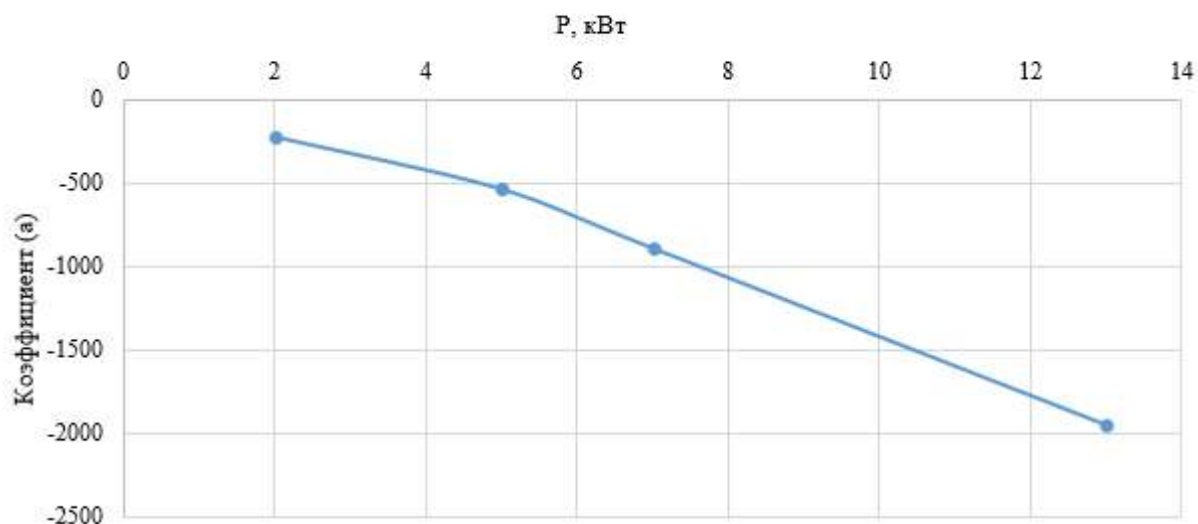


Рисунок 26 – Зависимость коэффициента a от мощности разряда батареи

В первом варианте рассматривается полином второй степени. Визуальный анализ указывает на совпадение экспериментальной и аппроксимирующей зависимостей. Расхождение между точками от 0,17 до 6,86 %. Полученная кривая соответствует уравнению (44):

$$a = -4,7421 \times P^2 - 87,238 \times P - 14,723. \quad (44)$$

Коэффициент корреляции и максимальное среднеквадратичное отклонение в данном случае составляют: $R = 0,9993$, $\sigma = 27,78$.

Во втором варианте рассматривается полином третьей степени. Он хорошо совпадает с экспериментальной зависимостью (максимальное отклонение 0,002 %). Полученная кривая соответствует уравнению (45):

$$a = 1,3196 \times P^3 - 32,942 \times P^2 + 74,426 \times P - 246,44. \quad (45)$$

Коэффициент корреляции и максимальное среднеквадратичное отклонение в данном случае составляют: $R = 1$, $\sigma = 0,02$.

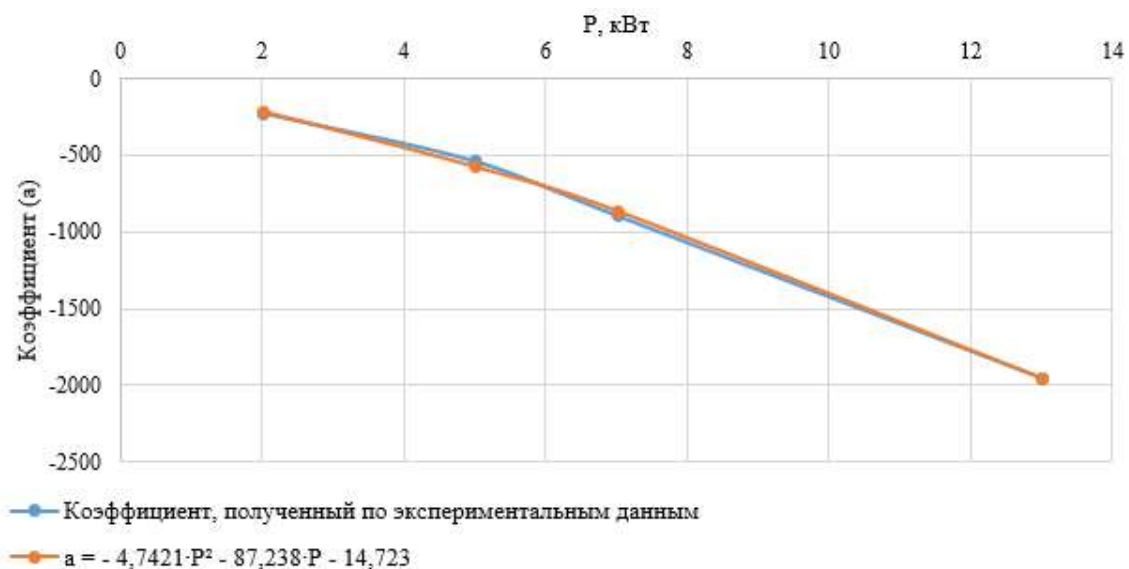


Рисунок 27 – Зависимость коэффициента a от значения мощности разряда

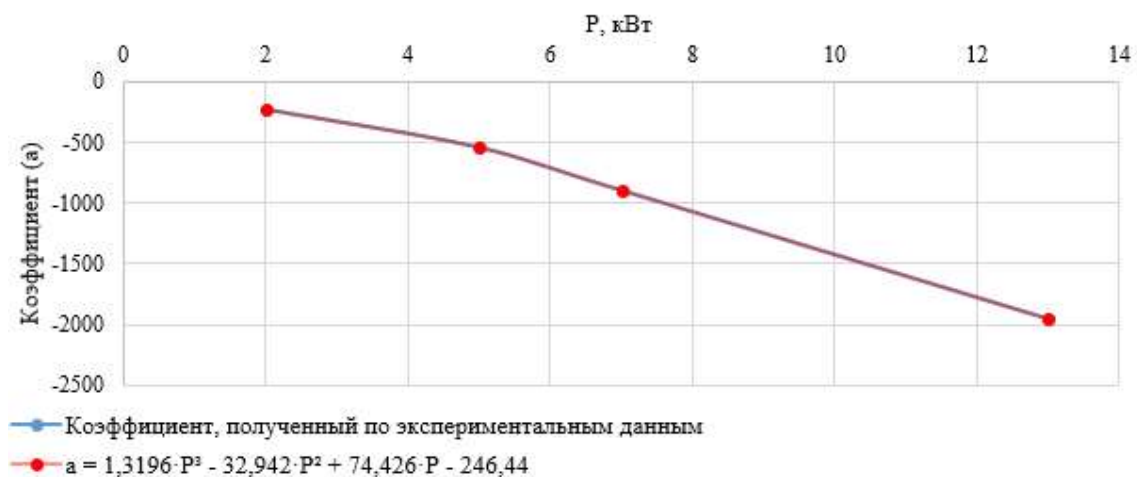


Рисунок 28 – Зависимость коэффициента a от значения мощности разряда

Таким образом можно было бы сделать вывод, что так как полином третьей степени дает меньшую погрешность, то следует выбирать его для расчета уровня заряда СНЭ. Однако, если построить на одном графике оба полинома на больший диапазон значений мощности разряда (см. рисунок 29), то будет понятно, что полином третьей степени будет давать достоверный результат только в пределах 2-12 кВт мощности разряда. Если будет необходимость проводить расчет режима работы СНЭ при больших мощностях разряда, то его использовать невозможно, так как он начинает выгибаться вверх и, соответственно, давать все большую погрешность.

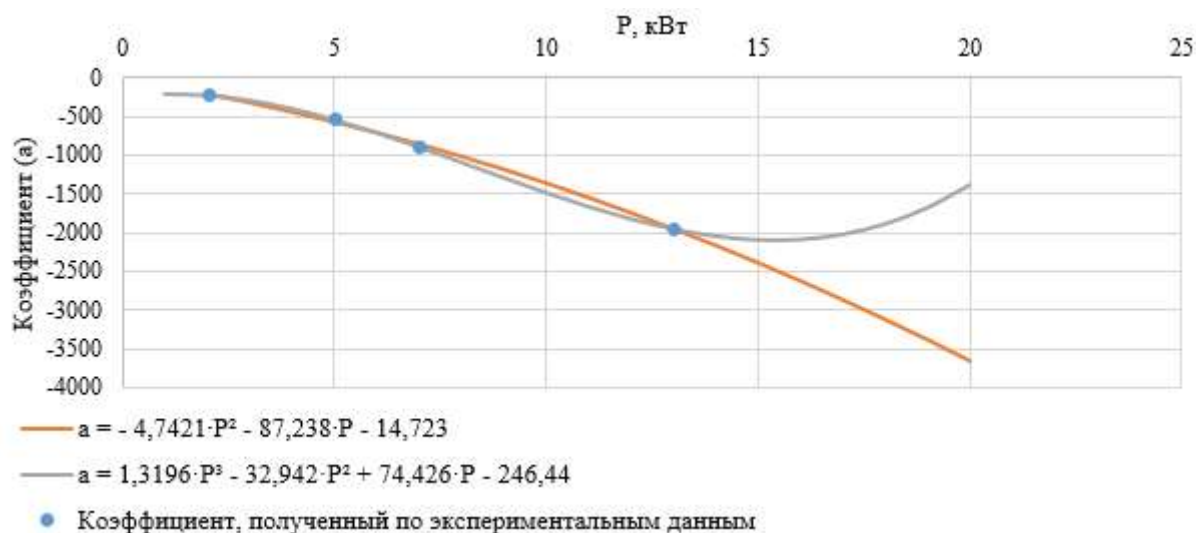


Рисунок 29 – Зависимость коэффициента a от значения мощности разряда

Таким образом, зная мощность, с которой разряжается АКБ, можно вычислить коэффициент a по формуле (44). А зная время, которое она разряжается, можно вычислить какой будет уровень заряда при разряде АКБ по системе выражений (46):

$$\begin{cases} SOC_i = \Delta SOC + SOC_{i-1}; \\ \Delta SOC = a \times \Delta t; \\ a = -4,7421 \times P^2 - 87,238 \times P - 14,723. \end{cases} \quad (46)$$

Верификация математической модели: Для проверки полученной модели расчета уровня заряда АКБ на практике было проведено испытание (приложение А), в ходе которого моделировалась межсезонная нагрузка, так как она наиболее часто использует работу АКБ без включения дизельной или солнечной электростанции.

Для этого были взяты данные характерных суток действующего солнечно-дизельного комплекса в г. Верхоянск и отмасштабированы до значений, которые возможно протестировать на макете СДК НИУ «МЭИ». Каждый час моделировался в течении 2 минут. По полученной характеристике изменения мощности заряда во времени (рисунок 30) было рассчитано изменение заряда аккумуляторов.

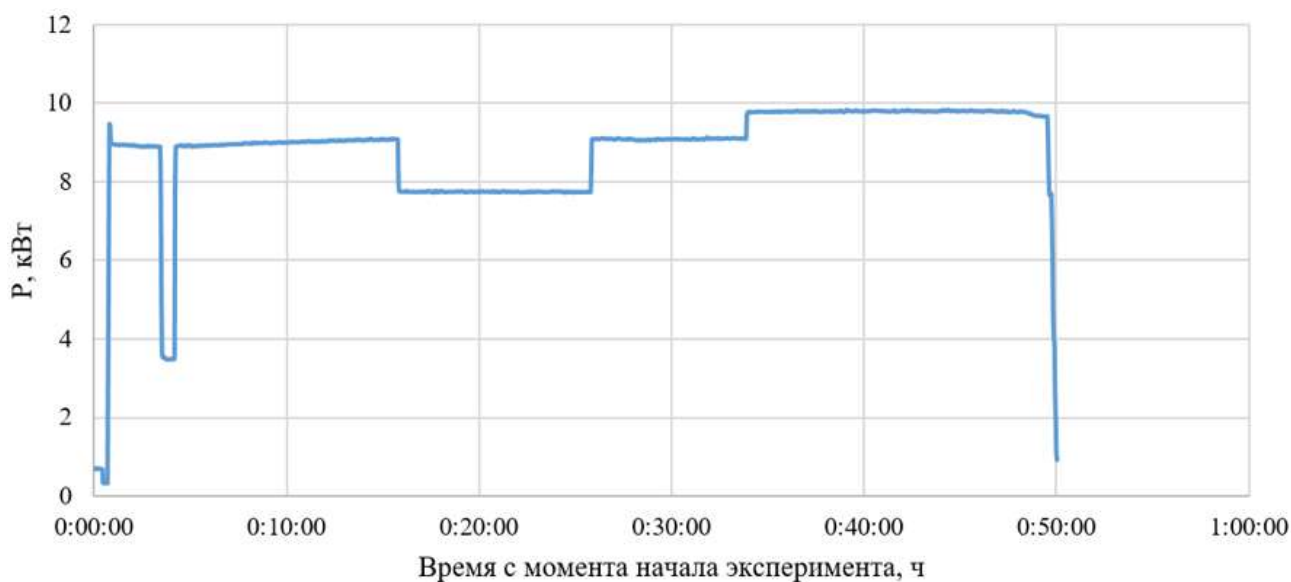


Рисунок 30 – Мощность, обеспечиваемая СНЭ

После этого по формулам (46) были просчитаны коэффициент a и уровень заряда в течении работы комплекса по заданному графику нагрузки. По полученным данным был построен график разряда АКБ (рисунок 31).

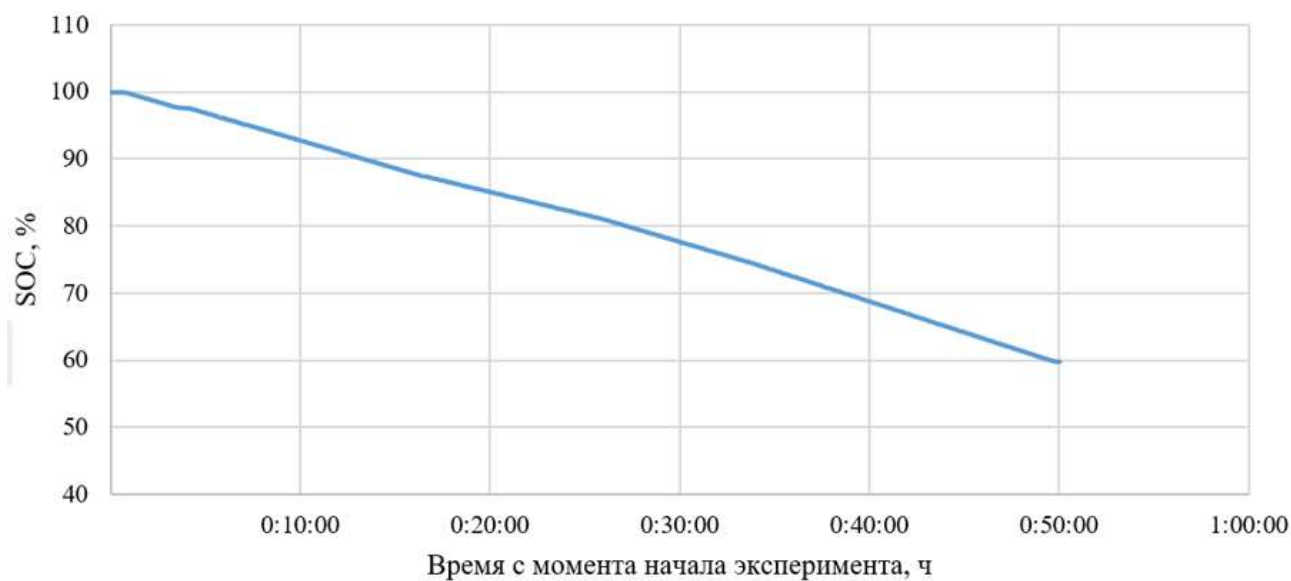


Рисунок 31 – Уровень заряда, полученных теоретически

На одном рисунке были построены данные, полученные в ходе эксперимента, а также график уровня заряда, полученный экспериментально (рисунок 32).

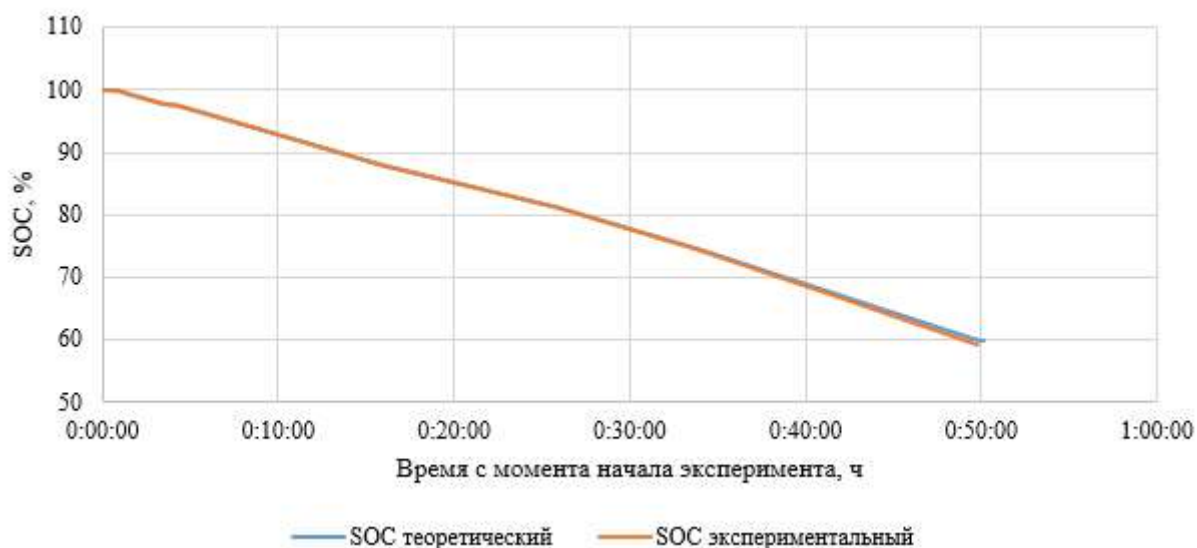


Рисунок 32 – Уровень заряда АКБ

Как видно из рисунка 32, на большей части диапазона экспериментальный график полностью совпадает с теоретическим. Однако, ближе к концу эксперимента АКБ разряжается чуть быстрее, чем по теоретическим расчетам. Максимальное отклонение от опытных данных составило 0,6 %, а среднеквадратичное отклонение 0,18 %.

В любом случае, полученное отклонение незначительно, что позволяет сделать вывод, что полученные формулы можно использовать для проведения расчетов уровня заряда аккумуляторной батареи при прогнозировании работы СДК на сутки вперед.

Определение скорости заряда АКБ: Аналогично нахождению скорости разряда АКБ, можно найти и скорость заряда аккумуляторных батарей. Для этого были проведены дополнительные эксперименты по заряду АКБ (приложение А). В процессе использовались только сеть, СНЭ и инвертор (рисунок 33). Ограничение зарядной мощности было произведено токовой уставкой ЗУ. Для используемых батарейных инверторов Victron Energy Quattro 10000 минимальная возможная уставка тока разряда составляет 10 А, что соответствует 3,7 кВт зарядной мощности. Было проведено четыре испытания с разными значениями зарядных мощностей, между которыми аккумуляторные батареи разряжались с помощью НМ до 55-60 %.

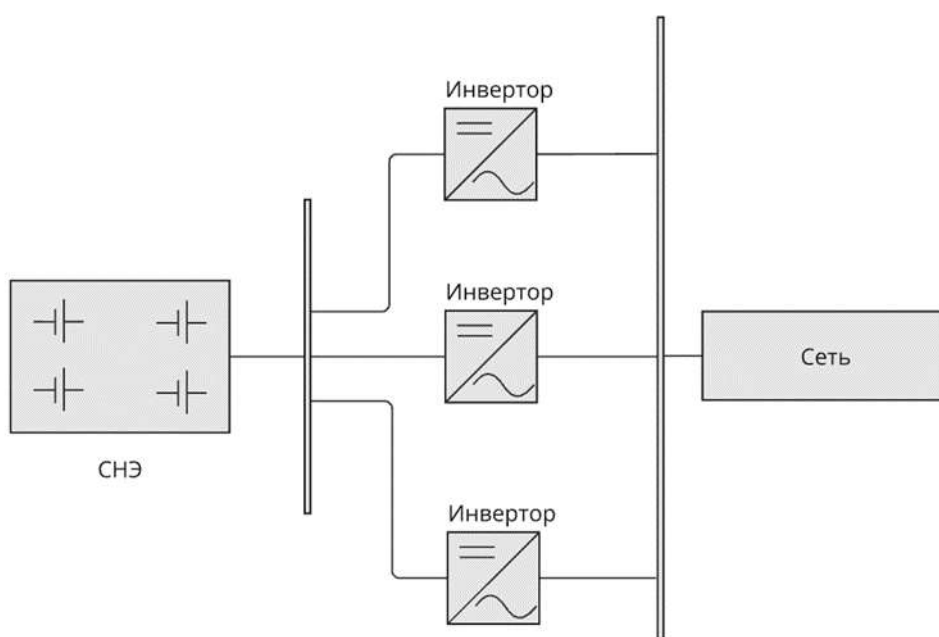


Рисунок 33 – Схема, используемая для заряда СНЭ

Для начала необходимо рассмотреть графики (рисунок 34), полученные опытным путем для четырех различных значений мощности заряда и для каждого из них определить зависимость уровня заряда СНЭ от времени разряда.

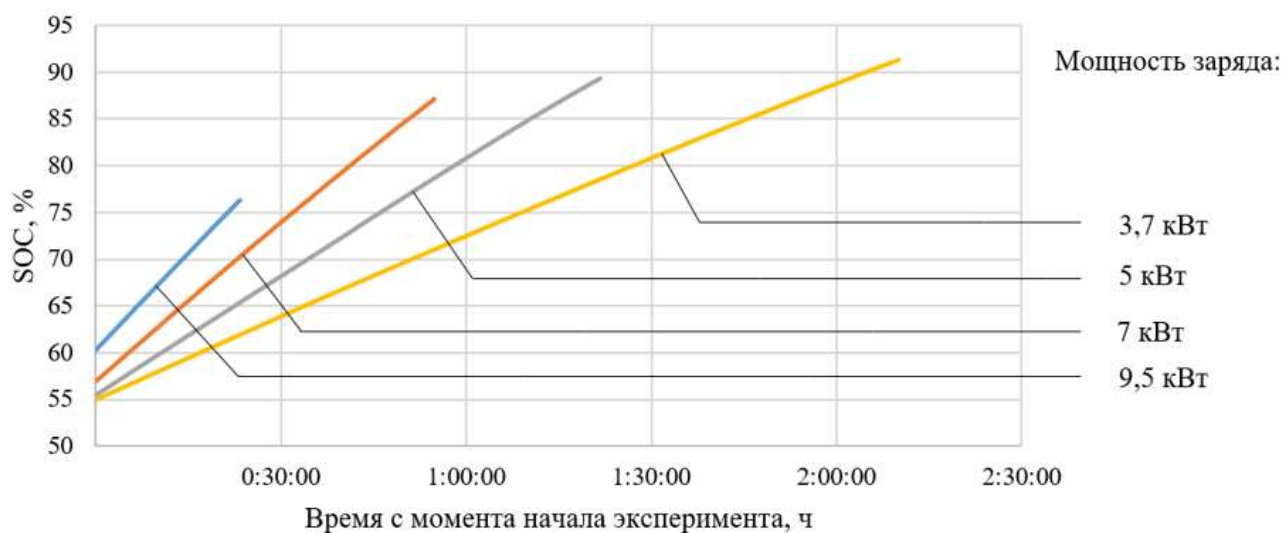


Рисунок 34 – Уровень заряда АКБ

Визуальный анализ полученной зависимости (рисунок 34) показывает, что она может быть аппроксимирована линейной функцией. Для примера рассмотрим зависимость при $P_{зар} = 5 \text{ кВт}$, представленную на рисунке 35.



Рисунок 35 – Заряд СНЭ при 5 кВт

Можно увидеть, что экспериментальная прямая и аппроксимирующая прямая очень близки. Максимальное отклонение от опытных данных составило 0,3 %, а среднеквадратичное отклонение составило 0,19. Для остальных зависимостей проведены аналогичные действия.

Таким образом получается, что зависимость уровня заряда СНЭ от времени заряда будет выглядеть следующим образом:

- 1) для постоянной мощности заряда СНЭ равной 3,7 кВт (формула (47)):

$$\Delta SOC = 403,42 \times t + SOC_0; \quad (47)$$

- 2) для постоянной мощности заряда СНЭ равной 5 кВт (формула (48)):

$$\Delta SOC = 601,56 \times t + SOC_0; \quad (48)$$

- 3) для постоянной мощности заряда СНЭ равной 7 кВт (формула (49)):

$$\Delta SOC = 794,56 \times t + SOC_0; \quad (49)$$

- 4) для постоянной мощности заряда СНЭ равной 9,5 кВт (формула (50)):

$$\Delta SOC = 986,13 \times t + SOC_0. \quad (50)$$

Представив на рисунке 36 данные, полученные по формулам (47)-(50) (штриховые линии), на данные, полученные в ходе эксперимента (сплошные линии), можно убедиться, что они совпадают.

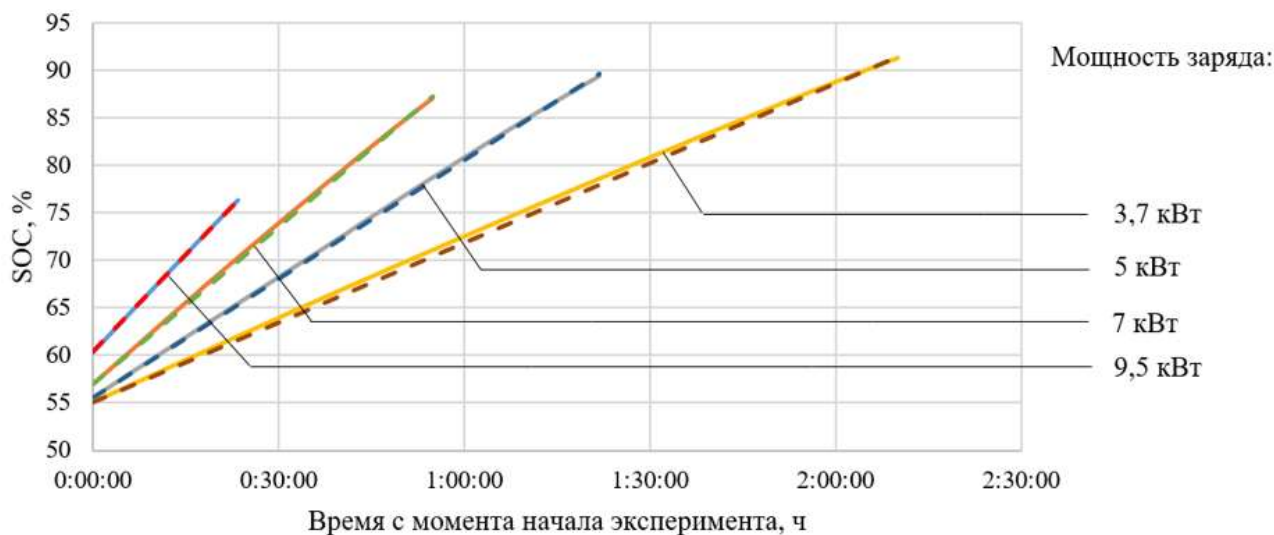


Рисунок 36 – Сравнение данных, полученных опытным и теоретическим путем

Рассматривая полученные функции как стандартное уравнение линейной зависимости, отличающиеся только угловым коэффициентом прямой можно построить зависимость этого коэффициента от мощности (рисунок 37).

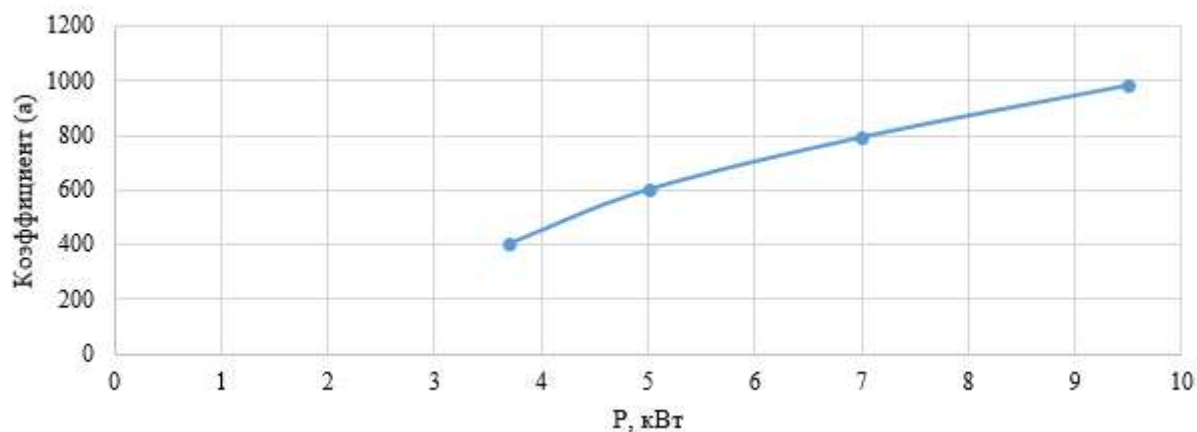


Рисунок 37 – Зависимость коэффициента a от мощности заряда батареи

Визуальный анализ зависимости, представленной на рисунке 37, показал, что она уже не линейная, поэтому для определения ее функции будем использовать полиномиальные линии тренда. Так как экспериментальная зависимость представлена не во всем диапазоне

возможных значений мощности заряда, то необходимо как минимум добавить нулевую точку (очевидно, что при нуле мощности заряда должно быть и нулевым значение углового коэффициента). Ниже представлены варианты выбора полинома для данной кривой (см. рисунки 38-39).

В первом варианте рассматривается полином второй степени. Полученная кривая соответствует уравнению (51):

$$a = -2,6382 \times P^2 + 130,67 \times P - 7,5352. \quad (51)$$

Коэффициент корреляции и максимальное среднеквадратичное отклонение в данном случае составляют: $R = 0,9980$, $\sigma = 26,87$.

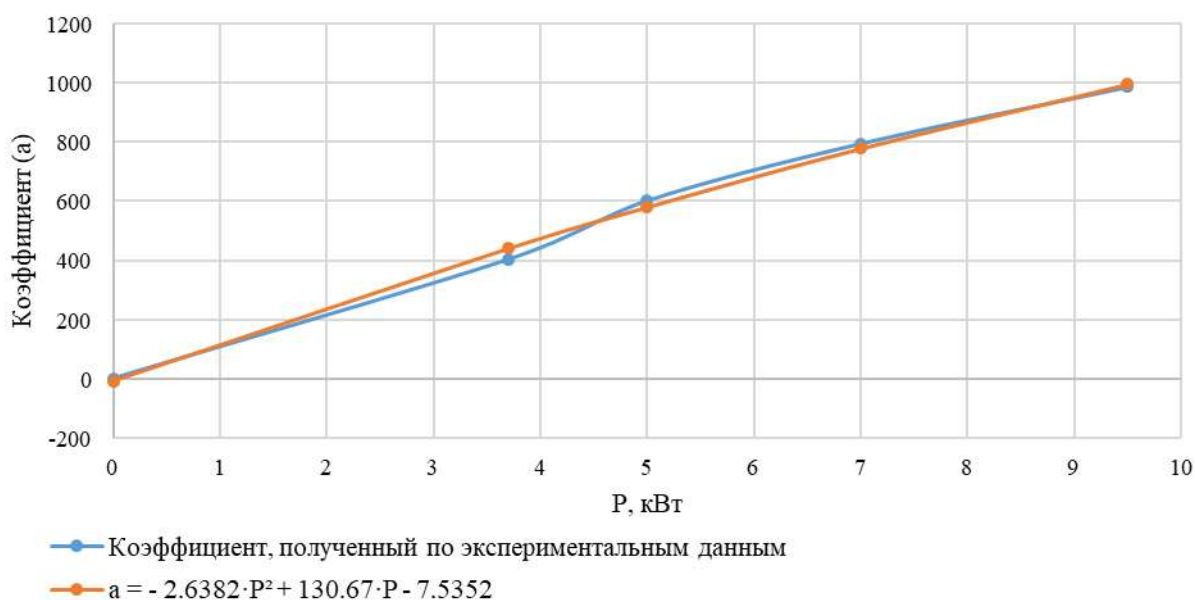


Рисунок 38 – Зависимость коэффициента a от мощности заряда батареи

Во втором варианте рассматривается полином третьей степени. Он лучше ложиться по линии, которая построена по опытным данным. Полученная кривая соответствует уравнению (52):

$$a = -0,9094 \times P^3 + 10,402 \times P^2 + 86,953 \times P - 1,0196. \quad (52)$$

Коэффициент корреляции и максимальное среднеквадратичное отклонение в данном случае составляют: $R = 0,9993$, $\sigma = 15,99$.

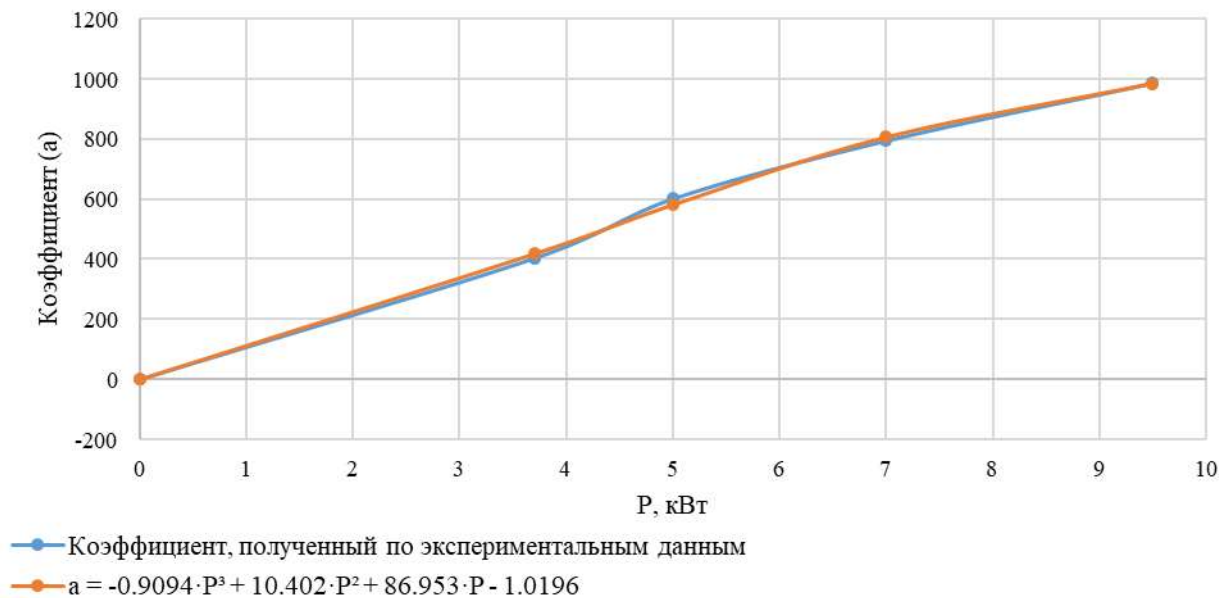


Рисунок 39 – Зависимость коэффициента a от мощности заряда батареи

Для примера были построены все варианты на одном графике в диапазоне от 1 до 20 кВт (рисунок 40), чтобы определить какая из полученных зависимостей будет корректно работать на большом диапазоне мощности заряда.

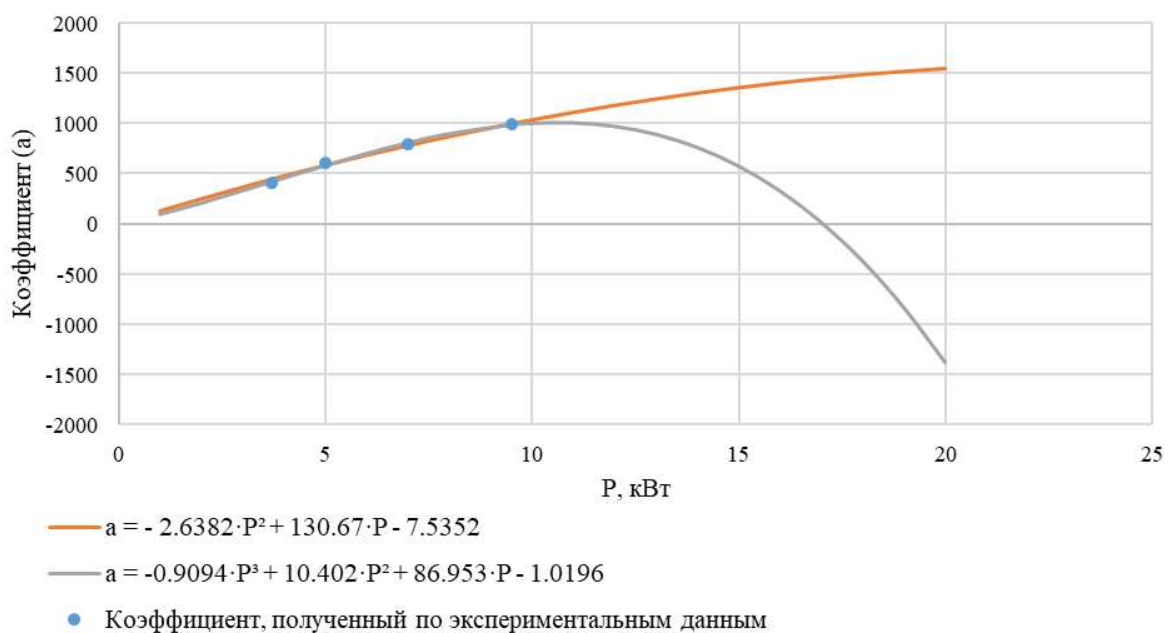


Рисунок 40 – Зависимость коэффициента a от мощности заряда батареи

Как видно из графиков полином 3-й степени не подходит для определения коэффициента, определяющего уравнения прямой изменения уровня заряда аккумулятора, так как на больших мощностях значение сильно отклоняется от возможного. А вот полином 2-й степени в данном случае можно считать наиболее подходящей.

Таким образом, зная мощность, с которой разряжается АКБ можно вычислить коэффициент a , по системе выражений (53).

$$\begin{cases} SOC_i = \Delta SOC + SOC_{i-1}; \\ \Delta SOC = a \times \Delta t; \\ a = -2,6382 \times P^2 + 130,67 \times P - 7,5352. \end{cases} \quad (53)$$

Верификация математической модели: Для проверки полученной модели расчета уровня заряда АКБ на практике было проведено испытание (приложение А), в ходе которого моделировался заряд АКБ. Для того, чтобы не учитывать потребителя было допущено, что задаваемая мощность является остатком от выработки за вычетом потребления.

Необходимо просчитать какой будет заряд аккумуляторов и оценить близость полученных результатов с экспериментально полученными значениями уровня заряда аккумуляторной батареи.

На рисунке 41 можно наблюдать резкий скачек мощности, вызванный потреблением недостающей энергии от АКБ. Для большей достоверности проверки на этом участке будет использован метод определения разряда батареи, полученный и опробованный выше. Также можно наблюдать, что в данном случае заряд идет не постоянной мощностью и такая кривая характерна для заряда в три этапа (рисунок 42), который применяется на используемом оборудовании.

Заряд в три этапа (IUoU) [36] – процедура заряда свинцово-кислотного аккумулятора, состоящая из трех фаз (или шагов), выполняемых зарядным устройством, в относительно короткий период времени без снижения ее ресурса и поддержание аккумуляторной батареи в полностью заряженном состоянии все время, пока к ней подсоединено зарядное устройство.

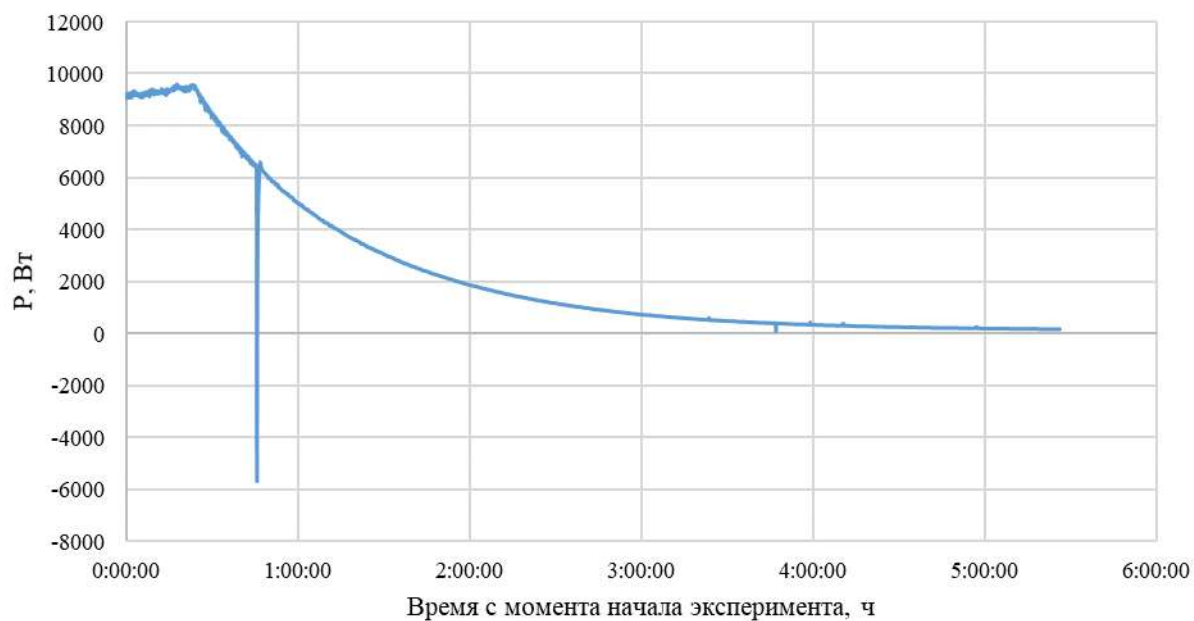


Рисунок 41 – Мощность, подводимая к АКБ

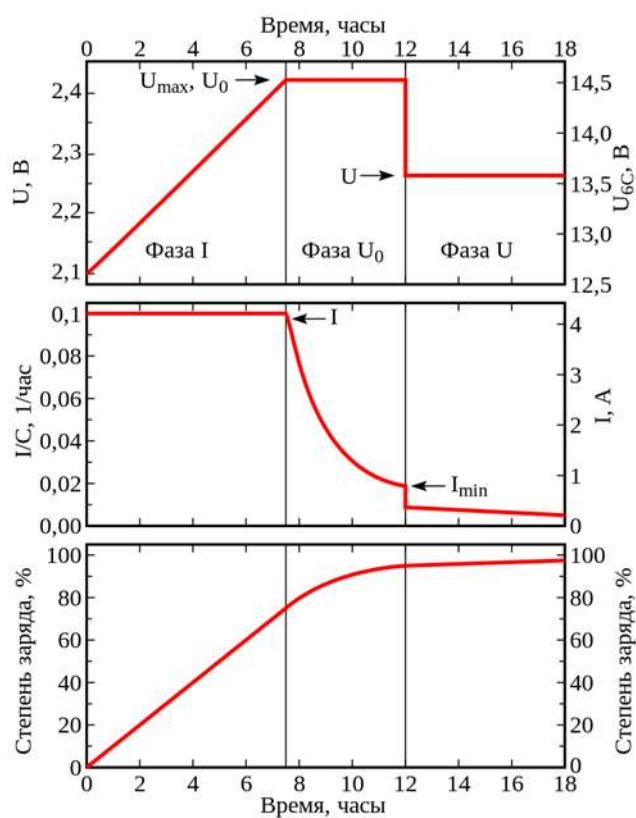


Рисунок 42 – Заряд в три этапа (IUoU)

Первая фаза I (заряд постоянным током) часто используется при глубоком разряде АКБ. Этот этап самый важный и главный этап в алгоритме заряда. На этом этапе на АКБ подается ток такой силы, сколько позволяет зарядное устройство или может принять АКБ, но не превышающий 10 % от номинальной емкости АКБ (А·ч), до тех пор, пока напряжение батареи не достигнет заданного максимального уровня. Пока напряжение будет расти и достигнет заданного максимального уровня, ток при этом должен оставаться постоянным и близким к его максимальному значению.

В большинстве случаев, по окончании данного этапа АКБ заряжается примерно до 80 %. Этого достаточно, чтобы можно было пользоваться АКБ, не производя дальнейших этапов зарядки.

Во время второго этапа или фазы U_0 (заряд постоянным перенапряжением, фаза абсорбции) поведение напряжения и тока зарядки меняются на противоположное по сравнению с тем, которое было на предыдущем этапе. Теперь напряжение поддерживается постоянным, а ток постепенно уменьшается.

Чаше всего такой этап зарядки является наиболее эффективным, если он длится достаточно долго, не менее 4 часов, до тех пор, что кажется батарея практически не потребляет ток.

На втором этапе в зависимости от типа АКБ постоянное напряжение зарядного устройства устанавливается в диапазоне от 14,1 до 14,8 В, а ток постепенно уменьшается «добивая» оставшиеся 20 % до полной зарядки АКБ. Полная зарядка обычно наступает, когда зарядный ток падает до 2 % от номинальной емкости АКБ. Например, конечный ток для АКБ 50 А·ч (C/20) составляет приблизительно 1 А (1000 мА) или даже менее. Если АКБ не может «удержать» заряд, то ток не уменьшается после расчетного времени зарядки, а АКБ нагревается выше 51,5 °С, это говорит о том, что АКБ может быть сильно засульфатирована. В большинстве случаев, по окончании данного этапа АКБ заряжается примерно до 95-100 %.

Фаза U (заряд постоянным напряжением, поддерживающий заряд) используется в целях поддержания полностью заряженного АКБ и преодоления естественного саморазряда АКБ можно держать практически неограниченно долго. На этом этапе ток зарядки уменьшается примерно до 1 % (C/100) или еще меньше.

Таким образом по графику подводимой мощности к АКБ по формулам (53) был просчитан коэффициент a , после чего был просчитан уровень заряда в течении работы комплекса с заданной мощностью заряда. По полученным данным был построен график заряда АКБ (рисунок 43).

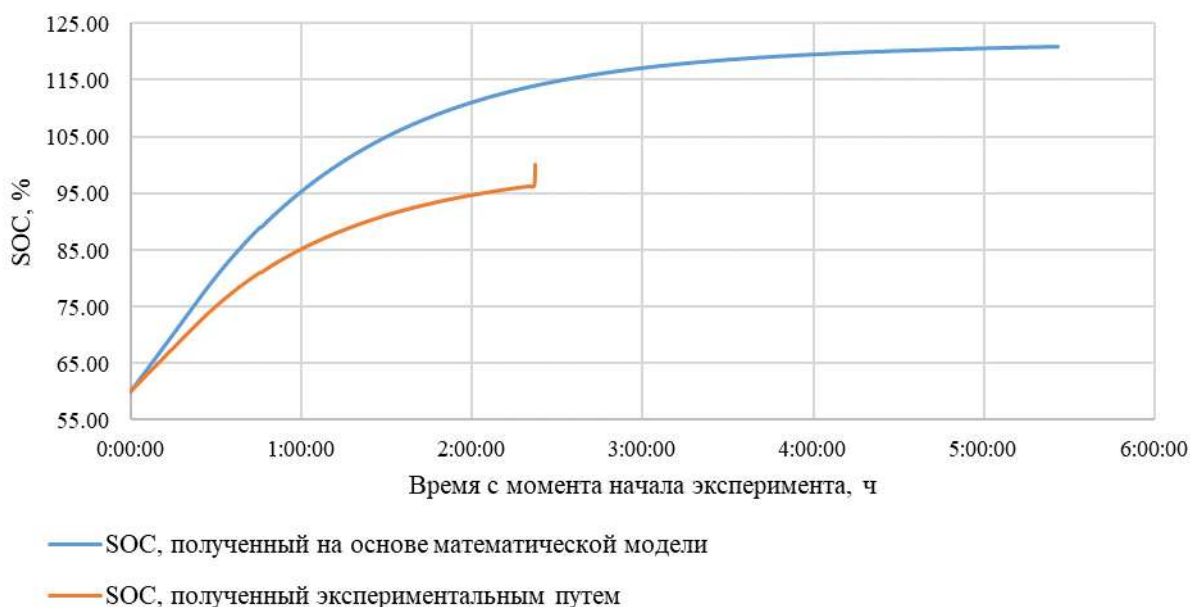


Рисунок 43 – Уровень заряда, полученный теоретически

Как видно из графиков полученная по формулам кривая отличается от полученной опытным путем. Это может быть вызвано тем, что вывод формул (53) проводился при заряде постоянной мощностью и не учитывал свойство зарядного устройства со временем менять режим заряда, уменьшая скорость заряда в зависимости от уровня заряда АКБ. Для увеличения точности расчетов по формулам, было принято решение подобрать коэффициенты, учитывающие это влияние.

Для начала были выбраны диапазоны, в зависимости от которых будет меняться коэффициент – начиная от 50 % уровня заряда до 100 % и с шагом в 10 %. Начальный коэффициент в 50 % был принят из показателя напряжения, который при меньших значениях уровня заряда снижался до недопустимых значений. В зависимости от начального уровня заряда каждой итерации подбирался такой коэффициент уменьшения мощности, чтобы теоретически посчитанная кривая максимально близко приближалась к экспериментальной кривой и суммарное среднеквадратичное отклонение составляло не более 0,5.

Подобранные коэффициенты представлены в таблице 21. Тогда используя эти коэффициенты и учитывая, что после заряда АКБ уровень поддерживается на значении в 100 %, график заряда будет выглядеть таким образом, как это показано на рисунке 44.

Таблица 21 – Коэффициенты, учитывающие влияние уровня заряда на скорость заряда АКБ

Уровень заряда АКБ, %	Коэффициент, о.е.
50-60	1
60-70	0,75
70-80	0,7
80-90	0,65
90-100	0,6

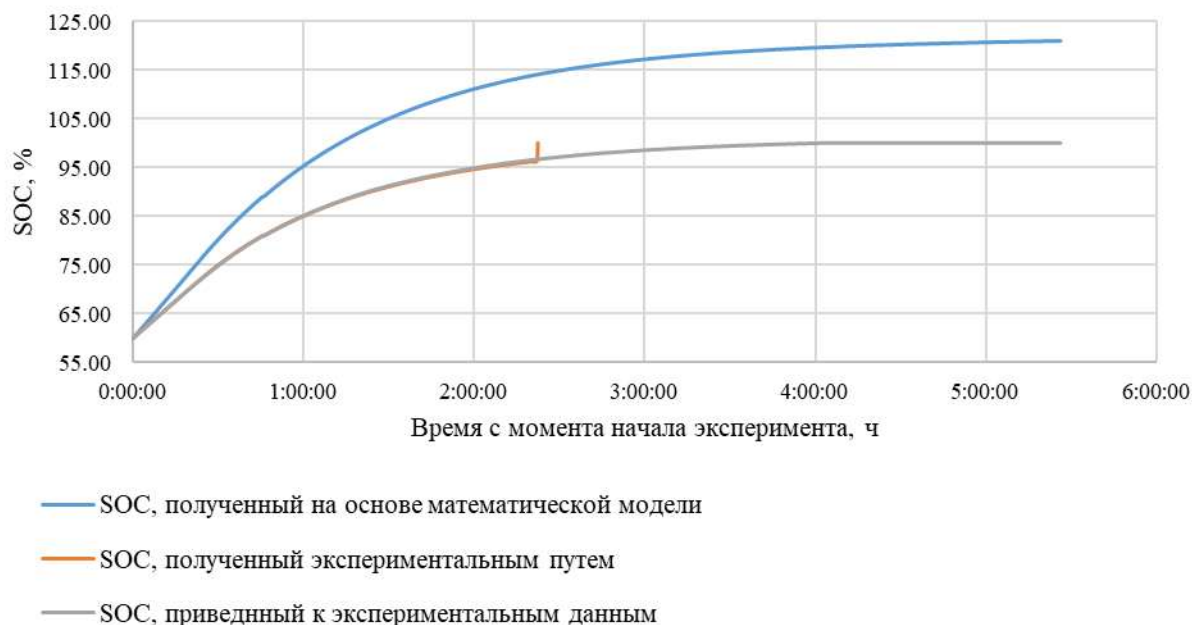


Рисунок 44 – Уровень заряда АКБ

Как видно из графиков приведенный расчет ложится на экспериментальный график довольно точно, однако в конце после 96,3 % уровень батареи резко возрастает до 100 %, а расчетный график продолжает постепенно возрастать в течение времени до 100 %. Если рассматривать график до этого момента, то среднеквадратичное отклонение составляет 0,13, а с учетом резкого возрастания – 0,24.

В ходе экспериментов такое поведение уровня заряда (резкое возрастание *SOC* в конце заряда), полученного опытным путем, встречалось не один раз. Однако зависимость появления такого явления выявлено не было.

Как было рассмотрено выше такое поведение может быть вызвано деградацией аккумуляторных батарей, а точнее сульфатацией. Проведя несколько экспериментов с зарядом и проверив изменение тока в конце заряда, было выявлено, что ток при достижении максимального заряда не снижается, а остается на том же уровне, что может быть охарактеризовано невозможностью «удержать» заряд на финальном этапе заряда.

Однако остается непонятно, почему тогда уровень заряда делает резкий скачек, а не останавливается на определенном уровне и почему это происходит на разных уровнях заряда.

Можно предположить, что различие в местах скачка происходит из-за различной деградации АКБ и их несогласованности между собой после периода неиспользования. А вот сам скачек может быть вызван подстройкой зарядного устройства к неизменным параметрам АКБ. Тем самым ЗУ «думает», что АКБ больше не заряжается и выставляет значение равное 100 %.

Таким образом, рассматривая макет солнечно-дизельного комплекса НИУ «МЭИ» нужно учитывать, что наиболее достоверный расчет SOC возможен от 50 до 90 %. При больших уровнях заряда, можно проводить расчет по логарифмической зависимости дальше, но учитывать, что реальное оборудование может дать другой результат.

При использовании данной методики на других объектах необходимо учитывать состояние и характеристики АКБ, используемых там.

Верификация уравнений скоростей заряда и разряда: После получения формул (46) и (53) для определения скоростей заряда и разряда СНЭ необходимо проверить их совместную работу на практике. Для этого также был проведен эксперимент (см. приложение А), который сочетает в себе заряд и разряд аккумуляторных батарей. Изменение во времени мощности на СНЭ для данного опыта представлено на рисунке 45.

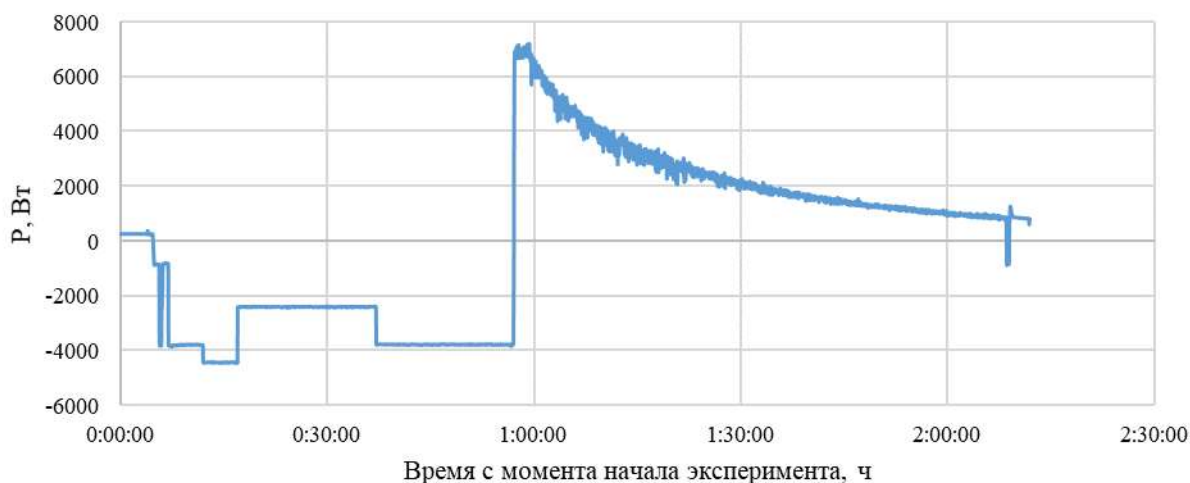


Рисунок 45 – Мощность на СНЭ

Как видно из графика в первой половине эксперимента происходил разряда СНЭ различными значениями мощности, а во второй половине – заряд СНЭ при разных значениях мощности заряда.

Расчет начинался с момента изменения уровня заряда СНЭ. Для этого использовались формулы (46) и (53), а также таблица 21. Полученный график представлен на рисунке 46.

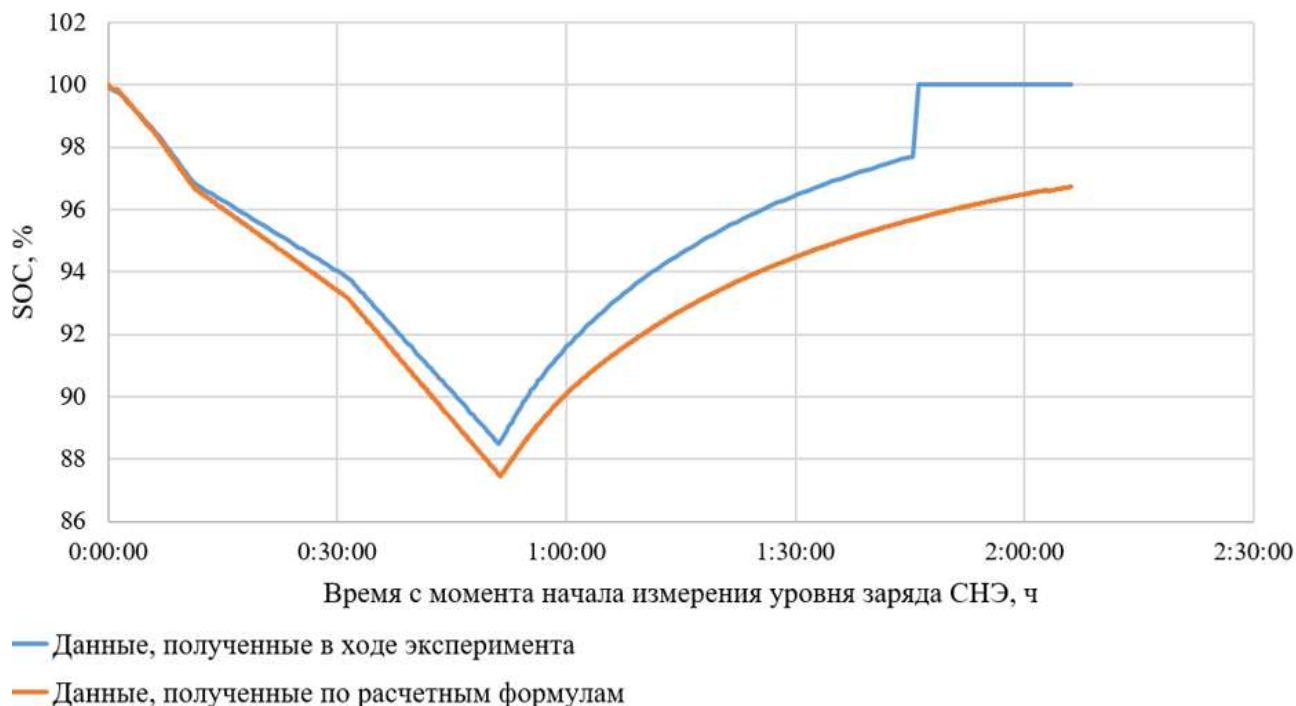


Рисунок 46 – Уровень заряда СНЭ

Как видно из графиков, полученные значения немного отклоняются от экспериментально полученных данных, что в свою очередь скорее всего связано с деградацией АКБ, а также небольшой погрешностью расчета формул. В данном случае максимальная погрешность составила 2 %, что допустимо для использования данных формул при прогнозировании режима работы.

Однако надо учитывать, что прогноз на сутки вперед проводится каждый час с определением данных с самого оборудования. Таким образом каждый час расчет будет проводиться заново с новой начальной точки.

Тогда данный опыт можно разделить на 2 участка – первый и второй час работы. В таком случае графики будут выглядеть следующим образом – см. рисунки 47 и 48.

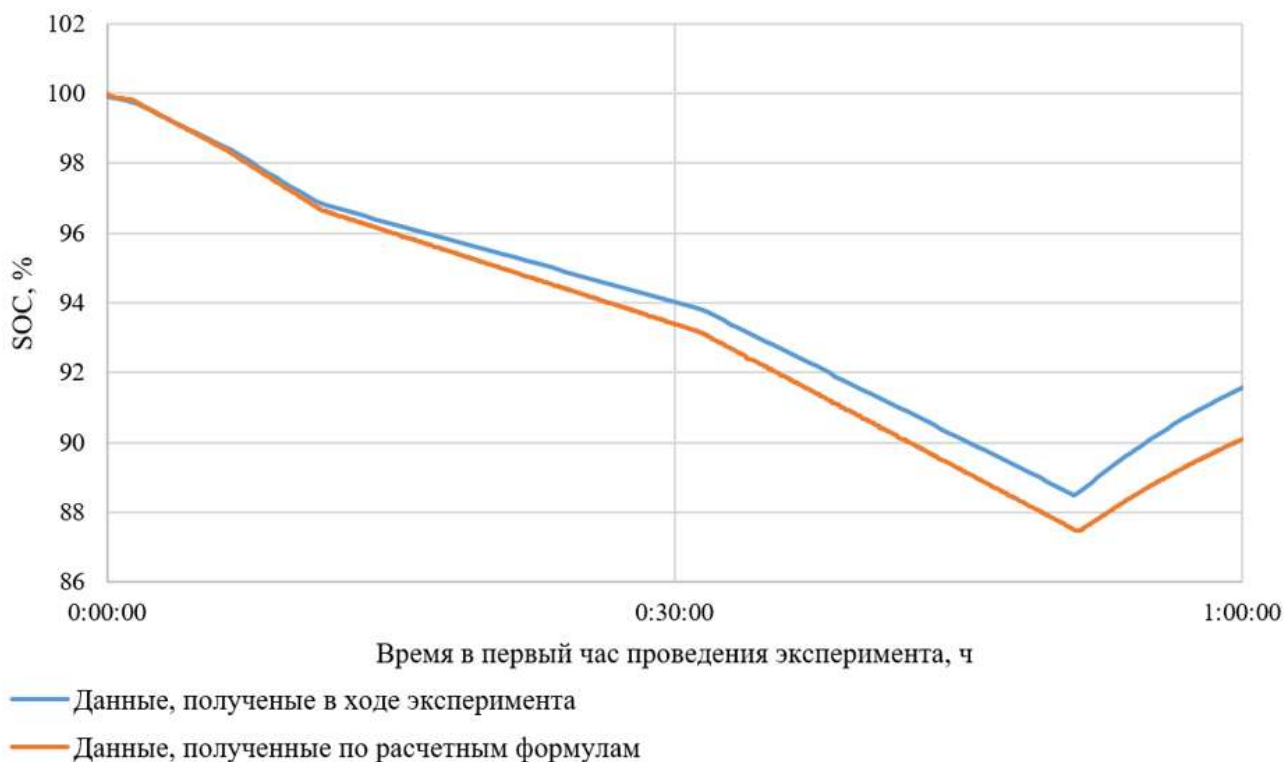


Рисунок 47 – Уровень заряда СНЭ в первый час эксперимента

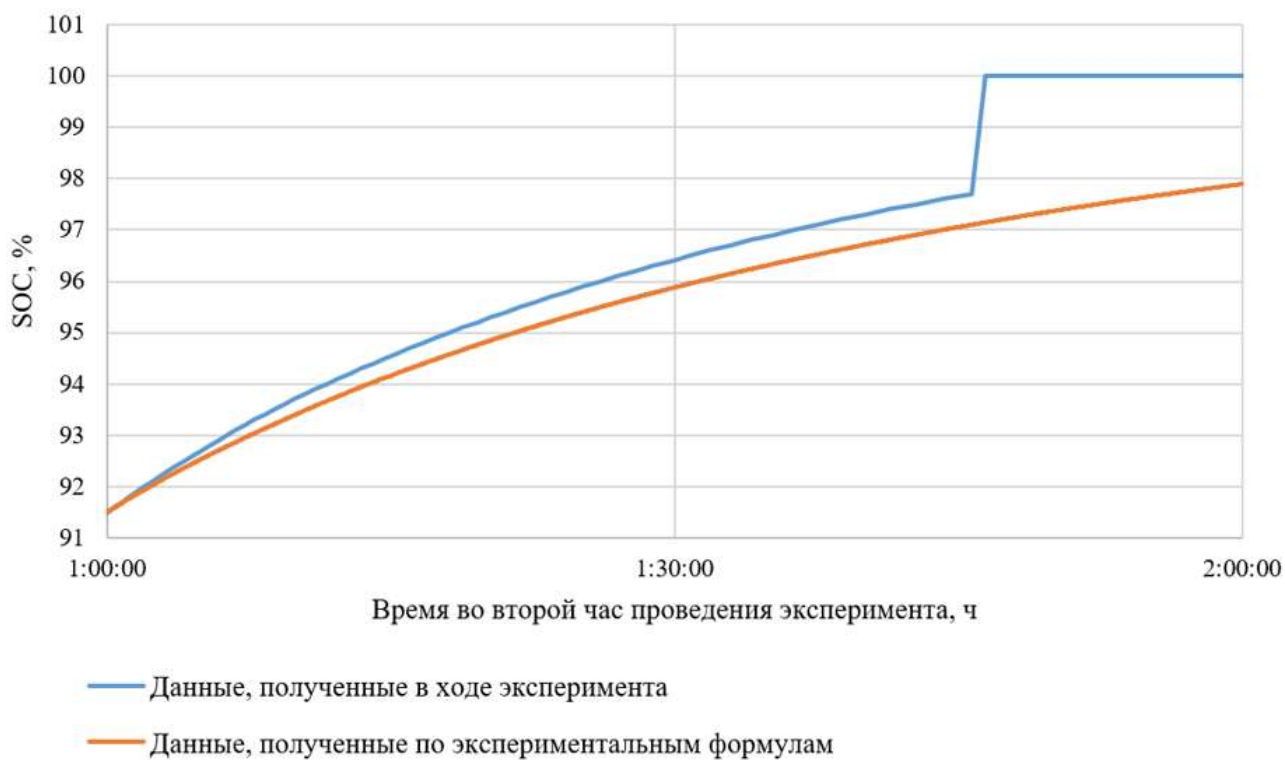


Рисунок 48 – Уровень заряда СНЭ во второй час эксперимента

Как видно из графиков, в пределах часа погрешность изменяется от 0,6 % (второй час) до 1,5 % (первый час). Соответственно можно сделать вывод что полученные формулы могут использоваться для конкретных целей краткосрочного прогнозирования.

1.2 Описание системы управления солнечно-дизельным комплексом

Осуществление задач оптимизации состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса программными средствами возможно только при активном использовании аппаратного обеспечения, осуществляющего сбор и обработку первичной информации, ее передачу, хранение и обработку и также исполнение принятых решений по управлению режимом работы СДК. Т.е. фактически должен быть создан аппаратно-программный комплекс, реализующий функцию системы управления СДК (СУ СДК) в автоматизированном режиме.

Традиционно системы управления строятся по иерархическому принципу, включающему верхний уровень и нижний уровень автоматизированной системы управления. Нижний уровень АСУ обеспечивает получение необходимой исходной информации о текущем состоянии управляемого оборудования и исполнение управляющих команд, поступающих с верхнего уровня. Верхний уровень играет роль системы принятия решений об управлении режимом работы СДК, дополнительные функции – архивирование информации, обеспечение человеко-машинного интерфейса.

В соответствии с ГОСТ техническое описание системы управления должно включать следующие разделы:

- схема локальной вычислительной сети;
- функциональная схема;
- общее описание алгоритма работы.

Алгоритм работы системы управления режимом работы СДК включает в себя следующие шаги и выполняется в циклическом режиме:

1) Поступление команды на запуск работы в автоматическом режиме программного комплекса, осуществляющего оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса (далее – программный комплекс «Принятие решений по управлению режимом работы СДК»).

2) Стартовая инициализация:

- Загрузка информации о технических характеристиках оборудования СДК.
- Загрузка информации о настройках программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы СДК».

- 3) Выполнение планирования режима работы СДК на сутки вперед:
 - Получение информации о текущем состоянии оборудования СДК.
 - Выполнение прогнозирования изменения величины солнечного излучения и мощности солнечной электростанции.
 - Оптимизация состава, параметров и режимов функционирования СДК на сутки вперед.
- 4) Ведение режима работы СДК:
 - Оптимизация состава, параметров и режимов функционирования СДК в режиме реального времени.

1.3 Общее описание автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) СДК

В соответствии с ГОСТ Р 59795-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов» общее описание АСУ ТП СДК включает характеристику назначения системы, ее описание и взаимосвязь с другими автоматизированными системами – указанная информация приведена ниже.

1.3.1 Назначение АСУ ТП

АСУ ТП СДЭК предназначена для автоматического управления режимами работы гибридного энергетического комплекса. В предложенную АСУ входит оборудование, представленное в таблице 22.

Таблица 22 – Состав контролируемого оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Контроль	Управление
1	ДГУ АД-30	шт.	1	+	+
2	ДГУ АД-12	шт.	1	+	+
3	Батареяный инвертор Victron Energy Quattro-10000	шт.	3	+	–
4	АКБ (Yellow Battery GB 12-200)	шт.	12	+	–
5	Сетевой инвертор SMA Sunny TriPower 12000TL	шт.	1	+	–
6	Имитатор СЭС Delta Elektronika SM 660 AR-11	шт.	2	–	+
7	Нагрузочный модуль НМ-50-Т400-К2	шт.	1	+	+
8	Программируемый логический контроллер Raspberry Pi	шт.	1 (2)	+	–
9	АРМ	шт.	1	+	+

Функциональная структура АСУ ТП строится на базе создаваемой в ее составе единой микропроцессорной системы измерений, сбора, обработки, передачи и хранения информации о нормальных и аномальных режимах, включая регистрацию аварийных режимов и процессов. Основные функции АСУ ТП СДК подразделяются на две группы: технологические и общесистемные.

Технологические функции:

- измерение, преобразование, сбор дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;
- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям СДК (контроль и визуализация состояния оборудования СДК);
- автоматизированное управление оборудованием СДК;
- удаленное изменение состояния программных оперативных элементов систем, АСУ СДК: оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций и др.;
- контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления;
- программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (КА) (оперативная логическая блокировка КА);
- регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с оборудованием;
- мониторинг параметров качества электроэнергии (ПКЭ) посредством информационного обмена со средствами измерений ПКЭ;
- информационное взаимодействие с имеющимися на СДК автономными цифровыми системами по стандартным протоколам.

Общесистемные функции:

- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций, обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни;
- тестирование программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов программно-технического комплекса (ПТК), в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;
- архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени;

- документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;
- автоматизированное проектирование, программирование и конфигурирование.

1.3.2 Описание АСУ ТП

Для реализации функций АСУ ТП предусматривается установка программно-технического комплекса в составе которого могут выделяться подсистемы, классифицируемые по различным признакам: по реализуемым функциям АСУ ТП, по видам контролируемого и управляемого оборудования и т.п. Основу архитектуры системы составляют микропроцессорные (МП) устройства, объединенные вторичной коммуникационной сетью.

При этом ПТК строится как единая, интегрированная, иерархическая, распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами управления, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации. В ПТК АСУ ТП выделяется четыре уровня иерархии программно-технических средств (ПТС): полевой, нижний и верхний уровни.

Полевой уровень образуют контроллеры оборудования. С их помощью обеспечивается сбор информации и выдача команд управления.

Нижний уровень представляет собой комплекс технических средств, в который входят устройства, выполняющие функции измерений, сбора, обработки дискретной информации и формирование местных сигналов управления.

Устройства верхнего уровня АСУ ТП: Raspberry Pi, автоматизированные рабочие места (АРМ), устройства сбора, обработки и архивирования данных (базовые сервера), представления информации пользователям (АРМ, принтеры, экраны коллективного пользования и т.п.), шлюзовые сервера (сервера телемеханики) осуществляют информационный обмен с центрами верхнего уровня.

Функции верхнего уровня АСУ ТП:

- организация и координация вычислительных процессов, реализующих задачи контроля и управления технологическими объектами гибридных энергетических комплексов (ГЭК);
- организация и управление единой базой данных АСУ ТП ГЭК;
- представление операторам в графической форме в реальном времени информации о технологических процессах и состоянии оборудования;

- обеспечение операторам средств дистанционного управления технологическими процессами, элементами оборудования и системами автоматики;
- организация и выполнение процедур централизованной системы диагностики и мониторинга технических и программных средств АСУ ТП ГЭК.

В состав верхнего уровня входят следующие технические средства:

- система серверов;
- сетевые средства;
- автоматизированные рабочие места персонала;
- технические средства, обеспечивающие взаимодействие с верхними уровнями управления.

АРМ системы управления обеспечивают все функции контроля и управления:

- наблюдение;
- управление;
- менеджмент системы.

Основная информация по организации управления СДК сведена в таблицу 23.

Таблица 23 – Организация управления СДК

№	Наименование оборудования	Вид и место управления	Команда управления	
			Чтение	Запись
1	Контроллер ДГУ-12	Чтение/запись, Raspberry Pi по протоколу modbus	Скорость вращения ДГУ	Пуск ДГУ
			Состояние ДГУ(вкл/выкл)	Останов ДГУ
			Напряжение по фазам	Включение сетевого выключателя
			Ток по фазам	Выключение сетевого выключателя
			Частота по фазам	Изменение мощности ДГУ
2	Контроллер ДГУ-30	Чтение/запись, Raspberry Pi по протоколу modbus	Скорость вращения ДГУ	Пуск ДГУ
			Состояние ДГУ(вкл/выкл)	Останов ДГУ
			Напряжение по фазам	Включение сетевого выключателя
			Ток по фазам	Выключение сетевого выключателя
			Частота по фазам	Изменение мощности ДГУ
3	Батарейные инверторы Victron Energy Quattro-10000	Чтение, Raspberry Pi по протоколу MQTT	Мощность нагрузки по фазам	–
			Напряжение инвертора по фазам	
			Выходная активная мощность по фазам	

Продолжение таблицы 23

№	Наименование оборудования	Вид и место управления	Команда управления	
			Чтение	Запись
			Выходной ток по фазам	—
			Выходная частота по фазам	
			Выходная полная мощность по фазам	
			Ток АКБ	
			Мощность АКБ	
			Состояние заряда АКБ	
			Напряжение АКБ	
4	Сетевой инвертор SMA Sunny TriPower 12000-TL	Чтение, по протоколу Bluetooth	Суммарная выходная мощность инвертора	—

Для организации взаимодействия между устройствами, входящими в состав АСУ ТП в СДК организуется резервируемая локальная вычислительная сеть (ЛВС). Функциями вычислительной сети являются:

- обмен данными между микропроцессорными устройствами нижнего уровня, взаимодействие организуется по единому протоколу вычислительной сети;
- доставка информации на верхний уровень структуры АСУ ТП;
- обеспечение передачи данных синхронизации посредством применения специализированного временного протокола;
- организация информационного обмена со смежными системами;

Локальная вычислительная сеть включает в свой состав следующие элементы:

- автоматизированное рабочее место оператора, представленный стационарным персональным компьютером;
- коммутатор;
- контроллеры Raspberry Pi;
- программируемые логические контроллеры имитаторов солнечной электростанции SM3300-series, ДГУ ММЗ Д-243, нагрузочного модуля НМ-50-Т400-К2;
- панель управления батарейными инверторами Victron Energy Quattro 10000.

Связь осуществляется посредством Ethernet (всех устройств через коммутатор) и CAN-шины (для связи между ДГУ). Используются протоколы Modbus, MQTT, TCP/IP (transmission control protocol/internet protocol – протокол управления передачей/интернет-протокол). Эскиз схемы ЛВС представлен на рисунке 49. Схема была разработана по критерию минимальных затрат.

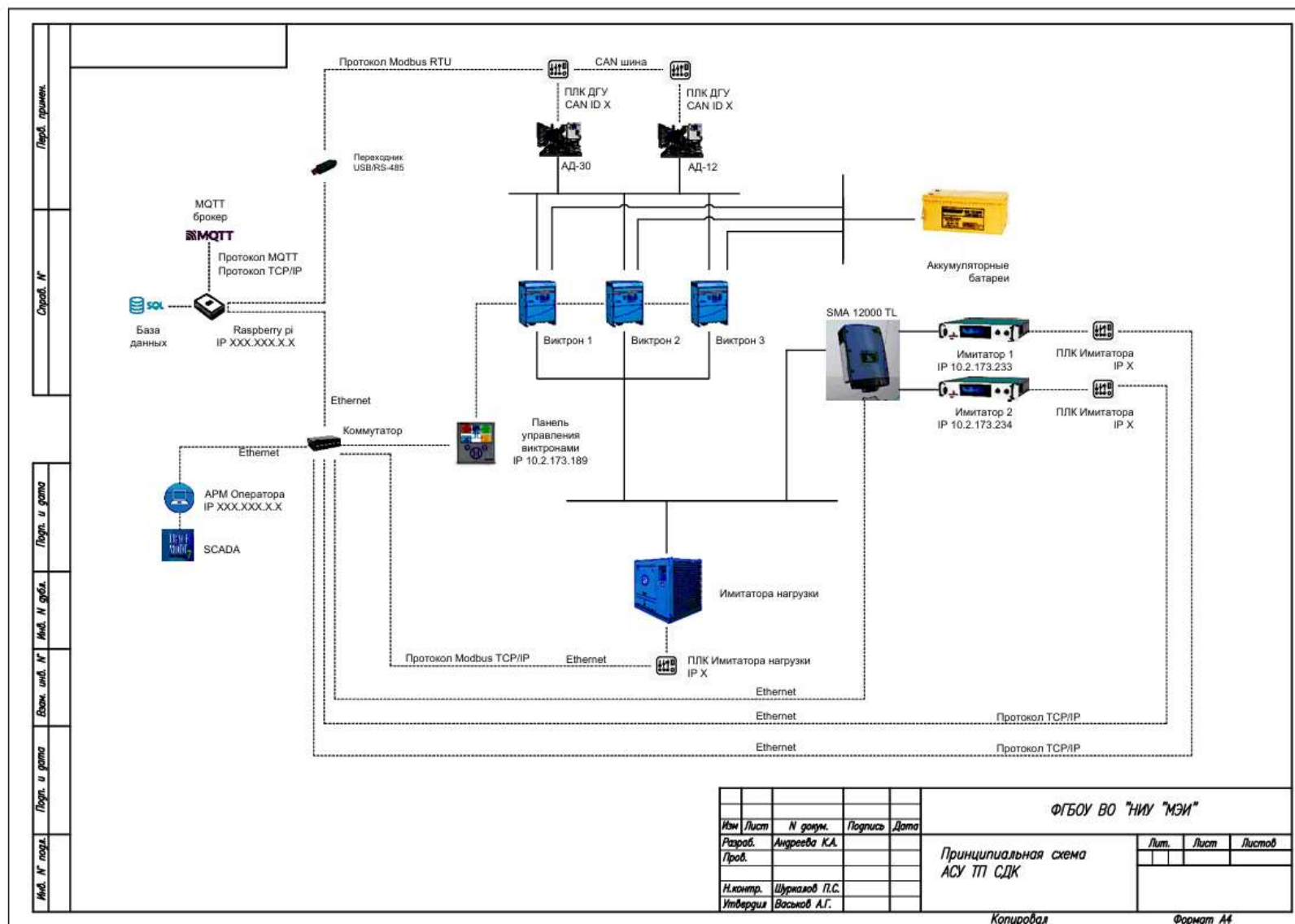


Рисунок 49 – Принципиальная схема АСУ ТП СДК

SCADA (supervisory control and data acquisition, т.е. диспетчерское управление и сбор данных) – система, отображающая текущее состояние оборудования. Она обеспечивает непрерывный мониторинг работы автоматизированного объекта. Доступ к ней имеет оператор через АРМ. Структурно SCADA состоит из удаленного терминала (remote terminal unit, RTU), системы коммуникации и терминала диспетчера (master terminal unit, MTU). Системы коммуникации в реальном времени передают информацию между RTU и MTU, для этого используются различные протоколы. Протокол – это набор правил, задающий форматы сообщений и процедуры, которые позволяют компьютерам и прикладным программам обмениваться информацией.

Например, датчик частоты считывает частоту системы и передает эту информацию в SCADA по протоколу Modbus. Modbus служит для обмена данными между устройствами автоматизации и реализован в виде ответов на запросы (request-reply protocol). Используемая архитектура – «Master-Slave» («Client-Server»), то есть в сети выделяется клиентское устройство, которое периодически отправляет запросы на серверные устройства с целью чтения или записи их параметров. Используется спецификация протокола Modbus RTU (данные кодируются в двоичный формат, разделителем пакетов служит временной интервал). В целом Modbus используется для сбора показаний датчиков, управления реле и контроллерами, мониторинга и т.д. Перечень параметров, передаваемых и считываемых по данному протоколу, представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Используемые параметры из регистровой таблицы Modbus

Параметр	Обозначение	Тип данных	Раздел регистровой таблицы	Modbus адрес
Частота вращения	n , об/мин	integer	Вводные регистры	576
Состояние ДГУ	Вкл/Выкл	bool	Дискретные входные контакты	3
Напряжение фаз	V , В	float	Вводные регистры	504, 505, 506
Ток фаз	I , А	float	Вводные регистры	511, 512, 513
Частота фаз	f , Гц	float	Вводные регистры	507, 508, 509

MQTT (message queuing telemetry transport) – протокол обмена данными между издателями и подписчиками («pub/sub»). Это протокол для потоковой передачи данных между устройствами с ограниченной мощностью центрального процессора или временем автономной работы, а также для сетей с дорогой, низкой пропускной способностью, непредсказуемой стабильностью и высокой задержкой. MQTT – протокол, который работает как «оболочка» для протоколов TCP/IP. В сетях TCP/IP физическим каналом передачи данных могут быть любые Ethernet-интерфейсы, в качестве протокола используется Modbus TCP

(данные кодируются в двоичном формате и упаковываются в TCP-пакет для передачи по IP-сетям). Передачу данных между клиентом и сервером осуществляет MQTT-Broker. Это такой тип архитектуры, при котором элементы системы осуществляют связь с помощью брокера, в результате чего снимается нагрузка с веб-сервисов. В таблице 25 представлены параметры, которые могут передаваться или считываться с помощью MQTT-сервера.

Протокол MQTT был выбран, так как в главном управляющем устройстве системы (Victron Energy Quattro-10000) есть встроенные средства работы по этому протоколу. Для обмена сообщениями между устройствами также могут быть использованы другие протоколы.

В бесплатной версии SCADA не может отправлять команды по MQTT, поэтому в качестве звена связи SCADA и сервера логики используется база данных (БД). Ее основное назначение – хранить параметры системы за определенное время, включая текущие данные. Сейчас в БД хранятся текущие команды, состояние кнопок, а также состояние технических характеристик. В данной работе для запросов, обработки и определения данных используется язык программирования SQL (structured query language – структурированный язык запросов).

Таблица 25 – Параметры MQTT-сервера

Параметр	Обозначение	Тип данных
Статус работы	start_stop	bool
Управление ДГУ	control_dgu	bool
Скорость вращения вала ДГУ, об/мин	RPM_DG,	float
Ток в каждой фазе, А	I_L1_DG, I_L2_DG, I_L3_DG,	float
Мощность каждой фазы, Вт	P_L1_DG, P_L2_DG, P_L3_DG,	float
Суммарная мощность ДГУ, Вт	P_sum_DG	float
Скорость вращения вала ДГУ, об/мин	RPM_DG,	float
Ток в каждой фазе, А	I_L1_DG, I_L2_DG, I_L3_DG,	float
Мощность каждой фазы, Вт	P_L1_DG, P_L2_DG, P_L3_DG,	float
Суммарная мощность ДГУ, Вт	P_sum_DG	float
Полная мощность, Вт	power_sum	float
Полная мощность имитатора № 1, Вт	power_sum_1	float
Напряжение имитатора № 1, В	voltage_1	float
Ток имитатора №1, А	current_1	float
Полная мощность имитатора № 2, Вт	power_sum_2	float

Продолжение таблицы 25

Параметр	Обозначение	Тип данных
Напряжение имитатора № 2, В	voltage_2	float
Ток имитатора № 2, А	current_2	float
Ток по фазам, А	ac_consumption_L1_power, ac_consumption_L2_power, ac_consumption_L3_power	float
Мощность по фазам, Вт	ac_out_L1_active_power,ac_out_L2_active_power, ac_out_L3_active_power	float
Выходные токи по фазам, А	ac_out_L1_current, ac_out_L2_current, ac_out_L3_current	float
Ток аккумулятора, А	battery_current	float
Мощность аккумулятора, Вт	battery_power	float
Уровень заряда АКБ, %	battery_SOC	int
Напряжение аккумулятора, В	battery_voltage	float
Интервал времени, секунды	T	float
Интенсивность СИ, Вт/м ²	G	int
Температура ячейки СМ, °С	T_cell	float
Интенсивность СИ, Вт/м ²	G_W/m^2	int
Доступность работы каждой ДГУ	available_dgu_1 available_dgu_2	bool
Включение и выключение дизеля	start_stop_diesel	bool
Время действия, сек	t_sec	int
Мощность нагрузки, Вт	power_kW	float

Коммутатор – это узел, служащий для объединения нескольких устройств в локальную сеть по кабелю. Он осуществляет взаимосвязь между разными элементами. С его помощью можно создать замкнутую сеть, в которой осуществляется связь всего оборудования [37].

Контроллер Raspberry Pi – это одноплатный компьютер. Он хранит БД и MQTT сервер. ДГУ подключена по USB-кабелю к Raspberry Pi, последняя, в свою очередь, подключена к коммутатору по интернету. Функции Raspberry Pi могут выполнять и более специализированные промышленные программируемые логические контроллеры (ПЛК), в данной схеме выбран более дешевое устройство [38].

Для управления некоторыми устройствами (ДГУ, имитаторы, нагрузочный модуль) применяются программируемые логические контроллеры. Это микропроцессорное устройство, предназначенное для сбора, преобразования, обработки, хранения информации и выработки команд управления, имеющий конечное количество входов выходов, подключенных к ним датчиков, ключей, исполнительных механизмов к объекту управления, и предназначенных для работы в режимах реального времени.

ПЛК имитатора встроен в сам прибор, он является «мозгом». Имитатор связан с системой через коммутатор по кабелю Ethernet. Сеть Ethernet объединяет несколько компьютеров в систему с единым кабелем. Пока что в SCADA от имитатора ничего не выводится, только отправка данных из SCADA. На данный момент можно только задавать имитаторам освещенность и температуру окружающей среды. В начале эксперимента задаются параметры массива, который нужно промоделировать. В ходе эксперимента передаются параметры освещенности и температуры. На данный момент выходные напряжение и токи никуда не подаются [39-42].

Инвертор SMA электрически связан с имитаторами, через него преобразуется мощность, выработанная имитаторами. Через SMA можно снимать мощность имитаторов посредством Bluetooth. В будущем будет нужно соединить кабелем SMA и имитатор. Мгновенные значения имитаторов можно считывать, но они никуда не записываются [43, 44].

Через БД можно отправлять и считывать все параметры ДГУ из регистровой таблицы Modbus (команды на запуск/останов, уставки на мощность, коэффициент мощности, мощность, токи, напряжения). Для связи между ДГУ используется CAN-шина. Это особая двухпроводная система, которая в режиме реального времени передает данные в двоичной форме. ДГУ управляется уставками через Raspberry Pi (как вариант) или Victron дает команды на следование за нагрузкой. ДГУ может работать по уставке мощности, но только в ручном режиме, но в этом случае нужно контролировать значение частоты, т.к. ДГУ может отключиться собственными защитами [45-47].

Батарейные инверторы Victron электрически связывают АКБ с сетью. Они считывают параметры АКБ (токи, напряжения, мощности, частоту на входе, выходе и АКБ, состояние заряда) и передают его в БД. Решения о работе АКБ на данный момент принимают Victron. Команду на управление Victron можно задать извне с помощью Broker-сервера. На рисунке 50 представлен эскиз структурной схемы АСУ ТП «Макет солнечно-дизельного комплекса».

1.4 SCADA системы управления солнечно-дизельным комплексом

SCADA – система, используемая в ходе проводимых экспериментов, является собственной разработкой Лаборатории «Систем управления солнечно-дизельными комплексами».

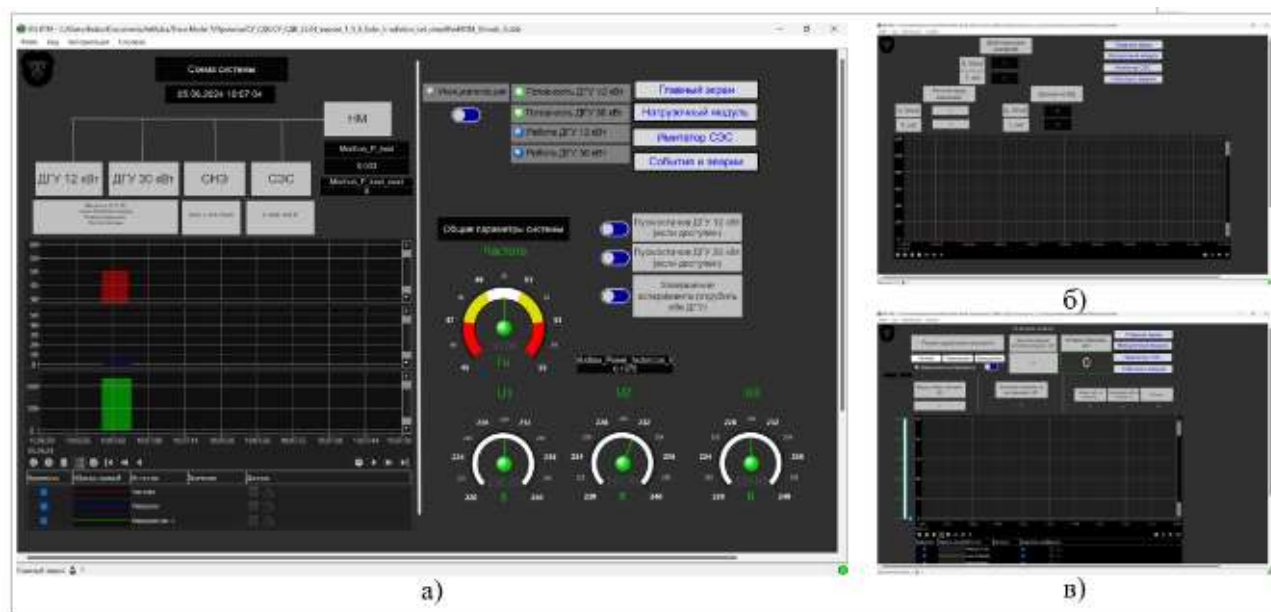
Задачи SCADA-системы: обмен данными с «устройствами связи с объектом» (то есть с промышленными контроллерами и платами ввода-вывода) в реальном времени через драйверы; обработка информации в реальном времени; логическое управление; отображение информации на экране монитора в удобной и понятной для человека форме; ведение базы данных реального времени с технологической информацией; аварийная сигнализация и управление тревожными сообщениями; подготовка и генерирование отчетов о ходе технологического процесса; осуществление сетевого взаимодействия между SCADA и персональным компьютером (ПК); обеспечение связи с внешними приложениями (СУБД, электронные таблицы, текстовые процессоры и т.д.).

Используемая SCADA-система разработана с использованием отечественного программного комплекса – среды разработки SCADA Trace Mode 7 от компании Адастра [48].

Использование собственной SCADA-системы позволило провести эксперименты по суточным графикам нагрузки потребителя. Через SCADA были заранее заданы почасовые графики потребления, ресурсов СИ и температуры поверхности модуля в течение суток. Далее с заранее установленным периодом времени эти наборы значений передавались на управляемое оборудование: нагрузочный модуль и имитаторы массива ФЭМ. Таким образом было обеспечено суточное изменение нагрузки и выработки СЭС в ходе испытаний.

Также функционал SCADA позволяет производить пуск ДГУ, и осуществлять индикацию об их состоянии.

Контроль параметров системы осуществляется при помощи графических элементов графических экранов. Среди использованных: «Тренд», «Физическая величина», «Стрелочный прибор» и «Ползунок». При помощи них оператор осуществляет контроль параметров системы. На главном экране отражены: «Уровень напряжения» по фазам, «Частота переменного тока», «Коэффициент мощности системы», «Суммарная мощность нагрузки НМ» (см. рисунок 51, а).



а) «Главный» экран; б) экран «СЭС»; в) экран «Нагрузочный модуль»
Рисунок 51 – Монитор реального времени SCADA-системы

На экране «СЭС» отражаются следующие показатели: «Мощность потока солнечного излучения», «Температура ФЭМ». Изменение этих параметров может происходить как в ручном режиме, так и в автоматическом по заранее заданному графику (см. рисунок 51, б). На тренде отображается изменение обоих этих показателей в течение эксперимента.

При переходе на экран управления «Нагрузочным модулем» появляется возможность выбора режима проведения эксперимента. Среди них: 1 – «Ручной», 2 – «По расписанию», 3 – «База данных».

В «Ручном» режиме оператор может сам задать уставку нагрузочного модуля и менять ее в заранее установленных пределах в любой момент времени.

В режиме «По расписанию» управление производится по заранее заданному расписанию, которое хранится внутри канала типа «Call-Load_Schedule». Канал хранит суточный набор значений нагрузки, меняющихся каждую минуту. Для последней версии SCADA 1.3.8 «Solar_Irradiation_set_simplified» – возможность корректировать расписание существует только по завершении эксперимента.

В режиме «База данных» почасовые значения нагрузки модуля загружаются из таблицы базы данных. Их изменение для реализации разных режимов происходит с использованием другой программы – «DB_Load_test 24 hours editor_main.tmp.rj». В программе можно выбрать месяц года и запустить запись значений в таблицу. Кроме этого является

возможным изменением периода времени, в течение которого происходит смена почасовых значений в ходе эксперимента.

В режиме «База данных» вместе с часовыми наборами данных о мощности нагрузки происходит считывание данных о мощности потока солнечного излучения, а также о температуре поверхности модуля.

Монитор реального времени является элементом человеко-машинного интерфейса. Он разделен на несколько экранов, позволяющих осуществлять взаимодействие как с целой исследуемой энергосистемой, так и с отдельными ее элементами: ДЭС, СЭС, НМ (см. рисунок 51).

1.5 Стартовая инициализация

База данных – это упорядоченный набор структурированной информации или данных, которые хранятся в электронном виде в компьютерной системе. База данных обычно управляется системой управления базами данных (СУБД).

СУБД – это комплекс программно-языковых средств, позволяющих создать базы данных и управлять данными. Другими словами, СУБД – это набор программ, позволяющий организовывать, контролировать и администрировать базы данных. Большинство сайтов не могут функционировать без базы данных, поэтому СУБД используется практически повсеместно.

Сегодня по-прежнему наиболее популярными при создании веб-приложений и сервисов остаются реляционные базы данных. Для управления реляционными базами данных используется язык SQL. Изначально SQL был инструментом работы пользователя с базой данных, однако со временем язык усложнился и стал скорее инструментом разработчика, чем конечного пользователя.

DBeaver – это программа для работы с СУБД. С ее помощью можно создавать новые базы, изменять и удалять данные в уже существующих, выполнять SQL-запросы.

DBeaver работает со многими СУБД, например, MariaDB, MySQL и PostgreSQL. На рисунке 52 изображен интерфейс программы. Окно Dbeaver содержит строку меню, панель инструментов, панель быстрого доступа, рабочую область с одним или несколькими редакторами и видами, а также строку состояния.

Основные функции DBeaver [49]:

- подключение к разным базам данных – например DBeaver может подключаться к сетевым базам или базам, состоящим из таблиц – реляционным. Можно работать с разными базами одновременно и в одной среде;

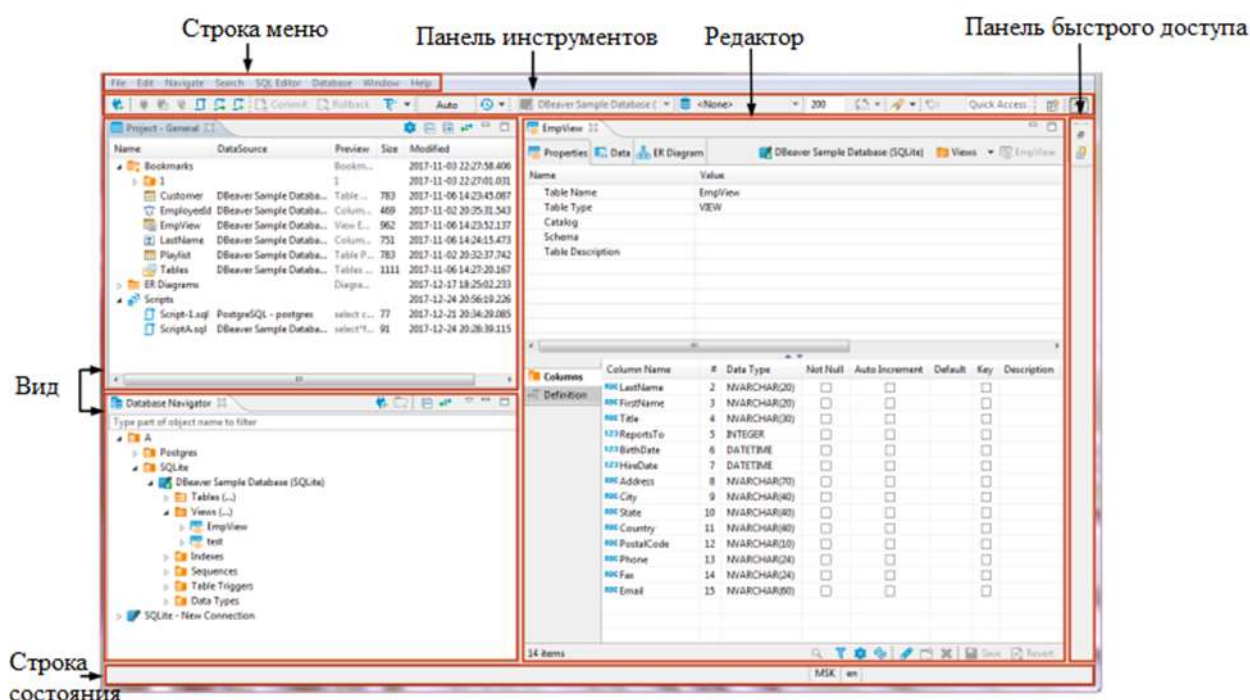


Рисунок 52 – Интерфейс программы DBeaver [49]

- администрирование баз данных – можно создавать, менять и удалять таблицы, записи и другие элементы баз данных;
- выполнение SQL-запросов – это способ общения с реляционными базами данных. Чтобы выполнить любое действие, например, изменить данные в таблице, в базу направляют запрос;
- перенос данных – в DBeaver есть встроенные инструменты для импорта и экспорта данных разных форматов, например, CSV, XML, JSON. Это позволяет добавлять новые данные в базы или выгружать их для отчетов;
- создание графиков и дашбордов – внутри DBeaver можно строить графики и диаграммы;
- интеграция с другими инструментами – DBeaver можно подключить к разным инструментам и средам разработки: Eclipse, IntelliJ IDEA, Visual Studio Code. Такая интеграция позволяет работать с базами данных прямо из среды разработки, никуда не переключаясь. Допустим, при создании приложения, которое работает с базой данных, можно подключиться к ней проверить запросы до того, как добавить их в код.

По умолчанию панель инструментов содержит следующие меню [49]:

- меню «Файл» содержит пункты меню для создания файлов, папок, проектов, соединений с базами данных, проектов баз данных и ER-диаграмм (диаграмм «сущность-связь»), а также пункты импорт и экспорт;
- меню «Редактирование» содержит такие глобальные команды, как вырезать, копировать, вставить и удалить, нацеленные на активный элемент;
- меню «Навигатор» позволяет перемещаться по скриптам и объектам базы данных;
- меню «Поиск» предоставляет возможность поиска среди файлов, объектов базы данных и по всем данным;
- меню «Редактор SQL» предназначено для открытия SQL Редактора и управления его внешним видом;
- меню «База данных» позволяет управлять драйверами баз данных, соединениями и транзакциями, а также переподключаться к базе данных и отключаться от нее;
- меню «Окно» содержит пункты для управления внешним видом окна DBeaver: показать/скрыть и минимизировать/максимизировать представления и редакторы, отобразить панели, разделить редакторы и управлять другими настройками;
- меню «Справка» содержит ссылки на информационные и справочные ресурсы, а также пункты меню для проверки номера версии и наличия обновлений.

Вы можете настроить строку меню и список отображаемых пунктов меню, для этого перейдите в меню «Окно» -> «Настроить перспективу» -> вкладка «Видимость меню».

Панель инструментов содержит кнопки для основных и наиболее часто используемых команд. Некоторые кнопки включены (окрашены), другие выключены (закрашены серым). Наборы включенных и выключенных кнопок меняются в зависимости от того, какой редактор активен в рабочей области. Только включенные кнопки применимы к активному виду или редактору. Кроме того, вы можете настроить панель инструментов, для этого перейдите в меню «Окно» -> «Настройки перспективы» -> вкладка «Видимость панели инструментов». Также, вы можете скрыть или показать панель инструментов в окне приложения. Для этого в меню «Окно» выберите пункт «Внешний вид» -> «Скрыть панель инструментов / Показать панель инструментов»:

- «Виды» – это окна в рабочей области, в которых представлены материалы и способы навигации по информации;
- «Редакторы» – это окна, в которых можно взаимодействовать с содержимым файлов и баз данных. И виды, и редакторы могут отображаться как отдельные окна или как вкладки, объединенные с другими видами/редакторами в окно с вкладками.

На рисунке 53 изображено соединение к БД. Далее рассмотрим подключение к базе данных MariaDB:

- Нажимая на кнопку «Новое соединение», открывается окно «Создать соединение»;
- В появившемся окне «Создать соединение» можно выбрать тип нового соединения;
- Нажимая кнопку «All», можно увидеть список разных БД;
- В нашем случае мы выберем БД MariaDB;
- Выбирая нужную нам БД, нажимаем на кнопку «Далее». Таким образом мы перейдем к настройкам соединении.

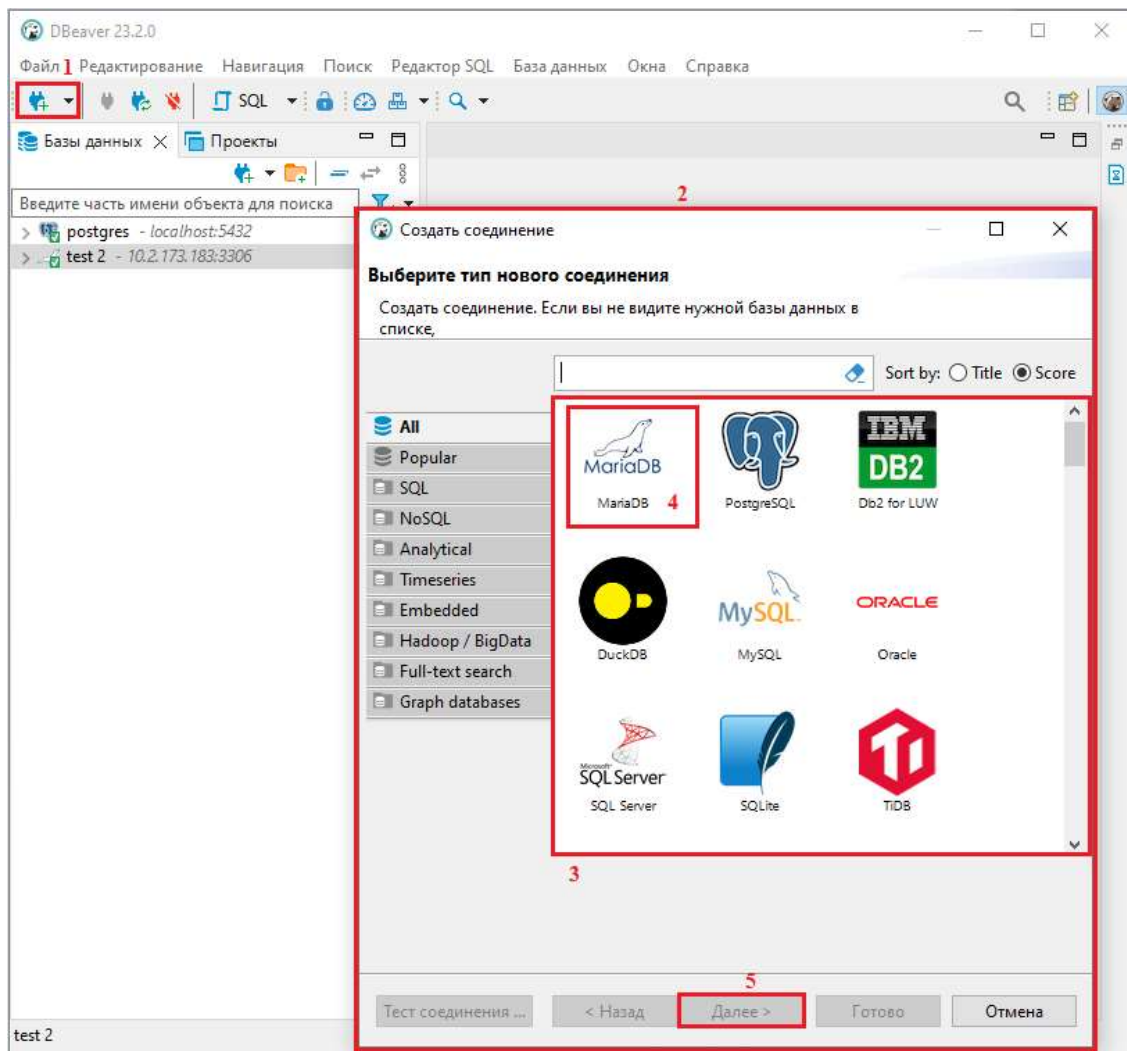


Рисунок 53 – Создание соединение БД

Настройки соединения приведены на рисунке 54. Для большинства драйверов требуется следующие настройки как: хост, порт, имя базы данных, имя пользователя и пароль. Однако количество и тип свойств соединения зависит от драйвера. Параметры для настройки соединения БД приведены в таблице 26. Ниже рассмотрим, какие действия нужны, чтоб настроить соединения:

- В открывшемся окне «Настройки соединения», на вкладке «Главная», необходимо заполнить нужные строки;
- В строке «База данных» введите имя базы данных или в строке «Сервер» IP-адрес;
- Также, необходимо вводить имя пользователя;
- Затем следует вводить пароль пользователя;
- Чтобы проверить работает ли соединение, нажмите на кнопку «Тест соединения»;
- В конце нажмите на кнопку «Готово». Соединения появятся в дереве соединений в навигаторе баз данных и DBeaver подключится к базе данных.

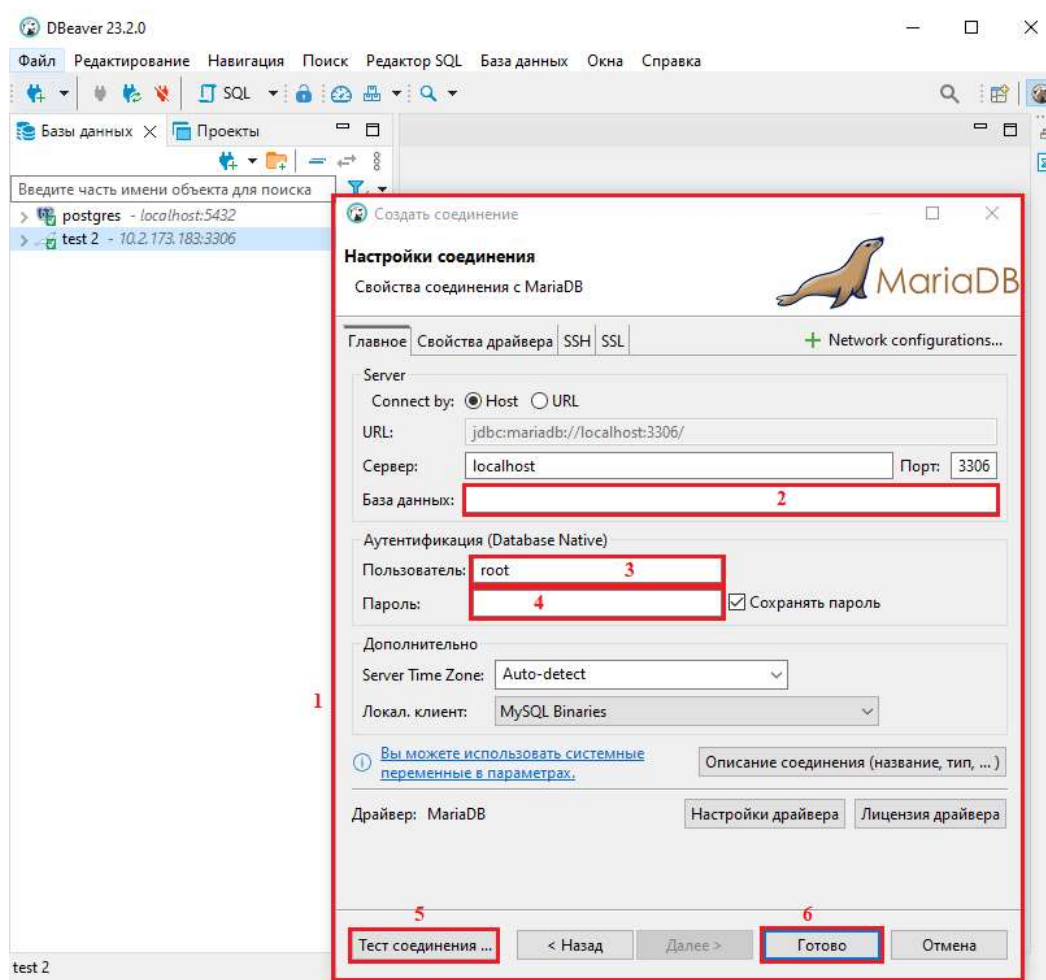


Рисунок 54 – Настройки соединения БД

Таблица 26 – Параметры для подключения к БД MariaDB

Сервер	10.2.173.183
База данных	test
Пользователь	user1
Пароль	123

Перед тем как перейдем к созданию таблицы, необходимо узнать тип данных в SQL, который определяет какие значения могут хранить в столбце и сколько они будут занимать места в памяти. Тип данных можно разделить на группы: числовые, строковые, дата и время, булевы или логические (см. таблицу 27).

Таблица 27 – Тип данных в SQL

Числовые			
Название	Описание	Размер	Диапазон чисел
Integer/int/int4	Целое число	4 байта	От -2147483648 до 2147483647
Smallint/int2	Целое число в небольшом диапазоне	2 байта	От -32768 до 32767
Bigint/int8	Целое число в большом диапазоне	8 байтов	От -9223372036854775808 до 9223372036854775807
Numeric/decimal	Вещественное число с указанной точностью	Переменный	Не больше 131072 цифр до запятой и 16383 – после
Real	Вещественное число с переменной точностью	4 байта	До 6 цифр по обе стороны
Double precision	Вещественное число с переменной точностью	8 байтов	До 15 по обе стороны запятой
Float	Вещественное число с переменной точностью	8 байтов	*PostgreSQL воспринимает тип float без указанной точности как double precision
Строковые			
Название	Описание	Размер	
Character (n)/char(n)	Строка фиксированной длины	До 10 485 760 символов. Точное значение длины для фиксированных строк задается в момент создания таблицы. Если по факту символов в строке меньше, чем указано в скобках, система автоматически заполняет разницу пробелами. Если ограничение по количеству символов не устанавливает ограничение автоматически – char(1) или 1 символ.	
Character varying(n)/varchar(n)	Строка ограниченной переменной длины	До 10 485 760 символов. Если длина строки будет меньше, чем заявлено в строку в исходном виде и не будет заполнять недостающие символы пробелами.	

Продолжение таблицы 27

Строковые		
Название	Описание	Размер
Character varying(n)/ varchar(n)		Если ограничение по длине строки не задано, скобках, система сохранит принимает строки любого размера.
Text	Строка ограниченной длины	Строка неограниченной переменной длины принимает строки любой длины, если ограничение не задано.
Дата и время		
Date	Дата	4 байта
Time	Время	8 байтов
Timestamp with time zone	Дата и время с учетом часового пояса	8 байтов
Timestamp without time zone	Дата и время без учета часового пояса	8 байтов
Да или нет	—	—
True или false	—	—
0 или 1	—	—

Чтобы иметь возможность работать с содержимым и структурой базы данных, необходимо подключиться к ней. При создании нового соединения с базой данных, DBeaver автоматически подключается к ней. Для подключения к базе данных, используя существующее соединение, в «Навигаторе» баз данных или в разделе «Проекты» щелкните соединение, а затем нажмите кнопку «Соединении» на инструментах или выберите «База данных» -> «Соединение» в главном меню (см. рисунок 55).

Теперь имея возможность работать с содержанием баз данных, мы приступаем к созданию объекта «Таблица». Для создания таблицы необходимо развернуть иерархическую список объектов и в этом списке кроме объекта «Таблицы» можно заметить еще следующие объекты: «Представления», «Индексы», «Процедуры», «Пакеты», «Последовательности», «Триггеры», «События». В данный момент нам пока нужен только объект «Таблицы». Нажимая правой кнопкой мыши на объект «Таблицы», появляется список команд, которых можно применить для данного объекта. Нас интересует команда «Создать объект «Таблица» (рисунок 55), нажимая на нее автоматически создается таблица. Таким образом такой способ создания таблицы является самым простым, но не единственным. Естественно, еще есть другой способ создания и работать с содержимым таблицы и это можно сделать через SQL-запросы (см. приложение Б). Чтобы выполнить SQL-запрос в DBeaver нужно также выбрать соединение с базой данных. Потом нажать правой кнопкой мыши по соединению и из

появившемся меню выбрать команду «Редактор SQL». В открывшемся окне редактора ввести запрос и нажать на кнопку «Выполнить». Результат выполнения запроса отобразится в окне «Результаты запроса», которое по умолчанию находится под окном редактора SQL. Аналогичным образом были созданы все таблицы в данной работе. Далее рассмотрим процесс создания колонок в самой таблице.

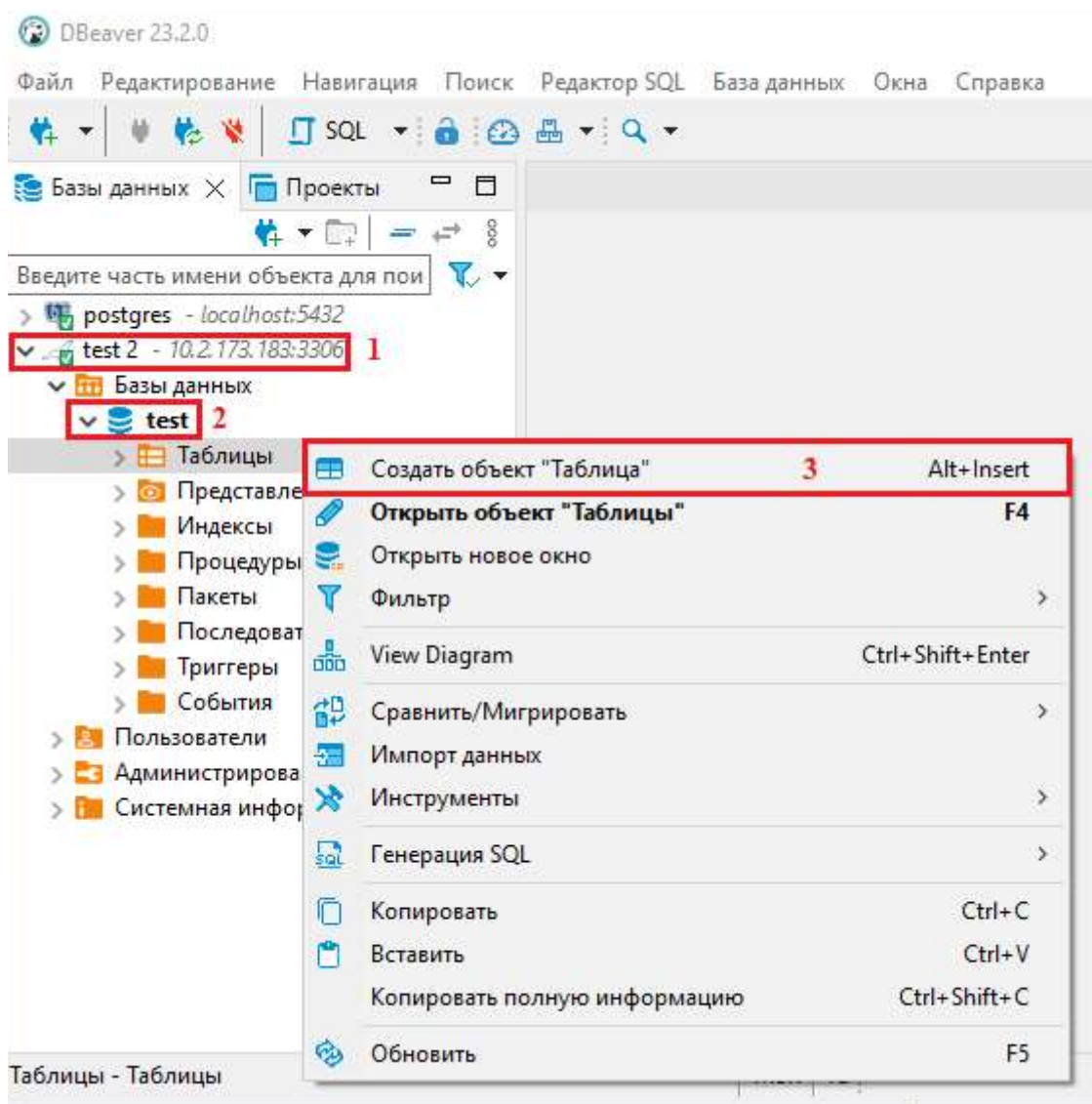


Рисунок 55 – Создание таблицы

Как только создали таблицу, мы переходим на страницу, где теперь необходимо создать «Колонки» (рисунок 56). На странице где переходили при создании таблицы есть такие вкладки как: свойства, данные и диаграммы. Во вкладке «Свойства» помимо создания колонок, еще несколько команд и строк, часть которых необходимо заполнить. Начнем с

часто используемых строк и команд, например, название таблицы; движок хранения, для таблиц с разделами имя движка хранения, включающего все разделы; авто-увеличение – это функция в базе данных SQL, которая автоматически генерирует уникальный номер для каждой новой строки в таблице и т.д.

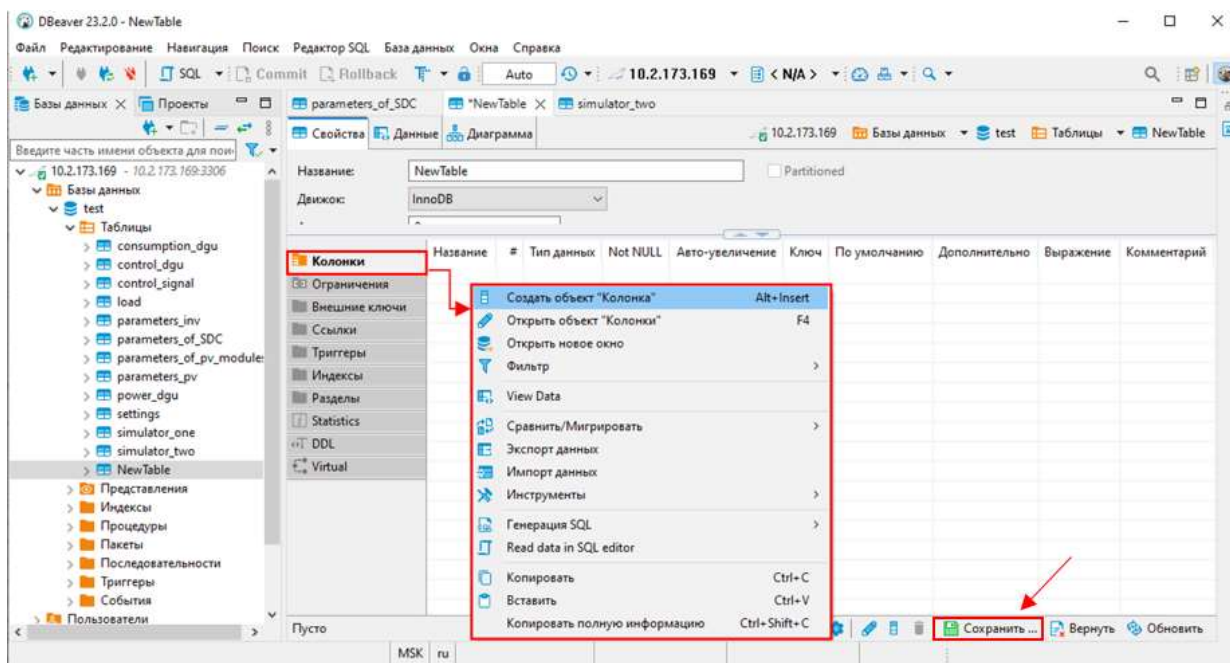


Рисунок 56 – Создание колонок

Переходим к нижней стороны свойства таблиц. На рисунке 56 красным обведена команда «Колонка», нажимая на поле редактора правым кнопкам мыши появляется окно где также указаны ряд функции, которых можно применить к объекту «Колонки». Из списка функции необходимо выбрать «Создать объект «Колонка»». В результате получаем столбец. Далее нужно указать какой тип данных будут содержать ячейки данной колонки. В появившемся окне, необходимо написать название столбец, выбрать тип данных и ограничение «NOT NULL», который позволяет определить, что значение в столбце не может быть «NULL» (рисунок 57), далее нажмите на «ОК» и на значок сохранить в нижнем углу с правой стороны.

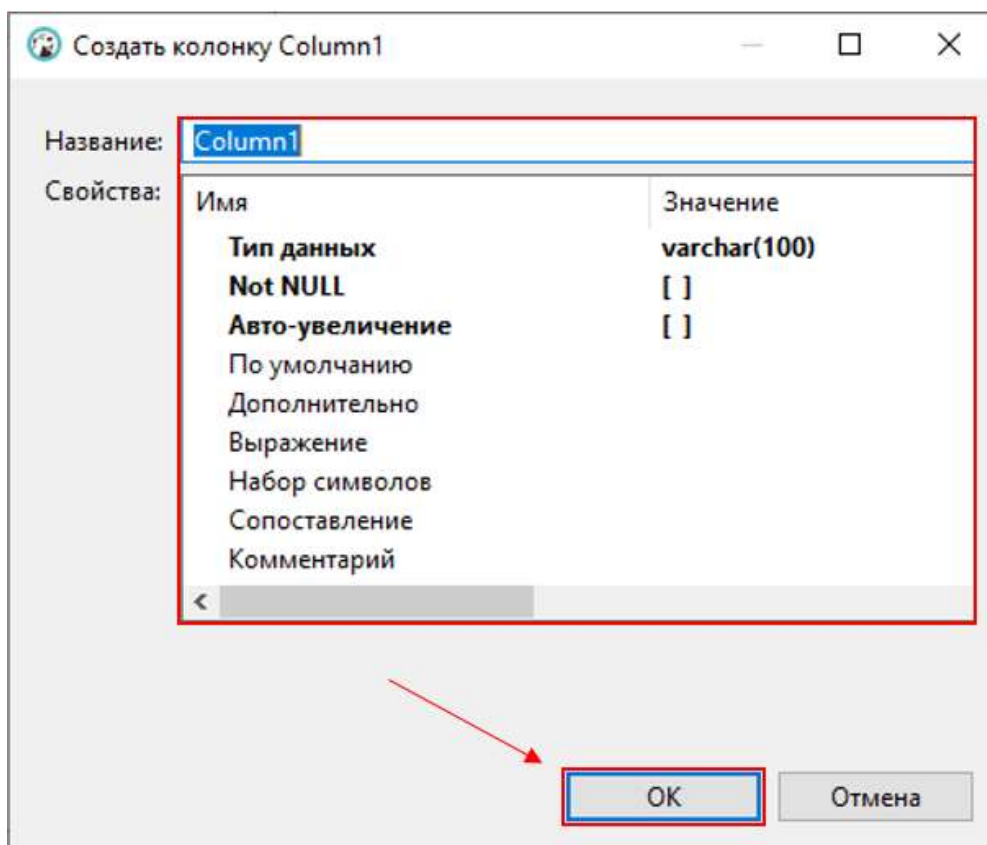


Рисунок 57 – Создания колонок и их свойства

В конце получили колонку с нужными свойствами (рисунок 57). Теперь рассмотрим, как заполняется в дальнейшем таблица через графический интерфейс DBBeaver. Для этого переходим на вкладке «Данные», где появляется пустая таблица с колонками. Для того чтобы редактор таблицы стал актуальным, необходимо нажать на кнопку «+» внизу посередине (см. рисунок 58). После нажатия, на поле редактора таблицы появляется активная строка, в которой свободно вводятся значения, в соответствии с типом данных. Аналогичным образом заполняется таблица. После заполнения таблицы также необходимо нажать на кнопку сохранить. Также можно заполнить таблицу через редактор SQL. Для это нужно открыть вкладку «Редактор SQL», написать запрос «INSERT INTO». Нажав на кнопку «Выполнить» или применив сочетание клавиш «Ctrl+Enter», запускается запрос. В приложение Б в таблице Б.1 приведены описания таблиц и их параметры.

1.6 Выполнение планирования режима работы солнечно-дизельного комплекса на сутки вперед

Проведение предварительного планирования режима работы СДК на сутки вперед позволит оптимизировать режим его функционирования с учетом информации о поступлении

первичного энергетического ресурса (солнечного излучения). Ниже описана процедура выполнения планирования режима работы СДК.

1.6.1 Доступность оборудования на начало периода планирования

При запуске АСУ и в начале каждого периода планирования (ближайшие 24 часа) проводится проверка доступности оборудования. Оборудование может быть недоступно к использованию из-за проведения планового технического обслуживания или ремонта, известной технической неисправности и т.п. Информация о доступности оборудования вносится оператором АСУ вручную заранее в таблицы «Доступность ДГУ на момент до начало расчета» и «Доступность_инверторов_СНЭ_на _момент_до_начало_расчета» базы данных АСУ (подробнее см. таблицу Б.1). В случае указания на недоступность того или иного оборудования оно исключается из работы на весь период планирования (ближайшие 24 часа).

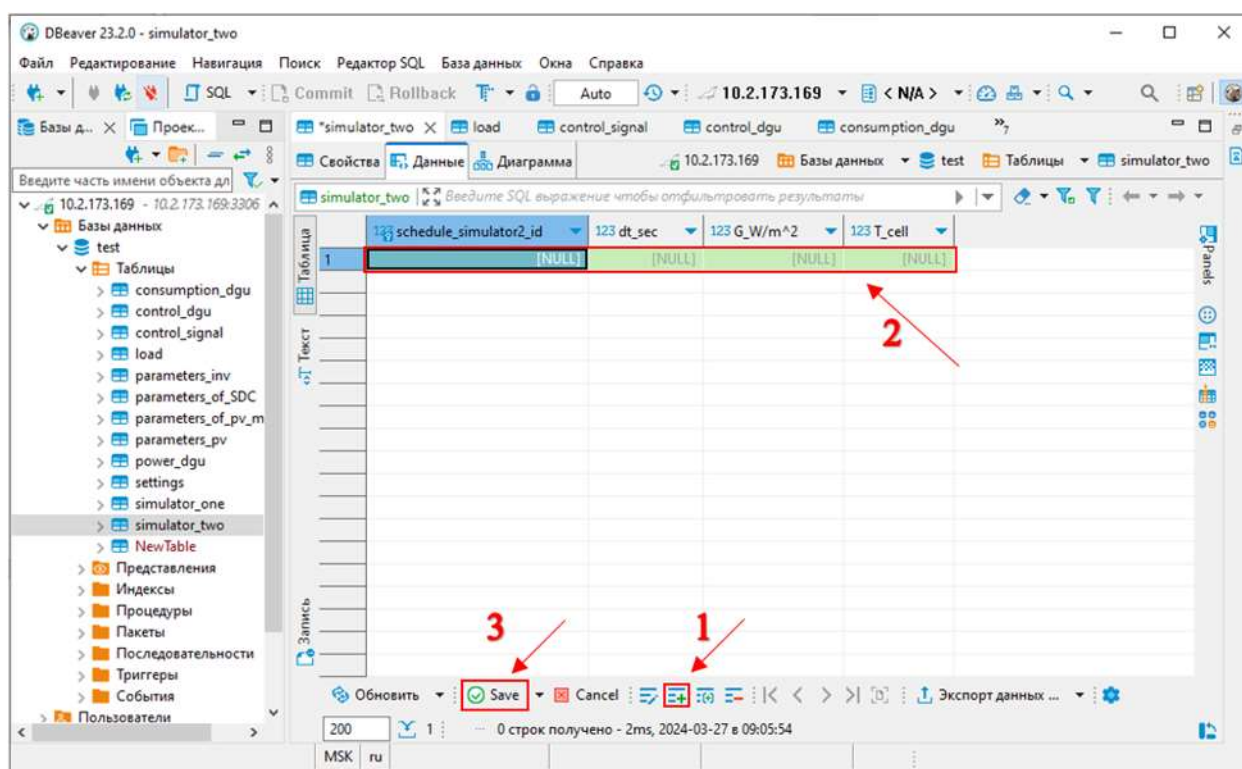


Рисунок 58 – Добавление новой строки в таблицу

1.6.2 Прогнозирование выработки электроэнергии солнечной электростанцией

Прогноз выработки электроэнергии солнечной электростанции основан на использовании верифицированной методики моделирования фотоэлектрических систем

«Photovoltaic performance modeling collaborative» (PVPMC) [50] и реализован в скрипте «ForecastOfThePVPower.py» (см. приложение В).

Основные задачи скрипта:

- получение информации об изменении солнечного излучения, падающего в горизонтальной плоскости, в течение всего периода прогнозирования;
- расчет солнечного излучения, падающего в плоскости фотоэлектрических модулей;
- моделирование вольт-амперной характеристики ФЭМ при прогнозных условиях внешних условиях;
- моделирование вольт-амперной характеристики батареи ФЭМ;
- моделирование потерь энергии в солнечном инверторе.

Технические параметры используемых в СЭС ФЭМ, батарей ФЭМ и инвертора сохраняются в таблицах «Параметры_СДК», «Параметры_модель_СЭС», «Параметры_инвертора» базы данных системы управления и должны быть получены перед началом процедуры прогнозирования выработки электроэнергии солнечной электростанцией. Перечень параметров приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Параметры солнечно-дизельного комплекса, используемые при прогнозировании выработки электроэнергии солнечной электростанцией

№ п/п	Параметр	Наименование переменной	Запись в БД
1	Широта расположения СДК	latitude	Параметры_СДК['latitude']
2	Долгота расположения СДК	longitude	Параметры_СДК['longitude']
3	Высота расположения СДК над уровнем моря, м	altitude	Параметры_СДК['altitude']
4	Наименование часового пояса, в котором располагается СДК	TimeZone	Параметры_СДК['timezone']
5	Название СЭС	NameA	Параметры_СДК['name_of_SPS']
6	Угол наклона поверхности ФЭМ, градусы	surface_tilt	Параметры_модель_СЭС['surface_tilt']
7	Азимут поверхности ФЭМ, градусы	surface_azimuth	Параметры_модель_СЭС['surface_azimuth']
8	Количество ФЭМ в цепочке	M	Параметры_модель_СЭС['number_of_pvm_modules_in_circuit']

Продолжение таблицы 28

№ п/п	Параметр	Наименование переменной	Запись в БД
9	Количество цепочек, подключенных к одному инвертору	N	Параметры_модель_СЭС['number_of_circuits_con_to_inverter']
10	Количество инверторов на СЭС	Ni	Параметры_модель_СЭС['number_of_inverters_in_SPS']
11	Коэффициент идеальности диода, о.е.	a_ref	Параметры_модель_СЭС['a_ref']
12	Фототок, А	I_L_ref	Параметры_модель_СЭС['I_L_ref']
13	«Темновой» ток, А	I_o_ref	Параметры_модель_СЭС['I_o_ref']
14	Шунтирующее сопротивление, Ом	R_sh_ref	Параметры_модель_СЭС['R_sh_ref']
15	Последовательное сопротивление, Ом	R_s	Параметры_модель_СЭС['R_s']
16	Температурный коэффициент тока короткого замыкания, А/С	alpha_sc	Параметры_модель_СЭС['alpha_sc']
17	a	a	Параметры_модель_СЭС['a']
18	b	b	Параметры_модель_СЭС['b']
19	ΔT	delta_T	Параметры_модель_СЭС['delta_T']
20	Эффективная иррадиация, о.е.	eff_irr	Параметры_модель_СЭС['eff_irr']
21	Номинальная мощность инвертора, Вт	pdc0	Параметры_модель_СЭС['pdc0']
22	КПД инвертора при номинальной нагрузке	eta_inv_nom	Параметры_модель_СЭС['eta_inv_nom']
23	КПД инвертора при оптимальной нагрузке	eta_inv_ref	Параметры_модель_СЭС['eta_inv_ref']

В скрипте «ForecastOfThePVPower.py» получение указанных параметров в таблице 28 реализовано в строках 1...99.

Получение информации о среднечасовых значениях солнечного излучения, падающего в горизонтальной плоскости, в течение всего периода прогнозирования (ближайшие 24 часа) производится двумя способами (строки 120...195 скрипта «ForecastOfThePVPower.py»):

- 1) использование сервиса прогнозирования солнечного излучения [51];

2) загрузка информации из заранее подготовленного файл «ТМУ». Этот способ считается «аварийным» и используется в случае невозможности получения доступа к сервису прогнозирования солнечного излучения.

1.6.3 Выбор состава включенного генерирующего оборудования

В общем случае к генерирующему оборудованию СДК относятся: дизель-генераторные установки; сетевая солнечная электростанция; система накопления электроэнергии.

Задача выбора состава включенного генерирующего оборудования может быть решена методами математического программирования. Выбор метода решения оптимизационной задачи зависит от вида целевой функции, типа переменных и действующих ограничений. Постановка задачи оптимизации в общем виде выглядит следующим образом:

$$f(x) \rightarrow \min, \quad (54)$$

где x – вектор размерности;

$x \in X$ – допустимое множество значений переменных;

$f(x) \rightarrow \min$ – целевая функция;

$g_i(x) \leq 0, i=1 \dots m$ – ограничения вида неравенств;

$h_i(x) = 0, i=1 \dots k$ – ограничения вида равенств.

Выбранный состав включенного генерирующего оборудования должен обеспечивать минимизацию эксплуатационных издержек за весь рассматриваемый период времени. Таким образом, целевая функция оптимизации может быть записана следующим образом (см. формулу (55)):

$$\min OPEX = \sum_{t=1}^{24} \left(C \times \sum_{i=1}^{n_{дгу}} [K_i \times N_{дгуi}(t) + B_i] \right), \quad (55)$$

где t – номер расчетного интервала времени (продолжительность интервала принята равной 1 часу, расчетный период времени – 24 часа);

$i=1 \dots n_{дгу}$ – порядковый номер ДГУ в составе ДЭС;

C – цена за 1 литр дизельного топлива, руб (принята равной 60 руб.);

$N_{дгуi}(t)$ – рабочая мощность i -й ДГУ в текущем расчетном интервале времени, кВт;

K_i и B_i – коэффициенты линеаризованной зависимости абсолютного расхода топлива i -й ДГУ от ее рабочей мощности $N_{ДГУi}(t)$, о.е.

Оптимизационная задача выбора состава включенного генерирующего оборудования характеризуется переменными, приведенными в таблице 29.

Таблица 29 – Переменные оптимизационной задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования

№ п/п	Обозначение	Тип	Диапазон доступных значений, ед. изм.	Примечание	Имя переменной
1	$N_{ДГУi}$	float	$0 \dots N_{ДГУi}^{max}$, кВт	Рабочая мощность i -й ДГУ	m.x1, m.x2, m.x3, m.x4, m.x5, m.x6
2	$u_{ДГУi}$	bool	0, 1	Бинарный коэффициент состояния i -й ДГУ в момент времени t (0 – выкл; 1 – вкл)	m.u1, m.u2, m.u3, m.u4, m.u5, m.u6
3	$N_{CHЭk}^{зар}$	float	$0 \dots N_{CHЭk}^{зар, max}$, кВт	Мощность при заряде k -й СНЭ	m.bat1_ch m.bat2_ch
4	$N_{CHЭk}^{разр}$	float	$0 \dots N_{CHЭk}^{разр, max}$, кВт	Мощность при разряде k -й СНЭ	m.bat1_dch m.bat2_dch
5	SOC_k	float	$DOD_k^{min} \dots SOC_k^{max}$, %	Уровень заряда k -й СНЭ	m.soc1 m.soc2
6	SU_i	const	0, $d_{startupcost, i}$, у.е.	Затраты на пуск i -ой ДГУ	m.suc1, m.suc2, m.suc3, m.suc4, m.suc5, m.suc6
7	SD_i	const	0, $d_{shutdowncost, i}$, у.е.	Затраты на останов i -й ДГУ	m.sdc1, m.sdc2, m.sdc3, m.sdc4, m.sdc5, m.sdc6
8	PV_j	float	$0 \dots PV_j^{max}$, кВт	Мощность j -й СЭС	m.PV1, m.PV2, m.PV3, m.PV4, m.PV5, m.PV6, m.PV7

При работе СДК должны соблюдаться следующие ограничения, формирующие задачу оптимизации:

1) В каждый расчетный интервал времени должно выполняться уравнение баланса мощности (формула (56)):

$$\sum_{i=1}^{n_{дгу}} N_{дгуi}(t) + \sum_{j=1}^{n_{инв}} N_{pvi}(t) - \sum_{k=1}^{n_{бат.инв}} N_{CHЭk}^{зар}(t) + \sum_{k=1}^{n_{бат.инв}} N_{CHЭk}^{разр}(t) = P(t), \quad (56)$$

где $P(t) = P_{номп}(t) + P_{CH}(t)$ – прогнозная суммарная активная нагрузка, определяемая полезной нагрузкой потребителей энергии и собственными нуждами СДК, кВт;

$N_{pvi}(t)$ – прогнозная мощность, вырабатываемая солнечной электростанцией, кВт;

$N_{CHЭk}^{зар/разр}(t)$ – зарядная/разрядная мощность системы накопления энергии, кВт;

$j = 1 \dots n_{инв}$ – порядковый номер солнечного инвертора;

$k = 1 \dots n_{бат.инв}$ – порядковый номер батарейного инвертора.

2) Готовность к работе i -й ДГУ в течение всего расчетного периода τ (формула (57)):

$$a_{дгуi} \times N_{дгуi}(t) - N_{дгуi}(t) = 0, \quad (57)$$

где $a_{дгуi}$ – бинарный коэффициент доступности i -й ДГУ в момент времени t .

3) Рабочая мощность ДГУ в каждый момент времени должна быть больше минимально-допустимой и меньше максимально-допустимой мощности (формула (58)):

$$N_{дгуi}^{min} \leq N_{дгуi}(t) \leq N_{дгуi}^{max}. \quad (58)$$

Это ограничение также может быть записано следующим образом – удельная нагрузка i -й работающей ДГУ в момент времени t должна быть больше или равна

$N_{дгу}^{уд min} = N_{дгуi}^{min} / N_{дгуi}^{max}$ (система выражений (59)):

$$\begin{cases} u_{дгуi}(t) = 1; \\ N_{дгуi}(t) / N_{дгу}^{max} \geq N_{дгу}^{уд min}, \end{cases} \quad (59)$$

где $u_{дгуi}(t)$ – бинарный коэффициент доступности i -й ДГУ в момент времени t (1 – ДГУ доступна; 0 – ДГУ не доступна).

4) Ограничение по частоте пусков и остановов ДГУ сформулировано на основе критерия минимизации затрат на пуски и остановки. Затраты на пуск i -й ДГУ (формула (60)):

$$SU_i(t) \geq SU_i \times (u_{дгуi} - u_{дгуi-1}), \quad (60)$$

где SU_i – затраты на пуск i -го дизель-генератора, руб.

Затраты на останов i -й ДГУ (формула (61)):

$$SD_i(t) \geq SD_i \times (u_{ДГУi} - u_{ДГУi-1}), \quad (61)$$

где SD_i – затраты на останов i -го дизель-генератора, руб.

5) В случае начала работы (запуска) i -я ДГУ должна последовательно работать не менее заданного числа часов (формула (62)):

$$[h_i^{up}(t-1) - T_i^{up}] \times (u_{ДГУi} - u_{ДГУi-1}) \geq 0, \quad (62)$$

где $h_i^{up}(t-1)$ – число последовательных часов к концу $(t-1)$ -го часа, в течение которых i -я ДГУ была в работе;

T_i^{up} – минимальное допустимое число последовательных часов работы i -й ДГУ.

Минимальное число последовательных часов простоя i -й ДГУ (формула (63)):

$$[h_i^{down}(t-1) - T_i^{down}] \times (u_{ДГУi} - u_{ДГУi-1}) \geq 0, \quad (63)$$

где $h_i^{down}(t-1)$ – число последовательных часов к концу $(t-1)$ -го часа, в течение которых i -я ДГУ простаивала;

T_i^{down} – минимальное допустимое число последовательных часов простоя i -й ДГУ.

6) Готовность к работе СНЭ (формула (64)):

$$a_{CHЭk} \times N_{CHЭk}^{зар/раз}(t) - N_{CHЭk}^{зар/раз}(t) = 0, \quad (64)$$

где $a_{CHЭk}$ – бинарный коэффициент доступности k -й СНЭ в момент времени t .

7) Поддержание уровня заряда СНЭ в допустимых пределах (формула (65)):

$$(1 - DOD_k^{min}) \leq \eta_k^S \times SOC_k(t-1) + \frac{100 \times \Delta t}{C_k} \times \left(N_{CHЭk}^{зар}(t) \times \eta_k^{зар} + \frac{N_{CHЭk}^{раз}(t)}{\eta_k^{раз}} \right) \leq SOC_k^{max}, \quad (65)$$

где η_k^S – коэффициент саморазряда k -й СНЭ, %;

C_k – емкость k -й СНЭ, кВт·ч;

DOD_k^{min} – минимально-допустимая глубина разряда, %;

SOC_k – уровень заряда k -й СНЭ, %;

$\eta_k^{зар}$, $\eta_k^{разр}$ – КПД СНЭ при заряде и разряде АКБ, %.

8) Ограничение допустимой скорости (мощности) разряда/заряда k -й СНЭ (система выражений (66)):

$$\begin{aligned} N_{CHЭk}^{зар}(t) &\leq N_{CHЭk}^{зар max}; \\ N_{CHЭk}^{разр}(t) &\leq N_{CHЭk}^{разр max}, \end{aligned} \quad (66)$$

где $N_{CHЭk}^{зар max}$, $N_{CHЭk}^{разр max}$ – максимально-допустимые значения мощности заряда и разряда k -й СНЭ.

9) Невозможность одновременного разряда и заряда СНЭ (формула (67)):

$$N_{CHЭk}^{зар}(t) \times N_{CHЭk}^{разр}(t) = 0. \quad (67)$$

10) Готовность к работе j -го инвертора СЭС (формула (68)):

$$a_{СЭСj} \times N_{PVi}(t) - N_{PVi}(t) = 0, \quad (68)$$

где $a_{СЭСj}$ – бинарный коэффициент доступности j -го инвертора СЭС в момент времени t .

В связи с указанными техническими ограничениями на режимы работы оборудования СДК, типом используемых переменных и видом целевой функции задача выбора состава включенного генерирующего оборудования относится к задачам смешанного целочисленного нелинейного программирования (mixed integer nonlinear programming, MINLP).

Для решения задач смешанного целочисленного нелинейного программирования может быть использовано достаточно большое количество программных продуктов. К свободно-распространяемым решениям относится библиотека «Puomo» для языка программирования Python, представляющая интерфейс ко многим решателям оптимизационных задач:

- Couenne, IPOPT – свободно-распространяемые решатели задач нелинейного программирования;
- SNOPT, CONOPT – коммерческие решатели задач нелинейного программирования.

Так как в рамках НИОКР разрабатывается система управления, основанная на использовании открытых решений, то в качестве решателя был выбран Couenne.

При некоторых наборах исходных данных решатель не может выбрать оптимальное решение и его работа остается незавершенной – план работы СДК на сутки вперед представляет собой набор нулевых значений мощности каждого из элементов СДК. В этом случае в качестве резервного метода планирования режима работы СДК используется простой последовательный расчет режима СДК, представленный ниже.

Расчет выполняется для каждого часа периода планирования $t = 1, 2 \dots 24$:

- 1) Уровень заряда СНЭ на начало расчетного интервала t принимается равным уровню заряда в конце предыдущего расчетного интервала времени $(t-1)$:

$$SOC_{нач}(t) = SOC_{кон}(t-1).$$

В самом начале расчета при $t = 1$ уровень заряда СНЭ на начало этого расчетного интервала принимается равным заданному в начальных условиях:

$$SOC_{нач}(t) = SOC(t=0).$$

- 2) Определение ограничений на возможность заряда или разряда СНЭ, а также на максимально-допустимую скорость заряда или разряда СНЭ:

- а) Если $SOC_{нач}(t) \leq SOC^{max}$, то заряд СНЭ возможен и максимальная величина заряда АКБ ограничена номинальной емкостью:

$$N_{СНЭ-заряд} = SOC^{max} - SOC_{нач}(t).$$

Проверка на допустимую скорость заряда СНЭ (ограничение со стороны батарейного инвертора): если $N_{СНЭ-заряд} \geq N_{бат.инв-заряд}^{max}$, то зарядную мощность СНЭ необходимо ограничить величиной зарядной мощности батарейного инвертора:

$$N_{CHЭ-заряд} = N_{бат.инв-заряд}^{max}$$

б) Если $SOC_{нач}(t) \geq SOC^{min}$, то разряд СНЭ возможен и максимальная величина разряда АКБ ограничена минимально-допустимой емкостью:

$$N_{CHЭ-разряд} = SOC_{нач}(t) - SOC^{min}.$$

Проверка на допустимую скорость разряда СНЭ (ограничение со стороны батарейного инвертора): если $N_{CHЭ-разряд} \geq N_{бат.инв-разряд}^{max}$, то разрядную мощность СНЭ необходимо ограничить величиной разрядной мощности батарейного инвертора:

$$N_{CHЭ-разряд} = N_{бат.инв-разряд}^{max}$$

3) Если солнечная электростанция вырабатывает энергии больше, чем необходимо потребителю, т.е. $N_{СЭС}^{max}(t) \times \eta_{солн.инв} \geq P_{потр.}(t)$:

а) В этом случае возможно полностью остановить ДЭС, т.е. $N_{ДЭС}(t) = 0$.

б) «Излишки» энергии от СЭС составляют величину $dP = N_{СЭС}^{max}(t) \times \eta_{солн.инв} - P_{потр.}(t)$:

– Если $\frac{dP}{\eta_{бат.инв}} \leq N_{CHЭ-заряд}$, то всю эту лишнюю энергию можно пустить на заряд СНЭ:

$$SOC_{кон}(t) = SOC_{нач}(t) \times (1 - \sigma_{CHЭ}) + \frac{dP}{\eta_{бат.инв}}.$$

Так как излишков энергии не осталось, то $N_{своб}(t) = 0$.

– Если $\frac{dP}{\eta_{бат.инв}} > N_{CHЭ-заряд}$, то только часть лишней энергии можно пустить на заряд СНЭ:

$$SOC_{кон}(t) = SOC_{нач}(t) \times (1 - \sigma_{CHЭ}) + N_{CHЭ-заряд} \cdot \Delta t.$$

Оставшаяся часть этой энергии называется свободной и должна быть рассеяна при регулировании:

$$N_{\text{своб}}(t) = dP - \frac{N_{\text{СНЭ-заряд}}}{\eta_{\text{бат.инв}}} \times \Delta t.$$

4) Если солнечная электростанция вырабатывает энергии меньше, чем необходимо потребителю, т.е. $N_{\text{СЭС}}^{\text{max}}(t) \times \eta_{\text{солн.инв}} < P_{\text{потр.}}(t)$:

а) Часть нагрузки обеспечивается СЭС, а оставшаяся часть, равная $L = P_{\text{потр.}}(t) - N_{\text{СЭС}}^{\text{max}}(t) \times \eta_{\text{солн.инв}}$ должна быть обеспечена СНЭ и ДЭС.

б) Если запасенной энергии в СНЭ достаточно, чтобы полностью обеспечить питания L ($N_{\text{СНЭ-разряд}} \times \eta_{\text{бат.инв}} \geq L$), то СНЭ будет разряжаться, а ДЭС можно полностью остановить:

$$SOC_{\text{кон}}(t) = SOC_{\text{нач}}(t) \times (1 - \sigma_{\text{СНЭ}}) - \frac{L}{\eta_{\text{бат.инв}}} \times \Delta t;$$

$$N_{\text{ДЭС}}(t) = 0.$$

в) В противном случае ($N_{\text{СНЭ-разряд}} \times \eta_{\text{бат.инв}} < L$) СНЭ может обеспечить лишь часть питания, равную $L_2 = L - N_{\text{СНЭ-разряд}} \times \eta_{\text{бат.инв}}$ и ДЭС не может быть остановлена:

– Если $L_2 \leq N_{\text{ДЭС}}^{\text{min}}$, то необходимо искусственно обеспечить загрузку ДЭС до минимально-допустимой мощности:

$$N_{\text{ДЭС}}(t) = N_{\text{ДЭС}}^{\text{min}}, N_{\text{СНЭ-разряд}} = P_{\text{потр.}}(t) - N_{\text{СЭС}}^{\text{max}}(t) - N_{\text{ДЭС}}^{\text{min}}.$$

– Если $L_2 > N_{\text{ДЭС}}^{\text{min}}$, то загрузка ДЭС лежит в допустимом диапазоне:

$$N_{\text{ДЭС}}(t) = L_2;$$

$$N_{\text{СНЭ-разряд}} = P_{\text{потр.}}(t) - N_{\text{СЭС}}^{\text{max}}(t) - L_2.$$

– Уровень заряда СНЭ изменится следующим образом:

$$SOC_{кон}(t) = SOC_{нач}(t) \times (1 - \sigma_{CHЭ}) - \frac{N_{CHЭ-разряд}}{\eta_{бат.инв}} \times \Delta t.$$

5) Распределение мощности ДЭС между ДГУ и определение расхода топлива:

а) Примечание – для обеспечения устойчивой и надежной работы дизельных генераторов необходимо распределить между ними активную мощность пропорционально их номинальным мощностям.

Анализ зависимостей удельного расхода топлива от рабочей мощности дизельного генератора показывает, что оптимальная загрузка дизель-генераторных установок ДЭС обеспечивается при максимизации удельной загрузки (формула (69)):

$$P_{ДГУ}^{уд}(t) = \frac{P_{ДГУ}(t)}{P_{ДГУ}^{ном}} \rightarrow \max. \quad (69)$$

Очевидно, что указанное условие выполняется при удельной загрузке наиболее близкой к 1, т.е. работе дизельных генераторов с мощностью, близкой к номинальной. Кроме того, важной особенностью современных систем управления ДЭС является реализация равномерного распределения удельной загрузки (формула (70)):

$$P_{ДГУ1}^{уд}(t) = P_{ДГУ2}^{уд}(t) = \dots = P_{ДГУn}^{уд}(t) = P_{ДГУ}^{уд}(t). \quad (70)$$

б) Для выбора состава работающих дизельных генераторов предварительно составляется матрица вариантов обеспечения максимальной рабочей мощности ДЭС, например, для ДЭС, включающей 4 дизельных генератора (таблица 30).

Таблица 30 – Пример реализации вариантов обеспечения максимальной рабочей мощности четырехагрегатной ДЭС

Вариант загрузки N	ДГУ № 1	ДГУ № 2	ДГУ № 3	ДГУ № 4	Максимальная рабочая мощность ДЭС $P_{ДЭС}^{max}$
1	1	0	0	0	$P_{ДГУ1}^{ном}$
2	0	1	0	0	$P_{ДГУ2}^{ном}$
3	0	0	1	0	$P_{ДГУ3}^{ном}$

Продолжение таблицы 30

Вариант загрузки N	ДГУ № 1	ДГУ № 2	ДГУ № 3	ДГУ № 4	Максимальная рабочая мощность ДЭС $P_{ДЭС}^{max}$
4	0	0	0	1	$P_{ДГУ 4}^{ном}$
5	1	1	0	0	$P_{ДГУ 1}^{ном} + P_{ДГУ 2}^{ном}$
6	1	0	1	0	$P_{ДГУ 1}^{ном} + P_{ДГУ 3}^{ном}$
7	1	0	0	1	$P_{ДГУ 1}^{ном} + P_{ДГУ 4}^{ном}$
8	0	1	1	0	$P_{ДГУ 2}^{ном} + P_{ДГУ 3}^{ном}$
9	0	1	0	1	$P_{ДГУ 2}^{ном} + P_{ДГУ 4}^{ном}$
10	1	1	1	0	$P_{ДГУ 1}^{ном} + P_{ДГУ 2}^{ном} + P_{ДГУ 3}^{ном}$
11	1	1	0	1	$P_{ДГУ 1}^{ном} + P_{ДГУ 2}^{ном} + P_{ДГУ 4}^{ном}$
12	1	0	1	1	$P_{ДГУ 1}^{ном} + P_{ДГУ 3}^{ном} + P_{ДГУ 4}^{ном}$
13	0	1	1	1	$P_{ДГУ 2}^{ном} + P_{ДГУ 3}^{ном} + P_{ДГУ 4}^{ном}$
14	1	1	1	1	$P_{ДГУ 1}^{ном} + P_{ДГУ 2}^{ном} + P_{ДГУ 3}^{ном} + P_{ДГУ 4}^{ном}$

Из представленных вариантов выбирается вариант N , обеспечивающий выполнение следующих условий (система выражений (71)):

$$P_{ДЭС N}^{y\partial}(t) = \frac{P_{ДЭС N}^{max}}{P_{ном}(t)} \rightarrow max \text{ и } P_{ДЭС N}^{y\partial}(t) \leq 1,0. \quad (71)$$

в) Определение рабочей мощности каждой из работающих дизель-генераторных установок (станционные номера – в соответствии с вариантом N) выполняется по соотношению (72):

$$P_{ДГУ n}^{y\partial}(t) = P_{ДЭС N}^{y\partial}(t);$$

$$P_{ДГУ n}(t) = P_{ДГУ n}^{y\partial}(t) \times P_{ДГУ n}^{ном}. \quad (72)$$

г) Проверка ограничения по минимальной мощности единичного дизельного агрегата: если $P_{дгун}(t) < P_{дгун}^{min}$, то необходимо рассмотреть следующий вариант N состава работающий дизель-генераторных установок.

1.7 Ведение режима работы солнечно-дизельного комплексами

Ведение режима работы СДК подразумевает обеспечение его работоспособности в режиме реального времени, что заключается в поддержании частоты электрического напряжения на шине переменного тока, равной номинальному значению во всех возможных режимах работы СДК. Постоянство частоты электрического напряжения обеспечивается выполнением баланса мощности (формула (73)):

$$P_{нагр}(t) = N_{дэс}(t) + N_{сэс}(t) \pm N_{снэ}(t), \quad (73)$$

где $P_{нагр}(t)$ – совокупная мощность электроприемников (нагрузка), кВт;

$N_{сэс}(t)$ – мощность солнечной электростанции, определяется исходя из интенсивности солнечного излучения, кВт;

$\pm N_{снэ}(t)$ – мощность заряда/разряда СНЭ, определяется исходя из соотношения мощности СЭС и нагрузки, а также с учетом уровня заряда аккумуляторных батарей, кВт;

$N_{дэс}(t)$ – мощность ДЭС, резервная мощность, кВт.

Важные особенности решения уравнения баланса мощности, учитываемые при управлении СДК, заключаются в следующем:

1) Считается, что значение потребляемой мощности $P_{нагр}(t)$ известно заранее из прогноза нагрузки.

2) Мощность СЭС $N_{сэс}(t)$ определяется также заранее из имеющегося прогноза прихода солнечного излучения.

3) Мощность заряда/разряда СНЭ $\pm N_{снэ}(t)$ определяется исходя из соотношения мощности СЭС и нагрузки, а также с учетом текущего уровня заряда АКБ $SOC(t)$.

4) Мощность ДЭС $N_{дэс}(t)$ как резервного источника энергии определяется в последнюю очередь и распределяется между используемыми ДГУ по критерию минимизации расхода топлива.

При работе СДК в реальных условиях уравнение баланса мощности не всегда будет выполняться в связи с неточностью прогнозирования нагрузки $P_{нагр}(t)$ и мощности СЭС $N_{сэс}(t)$, а также из-за случайных отклонений каждого из слагаемых уравнения. Это будет

приводить к некоторому отклонению текущего значения частоты напряжения $f_{\text{текущее}}$ от ее номинального значения $f_{\text{ном}}$ (формула (2)):

$$\Delta f = f_{\text{текущее}} - f_{\text{ном}}$$

Система управления режимом работы СДК должна реагировать на подобные отклонения. В составе СДК за выполнение баланса мощности «отвечает» ДЭС. Наиболее простой реализацией реакции ДЭС на возникшее отклонение частоты является изменение мощности ДЭС, пропорциональное возникшему отклонению частоты электрического напряжения (формула (74)):

$$\Delta N_{\text{ДЭС}} = \Delta f \times K_f, \quad (74)$$

где K_f – коэффициент передачи регулятора, определяемый пользователем (таблица «Настройки» базы данных АСУ), о.е. Стоит отметить, что при увеличении коэффициента передачи регулятора K_f происходит снижение устойчивости системы регулирования [52].

Однако, постоянное изменение мощности ДЭС, связанное с постоянными флуктуациями частоты электрического напряжения нежелательно. В связи с этим реализована зона нечувствительности регулятора, величина которой также задается пользователем (параметры f_{min1} и f_{max1} таблица «Настройки» базы данных АСУ).

Реализация регулирования частоты на шине переменного тока СДК в соответствии с уравнением (74) приведет к невозможности выполнения сформированного плана работы СК на сутки вперед, что не позволит обеспечить оптимизацию его режима работы по критерию минимизации расхода топлива. Для того, чтобы избежать подобных последствий, в уравнение (74) добавлено слагаемое, учитывающее возможное отклонение мощности ДЭС от плановой (формула (75)):

$$\Delta N_{\text{ДЭС}} = \Delta f \times K_f + \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{план-факт}} \times K_p, \quad (75)$$

где K_p – коэффициент пропорциональности регулятора, «отвечающий» за корректировку отклонения фактического значения мощности ДЭС от планового (также представлен в таблице «Настройки» базы данных АСУ), о.е.;

$$\Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{план-факт}} = N_{\text{ДЭС}}^{\text{текущее}} - N_{\text{ДЭС}}^{\text{план}} - \text{отклонение мощности ДЭС от плановой, кВт.}$$

Таким образом, при первичной настройке АСУ СДК должны быть подобраны коэффициенты K_f и K_p так, чтобы обеспечить стабильную работу системы при существующем уровне возмущений в ней.

После определения $\Delta N_{ДЭС}$ происходит расчет нового значения задания по мощности ДЭС (формула (76)):

$$N_{ДЭС}^{задание} = N_{ДЭС}^{текущее} + \Delta N_{ДЭС}. \quad (76)$$

В дальнейшем значение $N_{ДЭС}^{задание}$ распределяется в режиме реального времени между ДГУ по критерию минимизации расхода топлива с учетом индивидуальных энергетических характеристик каждой ДГУ.

2 Программная документация на программный комплекс «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса»

В разделе приведено описание разработанного программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса». Даны поясняющие функционирование исходного кода блок-схемы.

2.1 Спецификация

Спецификация программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса» приведена в таблице 31.

Таблица 31 – Спецификация программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса»

Обозначение	Наименование	Примечание
Документация		
-	Текст программы «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса»	-
Компоненты		
msg_broker	Компонент подключения оборудования	-
app_optimize	Компонент оптимизации работы СДК	-

2.2 Текст программы

Исходный код программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса» приведен в приложении В.

Программный комплекс реализован с помощью двух программных компонентов: «msg_broker» (см. рисунок 59) и «app_optimize» (см. рисунок 60).

Компонент «msg_broker» предназначен для подключения оборудования к БД, с помощью данных которых будет производится оптимизация и передача целевых параметров на энергоустановки. Компонент app_optimize предназначена для проведения оптимизационных расчетов и передачи их результатов в БД.

В данном компоненте реализованы три основных скрипта: «main_vic.py» (см. рисунок 61), «main_em.py» (см. рисунок 62), «main_dgu.py» (см. рисунок 63). Каждый из них предназначен для работы с определенным оборудованием

Скрипт «main_vic.py» взаимодействует с батарейными инверторами Victron. С помощью него, происходит передача данных о состоянии системы накопления энергии и о нагрузке в БД.

Скрипт «main_em.py» передает параметры необходимые для работы имитаторов СЭС, такие как: U_{xx} , I_{kz} , а так же графики выработки.

Скрипт «main_dgu.py» взаимодействует с дизель-генераторами. Благодаря нему, генераторы воспринимают управляющие сигналы. Например, на включение или выключение, а так же получают целевые рабочие параметры. Также скрипт передает данные с дизель-генераторов в БД для их дальнейшей обработке.

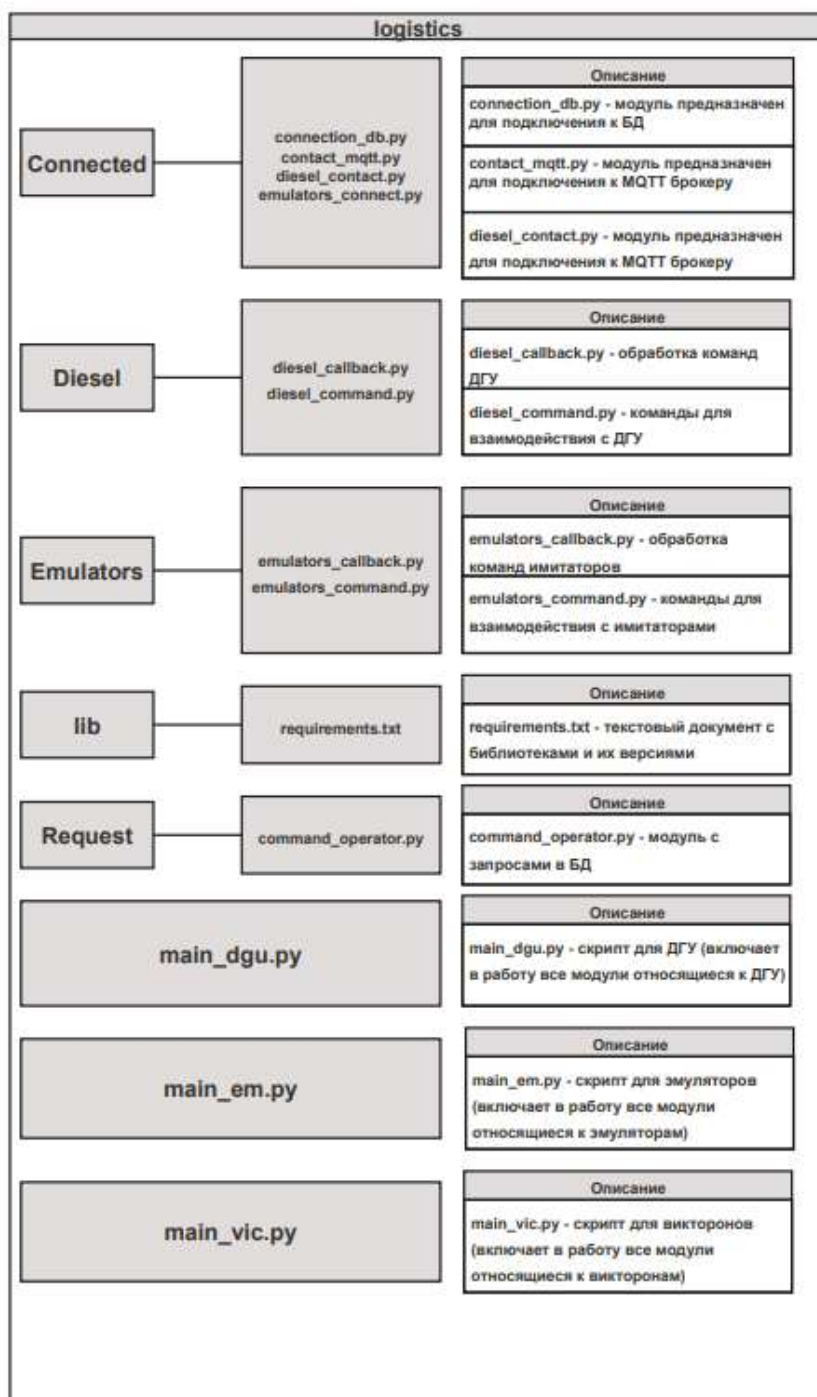


Рисунок 59 – Перечень и краткое описание программ и подпрограмм компонента «msg_broker»

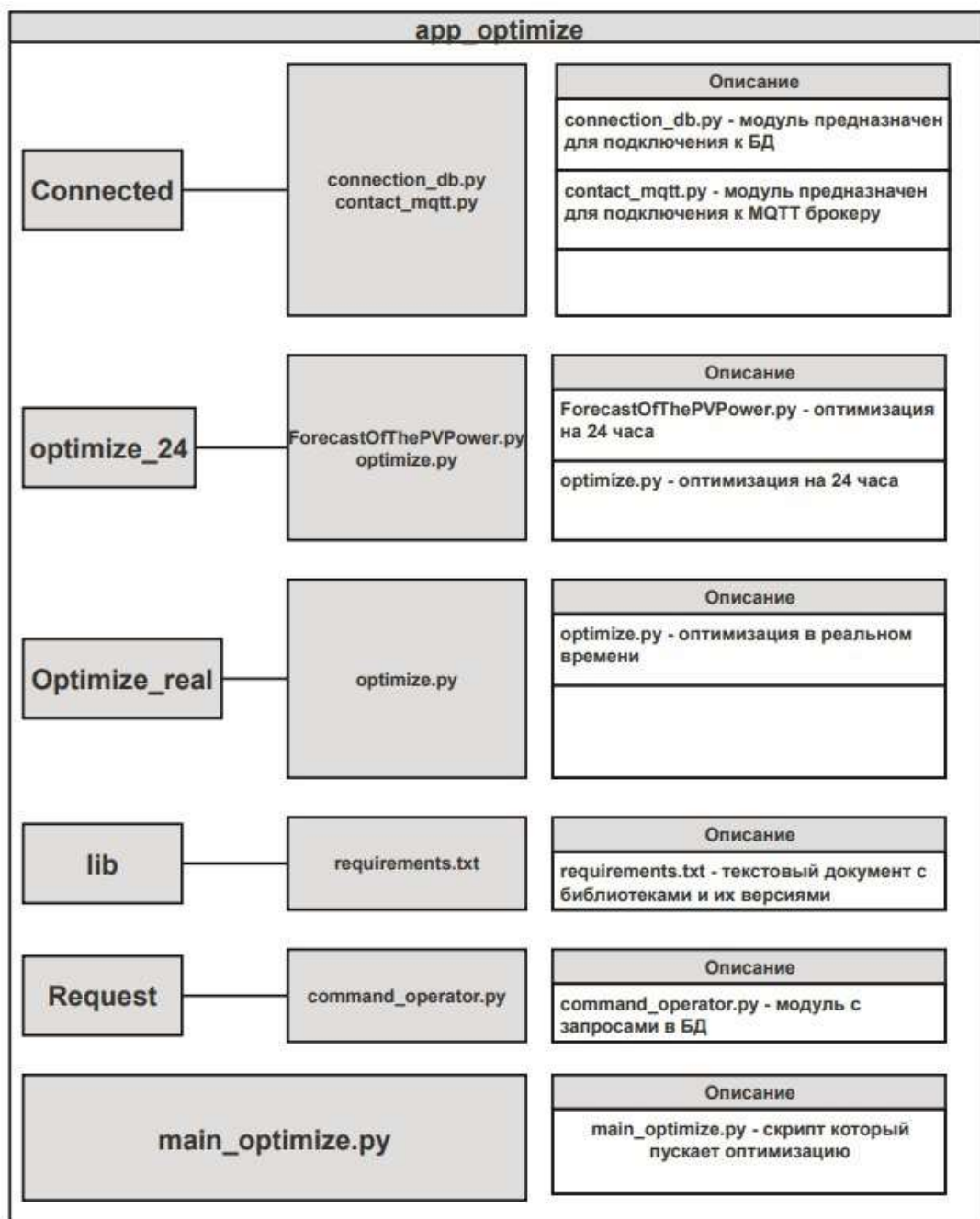


Рисунок 60 – Перечень и краткое описание программ и подпрограмм компонента «app_optimize»

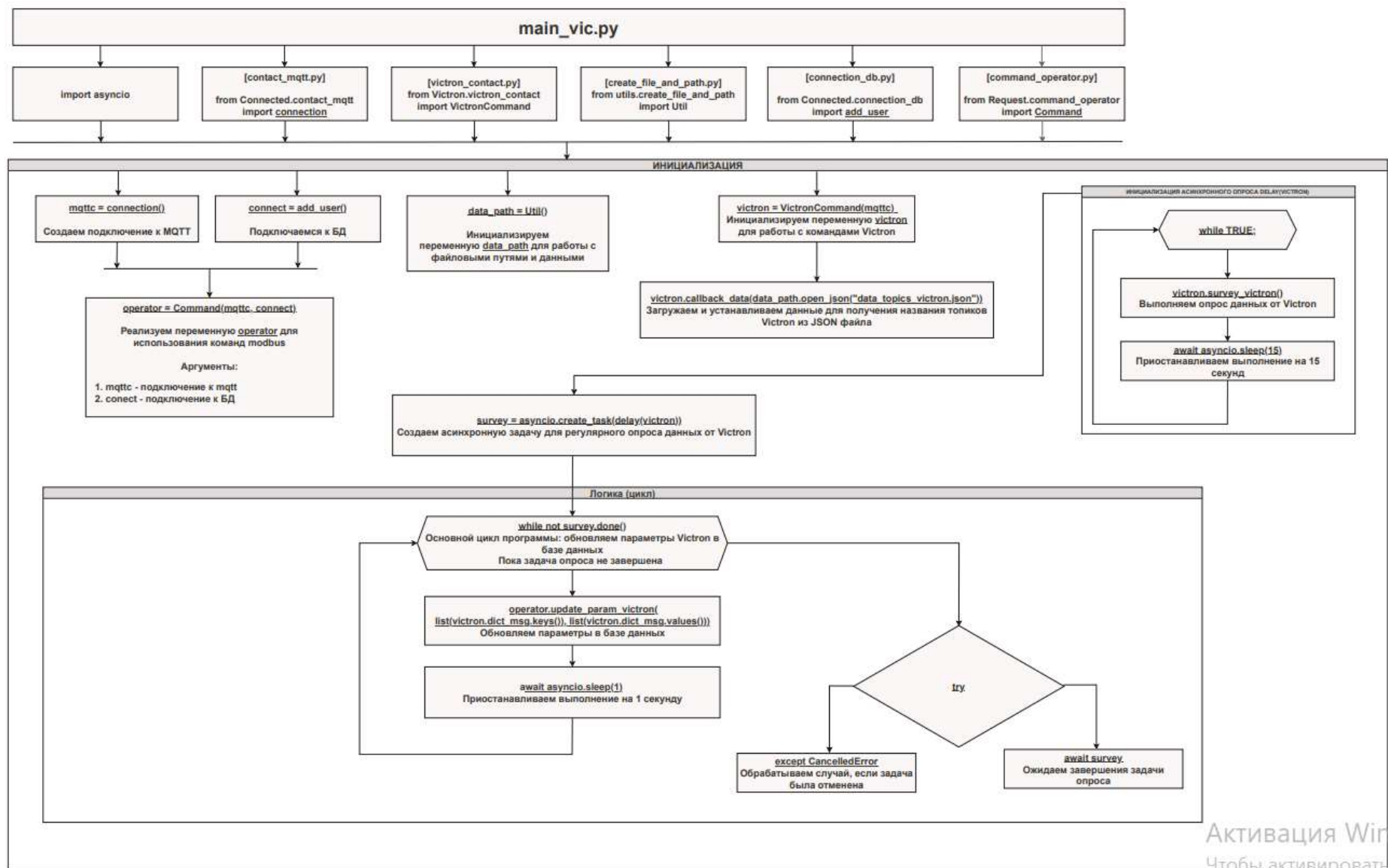


Рисунок 61 – Структурная схема программы «main_vic.py»

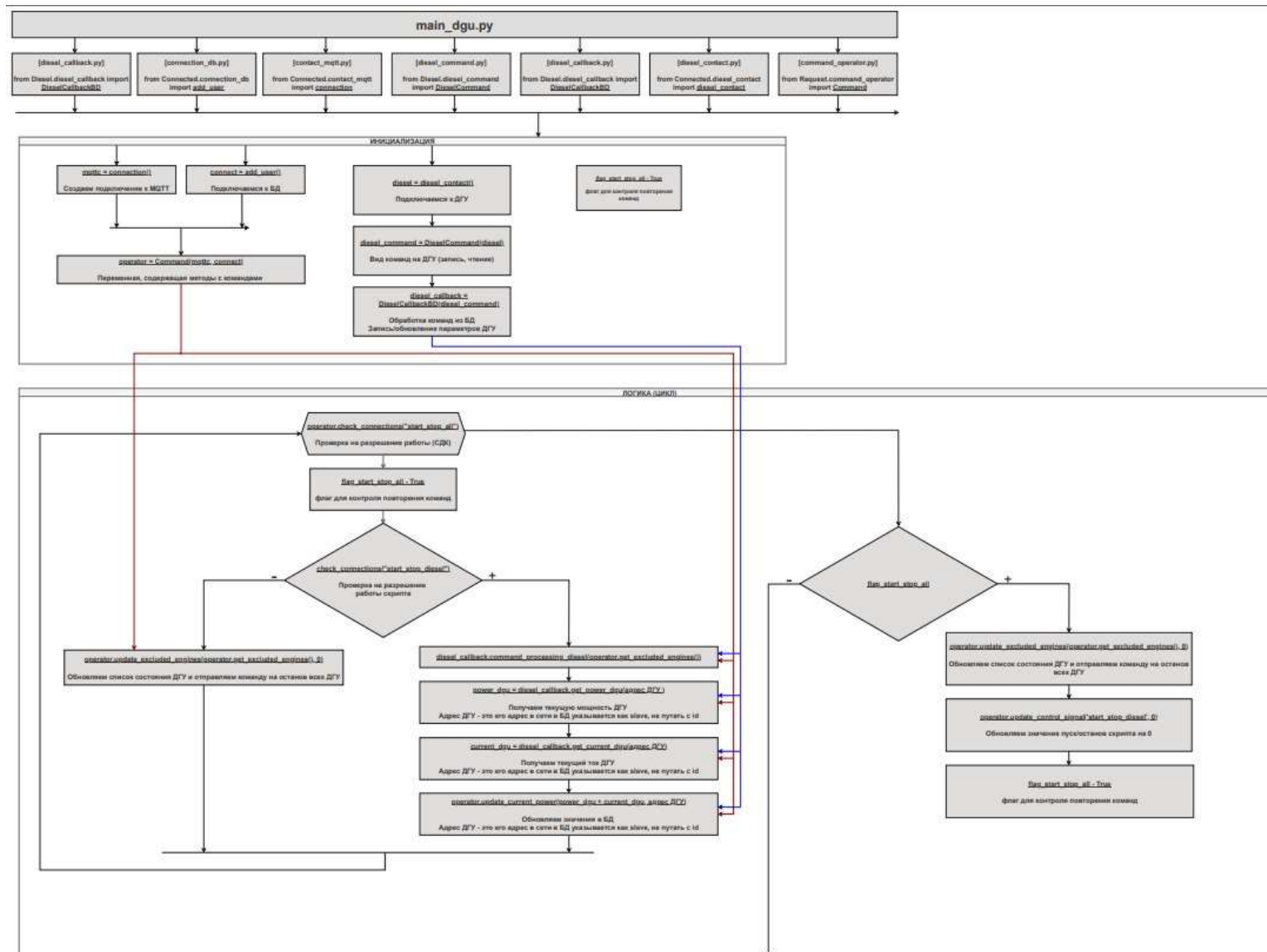


Рисунок 63 – Структурная схема программы «main_dgu.py»

Подпрограмма «connection_db.py» необходима для подключения устройств к имеющейся БД.

Подпрограмма «contact_mqtt.py» и «diesel_contact.py emulators_connect.py» служат для подключения устройств к mqtt брокеру.

Подпрограмма «diesel_callback.py» необходима для того, чтобы дизель-генераторы воспринимали приходящие команды, которые обрабатываются подпрограммой «diesel_command.py».

Подпрограмма «emulators_callback.py» предназначена для получения команд имитаторами СЭС, обрабатываемыми подпрограммой «emulators_command.py».

Текстовый файл «requirements.txt» содержит в себе названия используемых библиотек, а также их версии.

Подпрограмма «command_operator.py» содержит в себе ряд запросов в БД на чтение или запись данных.

В данном компоненте реализован один основной скрипт «main_optimize.py» (см. рисунок 64) и вспомогательные подпрограммы. Принцип работы данного компонента заключается в выборе оптимального режима работы СДК на основе показателей расчета вспомогательной программы для краткосрочного прогнозирования («Optimize_real/optimize.py»), в которой происходит расчет параметров исходя из текущего отклонения от частоты, а также вспомогательной программы для прогнозирования на сутки вперед («optimize_24/ForecastOfThePVPower.py»), которая опирается на данные о приходе СИ за последующие сутки.

Программы «connection_db.py», «contact_mqtt.py» и «command_operator» необходимы для тех же целей, что и одноименные программы в компоненте «msg_broker», описанном ранее.

«ForecastOfThePVPower.py» – подпрограмма для прогнозирования мощности оборудования на сутки вперед, учитывая приходы солнечного излучения за данный период.

«optimize.py» – подпрограмма для краткосрочного прогнозирования мощности оборудования, основывающаяся свои показания на отклонении частоты от установленного значения.

В текстовом файле «requirements.txt» перечислены названия библиотек и их версии.

В скрипте «main_optimize.py» происходит расчет параметров работы солнечно-дизельного комплекса на основе данных из «ForecastOfThePVPower.py» и «optimize.py». То есть скрипт выбирает режим работы исходя из краткосрочного прогноза и суточного прогноза.

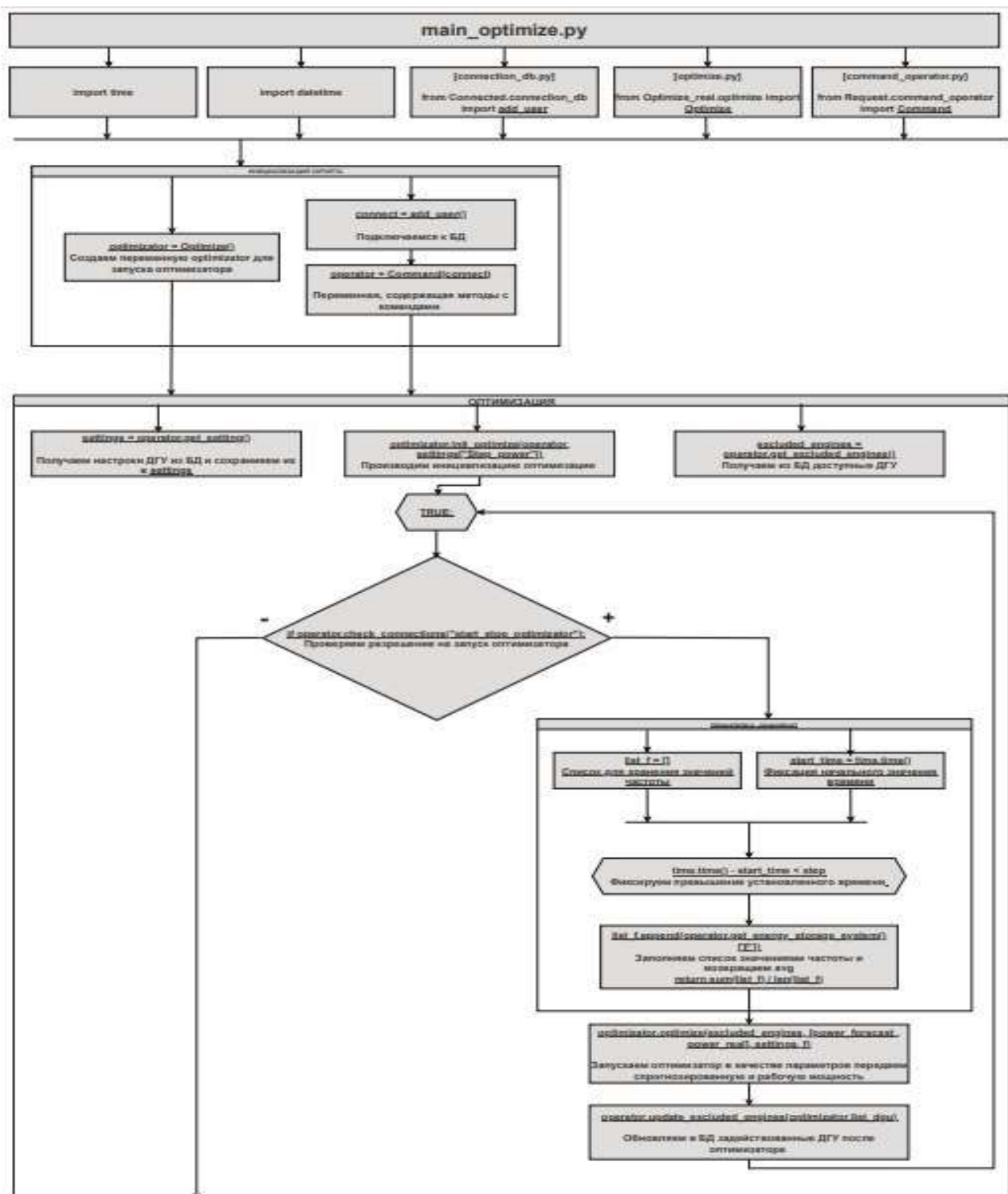


Рисунок 64 – Структурная схема программы «main_optimize.py»

2.3 Руководство оператора

В руководстве оператора содержит последовательность действий оператора, необходимых для загрузки, запуска, выполнения и завершения программы. Также

описываются функции, формат и возможные варианты команд, которыми оператор управляет выполнением программы, а также ответы программы на эти команды

2.3.1 Общее описание программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса»

Программный комплекс «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса» включает в состав модули, работающие на различных устройствах:

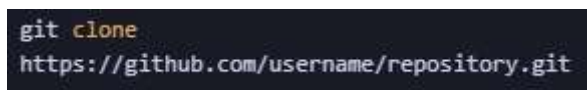
- программные компоненты, функционирующие в автоматизированном режиме на управляющих микрокомпьютерах, и обеспечивающие обмен информацией с ПЛК дизель-генераторных установок, батарейных инверторов;
- программные компоненты, функционирующие в автоматизированном режиме на АРМ оператора, обеспечивающие выполнение функций АСУ верхнего уровня: планирование на сутки вперед и ведение режима работы СДК;
- SCADA-система, работающая на АРМ оператора и обеспечивающая человеко-машинный интерфейс.

Все перечисленные программные компоненты размещены на многофункциональной платформе для командной работы над проектами GitHub (или Git).

2.3.2 Работа с проектом, размещенным на GitHub

Работа с проектом, размещенным на GitHub, включает в себя несколько этапов. Основными из них являются:

1) Клонирование репозитория: Чтобы начать работу с проектом, нужно скопировать его на свой локальный компьютер. Для этого используется команда «git clone» и ссылка на репозиторий – на рисунке 65 приведен пример клонирования репозитория.



```
git clone  
https://github.com/username/repository.git
```

Рисунок 65 – Клонирование репозитория на локальный компьютер

Заменить username на «int696» на GitHub, а «repository» на название «app_optimize» и «msg_broker». После выполнения этой команды у вас будет локальная копия репозитория.

2) Создание новой ветки: Перед внесением изменений рекомендуется создавать новую ветку. Это помогает отделить ваши изменения от основной ветки, которая обычно называется «main» или «master» (см. рисунок 66).



```
git checkout -b my-feature-branch
```

Рисунок 66 – Создание новой ветки

Заменить «my-feature-branch» на название вашей новой ветки, рекомендуется использовать описательное название.

3) Внесение изменений: Теперь мы можем вносить изменения в файлы проекта, это могут быть добавление новой функции, исправление ошибок или любые другие изменения. Для редактирования файла можно использовать любой текстовый редактор или IDE.

4) Проверка статуса: Перед добавлением изменений рекомендуется проверить статус вашего репозитория, командой «git status» (рисунок 67).

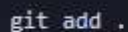


```
git status
```

Рисунок 67 – Проверка статуса репозитории

После выполнения «git status», команда покажет какие файлы были изменены, добавлены или удалены.

5) Добавление изменений в индекс: После внесения изменения в файлы проекта, следующим шагом является добавление этих изменений в индекс с помощью команды «git add». Индекс – это промежуточное пространство, в которой хранятся изменения файлов на пути от рабочей директории до репозитория. Добавление изменений в индекс позволяет контролировать какие конкретные изменения будут зафиксированы в следующем коммите. Коммит (commit) – это фиксированное состояние проекта в определенный момент времени, другими словами коммит позволяет сохранить текущее состояние проекта. Это дает возможность вернуться к этому состоянию в будущем, если это потребуется. Чтобы добавить все изменения в вашем репозитории используется команда, которая приведена на рисунке 68.



```
git add .
```

Рисунок 68 – Добавление всех изменений в индекс

При выполнении «git add» команда добавит все изменения, включая новые файлы, изменения в существующих файлах и удаленные файлы. «.» – это символ, который обозначает текущую директорию и все ее содержимое.

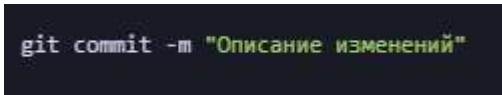
Для добавление изменения только определенные файле, необходимо изменить «filename 1» на название файла (см. рисунок 69).



```
git add filename1 filename2
```

Рисунок 69 – Добавление конкретных файлов в индекс

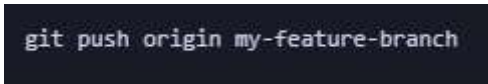
6) Коммит изменений является важный шаг в процессе работы с системой контроля версии Git. После того как вы добавили изменения в индекс с помощью команды «git add», следующий шаг – это создание коммита командой «git commit» (см. рисунок 70).



```
git commit -m "Описание изменений"
```

Рисунок 70 – Коммит изменений

7) Пуш (push) в Git – процесс, при котором изменения из локального репозитория переносятся в удаленный (см. рисунок 71). Заменить «my-feature-branch» на название вашей ветки.



```
git push origin my-feature-branch
```

Рисунок 71 – Пуш изменений в удаленный репозиторий

8) Создание запроса на внесение изменений в код (pull request, PR) позволяет разработчикам предложить изменения, которые они внесли в код, и инициировать обсуждение этих изменений перед слиянием в основную ветку. Для создание необходимо переходит в репозиторию на GitHub, выбрать вашу ветку из выпадающего списка. Далее нажимать на «Compare & pull request» и заполнить заголовок и описание PR. После заполнения нажимать на «Create pull request».

Таким образом, следуя вышеперечисленными командами можно вносить изменения и работать с проектом размещенным на GitHub.

2.3.3 Подготовка АРМ оператора и управляющих микрокомпьютеров

В качестве управляющих микрокомпьютеров используются Raspberry Pi с установленной операционной системой Raspbian.

Для размещения, обновления программного компонента, обеспечивающего обмен информацией с ПЛК дизель-генераторных установок, батарейных инверторов необходимо выполнить следующие действия: подключение к Raspberry Pi; создание виртуального окружения; перенос проекта сервиса на Raspberry Pi или обновление проекта сервиса; создание моста для батарейных инверторов Victron; настройки для обеспечения автозагрузки сервиса.

Подключение к Raspberry Pi осуществляется следующим образом: подключение к виртуальной сети НИУ «МЭИ» (в том случае, если подключение удаленное); открыть командную строку «Win + R», ввести команду «cmd»; ввести команду «ssh user@IP-адрес», где «user» – имя пользователя, «address» – IP-адрес Raspberry Pi, (USER: user1; IP-адрес: 10.2.173.169) (см. рисунок 72).



Рисунок 72 – Пример подключения по сетевому протоколу SSH (secure shell – «безопасная оболочка»)

В ответ на запрос SSH ввести пароль (при этом пароль при вводе не отображается):
123. При успешном подключении будет отображено сообщение, приведенное на рисунке 73.

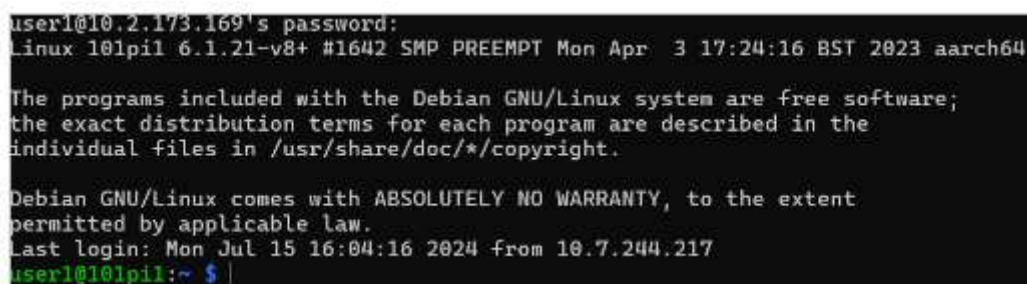


Рисунок 73 – Сообщение, выводимое на экран при успешном подключении

Дополнительно можно подключиться через функцию Подключение к удаленному рабочему столу (см. рисунок 74). Вводим IP-адрес который приведен выше.

При правильном подключении появляется следующее окно, показанное на рисунке 75. Вводим имя пользователя и пароль.

После ввода имени пользователя и пароля появляется рабочий стол Raspberry Pi (рисунок 76).

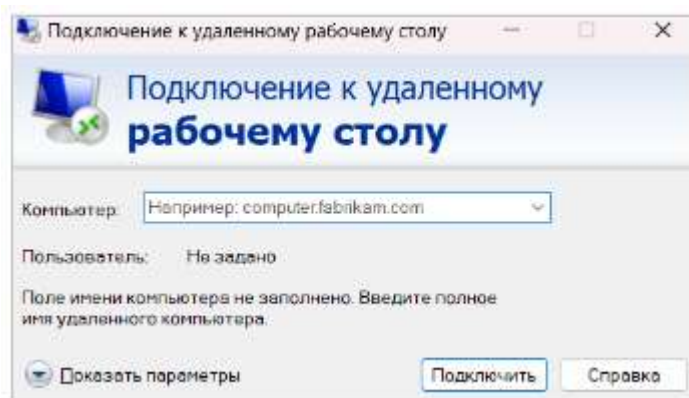


Рисунок 74 – Подключение к удаленному рабочему столу

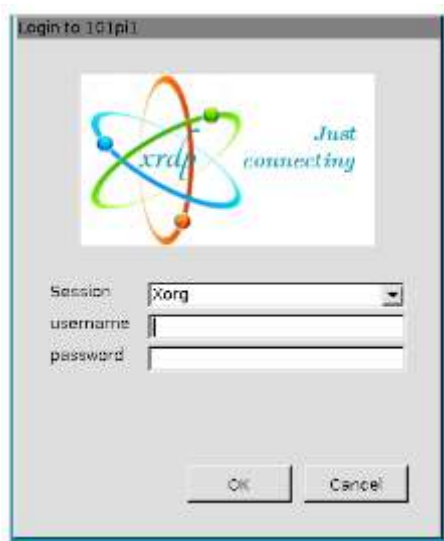


Рисунок 75 – Интерфейс аутентификации в рабочем пространстве Raspberry Pi

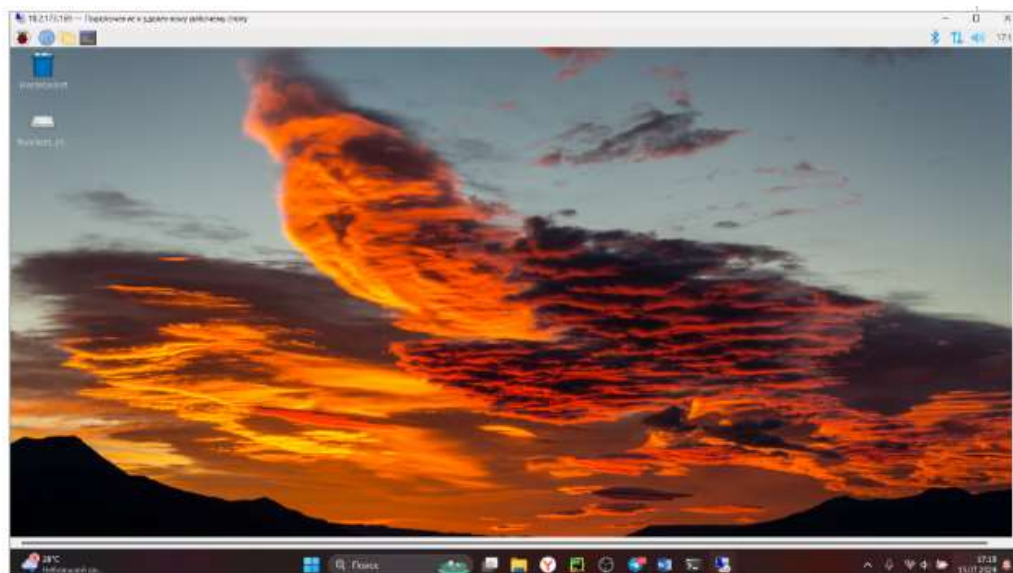


Рисунок 76 – Рабочий стол Raspberry Pi

Перед исполнением разработанного ПО необходимо удостовериться в корректности версии Python, для этого следует использовать следующую команду «python3 -V» (рисунок 77).

```
user1@101pi1:~ $ python3 -V  
Python 3.9.2
```

Рисунок 77 – Команда для проверки версии Python

Также для корректного использования программы необходимо обновить пакеты следующими командами: «sudo apt update» и «sudo apt -y upgrade».

Для создания виртуального окружения, переходим в папку «opt», с помощью команд, указанных на рисунке 78.

```
user1@101pi1:/opt $ cd ../../..  
user1@101pi1:/ $ cd opt  
user1@101pi1:/opt $ |
```

Рисунок 78 – Команды для перехода в папку «opt»

Используя команды «sudo mkdir examples», создаем папку «examples». Пример применения команд указан ниже на рисунке 79.

```
user1@101pi1:/opt $ sudo mkdir examples
user1@101pi1:/opt $ ls
CH341SER  Driver  examples  microsoft  mssql-tools18  pigpio  python-envs
```

Рисунок 79 – Команды для создания папки «examples»

Создаем виртуальное окружение командой «python3 -m venv my_venv» (рисунок 80).

```
user1@101pi1:/opt $ sudo python3 -m venv examples/my_venv
```

Рисунок 80 – Команд для создания виртуального окружения

Активируем виртуальную среду командой «source [путь до файла activate]» (см. рисунок 81).

```
user1@101pi1:/opt $ cd examples/
user1@101pi1:/opt/examples $ ls
my_venv
user1@101pi1:/opt/examples $ source my_venv/bin/activate
```

Рисунок 81 – Команды для активации виртуального окружения

Далее командой «pip list» проверяем список библиотек (см. рисунок 82).

```
(my_venv) user1@101pi1:/opt/examples $ pip list
Package            Version
-----
pip                20.3.4
pkg-resources      0.0.0
setuptools         44.1.1
```

Рисунок 82 – Команда для проверки список библиотек

Перенос проекта сервиса на управляющий компьютер Raspberry Pi может быть осуществлен двумя способами.

Первый способ заключается в переносе файлов напрямую, которое можно осуществить после подключения к управляющему микрокомпьютеру Raspberry Pi, с помощью подключения к удаленному рабочему столу. Для этого необходимо копировать репозитории («msg_broker», «app_optimize») и вставить их в папку «examples».

Второй способ заключается в использовании функционала GitHub. Создаем репозиторий на GitHub и делаем привязку к локальному проекту на сайте [53], где в

подробностях описано как создать репозиторий и как к нему привязать проект. Обычно после того как вы произвели связку у вас уже будет первый коммит, соответственно можно клонировать проект на микрокомпьютер Raspberry Pi. Используя терминал, заходим в папку «examples» с помощью команды «cd examples/» (см. рисунок 81), далее командой «git clone [URL_репозитория]» клонируем репозиторий (см. рисунок 83).

```
(my_venv) user1@10ip11:/opt/examples $ sudo git clone https://github.com/BebegeDev/logistics.git
Cloning into 'logistics'...
remote: Enumerating objects: 36, done.
remote: Counting objects: 100% (36/36), done.
remote: Compressing objects: 100% (29/29), done.
remote: Total 36 (delta 1), reused 36 (delta 1), pack-reused 0
Receiving objects: 100% (36/36), 20.82 KiB | 2.31 MiB/s, done.
Resolving deltas: 100% (1/1), done.
```

Рисунок 83 – Клонирование репозитория

Для проверки корректности клонирования репозитории вводим команду «ls» (список содержимого текущей папки, см. рисунок 84).

```
(my_venv) user1@10ip11:/opt/examples $ ls
logistics
(my_venv) user1@10ip11:/opt/examples $ cd logistics/
(my_venv) user1@10ip11:/opt/examples/logistics $ ls
Connected  Diesel Emulators  lib  main_dgu.py  main_em.py  main_vic.py  README.md  Request  test.py  utils  Victron  Weather
```

Рисунок 84 – Проверки корректности клонирования репозитории

Для успешной работы программного комплекса необходимо проверить библиотеки необходимых версий и укомплектовать проект, то есть установить зависимости. Данные зависимости находятся в папке «lib/requirements.txt» (обязательно активируйте виртуальное окружение, см. рисунок 81). Далее используем команду «pip install -r [путь до файла]/requirements.txt» (см. рисунок 85).

Стоит отметить, что иногда некоторые зависимости не устанавливаются должным образом, например библиотека «paho», установим его вручную командой «pip install paho-mqtt». Если после ввода команды «pip install paho-mqtt» будет ошибка вида: [ERROR: Could not install packages due to an EnvironmentError: [Errno 13] Permission denied: '/opt/examples/my_venv/lib/python3.9/site-packages/paho' Consider using the `--user` option or check the permissions].

В данном случае воспользуйтесь командой «sudo su» или сделайте папку «examples» доступной с помощью команды «sudo chmod -R a+rwX examples/».


```
(my_venv) user1@101pi1:/opt/examples/logistics $ pip install -r lib/requirements.txt
Looking in indexes: https://pypi.org/simple, https://www.piwheels.org/simple
Collecting asttokens==2.4.1
  Downloading https://www.piwheels.org/simple/asttokens/asttokens-2.4.1-py2.py3-none-any.whl (27 kB)
Collecting attrs==23.2.0
  Downloading https://www.piwheels.org/simple/attrs/attrs-23.2.0-py3-none-any.whl (60 kB)
  |-----| 60 kB 1.1 MB/s
Collecting backcall==0.2.0
  Using cached https://www.piwheels.org/simple/backcall/backcall-0.2.0-py2.py3-none-any.whl (11 kB)
Collecting beautifulsoup4==4.12.3
  Downloading https://www.piwheels.org/simple/beautifulsoup4/beautifulsoup4-4.12.3-py3-none-any.whl (147 kB)
  |-----| 147 kB 2.4 MB/s
Collecting bleach==6.1.0
  Downloading https://www.piwheels.org/simple/bleach/bleach-6.1.0-py3-none-any.whl (162 kB)
  |-----| 162 kB 15.0 MB/s
Collecting certifi==2024.7.4
  Downloading https://www.piwheels.org/simple/certifi/certifi-2024.7.4-py3-none-any.whl (162 kB)
  |-----| 162 kB 14.8 MB/s
Collecting charset-normalizer==3.3.2
  Downloading charset_normalizer-3.3.2-cp39-cp39-manylinux_2_17_aarch64.manylinux2014_aarch64.whl (138 kB)
  |-----| 138 kB 2.2 MB/s
Collecting colorama==0.4.6
  Using cached https://www.piwheels.org/simple/colorama/colorama-0.4.6-py2.py3-none-any.whl (25 kB)
Collecting decorator==5.1.1
```

Рисунок 85 – Установка зависимостей

После установки всех зависимостей запустим один из скриптов командой «python3 logistics/main_vic.py», например «main_vic.py» (см. рисунок 86).

```
(my_venv) user1@101pi1:/opt/examples $ python3 logistics/main_vic.py
Подключение к MQTT прошло успешно

-----
['ac_consumption_L1_power', 'ac_consumption_L2_power', 'ac_consumption_L3_po
wer', 'ac_out_L1_active_power', 'ac_out_L2_active_power', 'ac_out_L3_active_
power', 'ac_out_L1_current', 'ac_out_L2_current', 'ac_out_L3_current', 'batt
ery_current', 'battery_power', 'battery_SOC', 'battery_voltage'] 13
[0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0] 13
update
```

Рисунок 86 – Запуск скрипта «main_vic.py»

Если ваш удаленный проект изменился необходимо внести изменения также на микрокомпьютер Raspberry Pi. Переходим в локальную директорию проекта (см. рисунок 81). Командой «git fetch origin» привносим актуальность локальному репозиторию, а «git merge origin/main» используем для объединения репозитория из GitHub и микрокомпьютера Raspberry Pi.

Для обеспечения работоспособности ПО необходимо создать мост для батарейного инвертора Victron. Для обмена данными между устройствами выбран протокол MQTT (message queuing telemetry transport – передача телеметрии в порядке очереди сообщений), который является протокол для обмена сообщениями по шаблону издатель-подписчик. Victron использует своего брокера MQTT, поэтому его данные перенаправляются на нашего брокера.

На микрокомпьютере Raspberry Pi переходим по указанному пути «/etc/mosquitto/» и находим файл «mosquitto.conf» (см. рисунок 87).

```
(my_venv) user1@101pil:/etc/mosquitto $ cd
(my_venv) user1@101pil:~ $ cd /etc/mosquitto/
(my_venv) user1@101pil:/etc/mosquitto $ ls
acl_file  aclfile.example  ca_certificates  certs  conf.d  mosquitto.conf
mosquitto.conf.save  passwd  pskfile.example  pwfile.example
```

Рисунок 87 – Переход в файл «mosquitto.conf»

Для редактирования открываем файл командой «sudo nano mosquitto.conf» и в открывшемся окне добавляем строки, которые приведены на рисунке 88.

```
connection my_bridge
address 10.2.173.189:1883
topic # both 0
bridge_protocol_version mqttv311

include_dir /etc/mosquitto/conf.d
```

Рисунок 88 – Строки добавляемые в конфигурацию брокера «mosquitto»

Конечный вариант содержимого файла изображен на рисунке 89.

```
# Place your local configuration in /etc/mosquitto/conf.d/
#
# A full description of the configuration file is at
# /usr/share/doc/mosquitto/examples/mosquitto.conf.example

pid_file /run/mosquitto/mosquitto.pid
persistence true
persistence_location /var/lib/mosquitto/
log_dest file /var/log/mosquitto/mosquitto.log

connection my_bridge
address 10.2.173.189:1883
topic # both 0
bridge_protocol_version mqttv311

include_dir /etc/mosquitto/conf.d
```

Рисунок 89 – Содержимое файла «mosquitto.conf»

Далее для автозагрузки сервиса переходим в папку «/etc/systemd/system» командой «cd», пример перехода приведен на рисунке 90 и создаем файл с расширением «.service» командой, которая указана на рисунке 91. Заполняем сервисный файл по примеру, приведенному на рисунке 92.

```
user1@101pil:~ $ cd /etc/systemd/system
user1@101pil:/etc/systemd/system $ |
```

Рисунок 90 – Команда для перехода в папку «/etc/systemd/system»

```
user1@101pil:/etc/systemd/system $ sudo nano victron_service.service
```

Рисунок 91 – Команда для открытия файла

```
GNU nano 5.4 victron_service.service *
[Unit]
Description=Victron-service # Не обязательно одноименный с файлом и/или приложением, любое название
After=network.target # После достижения какой стадии старта операционной системы запускается служба, в целом network.target почти всегда хороший выбор

[Service]
# Следующий параметр в целом является строкой запуска приложения, если подать эту команду, то приложение должно запуститься в созданном виртуальном окружении
ExecStart=/bin/bash -c 'source /opt/examples/my_venv/bin/activate; python3 /opt/examples/logistics/main_vic.py'
WorkingDirectory=/opt/examples
StandardOutput=inherit
StandardError=inherit
# При каких условиях перезапускать сервис, перечень вариантов: no, always, on-success, on-failure, on-abnormal, on-abort, on-watchdog
# Подробное описание всего файла тут: https://www.freedesktop.org/software/systemd/man/systemd.service.html
Restart=always
# Ниже в опции указать пользователя, от которого будет запускаться приложение
# Особенно полезно, когда приложение обращается к ресурсам системы - читает данные, ведёт логи на диск и т.п.
User=user1

[Install]
WantedBy=multi-user.target
```

Рисунок 92 – Содержимое сервисного файла

Командой «sudo systemctl enable victron_service.service» добавляем сервис в автозагрузку (см. рисунок 93) и запустим сервис «sudo systemctl start victron_service.service» сразу проверяем его статус работы. Пример запуска приведен на рисунке 94.

```
user1@101pil:/etc/systemd/system $ sudo systemctl enable victron_service.service
Created symlink /etc/systemd/system/multi-user.target.wants/victron_service.service → /etc/systemd/system/victron_service.service.
```

Рисунок 93 – Добавление сервисного файла в автозагрузки

```

user@10ip11:/etc/systemd/system $ sudo systemctl status victron_service.service
victron_service.service - Victron-service # Не обязательно одноимённый с файлом и/или приложением, любое название
Loaded: loaded (/etc/systemd/system/victron_service.service; enabled; vendor preset: enabled)
Active: active (running) since Tue 2024-07-16 10:15:58 MSK; 2min 54s ago
Main PID: 255923 (python3)
Tasks: 2 (limit: 9293)
CPU: 1.449s
CGroup: /system.slice/victron_service.service
└─255923 python3 /opt/examples/logistics/main_vic.py

Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: update
Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: ['ac_consumption_L1_power', 'ac_consumption_L2_power', 'ac_consumption_L3_power',
Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: [130.0, 34.0, 26.0, 130, 34, 26, 0.9300000071525574, 0.7099999785423279, 0.189999
Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: update
Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: ['ac_consumption_L1_power', 'ac_consumption_L2_power', 'ac_consumption_L3_power',
Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: [130.0, 34.0, 26.0, 130, 34, 26, 0.9300000071525574, 0.7099999785423279, 0.189999
Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: update
Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: ['ac_consumption_L1_power', 'ac_consumption_L2_power', 'ac_consumption_L3_power',
Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: [130.0, 34.0, 26.0, 130, 34, 26, 0.9300000071525574, 0.7099999785423279, 0.189999
Jul 16 10:18:40 10ip11 bash[255923]: update
lines 1-19/19 (END)

```

Рисунок 94 – Запуск сервисного файла

Таким образом, вышеперечисленными действиями была проведена подготовка АРМ оператора и управляющих микрокомпьютеров к их дальнейшей работе.

2.4 Протокол испытаний

Протоколы испытаний приведены в приложении А.

3 Верификация программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса»

Верификация программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса» проведена на имитационном макете солнечно-дизельного комплекса. Под управлением программного комплекса обеспечена работоспособность оборудования макета в различных режимах функционирования.

3.1 Испытание дизель-генераторных установок

Данный вид исследования является простейшим возможным режимом. Проведение испытаний работы дизельного оборудования на нагрузку позволяет провести тонкую настройку оборудования, которая обеспечит корректное функционирование ДГУ в любой момент времени произвольного рабочего режима.

Одним из наиболее интересных показателей корректности исполняемого рабочего режима является отклонение рабочей частоты дизельного оборудования от номинальной на всем протяжении эксперимента. Графическое представление отклонений частоты можно увидеть на рисунках 95 и 96, которые соответствуют результатам экспериментов (см. протокол № 6), полученных при использовании пакетов данных «Зима» и «Лето» соответственно. Для двух экспериментальных исследований режима «ДЭС-Нагрузка» справедливо заметить, что отклонение в установившихся рабочих режимах не превышает показателя $\delta f = 0,4$ Гц. Отклонения больше 0,4 Гц связаны с коммутационными мероприятиями или с резким изменением состава нагрузки.

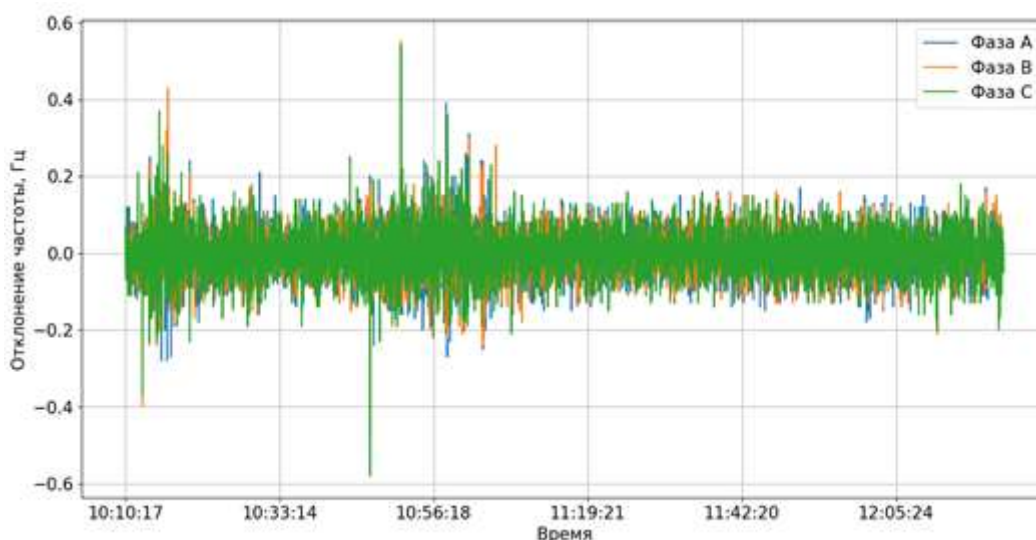


Рисунок 95 – Отклонение частоты при автономной работе ДЭС на нагрузку (R_1_1)

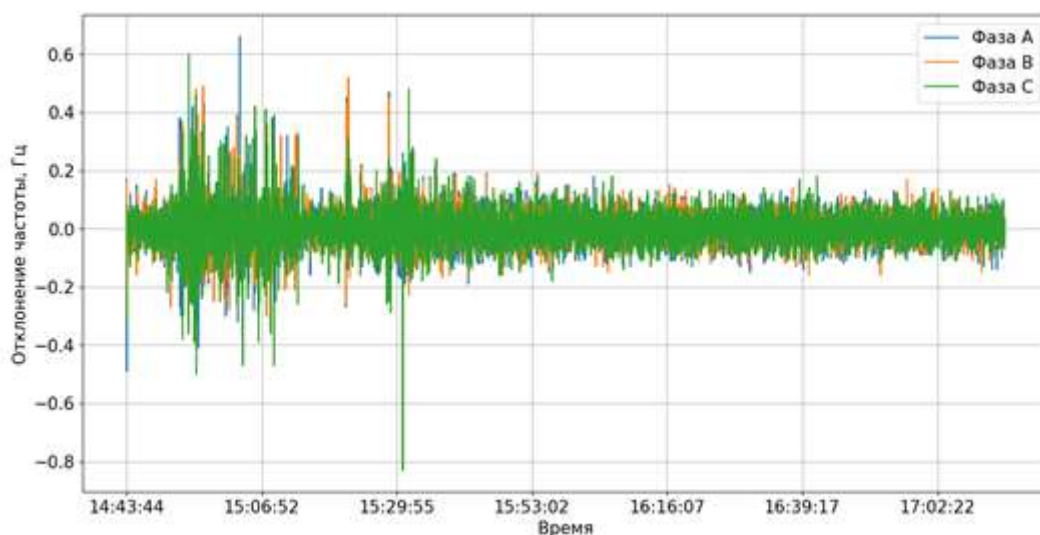


Рисунок 96 – Отклонение частоты при автономной работе ДЭС на нагрузку (R_1_3)

Произведем контрольное вычисление баланса мощности для случайной точки эксперимента режима автономной работы ДЭС на нагрузку для двух моделируемых графиков нагрузки.

Для сценария «Зима» пусть контрольной точкой выступит момент времени $t = 11:16:14$. Тогда, подставив данные телеметрии в формулу (77), получим следующее тождество:

$$P_{нагр} = P_{ДЭС}. \quad (77)$$

$$11779 \text{ Вт} = 10934 \text{ Вт}.$$

Наблюдается отклонение баланса мощности от идеального равное 845 Вт, что в условиях эксперимента обуславливается собственными нуждами (СН) солнечно-дизельного комплекса. Графическая проверка выполнения баланса мощности и его отклонения сценария «Зима» представлены на рисунках 97 и 98.

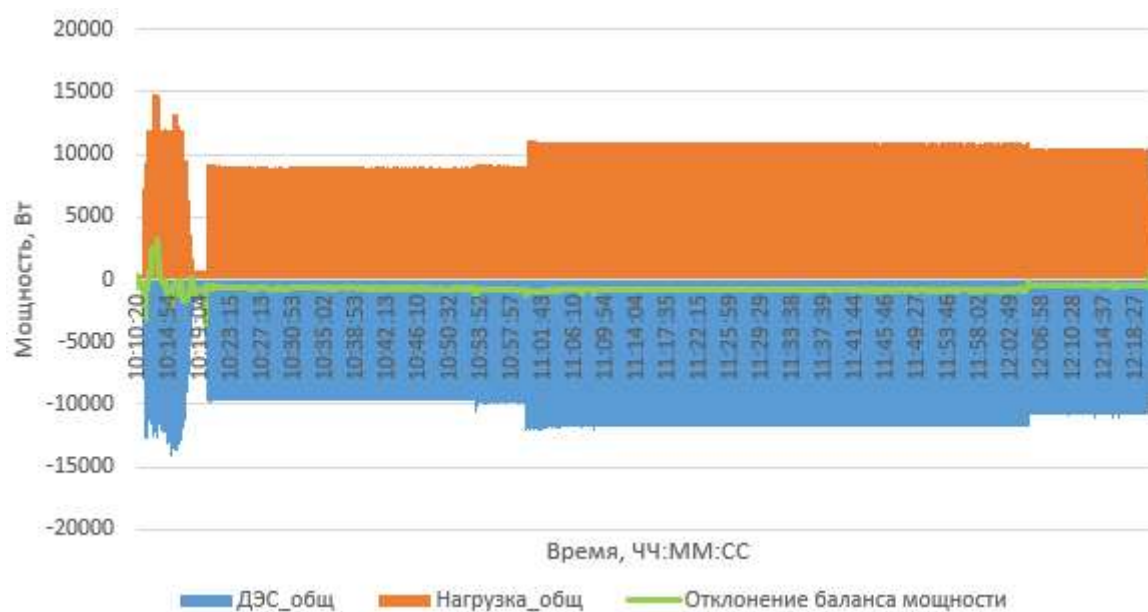


Рисунок 97 – Баланс мощности при автономной работе ДЭС на нагрузку (R_1_1)

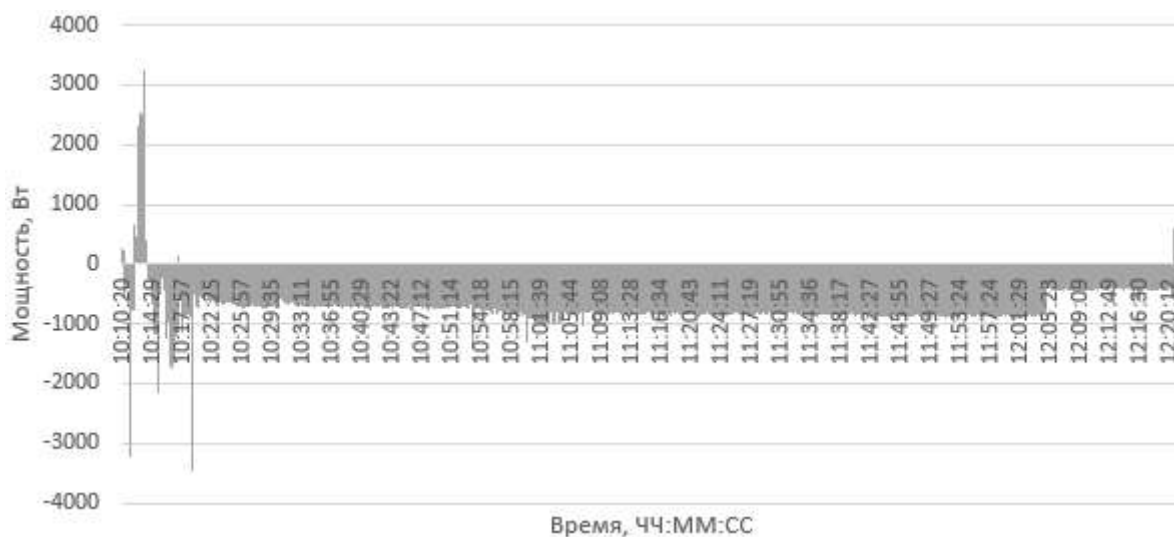


Рисунок 98 – Отклонения от идеального баланса мощности при автономной работе ДЭС на нагрузку (R_1_1)

Для сценария «Лето» проведем аналогичный численный контроль, где контрольной точкой выступит момент времени $t = 16:43:42$. Тогда, подставив данные эксперимента в формулу (78), получим следующее тождество:

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{ДЭС}}. \quad (78)$$

$$4078 \text{ Вт} = 4382 \text{ Вт}.$$

В данном случае также наблюдается отклонение баланса мощности от идеального равное 304 Вт, что меньше, чем в предыдущем случае. Графическая проверка выполнения баланса мощности и его отклонения при использовании графика нагрузки «Лето» представлены на рисунках 99 и 100.

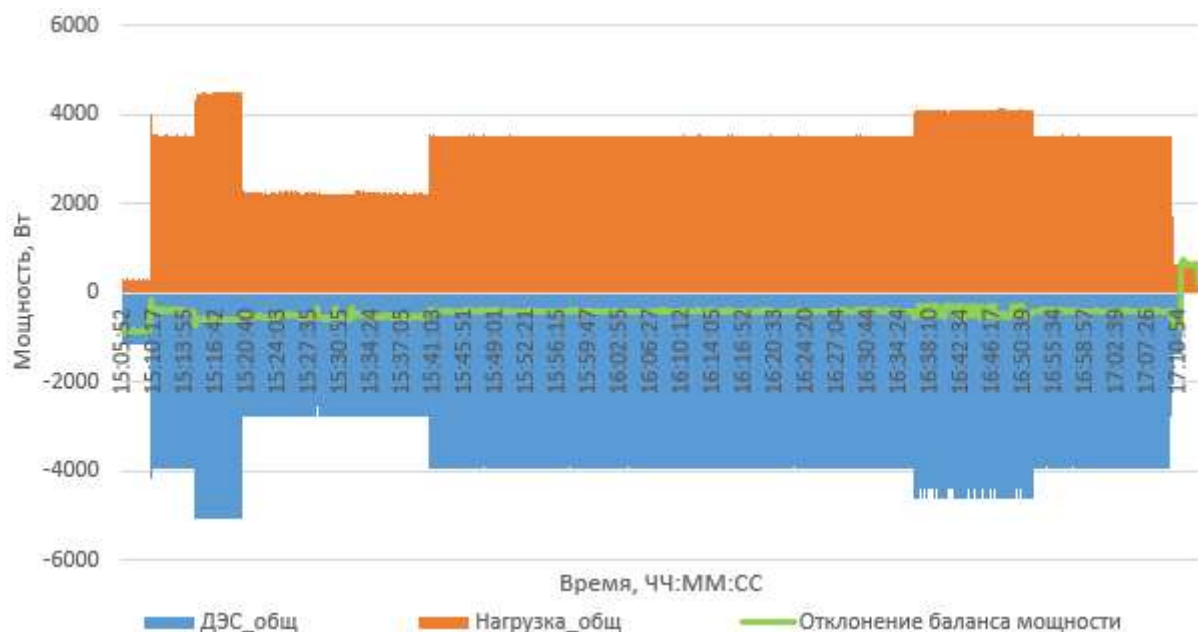


Рисунок 99 – Баланс мощности при автономной работе ДЭС на нагрузку (R_1_3)

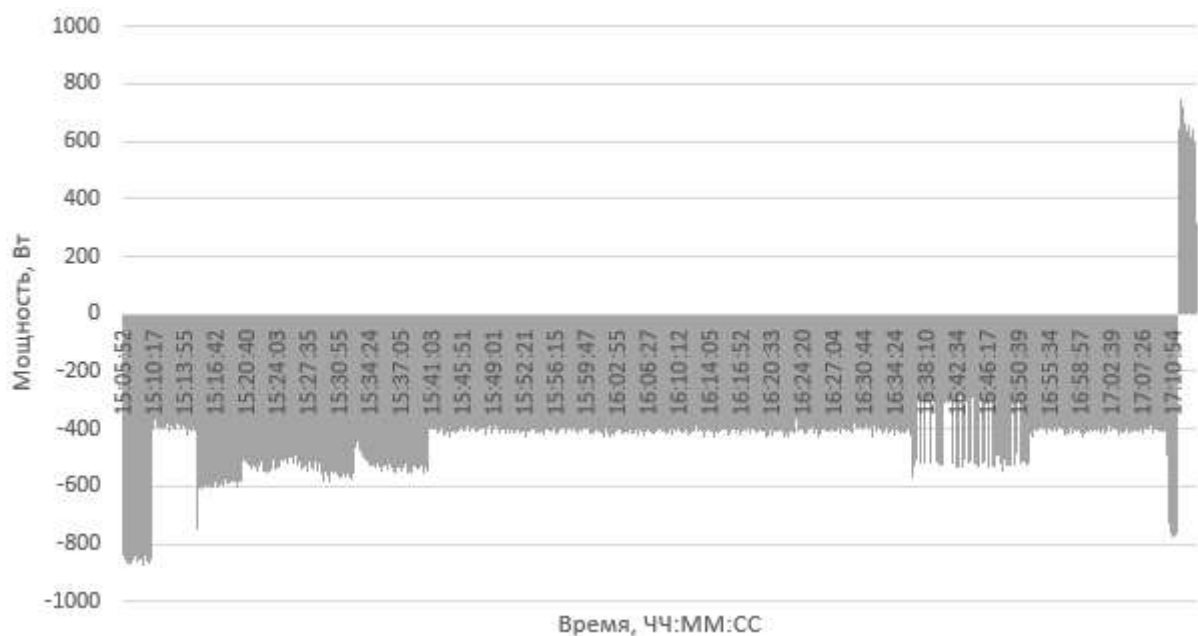


Рисунок 100 – Отклонения от идеального баланса мощности при автономной работе ДЭС на нагрузку (R_1_3)

Вышеизложенные результаты экспериментов дают основания утверждать о корректной работе дизельного оборудования на нагрузку в исследуемом однокомпонентном режиме, так как выполняется баланс мощности (с учетом потерь и собственных нужд), а также не наблюдается значительных отклонений частоты.

3.2 Испытания системы накопления энергии

Важным этапом верификации оборудования исследуемого комплекса является экспериментальное исследование системы накопления электроэнергии (СНЭЭ) при различных мощностях заряда и разряда. Совокупность итогов испытаний не только позволяет предполагать поведение системы накопления в различных возможных рабочих режимах солнечно-дизельного комплекса, но и выбрать оптимальный режим взаимодействия системы накопления с другими элементами системы.

Заряд установленной СНЭЭ осуществляется по принципу CV-CC (constant current-constant voltage, постоянный ток-постоянное напряжение). Таким образом, процессы заряда делятся на два этапа: на первом при постоянном токе достигается необходимая уставка напряжения АКБ, а на втором при постоянном напряжении проводится дозарядка СНЭЭ. Представленные на рисунках 101 и 102 зарядные и разрядные характеристики явно показывают, какие значения уставок и настройки использовались в том или ином экспериментальном исследовании, как они влияли на процессы заряда и разряда, а совокупность полученных характеристик позволяет предполагать поведение аккумулирующих мощностей и смежных элементов в случайный момент времени.

Таким образом, верификация показала, что в нашем случае не следует разряжать СНЭЭ до показателя SOC меньше 60 %. Связано это с тем, что при меньшем показателе заряда значение напряжения на выходе АКБ принимает численное значение меньше 44 В, что приведет к отключению батарейных инверторов, что, в свою очередь, приведет к нарушению электроснабжения потребителя в условиях отсутствия генерации.

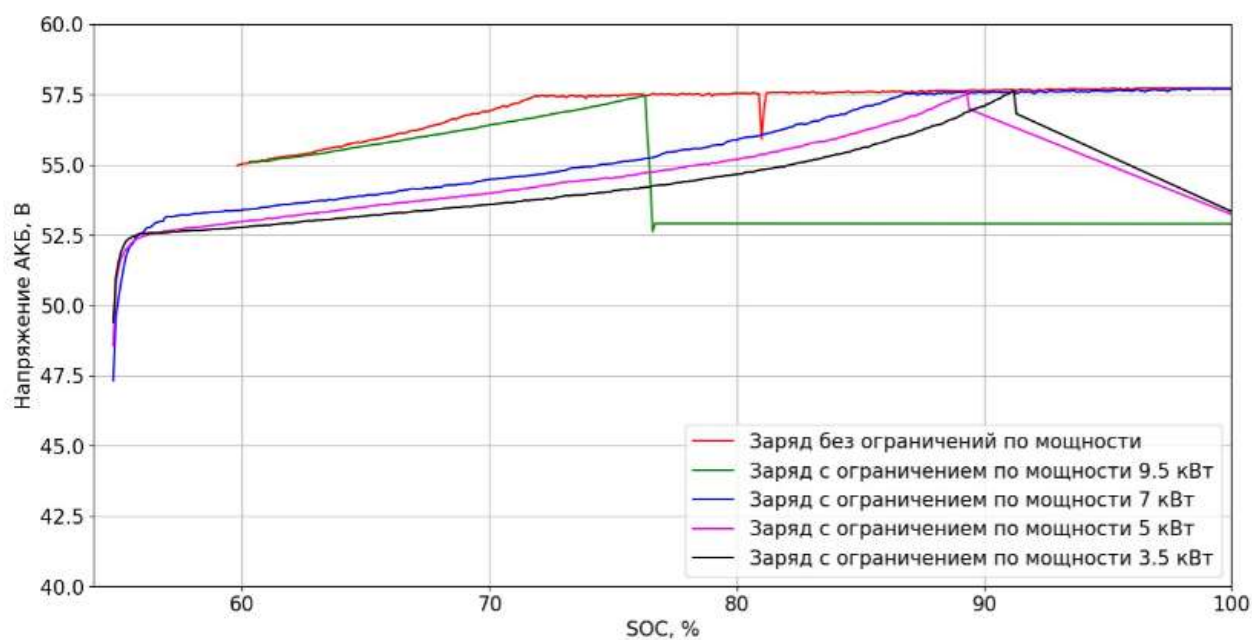


Рисунок 101 – Зарядные характеристики АКБ

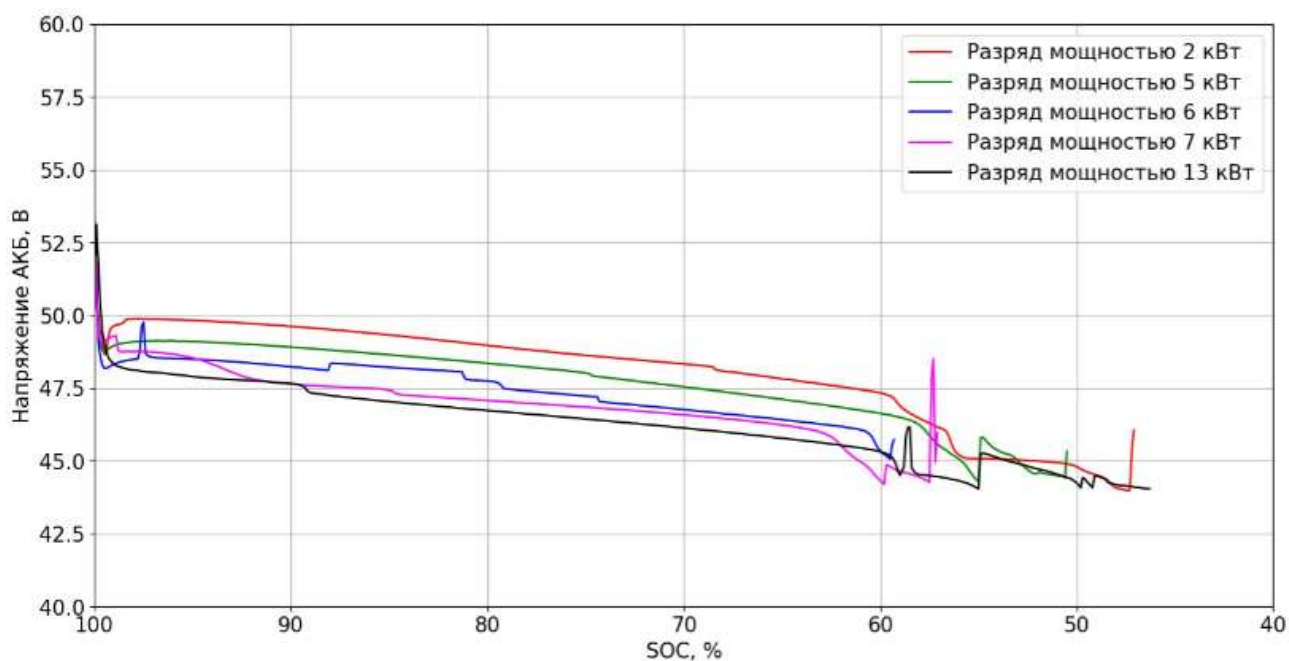


Рисунок 102 – Разрядные характеристики АКБ

При верификации СНЭЭ также необходимо провести исследование полезной емкости аккумулирующего оборудования, так как полученная характеристика покажет способность и готовность установленного состава аккумуляторов к работе, например, в режимах сглаживания пиков нагрузки, или поможет оптимизировать график заряда АКБ в те часы, когда система не востребована.

В нашем случае серия проведенных испытаний (графический результат приведен на рисунке 103) показывает, что в режиме разряда мы можем рассчитывать приблизительно на 0,5 ч работы СНЭЭ в условиях максимальной загрузки или 6,5 ч работы при минимальной (при условии полного заряда АКБ на момент срабатывания системы на разряд).

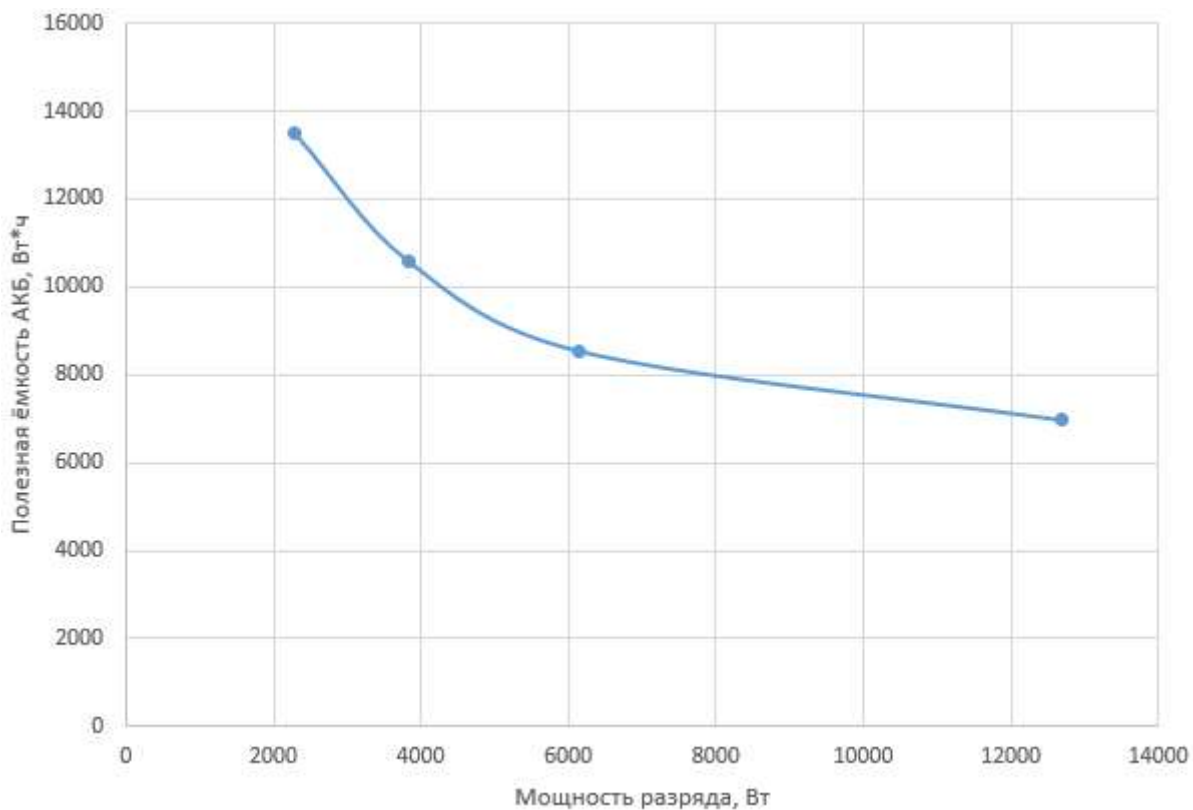


Рисунок 103 – Зависимость зарядной емкости АКБ от мощности заряда

Заряд системы малыми мощностями (около 3,5 кВт) позволяет выиграть почти 6 кВт·ч зарядной емкости (см. рисунок 104), если сравнивать с процессом зарядки более высокими (вплоть до 9,5 кВт) мощностями, что не только предоставит дополнительный резерв регулирования и снабжения, но и будет препятствовать ускоренной деградации используемых аккумуляторных батарей.

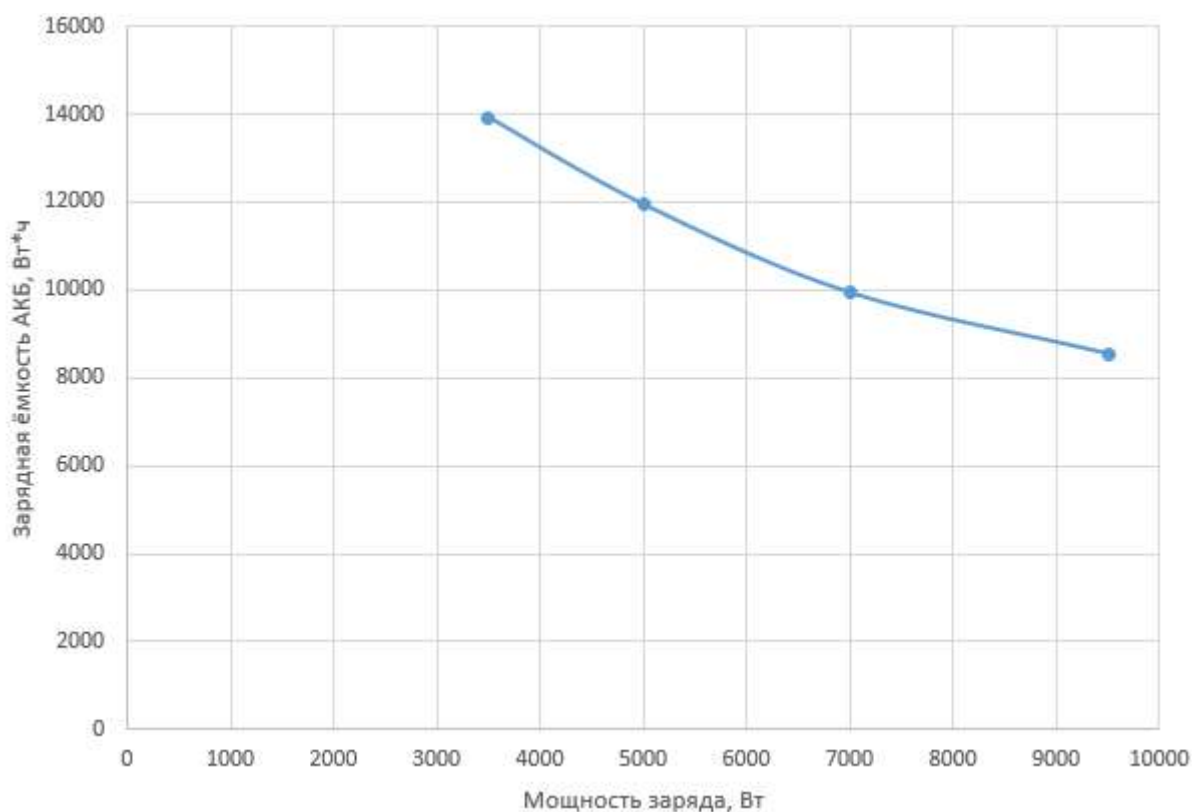


Рисунок 104 – Зависимость полезной емкости АКБ от мощности разряда

Таким образом, проведенные экспериментальные исследования показали, что система накопления в составе солнечно-дизельного комплекса способна обеспечить необходимую гибкость регулирования, а также обладает достаточным запасом полезной емкости, который позволит покрыть как большую кратковременную, так и малую продолжительную нагрузки.

3.3 Испытания параллельной работы дизель-генераторных установок и системы накопления энергии

Работа СДК осложняется необходимостью обеспечения устойчивой работы разнотипного энергетического оборудования параллельно друг с другом. Ниже дана характеристика проведенных экспериментальных испытаний работы имитационного макета в подобных ситуациях.

3.3.1 Испытание дизель-генераторных установок совместно с системой накопления энергии

После проведения частной верификации ДЭС и СНЭЭ необходимо провести исследования их совместной работы в одном из частных случаев функционирования солнечно-дизельного комплекса – режима работы дизельного оборудования на нагрузку, параллельно с системой накопления электроэнергии.

В данном случае экспериментальное исследование проводилось для сценария «Лето». Построенный по полученным данным график отклонения частоты дизельного агрегата (см. рисунок 105) показывает, что максимальное δf в единичном случае составило более 3 Гц для одной из фаз, что связано с моментом пуска в работу ДГУ (телеметрия фазных показателей частоты запускается раньше пуска оборудования). В рабочем режиме наблюдаются единичные отклонения показателя частоты δf по одной из фаз равное 1,2 Гц. Такое поведение связано с неравномерностью распределения нагрузки по фазам. В общем случае на протяжении всего рабочего режима ДЭС при параллельной работе со СНЭ отклонения частоты аналогичны показателям, приведенным в подразделе 3.1, а именно δf не превышает значения 0,4 Гц.

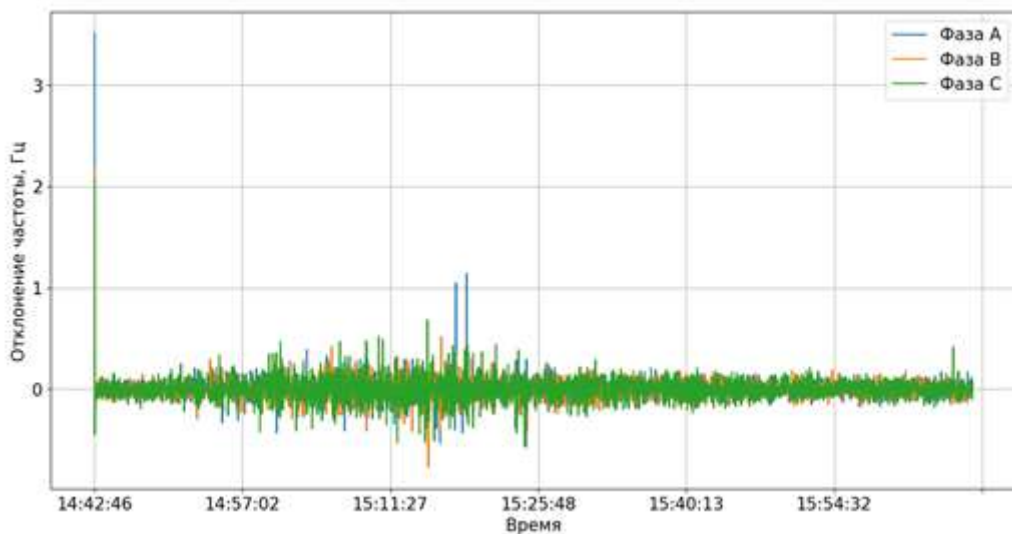


Рисунок 105 – Отклонение частоты при параллельной работе ДЭС и СНЭ (R_2_6)

Аналогично подразделу 3.1 проведем численный контроль для случайной контрольной точки. Так, подставим данные сценария «Лето» соответствующие моменту времени $t = 15:36:36$ в формулу (79) и получим следующее тождество баланса мощности:

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{ДЭС}} \pm P_{\text{СНЭ}}.$$

$$4374 \text{ Вт} = 5536 \text{ Вт} - 1680 \text{ Вт} . \quad (79)$$

$$4374 \text{ Вт} = 3856 \text{ Вт} .$$

В данном случае отклонение баланса мощности от идеального составляет 518 Вт, что включает в себя потери на собственные нужды и потери на преобразование энергии.

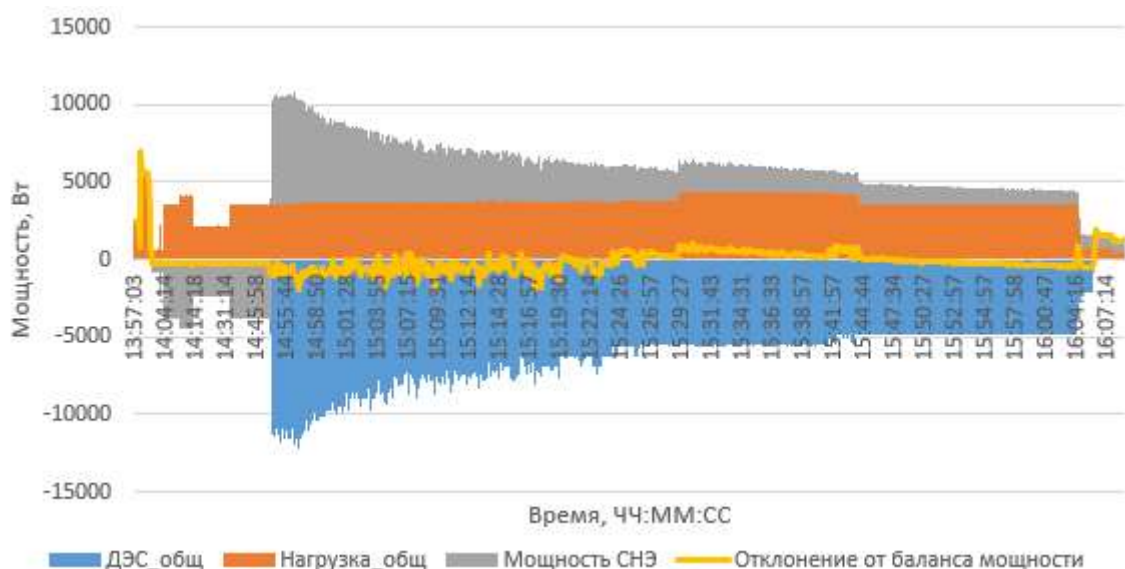


Рисунок 106 – Баланс мощности при параллельной работе ДЭС и СНЭ (R_2_6)

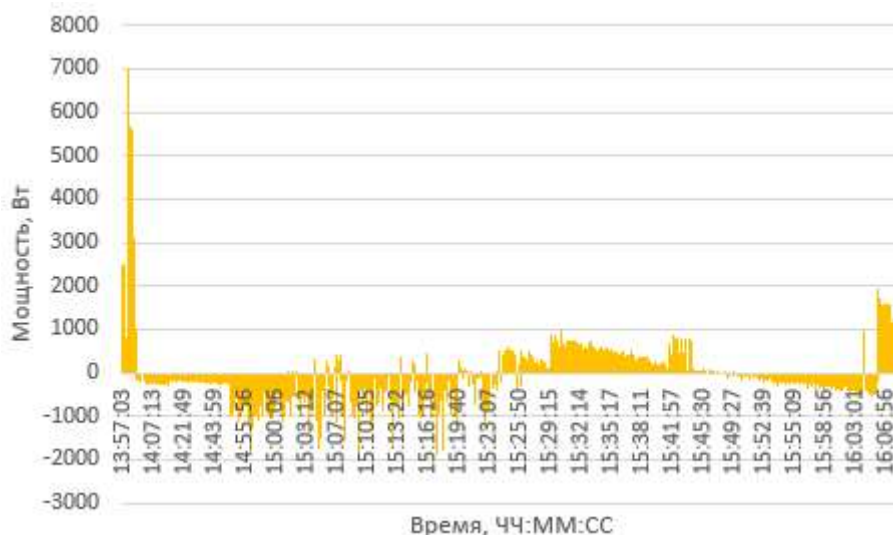


Рисунок 107 – Отклонения от идеального баланса мощности при параллельной работе ДЭС и СНЭ (R_2_6)

Проведение испытания двухкомпонентного режима «ДЭС, СНЭЭ» подтвердило возможность работы комплекса при таком сценарии в нормальном режиме. Система накопления в данном случае способна выступать не только источником электроэнергии для потребителя при отключенном дизельном оборудовании, но и служит дополнительной нагрузкой, которая осуществит дозагрузку ДГУ до необходимого уровня для оптимизации потребления топлива.

3.3.2 Испытание дизель -генераторных установок совместно с имитаторами СЭС

Аналогично предыдущему пункту верификации подлежит двухкомпонентный режим работы ДЭС совместно с СЭС. Необходимо провести исследования их совместной работы

для подтверждения корректной работы генерирующей части солнечно-дизельного комплекса и анализа поведения дизельного оборудования в часы выработки солнечной электростанции.

В данном случае экспериментальное исследование проводилось для всех трех сценариев. Результаты телеметрии по показателям частоты на каждой фазе дизельного генерирующего оборудования представлены графически на рисунках 108 и 109. Проанализировав полученные результаты, можно утверждать, что регулирование по частоте и мощности производится корректно, так как не наблюдается уникальных отклонений наблюдаемых показателей – они коррелируют с показателями, приводимыми в подразделе 3.1. Таким образом, отклонение *delta f* в установившемся рабочем режиме составляет не более 0,4 Гц для каждого сценария, единичные отклонения, превышающие данное значения связаны с моментами пуска ДГУ.

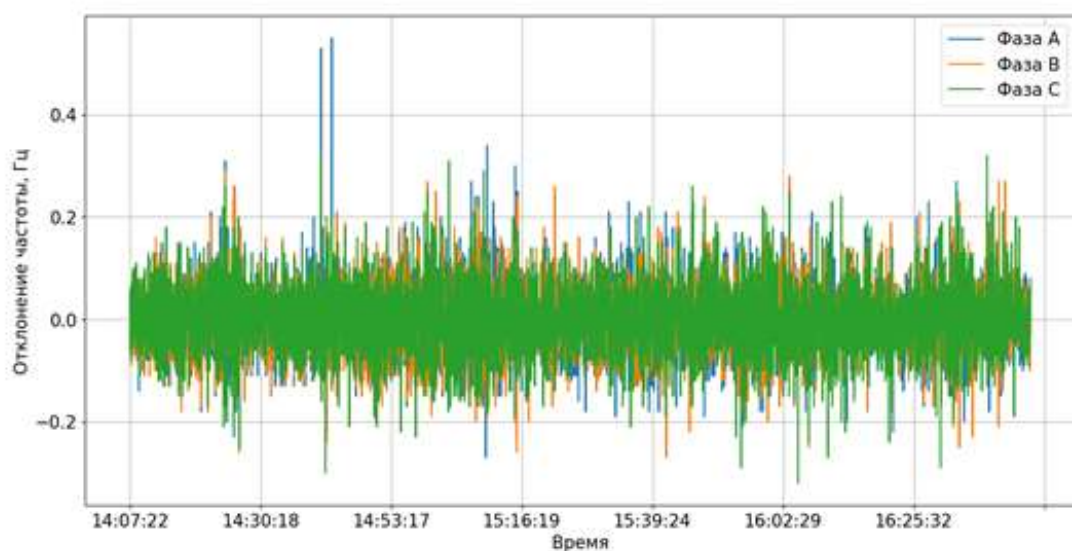


Рисунок 108 – Отклонение частоты при параллельной работе ДЭС и СЭС (R_3_7)

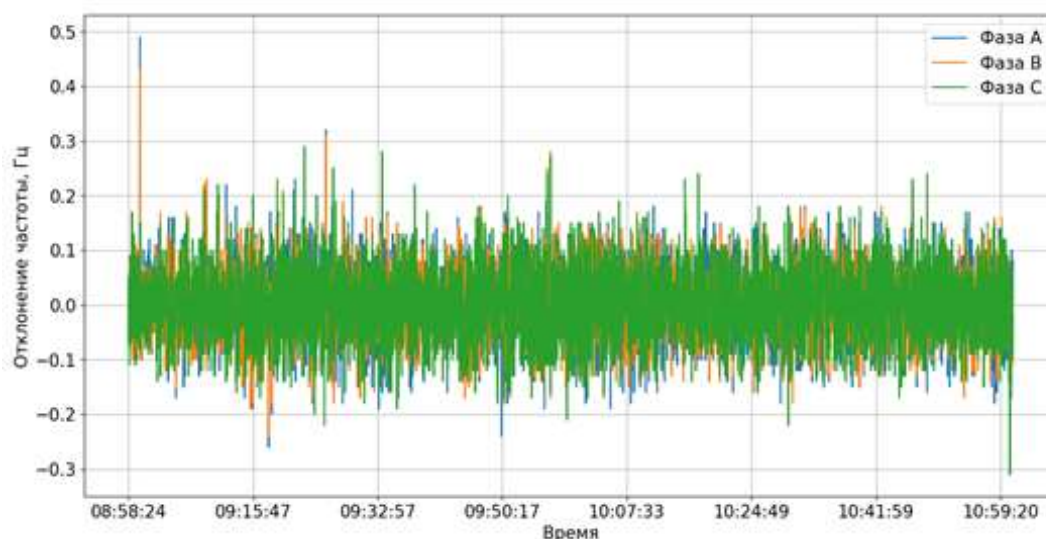


Рисунок 109 – Отклонение частоты при параллельной работе ДЭС и СЭС (R_3_8)

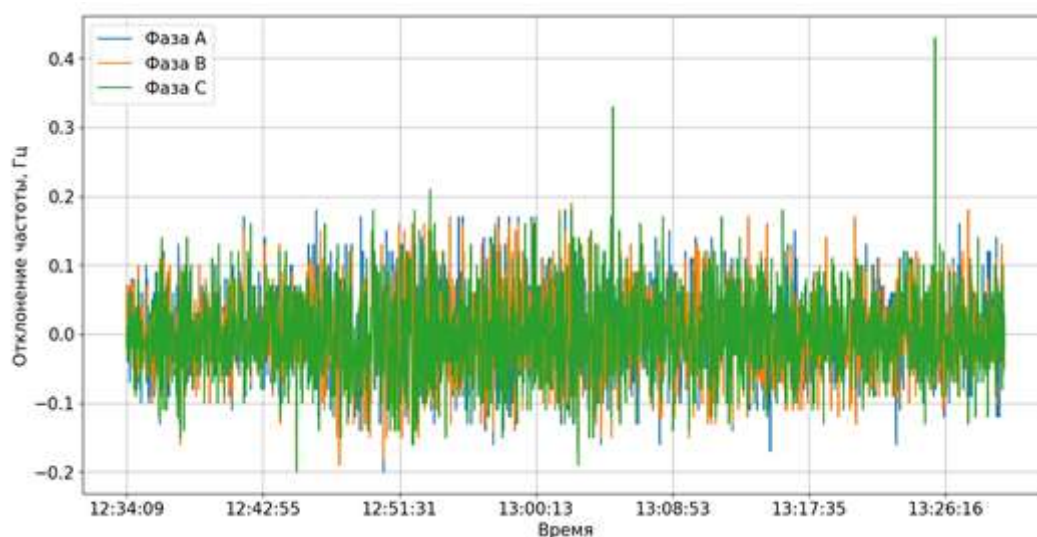


Рисунок 110 – Отклонение частоты при параллельной работе ДЭС и СЭС (R_3_9)

Произведем контрольное вычисление баланса мощности для случайной точки эксперимента режима автономной работы ДЭС на нагрузку для каждого моделируемого графика нагрузки.

Для сценария «Зима» пусть контрольной точкой выступит момент времени $t = 15:44:11$. Тогда, подставив данные телеметрии в формулу (80) получим следующее тождество:

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{ДЭС}} + P_{\text{СЭС}}.$$

$$9364 \text{ Вт} = 9930 \text{ Вт} + 2500 \text{ Вт}.$$

$$9364 \text{ Вт} = 12430 \text{ Вт}.$$

Наблюдается отклонение баланса мощности от идеального равное 3066 Вт. В условиях проводимого эксперимента солнечная генерация оказалась недостаточной для того, чтобы солнечный инвертор включился в работу на потребителя. В связи с этим наблюдается большее отклонение баланса мощности, чем в других экспериментах. Графическая проверка выполнения баланса мощности и его отклонения сценария «Зима» представлены на рисунках 111 и 112.

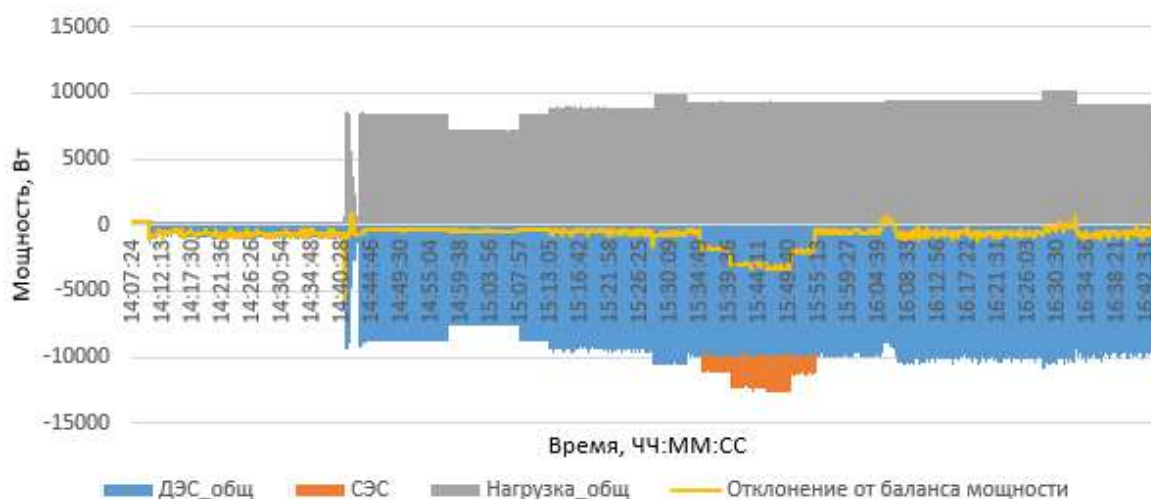


Рисунок 111 – Баланс мощности при параллельной работе ДЭС и СЭС (R_3_7)

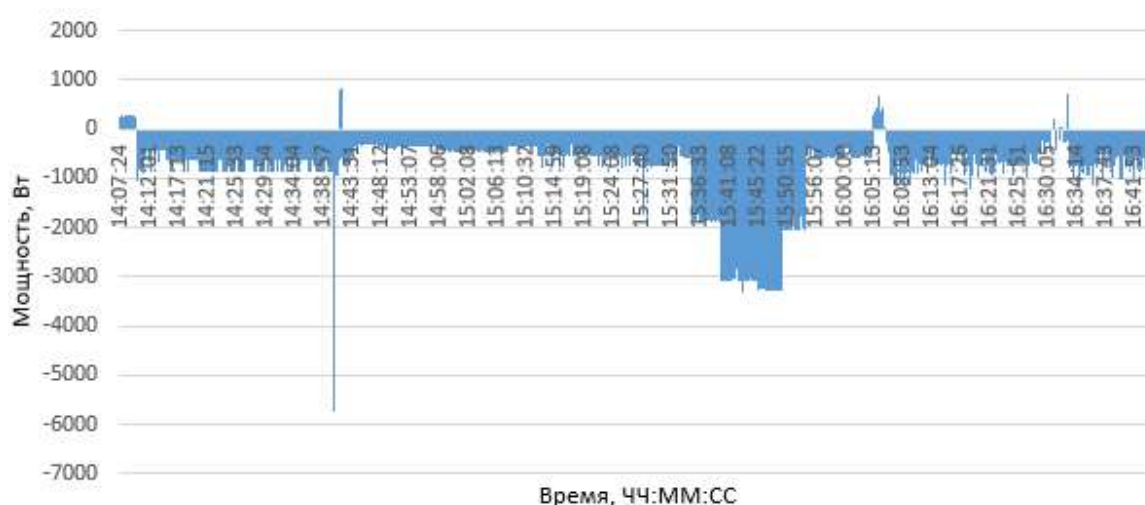


Рисунок 112 – Отклонения от идеального баланса мощности при параллельной работе ДЭС и СЭС (R_3_7)

Для сценария «Весна» проведем аналогичный численный контроль, где контрольной точкой выступит момент времени $t = 10:06:01$. Тогда, подставив данные эксперимента в формулу (81) получим следующее тождество:

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{ДЭС}} + P_{\text{СЭС}}.$$

$$9646 \text{ Вт} = 5311 \text{ Вт} + 5130 \text{ Вт}. \quad (81)$$

$$9646 \text{ Вт} = 10411 \text{ Вт}.$$

В данном случае также наблюдается отклонение баланса мощности от идеального равное 765 Вт, что меньше, чем в предыдущем случае. Графическая проверка выполнения баланса мощности и его отклонения при использовании графика нагрузки «Лето» представлены на рисунках 113 и 114.

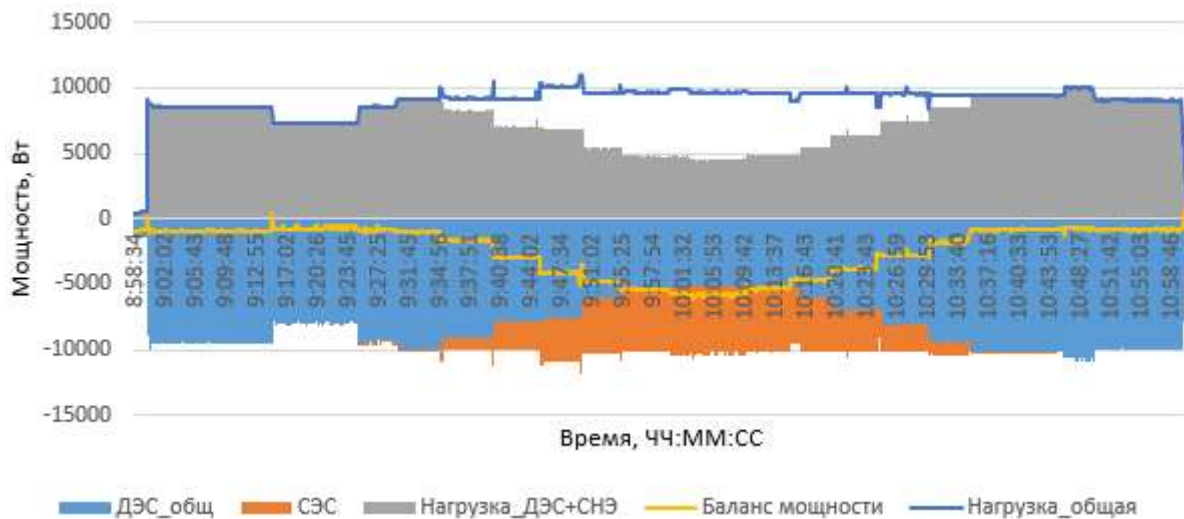


Рисунок 113 – Баланс мощности при параллельной работе ДЭС и СЭС (R_3_8)

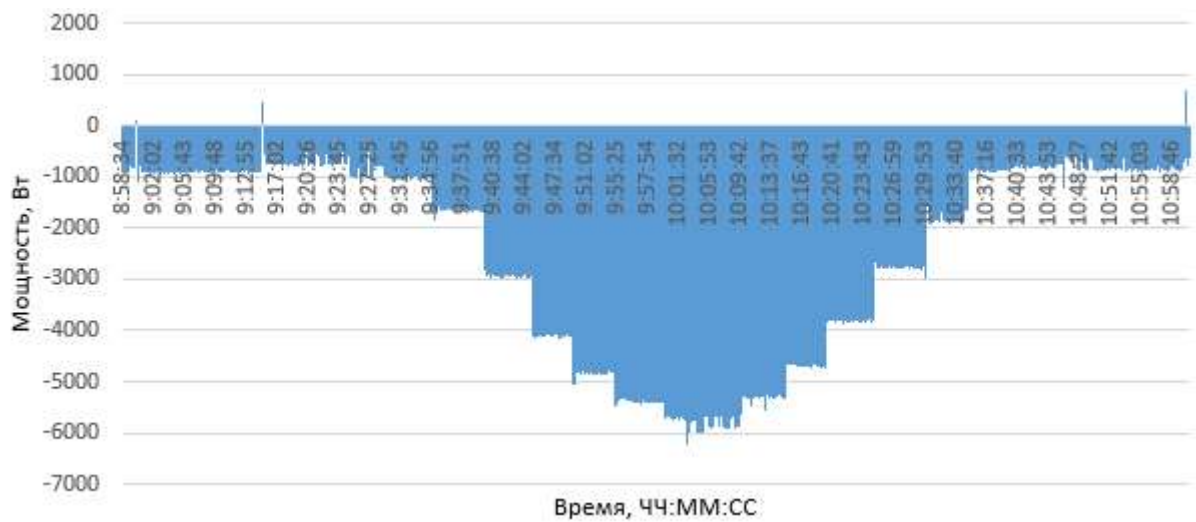


Рисунок 114 – Отклонения от идеального баланса мощности при параллельной работе ДЭС и СЭС (R_3_8)

Для сценария «Лето» необходимый численный контроль проведем для контрольной точки $t = 13:27:53$. Подставив данные эксперимента в формулу (82) получим следующее тождество:

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{ДЭС}} + P_{\text{СЭС}}.$$

$$7776 \text{ Вт} = 3925 \text{ Вт} + 4200 \text{ Вт}. \quad (82)$$

$$7776 \text{ Вт} = 8125 \text{ Вт}.$$

В данном случае также наблюдается отклонение баланса мощности от идеального равное 349 Вт. Графическая проверка выполнения баланса мощности и его отклонения при использовании графика нагрузки «Лето», представлены на рисунках 115 и 116.

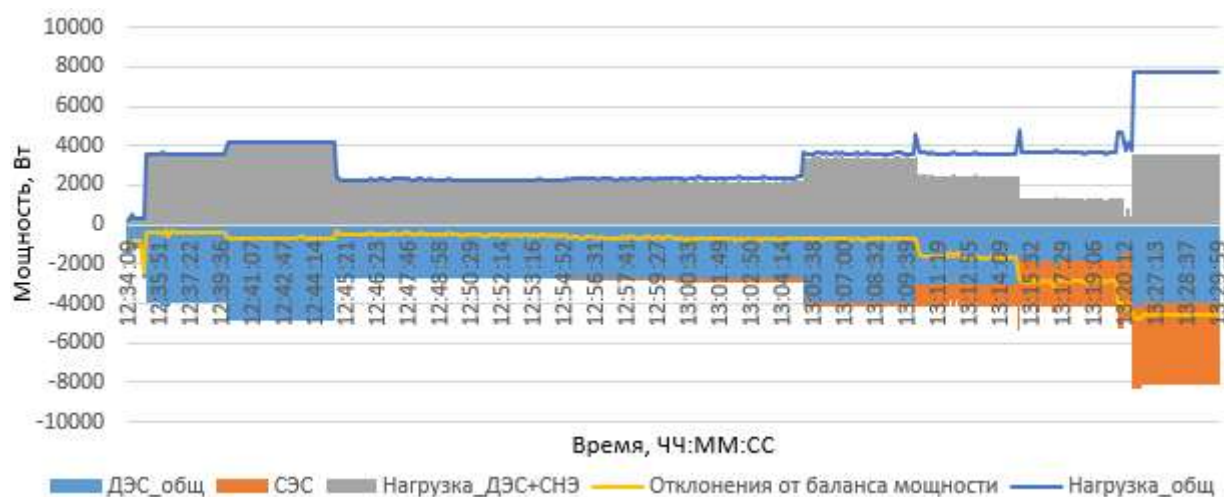


Рисунок 115 – Баланс мощности при параллельной работе ДЭС и СЭС (R_3_9)

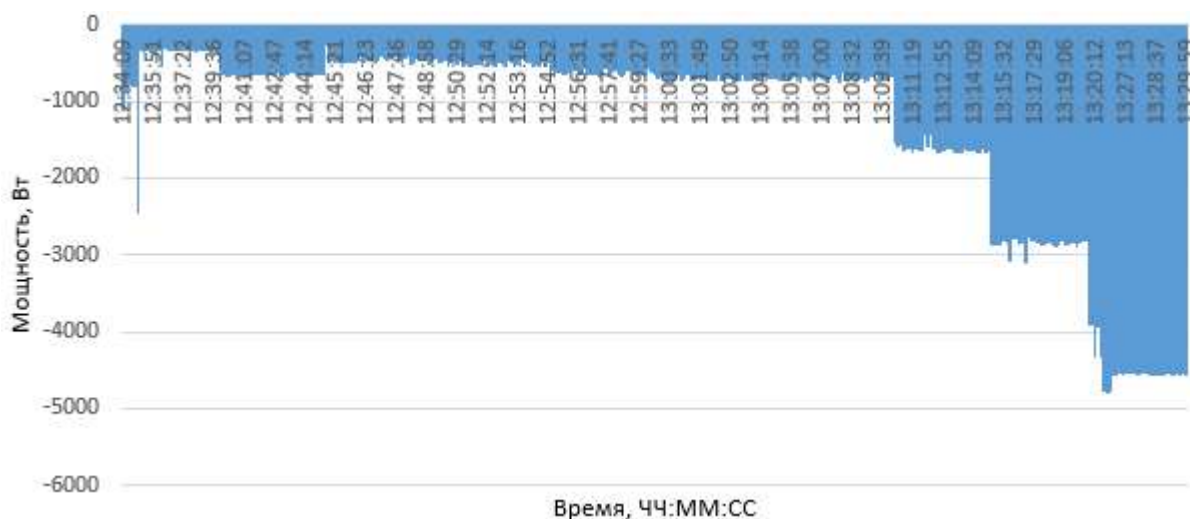


Рисунок 116 – Отклонения от идеального баланса мощности при параллельной работе ДЭС и СЭС (R_3_9)

Для всех экспериментов необходимо заметить, что графическое отклонение баланса мощности от идеального связано с тем, что общая нагрузка представляет собой данные, полученные не только с системы телеметрии батарейных инверторов, но и с телеметрии солнечного инвертора. Батарейные инверторы являются связующим элементом системы (к нему подключены как АКБ со стороны постоянного тока, так и ДЭС со стороны входа переменного тока). Имитаторы СЭС подключены через солнечный инвертор SMA, выход переменного тока которого подключен параллельно выходу переменного тока батарейных инверторов. Таким образом, при выдаче мощности имитаторами СЭС, данная мощность берет на себя часть нагрузки, в связи с чем, с точки зрения телеметрии батарейных инверторов, на выходе наблюдается снижение нагрузки.

3.3.3 Испытание дизель-генераторных установок совместно с системой накопления энергии и имитаторами СЭС

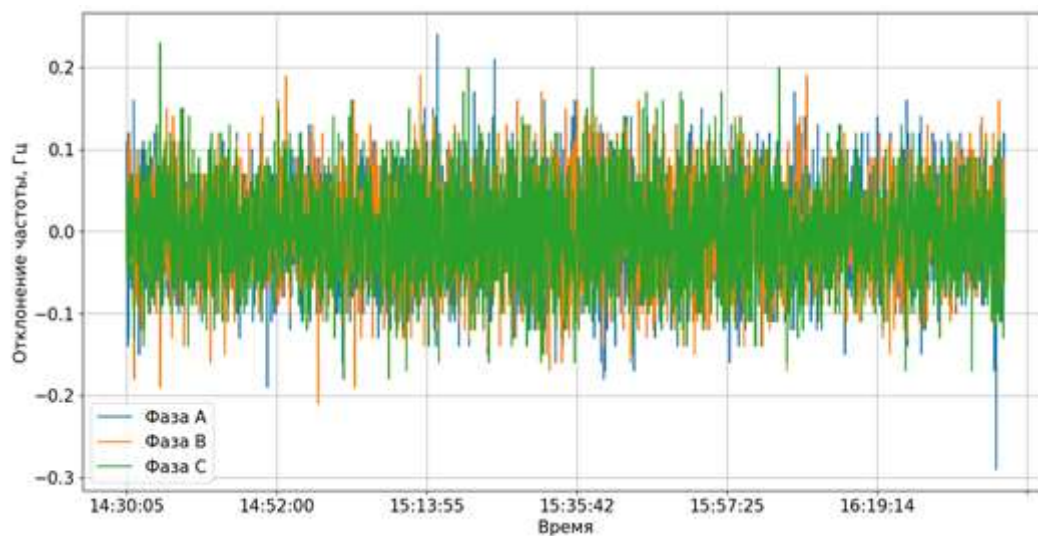


Рисунок 117 – Отклонение частоты при параллельной работе ДЭС, СЭС и СНЭ (R_4_10)

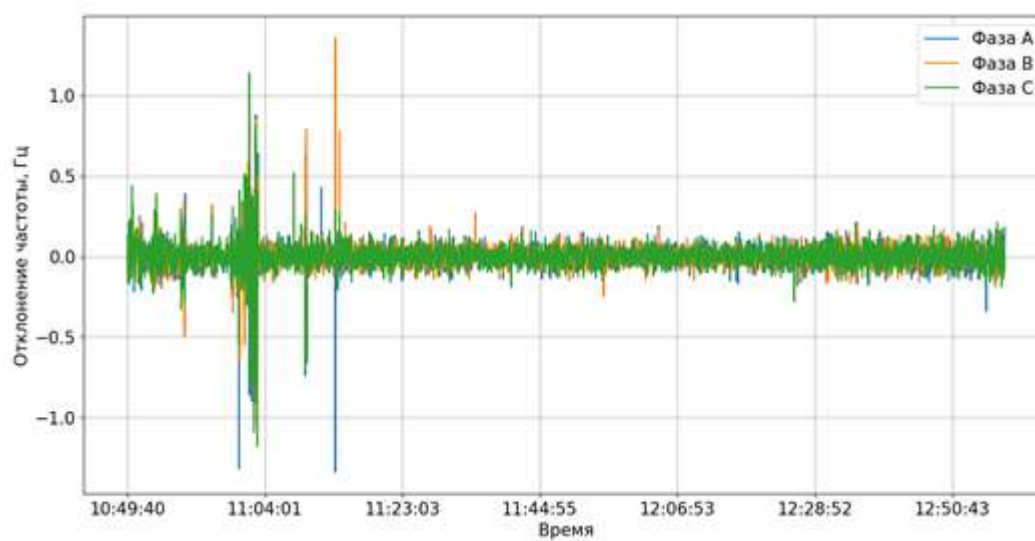


Рисунок 118 – Отклонение частоты при параллельной работе ДЭС, СЭС и СНЭ (R_4_11)

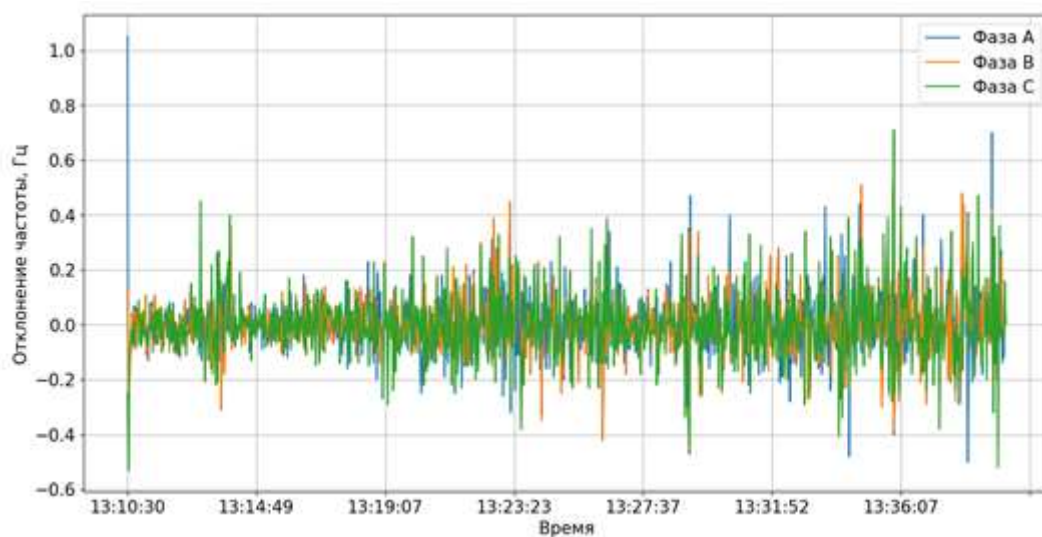


Рисунок 119 – Отклонение частоты при параллельной работе ДЭС, СЭС и СНЭ (R_4_12)

Аналогично предыдущим пунктам осуществим численный контроль для каждого исследованного сценария. Так, для графика нагрузки «Зима» примем контрольную точку, соответствующую моменту времени $t = 15:36:14$. Подставим значения в формулу (83), получим следующее уравнение баланса мощности:

$$P_{нагр} = P_{ДЭС} + P_{СЭС} \pm P_{СНЭ}.$$

$$12495 \text{ Вт} = 11319 \text{ Вт} + 1300 \text{ Вт} + 333 \text{ Вт}. \quad (83)$$

$$12495 \text{ Вт} = 12952 \text{ Вт}.$$

Отклонение реального баланса мощности от идеального в данной контрольной точке составляет 457 Вт, что как и в предыдущих экспериментальных исследованиях обуславливается потерями и собственными нуждами. Графическое представление данных реализовано на рисунках 120 и 121.

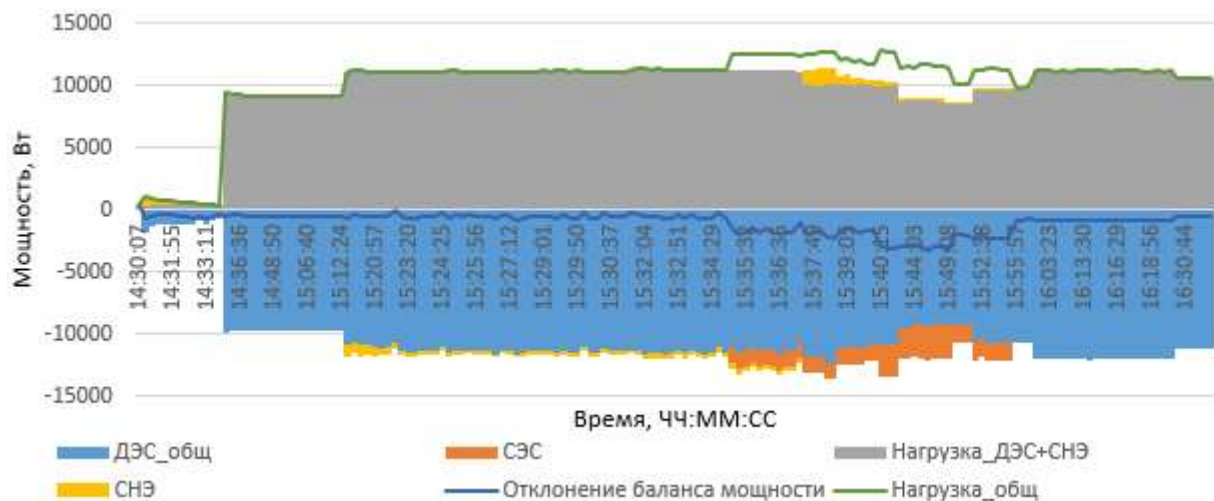


Рисунок 120 – Баланс мощности при параллельной работе ДЭС, СЭС и СНЭ (R_4_10)

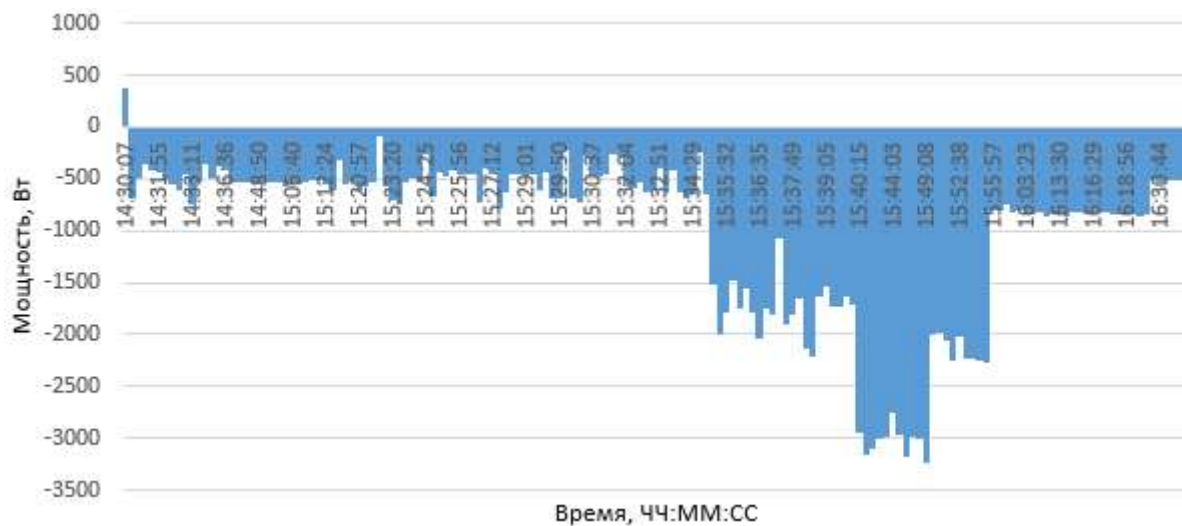


Рисунок 121 – Отклонения от идеального баланса мощности при параллельной работе ДЭС, СЭС и СНЭ (R_4_10)

Для сценария «Весна» контрольной точкой выступит момент времени $t = 11:44:24$. Подставив результаты телеметрии для данной временной отметки в формулу (84), получим следующее уравнение баланса мощности:

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{ДЭС}} + P_{\text{СЭС}} \pm P_{\text{СНЭ}}.$$

$$10307 \text{ Вт} = 7388 \text{ Вт} + 3290 \text{ Вт} + 199 \text{ Вт}. \quad (84)$$

$$10307 \text{ Вт} = 10479 \text{ Вт}.$$

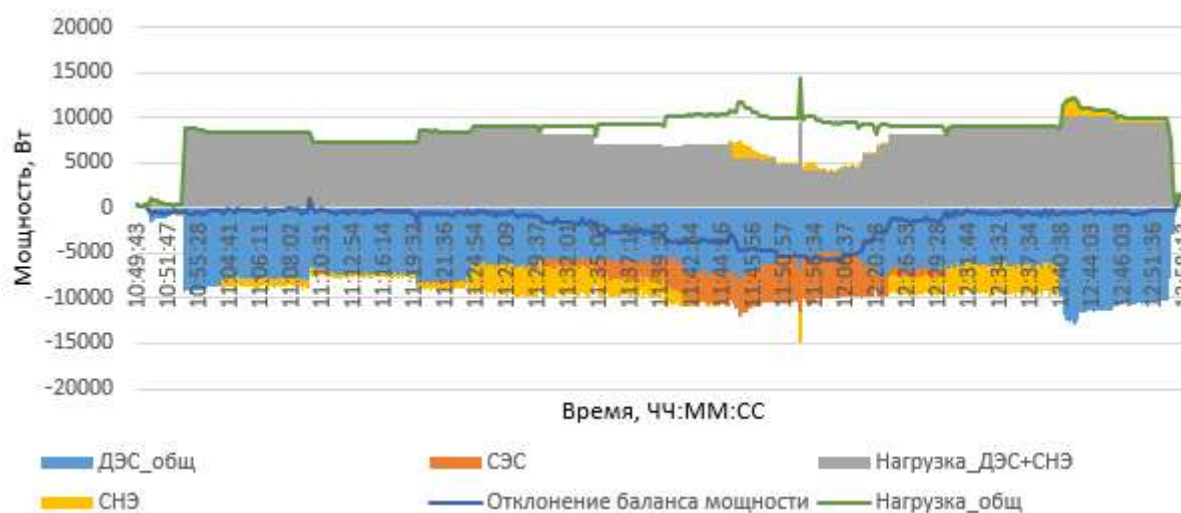


Рисунок 122 – Баланс мощности при параллельной работе ДЭС, СЭС и СНЭ (R_4_11)

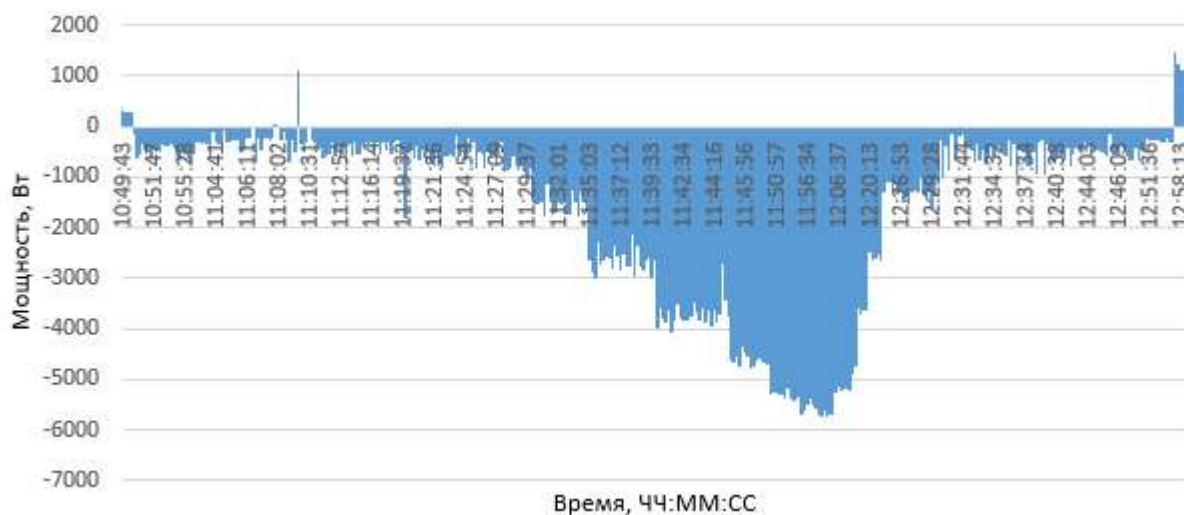


Рисунок 123 – Отклонения от идеального баланса мощности при параллельной работе ДЭС, СЭС и СНЭ (R_4_11)

Аналогичная численная проверка для сценария нагрузки «Лето» проводится в точке $t = 13:14:30$. При моделировании данной временной отметке соответствуют условия отсутствия солнечной генерации при совместной работе всех компонентов комплекса, что явно видно при подстановке экспериментальных значений в формулу (85):

$$P_{\text{нагр}} = P_{\text{ДЭС}} + P_{\text{СЭС}} \pm P_{\text{СНЭ}}.$$

$$5245 \text{ Вт} = 5749 \text{ Вт} + 0 - 1162 \text{ Вт}. \quad (85)$$

$$5245 \text{ Вт} = 4587 \text{ Вт}.$$

Отклонение баланса мощности в исследуемой контрольной точке составило 658 Вт. Графическая проверка отражена на рисунках 124 и 125.

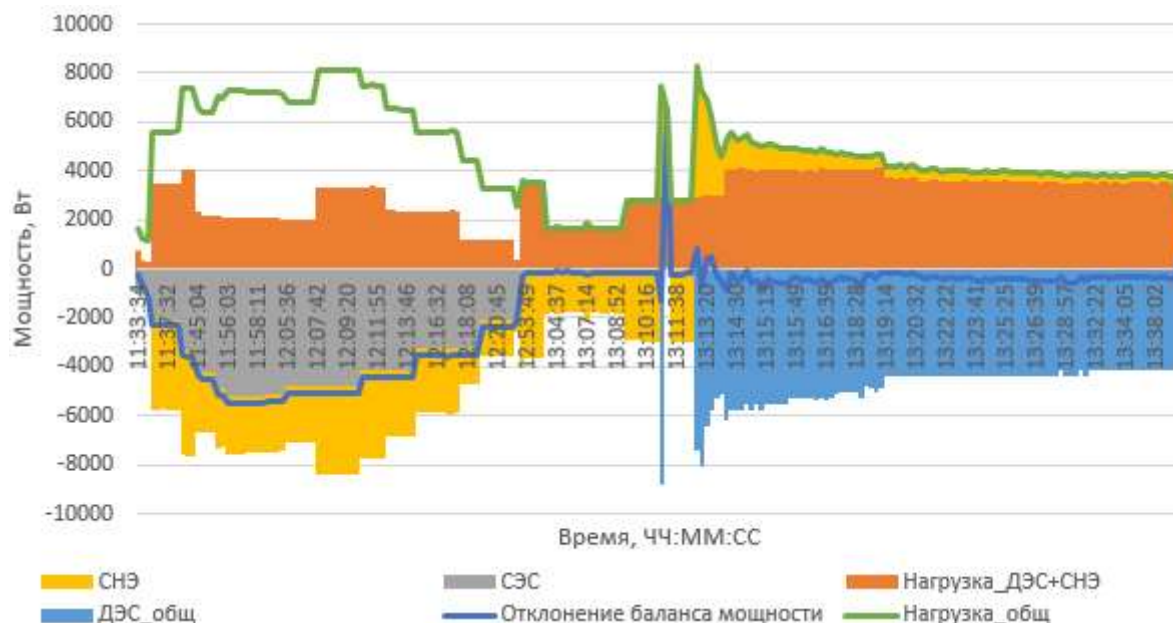


Рисунок 124 – Баланс мощности при параллельной работе ДЭС, СЭС и СНЭ (R_4_12)

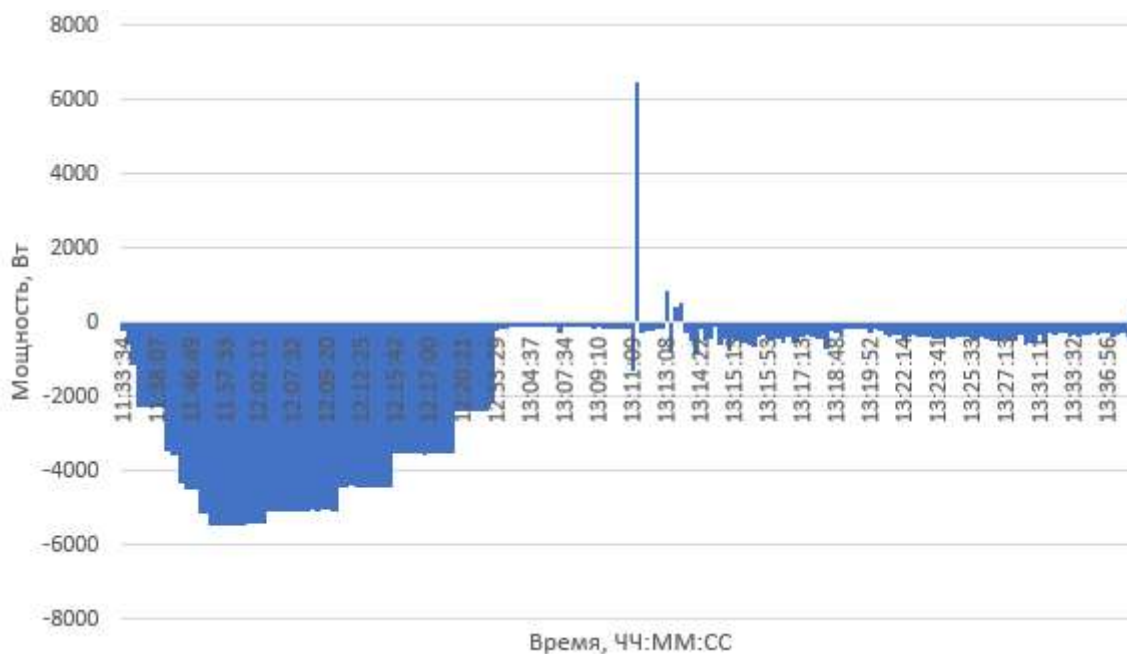


Рисунок 125 – Отклонения от идеального баланса мощности при параллельной работе ДЭС, СЭС и СНЭ (R_4_12)

Таким образом, результаты всех вышеприведенных испытаний показали способность нормального функционирования элементов солнечно-дизельного комплекса при различных рабочих режимах. В общем случае отклонение баланса мощности от идеального не

превышает 1 кВт, что связано с потерями на преобразование в инверторном оборудовании и собственным нуждами СДК. Трехкомпонентные испытания показали, что комплекс готов к функционированию и дальнейшим испытаниям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполнения работ третьего этапа за 2024 год «Разработка программного комплекса, осуществляющего оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса» получены следующие результаты :

1) Разработан программный комплекс, осуществляющий оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса по критерию минимизации эксплуатационных затрат.

2) Подготовлено эскизное описание созданной на основе программного комплекса автоматизированной системы управления режимом работы солнечно-дизельным комплексом, включающее программную документацию на программный комплекс, осуществляющий оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса, описание SCADA-системы, обеспечивающей человеко-машинный интерфейс.

3) Проведены испытания, подтвердившие работоспособность разработанного программного комплекса в различных режимах работы солнечно-дизельного комплекса в условиях, приближенных к реальным.

В ходе выполнения работ достигнуты показатели, представленные в таблице 32.

Таблица 32 – Результирующие показатели выполнения работ

Показатель	План на 2024 год	Выполнение
Публикации, в научных журналах, индексируемых в базах научного цитирования Scopus и Web of Science	2	1) Vaskov A., Sigel A., Shurkalov P. A Software Package for Optimization of a Solar-Diesel Complex Operation Mode // 2024 7th International Conference on Information Technologies in Engineering Education (Inforino) – 2024. P. 1-6, DOI: 10.1109/Inforino60363.2024.10551958. 2) Guo L., Vaskov A.G. Analysis of the Requirements of Technical Standards for Grid-Connected Distributed Power Sources // 2024 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) – 2024. P. 190-195, DOI: 10.1109/ICIEAM60818.2024.10553686. 3) Narynbaev A.F., Kremer V.A., Vaskov A.G. Comparison of Direct and Indirect Approaches to PV Power Estimation // 2024 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE) – 2024. P. 1-6, DOI: 10.1109/REEPE60449.2024.10479839. 4) Kharitonov V., Kharitonov D., Vaskov A. Testing of a Diesel Generator Set As Included in a Solar-Diesel Complex // 2024 International Ural Conference

Продолжение таблицы 32

Показатель	План на 2024 год	Выполнение
		on Electrical Power Engineering (UralCon) – 2024. P. 373-377, DOI: 10.1109/UralCon62137.2024.10718927. 5) Narynbaev A.F., Kremer V.A., Vaskov A.G. Evaluating Day-Ahead Solar Radiation Forecasts from ICON, GFS, and MeteoFrance Global NWP Models // Applied Solar Energy – 2024. – Vol. 60, No. 3. P. 491-500, DOI 10.3103/S0003701X24600152
Прочие публикации, входящие в РИНЦ	4	1) Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Кузнецов Д.А. Верификация программного комплекса «расчет выработки солнечного модуля (СФЭМ)» // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2024. – Т. 16, № 2(62). – С. 133-143. 2) Васильева А.А., Васьков А.Г., Сигель А.С., Шестопалова Т.А., Шуркалов П.С. Оптимальный режим работы многоагрегатной дизельной электростанции // Гидротехническое строительство. – 2024. – № 5. – С. 48-54. DOI: 10.34831/EP.2024.30.82.007. 3) Айнуллоева И.Н., Васьков А.Г., Долматов В.А. Эффективность солнечного инвертора в условиях реальной эксплуатации // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2024. – № 2(83). – С. 40-46. 4) Васьков А.Г. Выбор состава включенного генерирующего оборудования солнечно-дизельного комплекса // iPolytech Journal. – 2024. – Т. 28, № 4. – С. 550-561, DOI: 10.21285/1814-3520-2024-4-550-562. 5) Андреева К.А., Васьков А.Г., Айнуллоева И.Н., Романюк Н.С. Моделирование зарядных и разрядных характеристик аккумуляторных батарей на основе натурных данных // Журнал «Окружающая среда и энергоснабжение» (ОСЭ). – 2024. – № 4. – С. 73-84, DOI: 10.24412/2658-6703-2024-3-73-84
Доклады на ведущих международных научных конференциях	2	Один доклад на Международной конференции International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). Магнитогорск. 28.09.2024. Доклад: 1) Testing of a Diesel Generator Set As Included in a Solar-Diesel Complex / V. Kharitonov, D. Kharitonov, A. Vaskov. Один доклад на 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE). Москва. 29.02.2024. Доклад: 2) Comparison of Direct and Indirect Approaches to PV

Показатель	План на 2024 год	Выполнение
		Power Estimation / A.F. Narynbaev, V.A. Kremer, A.G. Vaskov. Два доклада на International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). Сочи. 20.05.2024. Доклады: 3) Analysis of the Requirements of Technical Standards for Grid-Connected Distributed Power Sources / L. Guo, A.G. Vaskov. 4) Impact of a Partial Solar Eclipse on Electricity Generation / K. Andreeva, A. Vasileva, V. Kharitonov. Один доклад на 7th International Conference on Information Technologies in Engineering Education (Inforino). Москва. 16.04.2024. Доклад: 5) A Software Package for Optimization of a Solar-Diesel Complex Operation Mode / A. Vaskov, A. Sigel, P. Shurkalov. Пять докладов на XXI Международной научно-практической конференции «Возобновляемая и малая энергетика 2024. Энергосбережение. Автономные системы энергоснабжения стационарных и подвижных объектов». Краснодар. 06.11.2024. Доклады: 6) Исследование гибридных систем накопления энергии на основе суперконденсаторов / Романюк Н.С. 7) Оценка применимости методов расчета характеристики расхода топлива дизель генераторной установки / Васильева А.А. 8) Моделирование зарядных и разрядных характеристик аккумуляторных батарей на основе натурных данных / Андреева К.А., 9) Верификация работоспособности элементов имитационного макета солнечно-дизельного комплекса / Харитонов Д.А., Харитонов В.Ю. 10) Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса / Васьков А.Г. Три доклада на Школе молодых ученых – 2024 «Роль возобновляемой энергетики при переходе к углеродно-нейтральной экономике». Москва. 21.11.2024. Доклады: 11) Моделирование зарядных и разрядных характеристик аккумуляторных батарей на основе натурных данных / Андреева К.А. 12) Оценка применимости методов расчета характеристики расхода топлива дизель-генераторной

Продолжение таблицы 32

Показатель	План на 2024 год	Выполнение
		установки / Васильева А.А. 13) Разработка методики повышения эффективности работы фотоэлектрических систем за счёт учёта влияния внешних условий / Айнуллоева И.Н.
Число поданных заявок на получение патента или регистрацию РИД	1	Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024663616 Российская Федерация. Программный комплекс «Сервис краткосрочного прогнозирования выработки электроэнергии сетевой солнечной электростанцией» : № 2024662614 : заявл. 03.06.2024 : опубл. 07.06.2024 / А.Ф. Нарынбаев, А.Г. Васьков, А.С. Сигель, В.А. Кремер; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Защищенные диссертации по теме исследования (кандидатские)	1	Нарынбаев А.Ф. Разработка методики прогнозирования выработки электроэнергии солнечными фотоэлектрическими станциями: дис. канд. техн. наук: 2.4.5: защищена 29.11.2024. – ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», Москва, 2024. – 154 с. Регистрационный номер ЕГИСУ 424122600107-3, дата регистрации 26.12.2024
Объем софинансирования со стороны индустриального партнера	3,0 млн. руб.	При софинансировании ПАО «РусГидро» закуплено оборудование (на сумму 1 665 476 руб. 00 коп.) для функционирования лаборатории. При этом в соответствии с Договором пожертвования № 1010-761-2024 общий объем закупок оборудования может составить до 10 000 000 (десять миллионов) рублей 00 копеек в срок до в срок до 30 мая 2025 года

Более подробная информация по публикациям и РИД представлена в приложении Г.

Результаты работы были представлены в рамках доклада «Повышение надежности планирования режима работы солнечно-дизельных энергетических комплексов» на секции «Гидроэлектростанции, гибридные энергетические комплексы и возобновляемые источники энергии» НП «Научно-технический совет Единой энергетической системы» (Москва, 12.12.2024)¹. Научно-технический совет отмечает, что результаты работы имеют

1 Протокол № 10 совместного заседания Секций «Гидроэлектростанции, гибридные энергетические комплексы и возобновляемые источники энергии» и «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС» от 18.12.2024. – URL: <https://nts-ees.ru/assets/doc/p/protocol-p74-2024-12-12.pdf>

практическое значение, и рекомендует продолжить исследования на основе информации об эксплуатации аналогичных по составу энергетических комплексов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет о научно-исследовательской работе «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» по теме «Разработка математической и имитационной модели солнечно-дизельного комплекса». Регистрационный номер 223020800165-3.
2. Отчет о научно-исследовательской работе «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» по теме «Разработка методик прогнозирования солнечного излучения и оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечно-дизельного комплекса». Регистрационный номер 224022400261-9.
3. Павлюк Г.П., Абд-Эльрахим А.К., Шихин В.А. Формулировка комплексной оптимизационной задачи построения микрогрид арктического анклава в мультиагентном представлении. // Российская Арктика. – 2020. – № 8. – С. 52-64.
4. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.10.2022 № 1924 «О представлении обязательной отчетности региональных регулируемых организаций» (вместе с «Правилами представления обязательной отчетности региональных регулируемых организаций») [Электронный ресурс]. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202211010038> (дата обращения 09.01.2025).
6. ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. – М.: Стандартинформ, 2014. – 52 с.
7. Capital Expenditure (CapEx) Definition, Formula, and Examples [Электронный ресурс] / Investopedia. – URL: <https://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp> (дата обращения 05.06.2024).
8. Shezan S.A., Hasan K.N., Datta M. Optimal Sizing of an Islanded Hybrid Microgrid Considering Alternative Dispatch Strategies // 2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC) – 2019. P. 1-6, DOI: 10.1109/AUPEC48547.2019.211975.
9. IEEE Std 1366™-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices / Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power & Energy Society. – New York: IEEE Standards Association, 2012. – 43 p.

10. Gholami M., Muyeen S.M., Mousavi S.A. Development of new reliability metrics for microgrids: Integrating renewable energy sources and battery energy storage system // Energy Reports – 2023. – Vol. 10. P. 2251-2259, DOI: 10.1016/j.egyr.2023.09.047.
11. Gholami M., Muyeen S.M., Lin S. Optimizing microgrid efficiency: Coordinating commercial and residential demand patterns with shared battery energy storage // Journal of Energy Storage – 2024. – Vol. 88. P. 1-14, DOI: 10.1016/j.est.2024.111485.
12. Дизели Д-242, Д-243, Д-245 и их модификации. Руководства по эксплуатации [Электронный ресурс] / Минский моторный завод. – URL: <https://mmz-motor.by> (дата обращения 09.01.2025).
13. Васильева А.А. Выпускная квалификационная работа (бакалаврская работа) на тему «Исследование влияния режима работы дизельной электростанции на эффективность солнечно-дизельного комплекса». – ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», Москва, 2023. – 52 с.
14. Gholami M., Muyeen S.M., Mousavi S.A. Optimal sizing of battery energy storage systems and reliability analysis under diverse regulatory frameworks in microgrids // Energy Strategy Reviews – 2025. – Vol. 51. P. 1-12, DOI: 10.1016/j.esr.2023.101255.
15. Анализ нынешнего положения изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию [Электронный ресурс] / ЦЭНЭФ. – URL: http://www.cenef.ru/file/Discussion_paper1.pdf (дата обращения 09.01.2025).
16. Salas V., Suponthana W., Salas R.A. Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads // Applied Energy – 2015. Vol. 157. P. 195-216, DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.07.073.
17. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии» [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902148460> (дата обращения 09.01.2025).
18. Diesel Generator Fuel Consumption Chart in Litres [Электронный ресурс] / FW Power. – URL: <https://fwpower.co.uk/wp-content/uploads/2018/12/Diesel-Generator-Fuel-Consumption-Chart-in-Litres.pdf> (дата обращения 09.01.2025).
19. Approximate Diesel Generator Fuel Consumption Chart [Электронный ресурс] / Generator Source. Sales. Rentals. Service, 2024. – URL: https://www.generatorsource.com/Diesel_Fuel_Consumption.aspx (дата обращения 09.01.2025).

20. Diesel Generator Fuel Consumption Chart in Litres [Электронный ресурс] / Able Sales, 2019. – URL: <https://www.ablesales.com.au/blog/diesel-generator-fuel-consumption-chart-in-litres.html> (дата обращения 09.01.2025).
21. Андреева К.А. Васьков А.Г. Оценка влияния параметров системы накопления энергии на эффективность работы солнечно-дизельных комплексов с генерацией на основе возобновляемых источников энергии // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2023. – № 6 (81). – С. 82-91.
22. Xiong R., Cao J., Yu Q., He H., Sun F. Critical Review on the Battery State of Charge Estimation Methods for Electric Vehicles // IEEE Access – 2018. – Vol. 6. P. 1832-1843, DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2780258.
23. Chiasson J., Vairamohan B. Estimating the state of charge of a battery // Transactions on Control Systems Technology – 2005. – Vol. 13, No. 3. P. 465-470, DOI: 10.1109/TCST.2004.839571.
24. Anbuky H., Pascoe P.E. VRLA battery state-of-charge estimation in telecommunication power systems // IEEE Transactions on Industrial Electronics – 2000. – Vol. 47, No. 3. P. 565-573, DOI: 10.1109/41.847897.
25. Sato S., Kawamura A. A new estimation method of state of charge using terminal voltage and internal resistance for lead acid battery // Proceedings of the Power Conversion Conference-Osaka 2002 (Cat. No.02TH8579) – 2002. – Vol. 2. P. 565-570, DOI: 10.1109/PCC.2002.997578.
26. Rodrigues S., Munichandraiah N., Shukla A.K. A review of state-of-charge indication of batteries by means of A.C. impedance measurements // Journal of Power Sources – 2000. – Vol. 87, No. 1-2. P. 12-20, DOI: 10.1016/S0378-7753(99)00351-1.
27. Huet F. A review of impedance measurements for determination of the state-of-charge or state-of-health of secondary batteries // Journal of Power Sources – 1998. – Vol. 70, No. 1. P. 56-69, DOI: 10.1016/S0378-7753(97)02665-7.
28. How D.N.T., Hannan M.A., Hossain Lipu M.S., Ker P.J. State of Charge Estimation for Lithium-Ion Batteries Using Model-Based and Data-Driven Methods: A Review // IEEE Access – 2019. – Vol. 7. P. 136116-136136, DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2942213.
29. Rosewater D.M., Copp D.A., Nguyen T.A., Byrne R.H., Santoso S. Battery Energy Storage Models for Optimal Control // IEEE Access – 2019. – Vol. 7. P. 178357-178391, DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2957698.

30. Sindhuja S., Vasanth K. Modified coulomb counting method of SOC estimation for uninterruptible power supply system's battery management system // 2015 International Conference on Control, Instrumentation, Communication and Computational Technologies (ICCICCT) – 2015. P. 197-203, DOI: 10.1109/ICCICCT.2015.7475275.
31. Linda O., William E. J., Huff M. Intelligent neural network implementation for SOCI development of Li/CFx batteries // Proceedings of the 2nd International Symposium on Resilient Control Systems (ISRCS '09) – 2009. P. 57-62, DOI: 10.1109/ISRCS.2009.5251344.
32. Malkhandi S. Fuzzy logic-based learning system and estimation of state-of-charge of lead-acid battery // Engineering Applications of Artificial Intelligence – 2006. – Vol. 19, No. 5. P. 479-485, DOI: 10.1016/j.engappai.2005.12.005.
33. Xu L., Wang J.P., Chen Q.S. Kalman filtering state of charge estimation for battery management system based on a stochastic fuzzy neural network battery model // Energy Conversion and Management – 2012. – Vol. 53, No. 1. P. 33-39, DOI: 10.1016/j.enconman.2011.06.003.
34. Wang J., Cao B., Chen Q., Wang F. Combined state of charge estimator for electric vehicle battery pack // Control Engineering Practice – 2007. – Vol. 15, No. 15. P. 1569-1576, DOI: 10.1016/j.conengprac.2007.03.004.
35. Kim J., Cho B.H. State-of-Charge Estimation and State-of-Health Prediction of a Li-Ion Degraded Battery Based on an EKF Combined With a Per-Unit System // IEEE Transactions on Vehicular Technology – 2011. – Vol. 60, No. 9. P. 4249-4260, DOI: 10.1109/TVT.2011.2168987.
36. Алгоритмы заряда свинцово-кислотных батарей [Электронный ресурс] / DRIVE2.RU, 2017. – URL: <https://www.drive2.ru/l/490695822753661142/> (дата обращения 09.01.2025).
37. Коммутаторы: что это такое, для чего нужны, чем отличаются [Электронный ресурс] / Rootstore. Умные решения, 2025. – URL: <https://rootstore.ru/news/kommutatory-cto-eto-takoe/> (дата обращения 09.01.2025).
38. Raspberry PI (на русском) [Электронный ресурс] / TALTECH. – URL: <https://moodle.taltech.ee/mod/book/view.php?id=218445> (дата обращения 09.01.2025).
39. Что такое программируемый логический контроллер [Электронный ресурс] / ЭЛТЕКО. – URL: <https://elteco.su/stati/cto-takoe-programmiruemyij-logicheskij-kontroller.html> (дата обращения 09.01.2025).
40. Промышленный контроллер: для чего нужен, устройство и виды ПЛК [Электронный ресурс] / VEDA MC, 2023. – URL: <https://drives.ru/stati/cto-takoe-promyshlennyj-kontroller/> (дата обращения 09.01.2025).

41. Программируемый логический контроллер [Электронный ресурс] / Знание.Вики, 2024. – URL: https://znanierussia.ru/articles/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B3%D1%80%D0%B0%D0%BC%D0%BC%D0%B8%D1%80%D1%83%D0%B5%D0%BC%D1%8B%D0%B9_%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%BB%D0%BB%D0%B5%D1%80 (дата обращения 09.01.2025).
42. Ethernet: что это такое? [Электронный ресурс] / Wifire, 2025. – URL: <https://www.wifire.ru/blog/ethernet> (дата обращения 09.01.2025).
43. Технология Bluetooth. Описание стандарта беспроводных сетей Bluetooth [Электронный ресурс] / КроссАвтоматика. – URL: https://crossgroup.su/solutions/data_transfer/bluetooth.html (дата обращения 09.01.2025).
44. Что такое Bluetooth и как он работает [Электронный ресурс] / Skillbox Media, 2024. – URL: <https://skillbox.ru/media/code/chto-takoe-bluetooth-i-kak-on-rabotaet/> (дата обращения 09.01.2025).
45. CAN-шина, что это? [Электронный ресурс] / Ufin. Услуги контроля, 2024. – URL: <https://ufin.online/blog/can-shina-chto-eto/> (дата обращения 09.01.2025).
46. Что такое CAN шина [Электронный ресурс] / Montrans. – URL: <https://montrans.ru/blog/tpost/dp5eadjzb1-chto-takoe-can-shina> (дата обращения 09.01.2025).
47. Controller Area Network [Электронный ресурс] / Wikipedia, 2024. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Controller_Area_Network (дата обращения 09.01.2025).
48. О компании ADASTRA [Электронный ресурс] / ООО АдАстра, 2022. – URL: <http://www.adastra.ru/about/> (дата обращения 09.01.2025).
49. DBeaver Documentation [Электронный ресурс] / Dbeaver. – URL: <https://dbeaver.com/docs/dbeaver/> (дата обращения 09.01.2025).
50. PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC) [Электронный ресурс] / Sandia National Laboratories, 2025. – URL: <https://pvpmc.sandia.gov> (дата обращения 09.01.2025).
51. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024663616, 07.06.2024, Российская Федерация. Программный комплекс «Сервис краткосрочного прогнозирования выработки электроэнергии сетевой солнечной электростанцией» // № 2024662614, заявл. 03.06.2024, опубл. 07.06.2024 / А.Ф. Нарынбаев, А.Г. Васьков, А.С. Сигель, В.А. Кремер; заявитель федеральное государственное бюджетное

образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ».

52. Бункин П.Я. Типовые регуляторы систем управления: методические указания к лабораторной работе по направлению 140694 дисциплины «Элементы систем автоматики». – Владивосток: Издательский дом Дальневосточного федерального университета, 2013. – 25 с.

53. Документация по GitHub [Электронный ресурс] / GitHub Inc., 2025. – URL: <https://docs.github.com/ru> (дата обращения 09.01.2025).

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Протоколы испытаний
ПРОТОКОЛ

испытания по пункту «Испытание снятия топливной характеристики ДГУ-12»
Отчета о научно-исследовательской работе «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» по теме:

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕГО
ОПТИМИЗАЦИЮ СОСТАВА, ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

№ 1

2024 г.

1. Объект испытания: Дизель-генераторная установка АД-12 в составе макета солнечно-дизельного комплекса.

2. Цель испытания: Исследование изменения потребления дизельного топлива соответствующим силовым агрегатом как в режиме холостого хода, так и в работе на нагрузку в диапазоне от 0 до 12 кВт, что соответствует степени загрузки от 0 до 100 %.

3. Дата начала испытания: 2024 г.

4. Дата окончания испытания: 2024 г.

5. Место проведения испытания: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»), кафедра «Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии», лаборатория «Системы управления солнечно-дизельными комплексами».

6. Результаты испытаний

При помощи цифровых расходомеров Eurosens Delta RS 100 были получены данные, сведенные в таблицы 1-5.

Таблица 1 – Расходная характеристика ДГУ-12 с шагом 1 кВт

Уставка нагрузки, кВт	Показания расходомера, л/час
0	3
1	3,1
2	3,3
3	3,5
4	3,9
5	3,6
6	4
7	4,6
8	4,8
9	5,1
10	5,4
11	5,9
12	6,2

Таблица 2 – Расходная характеристика ДГУ-12 с шагом 2 кВт

Уставка нагрузки, кВт	Показания расходомера, л/час
0	2,8
2	3,2
4	3,7
6	4,2
8	4,6
10	5,4
12	5,8

Таблица 3 – Расходная характеристика ДГУ-12 с шагом 3 кВт

Уставка нагрузки, кВт	Показания расходомера, л/час
0	2,7
3	3,4
6	3,9
9	4,8
12	5,9

Таблица 4 – Расходная характеристика ДГУ-12 с шагом 4 кВт

Уставка нагрузки, кВт	Показания расходомера, л/час
0	2,7
4	3,8
8	4,7
12	5,8

Таблица 5 – Расходная характеристика ДГУ-12 с шагом 6 кВт

Уставка нагрузки, кВт	Показания расходомера, л/час
0	2,8
6	4,2
12	6

7. Замечания и рекомендации

Рекомендации и замечания отсутствуют.

Испытание проводили

Инженер-исследователь лаборатории СУ СДК

Харитонов В.Ю.

Инженер-исследователь лаборатории СУ СДК

Харитонов Д.А.

ПРОТОКОЛ

испытания по пункту «Испытание снятия топливной характеристики ДГУ-30»

Отчета о научно-исследовательской работе «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» по теме:

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕГО
ОПТИМИЗАЦИЮ СОСТАВА, ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

№ 2

2024 г.

1. Объект испытания: Дизель-генераторная установка АД-30 в составе макета солнечно-дизельного комплекса.

2. Цель испытания: изменения потребления дизельного топлива соответствующим силовым агрегатом как в режиме холостого хода, так и в работе на нагрузку в диапазоне от 0 до 30 кВт, что соответствует степени загрузки от 0 до 100 %.

3. Дата начала испытания: 2024 г.

4. Дата окончания испытания: 2024 г.

5. Место проведения испытания: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»), кафедра «Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии», лаборатория «Системы управления солнечно-дизельными комплексами».

6. Результаты испытаний

При помощи цифровых расходомеров Eurosens Delta RS 100 были получены данные, сведенные в таблицу 1.

Таблица 1 – Расходная характеристика ДГУ-30 с шагом 1 кВт

Уставка нагрузки, кВт	Показания расходомера, л/час
0	2,2
1	2,5
2	2,6
3	2,8
4	3,0
5	3,1
6	3,5
7	3,6
8	3,9
9	4,0
10	4,2
11	4,5
12	4,7
13	4,9
14	5,1
15	5,3
16	5,5
17	5,7
18	6,0
19	6,3
20	6,6
21	6,8
22	7,1
23	7,3
24	7,4
25	7,7
26	8,0
27	8,2
28	8,4
29	8,7
30	8,9

7. Замечания и рекомендации

Рекомендации и замечания отсутствуют.

Испытание проводили

Инженер-исследователь лаборатории СУ СДК

Харитонов В.Ю.

Инженер-исследователь лаборатории СУ СДК

Харитонов Д.А.

ПРОТОКОЛ

испытания по пункту «Верификация работоспособности системы накопления энергии»

Отчета о научно-исследовательской работе «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» по теме:

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕГО
ОПТИМИЗАЦИЮ СОСТАВА, ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

№ 3

2024 г.

1. Объект испытания: Система накопления энергии (СНЭ), выполненная свинцово-кислотными аккумуляторными батареями YELLOW GB 12-200 в конфигурации 4s2p в составе макета солнечно-дизельного комплекса.

2. Цель испытания: Верификация работы системы накопления энергии параллельно с сетью и системы регистрации данных при длительных испытаниях путем проведения испытания режима последовательного разряда-заряда СНЭ.

3. Дата начала испытания: 2024 г.

4. Дата окончания испытания: 2024 г.

5. Место проведения испытания: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»), кафедра «Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии», лаборатория «Системы управления солнечно-дизельными комплексами».

6. Результаты испытания

Телеметрия полигона позволяет моментально фиксировать изменения необходимых показателей, а именно разрядного или зарядного (в зависимости от наблюдаемого режима)

тока, напряжения на клеммах системы накопления, мощности заряда или разряда СНЭ (в зависимости от действующего режима) и уровня заряда системы накопления энергии. Испытания показали надежность телеметрии при наблюдении единичного режима (либо заряда, либо разряда). В рамках данного опыта проведена непрерывная запись данных с изменением рабочего режима СНЭ (изначально производился разряд на произвольную нагрузку случайной длительности, затем был выполнен заряд системы накопления). Собранные в ходе эксперимента данные представляют собой Excel-файлы с количеством записей не менее одной, которая будет соответствовать начальному состоянию системы, а общее их количество ограничено временем исследования. Поэтому пример данных приводится ниже исключительно в графическом виде (см. рисунки 1-4).

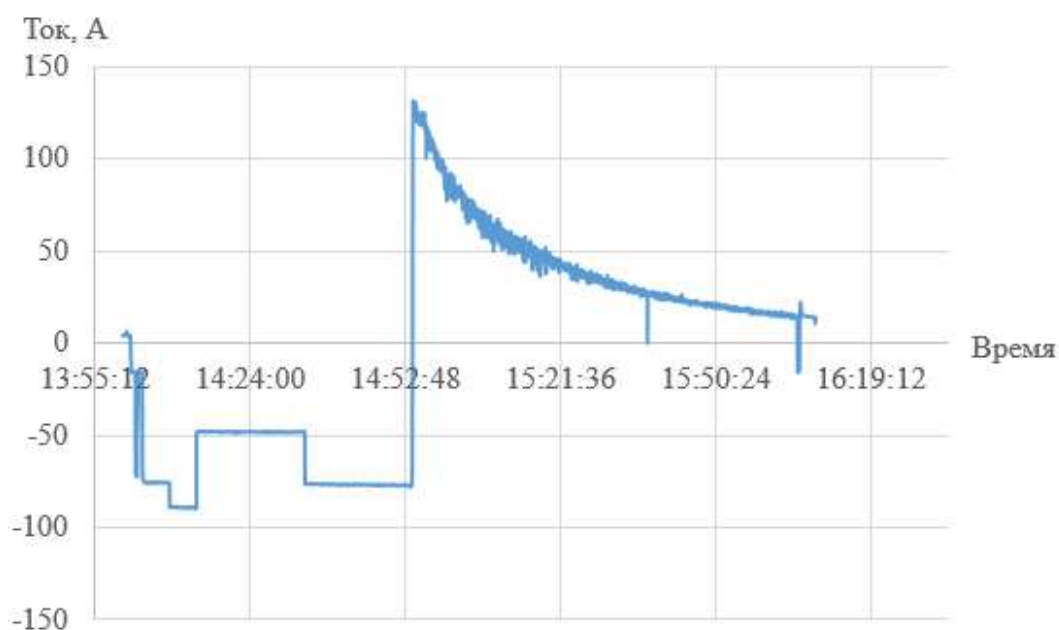


Рисунок 1 – Изменение тока на клеммах СНЭ

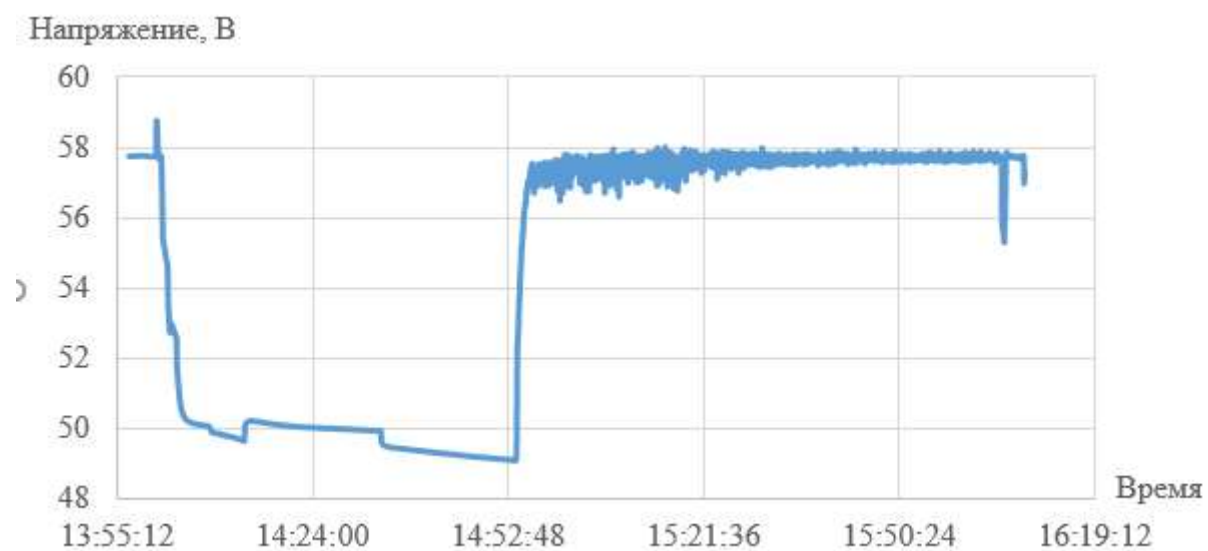


Рисунок 2 – Изменение напряжения на клеммах СНЭ

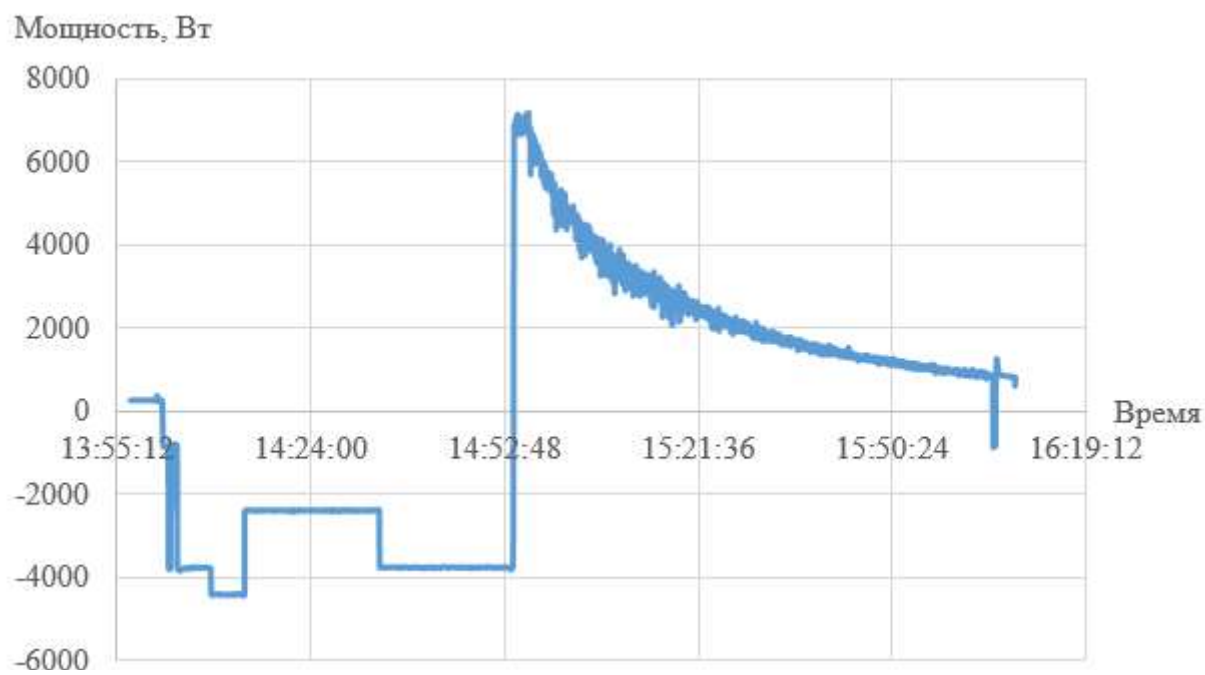


Рисунок 3 – Изменение зарядной/разрядной мощности СНЭ

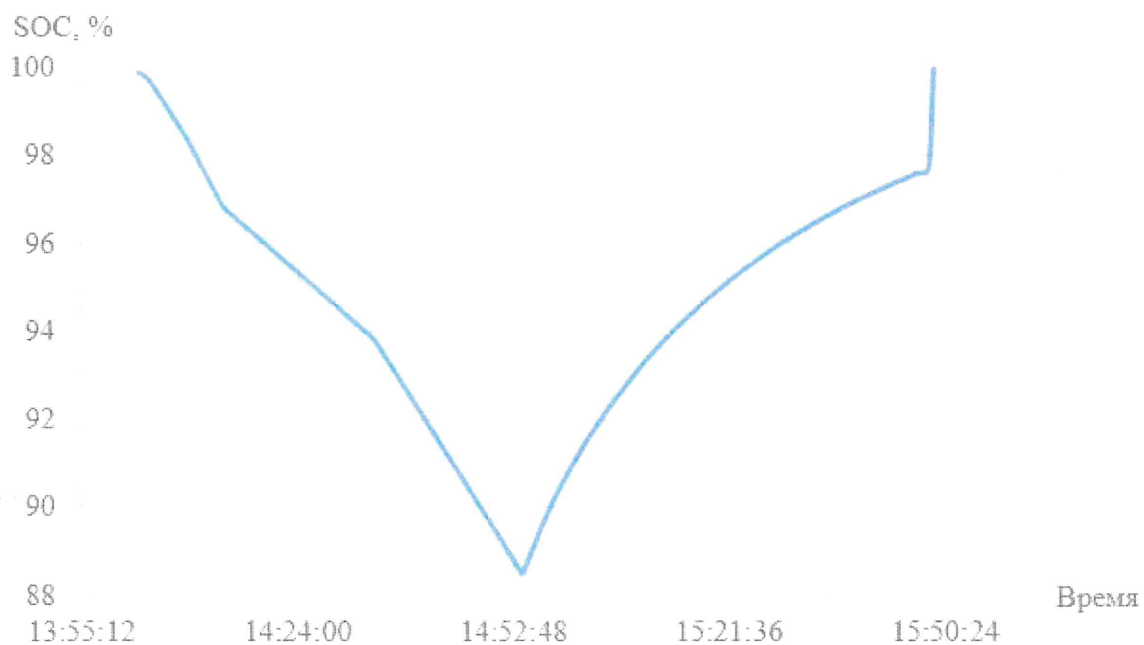


Рисунок 4 – Изменение показателя заряда СНЭ

7. Замечания и рекомендации

Замечания и рекомендации отсутствуют.

Испытание проводили

Техник лаборатории СУ СДК

Ладанов Л.О.

Инженер-исследователь лаборатории СУ СДК

Харитонов Д.А.

ПРОТОКОЛ

испытания по пункту «Зарядно-разрядные испытания системы накопления энергии»

Отчета о научно-исследовательской работе «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» по теме:

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕГО ОПТИМИЗАЦИЮ СОСТАВА, ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

№ 4

2024 г.

1. Объект испытания: Система накопления энергии (СНЭ), выполненная свинцово-кислотными аккумуляторными батареями YELLOW GB 12-200 в конфигурации 4s2p в составе макета солнечно-дизельного комплекса.

2. Цель испытания: Верификация работы системы накопления энергии параллельно с сетью путем проведения испытания режима разряда при помощи произвольной нагрузки и последующего режима заряда от сети.

3. Дата начала испытания: 2024 г.

4. Дата окончания испытания: 2024 г.

5. Место проведения испытания: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»), кафедра «Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии», лаборатория «Системы управления солнечно-дизельными комплексами».

6. Результаты испытания

Для осуществления верификации была произведена первичная дозарядка аккумулирующей системы. Телеметрия полигона позволяет моментально фиксировать

изменения необходимых показателей, а именно разрядного или зарядного (в зависимости от наблюдаемого режима) тока, напряжения на клеммах системы накопления, мощности заряда или разряда СНЭ (в зависимости от действующего режима) и уровня заряда системы накопления энергии. Собранные данные представляют собой Excel-файлы с количеством записей не менее одной, которая будет соответствовать начальному состоянию системы, а общее их количество ограничивается временем текущего исследования. Поэтому пример данных приводится ниже исключительно в графическом виде (см. рисунки 1-4).

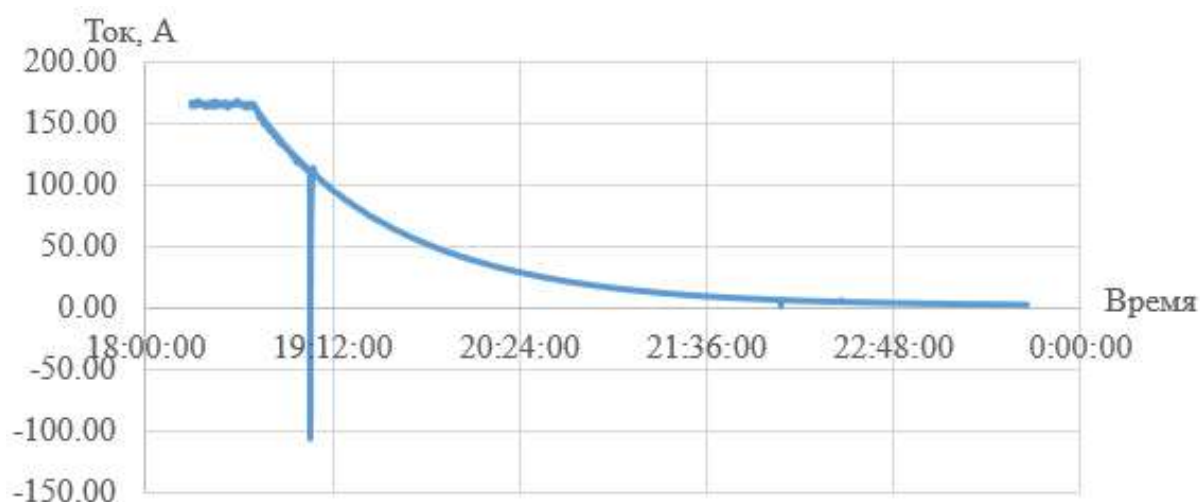


Рисунок 1 – Изменение зарядного тока на клеммах СНЭ

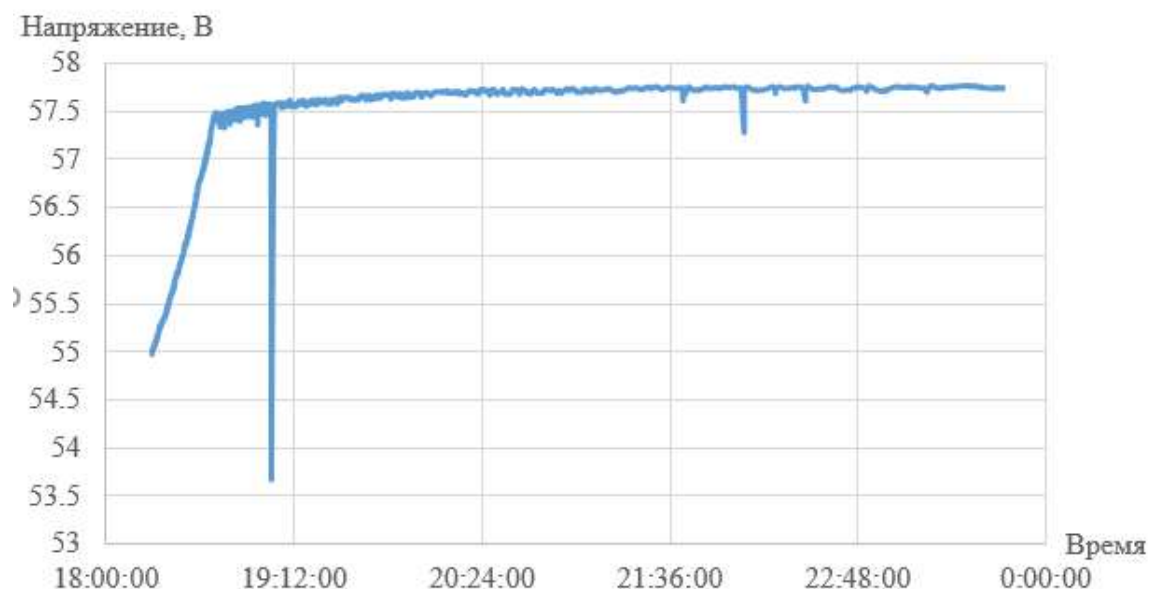


Рисунок 2 – Изменение зарядного напряжения на клеммах СНЭ

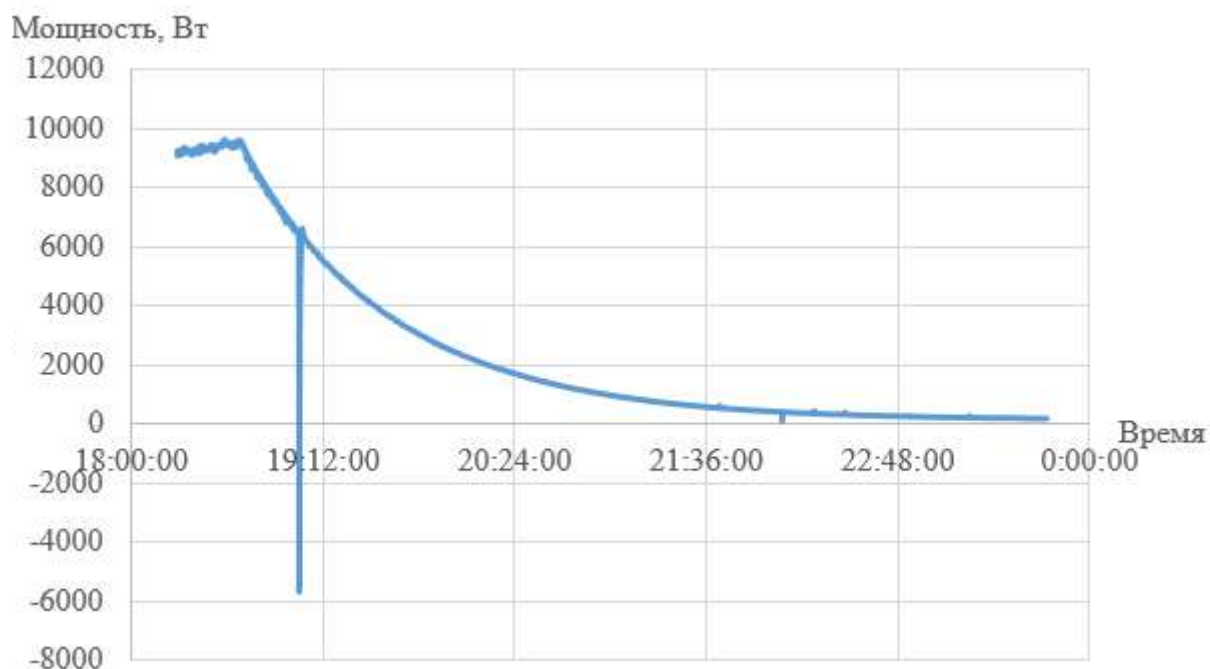


Рисунок 3 – Изменение зарядной мощности СНЭ

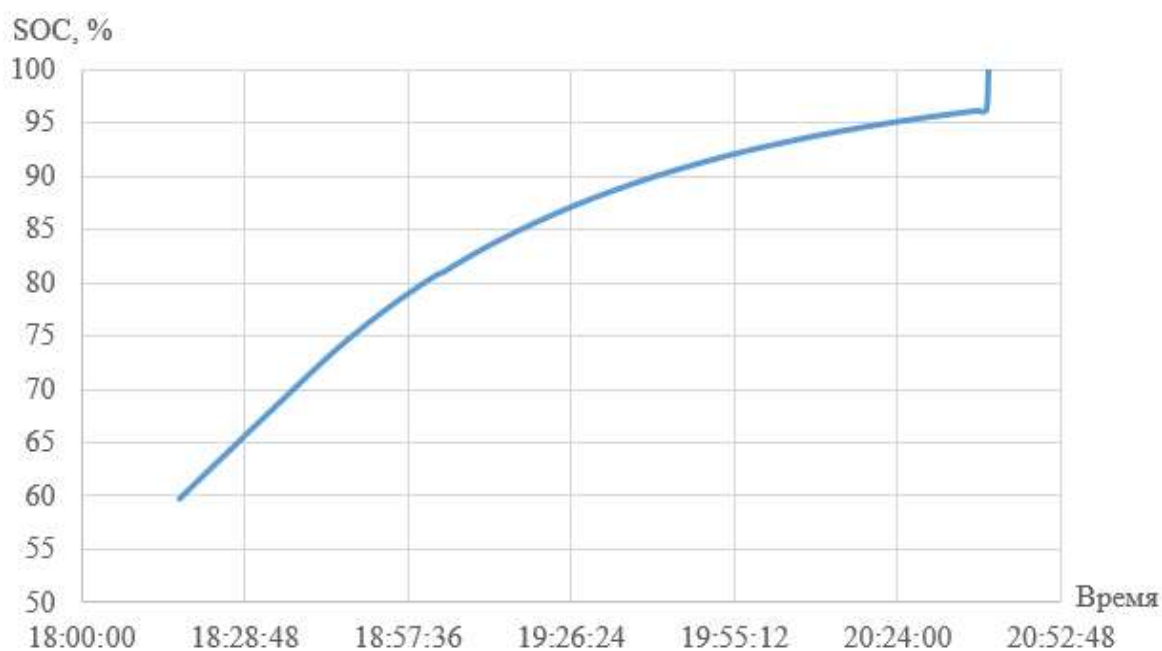


Рисунок 4 – Изменение показателя заряда СНЭ

Для режима разряда производились испытания при приложении случайной внешней нагрузки нефиксированной величины и нефиксированной длительности. Аналогично предыдущему испытанию графическое представление собранных данных можно наглядно увидеть на рисунках 5-8.

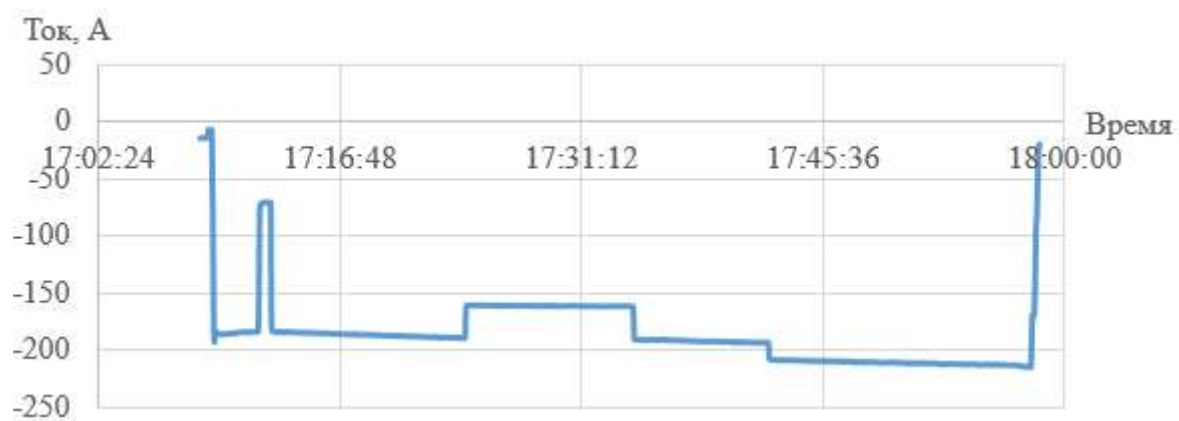


Рисунок 5 – Изменение разрядного тока на клеммах СНЭ



Рисунок 6 – Изменение разрядного напряжения на клеммах СНЭ

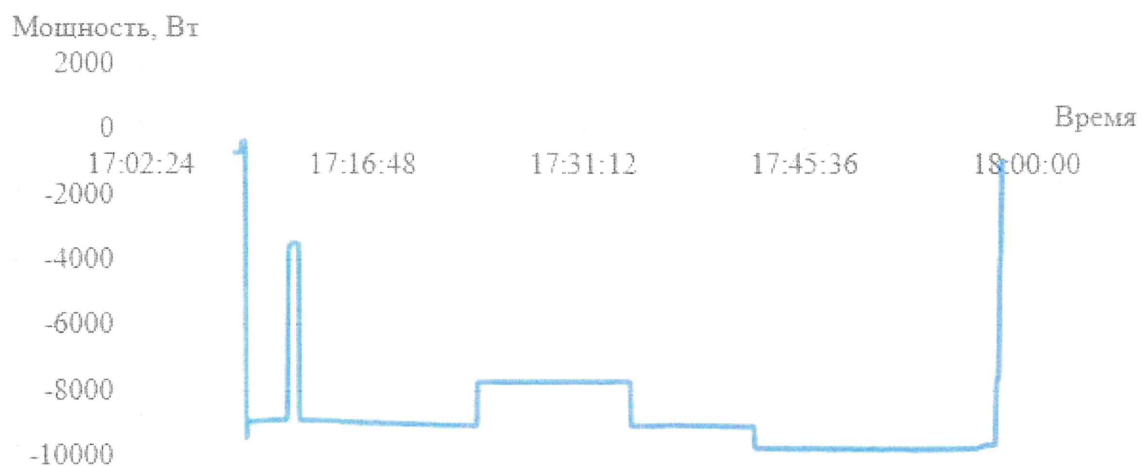


Рисунок 7 – Изменение разрядной мощности СНЭ

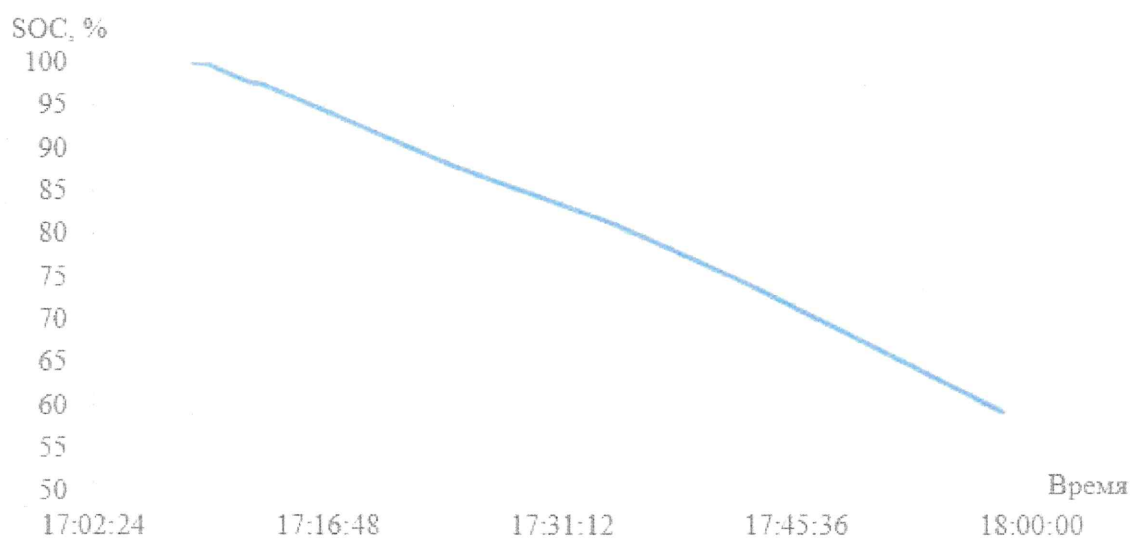


Рисунок 8 – Изменение показателя заряда СНЭ

7. Замечания и рекомендации

Замечания и рекомендации отсутствуют.

Испытание проводили

Техник лаборатории СУ СДК

Ладанов Л.О.

Инженер-исследователь лаборатории СУ СДК

Харитонов Д.А.

ПРОТОКОЛ

испытания по пункту «Режимные испытания системы накопления энергии»

Отчета о научно-исследовательской работе «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» по теме:

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕГО
ОПТИМИЗАЦИЮ СОСТАВА, ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

№ 5

2024 г.

1. Объект испытания: Система накопления энергии (СНЭ), выполненная свинцово-кислотными аккумуляторными батареями YELLOW GB 12-200 в конфигурации 4s2p в составе макета солнечно-дизельного комплекса.

2. Цель испытания: Исследование режимов заряда-разряда СНЭ при работе на нагрузку различной величины параллельно с сетью. Получение основных энергетических характеристик системы накопления для режимов заряда и разряда.

3. Дата начала испытания: 2024 г.

4. Дата окончания испытания: 2024 г.

5. Место проведения испытания: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»), кафедра «Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии», лаборатория «Системы управления солнечно-дизельными комплексами».

6. Результаты испытания

6.1. Режим разряда СНЭ

Для режима разряда производились испытания при приложении внешней нагрузки величиной 2, 5, 7 и 13 кВт. Телеметрия полигона позволяет моментально фиксировать изменения необходимых показателей, а именно разрядного или зарядного (в зависимости от наблюдаемого режима) тока, напряжения на клеммах системы накопления, мощности заряда или разряда СНЭ (в зависимости от действующего режима) и уровня заряда системы накопления энергии. Собранные данные представляют собой Excel-файлы с количеством записей не менее одной, которая будет соответствовать начальному состоянию системы, а общее их количество ограничивается временем текущего исследования. Поэтому пример данных приводится ниже исключительно в графическом виде (см. рисунки 1-16).



Рисунок 1 – Изменение разрядного тока на клеммах СНЭ при нагрузке 2 кВт



Рисунок 2 – Изменение разрядного напряжения на клеммах СНЭ при нагрузке 2 кВт



Рисунок 3 – Изменение разрядной мощности СНЭ при нагрузке 2 кВт

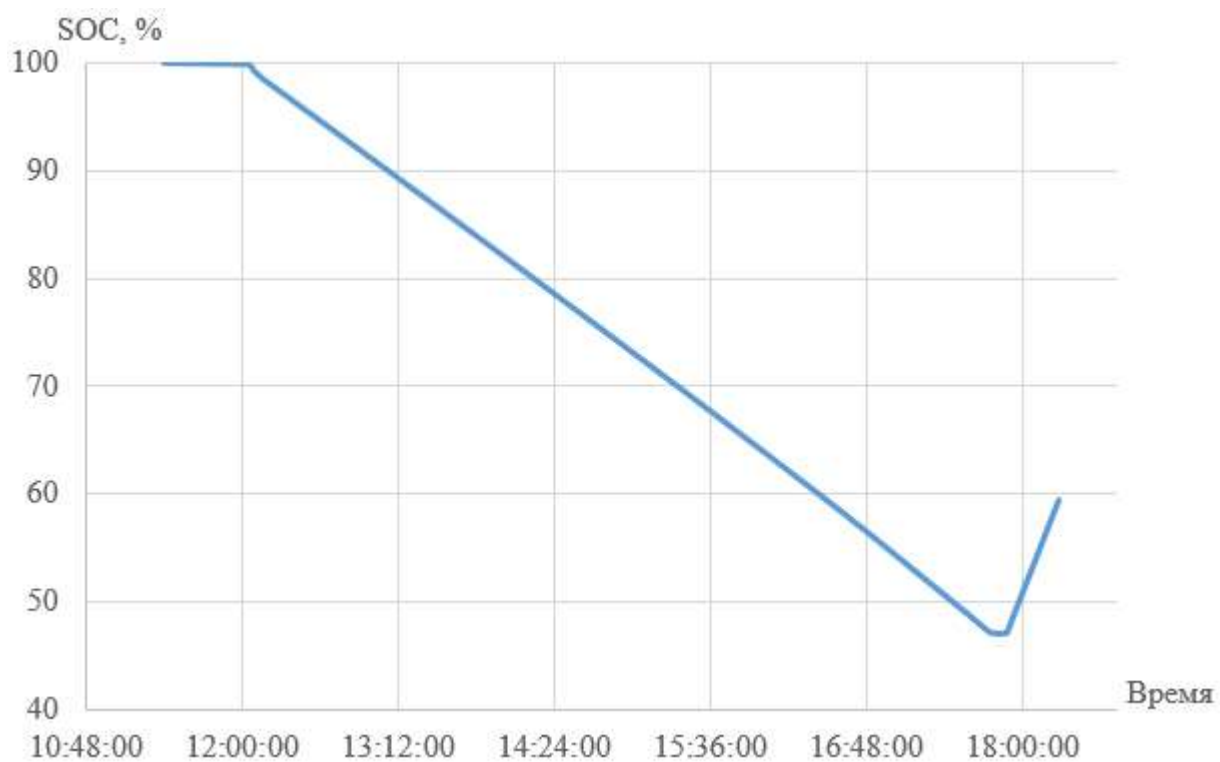


Рисунок 4 – Изменение показателя заряда СНЭ при нагрузке 2 кВт



Рисунок 5 – Изменение разрядного тока на клеммах СНЭ при нагрузке 5 кВт



Рисунок 6 – Изменение разрядного напряжения на клеммах СНЭ при нагрузке 5 кВт

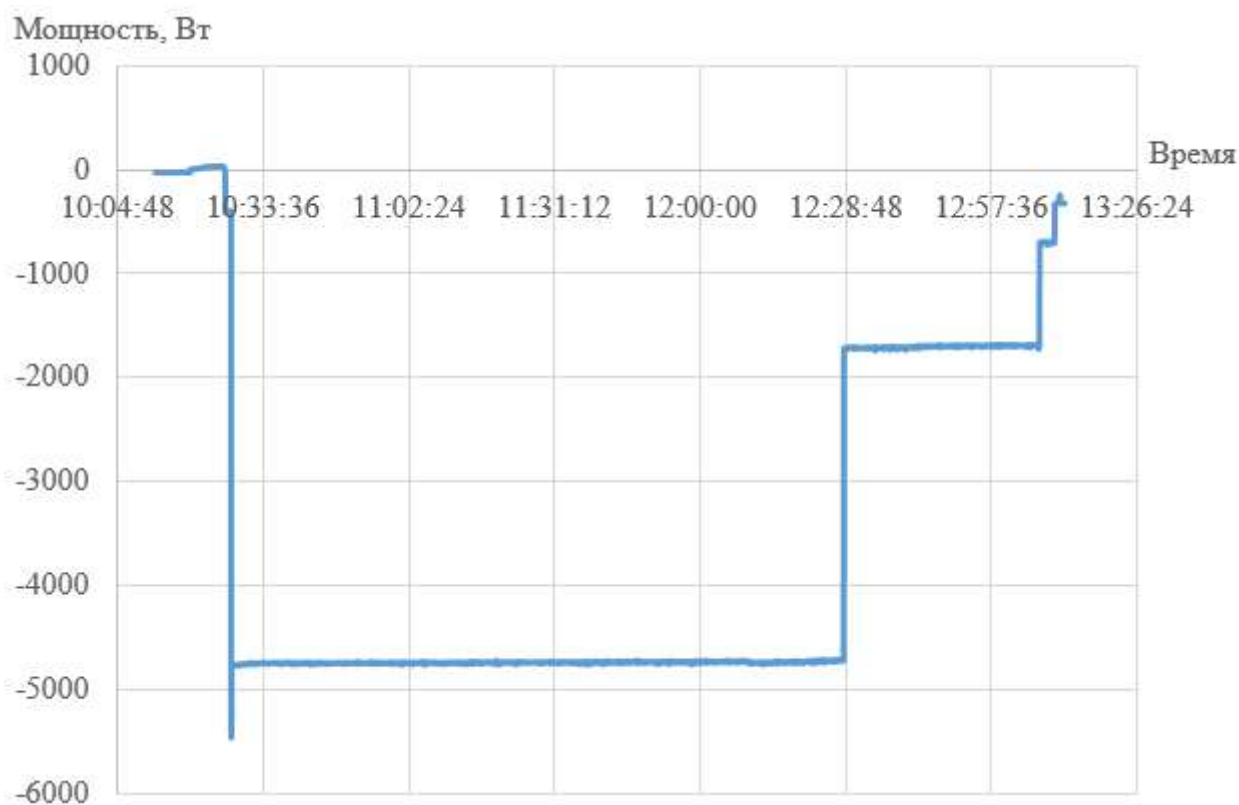


Рисунок 7 – Изменение разрядной мощности СНЭ при нагрузке 5 кВт

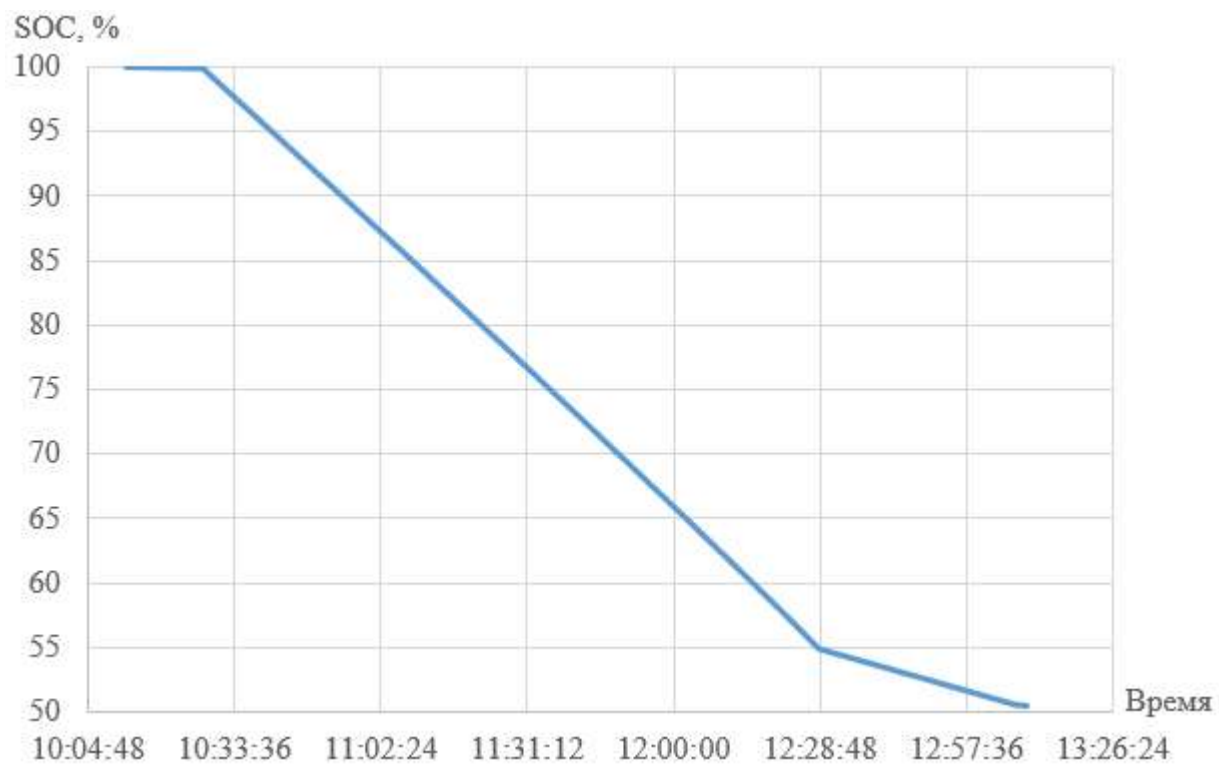


Рисунок 8 – Изменение показателя заряда СНЭ при нагрузке 5 кВт

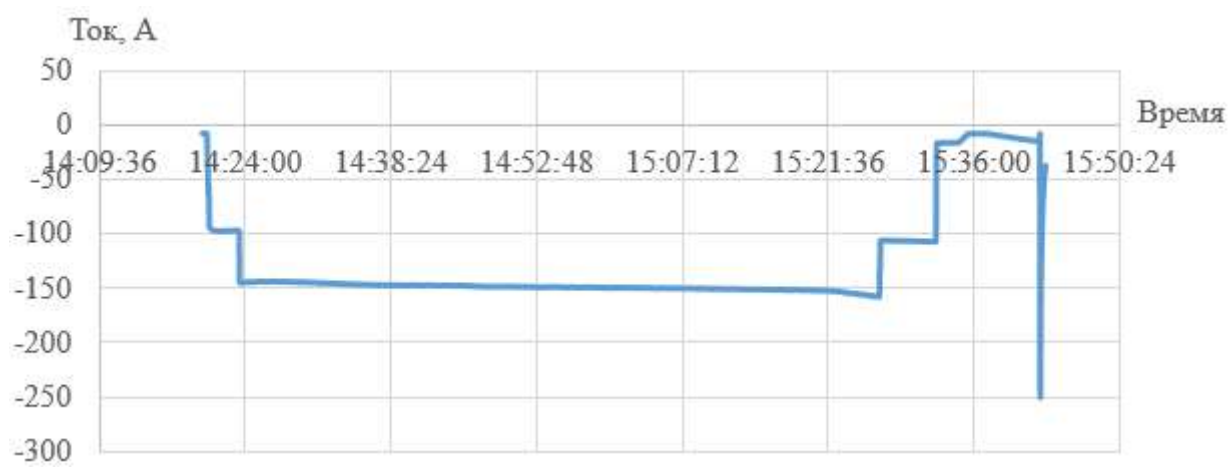


Рисунок 9 – Изменение разрядного тока на клеммах СНЭ при нагрузке 7 кВт



Рисунок 10 – Изменение разрядного напряжения на клеммах СНЭ при нагрузке 7 кВт



Рисунок 11 – Изменение разрядной мощности СНЭ при нагрузке 7 кВт



Рисунок 12 – Изменение показателя заряда СНЭ при нагрузке 7 кВт



Рисунок 13 – Изменение разрядного тока на клеммах СНЭ при нагрузке 13 кВт



Рисунок 14 – Изменение разрядного напряжения на клеммах СНЭ при нагрузке 13 кВт



Рисунок 15 – Изменение разрядной мощности СНЭ при нагрузке 13 кВт



Рисунок 16 – Изменение показателя заряда СНЭ при нагрузке 13 кВт

6.2. Режим заряда СНЭ

Для режима заряда производились испытания при различной мощности величиной 3.7, 5, 7 и 9.5 кВт. При помощи телеметрии научно-исследовательского полигона были зафиксированы изменения необходимых показателей аналогично подразделу 6.1. Пример собранных данных также приводится исключительно в графическом формате в виду большого количества записей (см. рисунки 16-32).

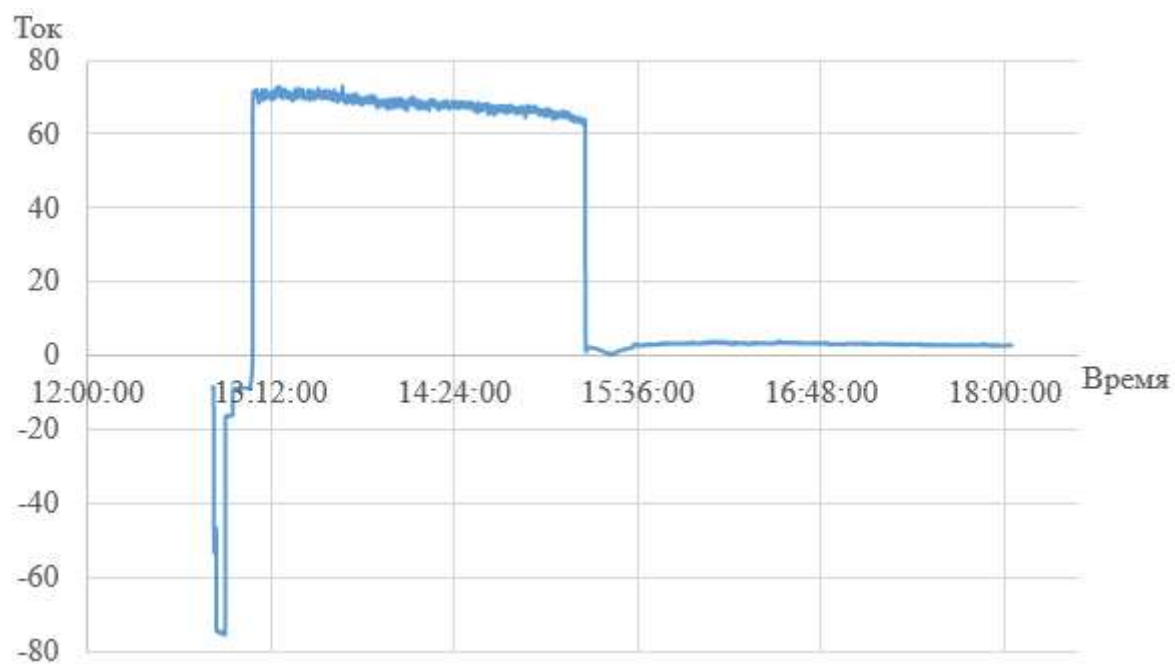


Рисунок 17 – Изменение зарядного тока на клеммах СНЭ при мощности 3,7 кВт

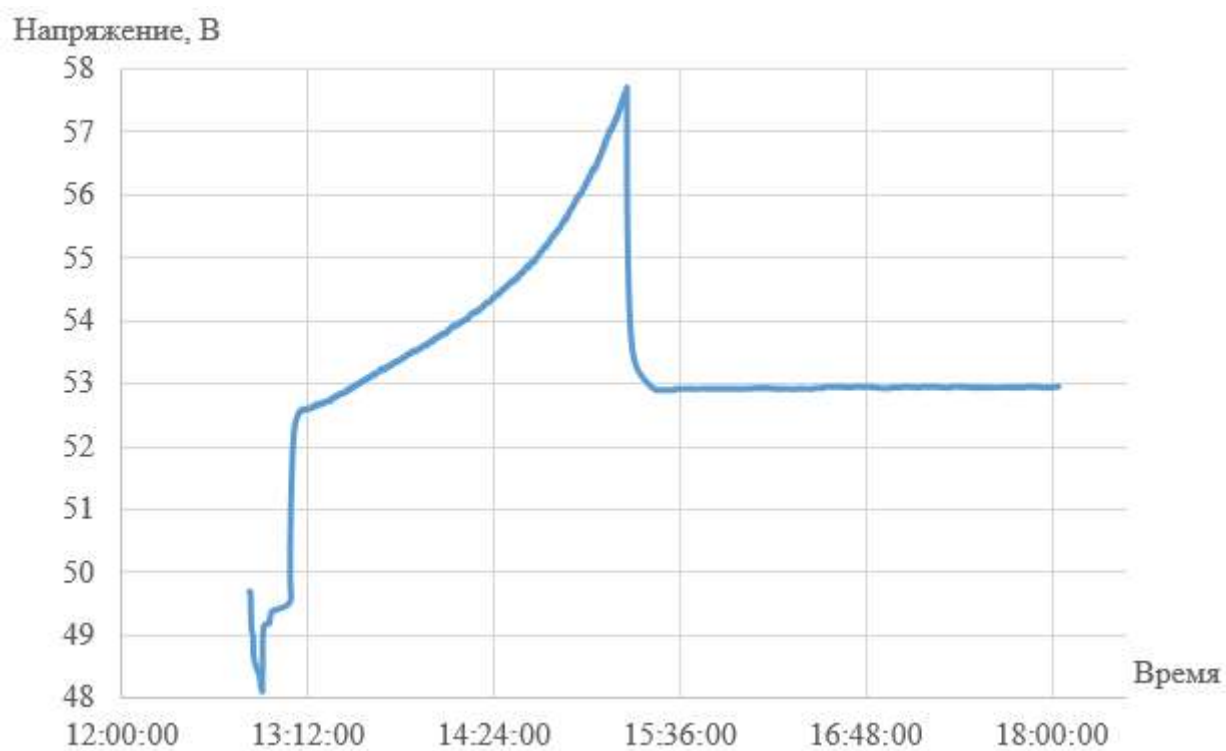


Рисунок 18 – Изменение зарядного напряжения на клеммах СНЭ при мощности 3,7 кВт

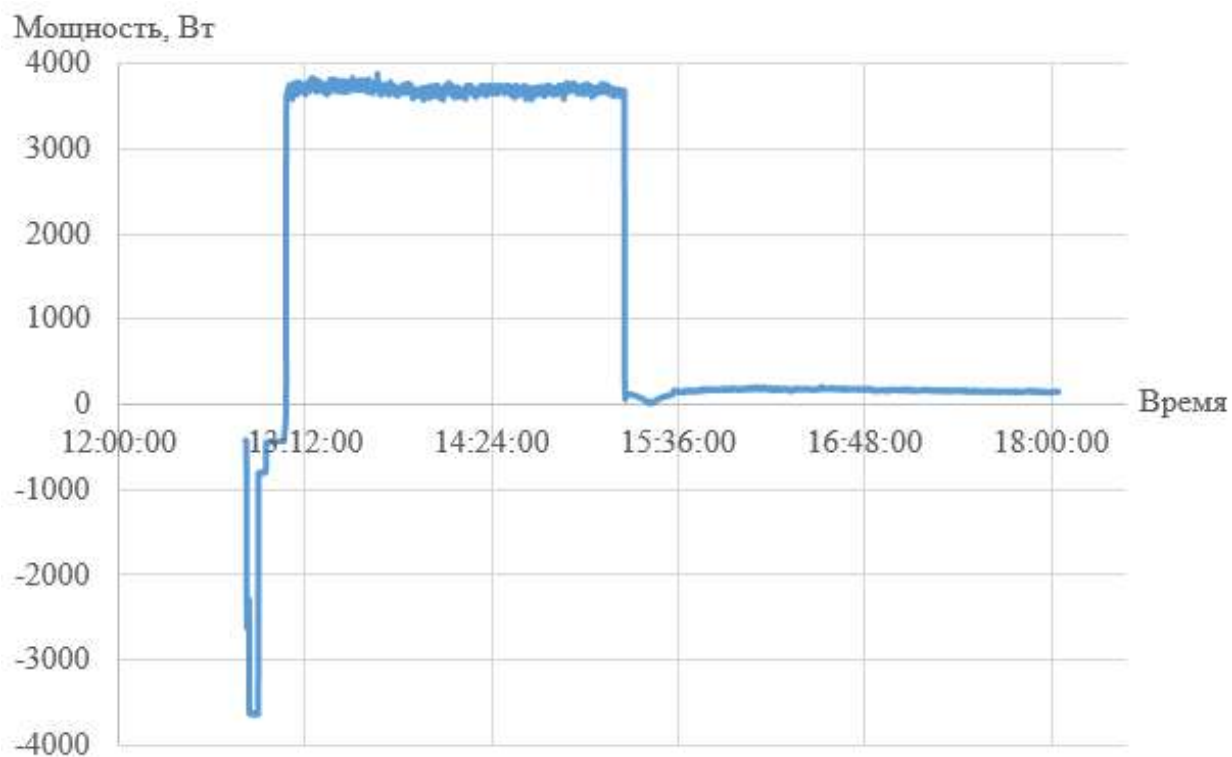


Рисунок 19 – Изменение зарядной мощности СНЭ при мощности 3,7 кВт

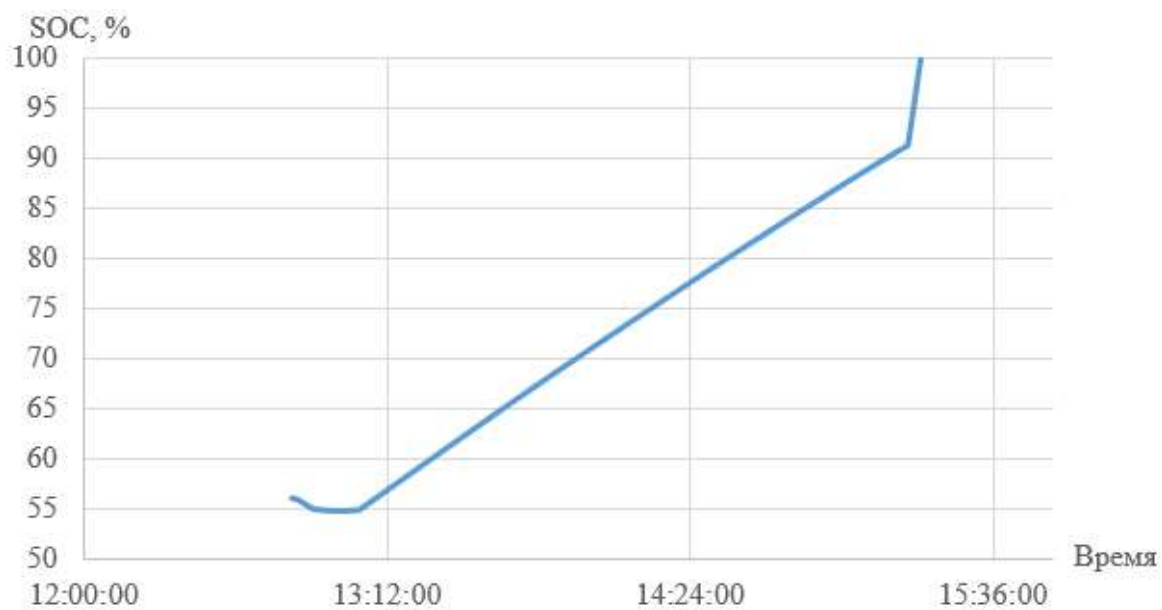


Рисунок 20 – Изменение показателя заряда СНЭ при мощности 3,7 кВт



Рисунок 21 – Изменение зарядного тока на клеммах СНЭ при мощности 5 кВт



Рисунок 22 – Изменение зарядного напряжения на клеммах СНЭ при мощности 5 кВт

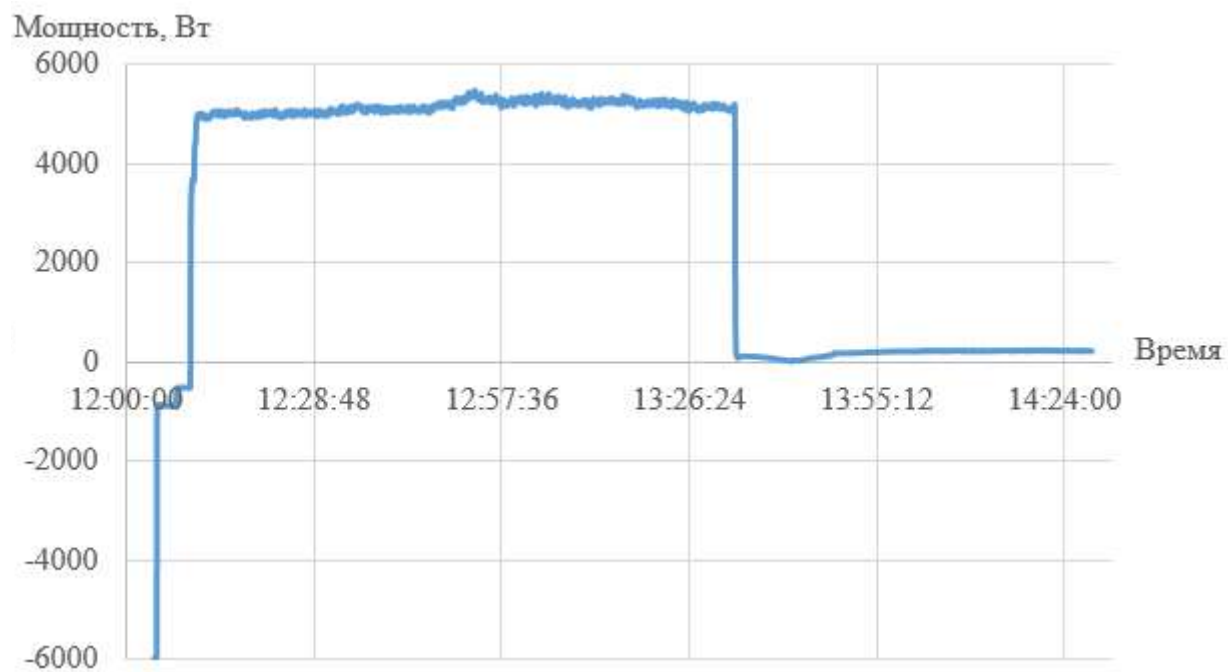


Рисунок 23 – Изменение зарядной мощности СНЭ при мощности 5 кВт

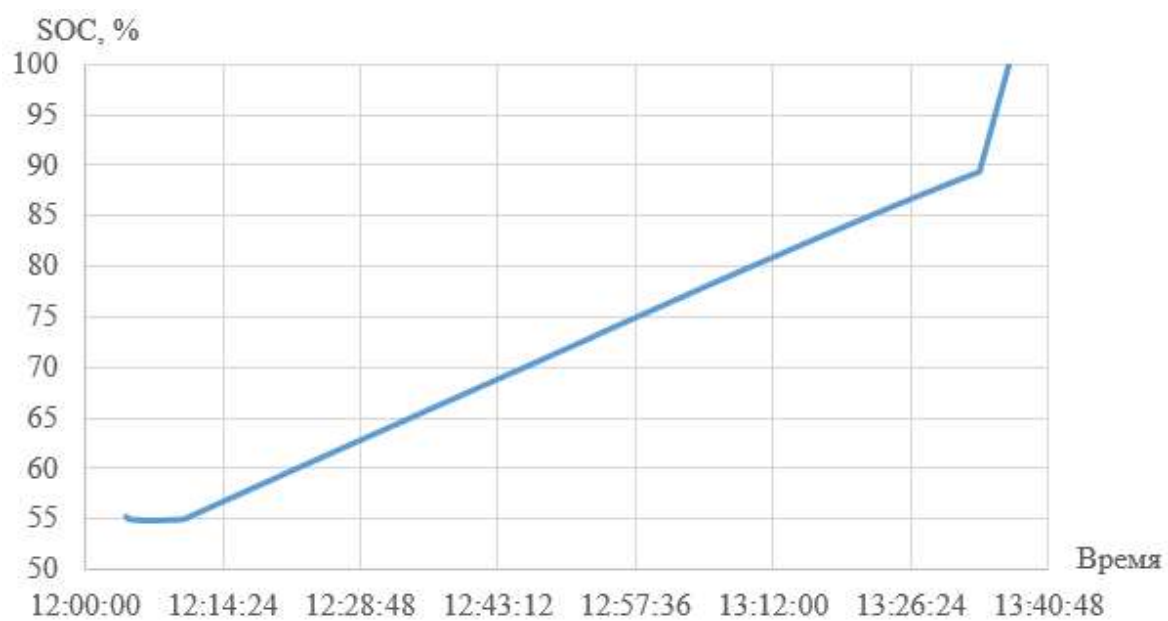


Рисунок 24 – Изменение показателя заряда СНЭ при мощности 5 кВт

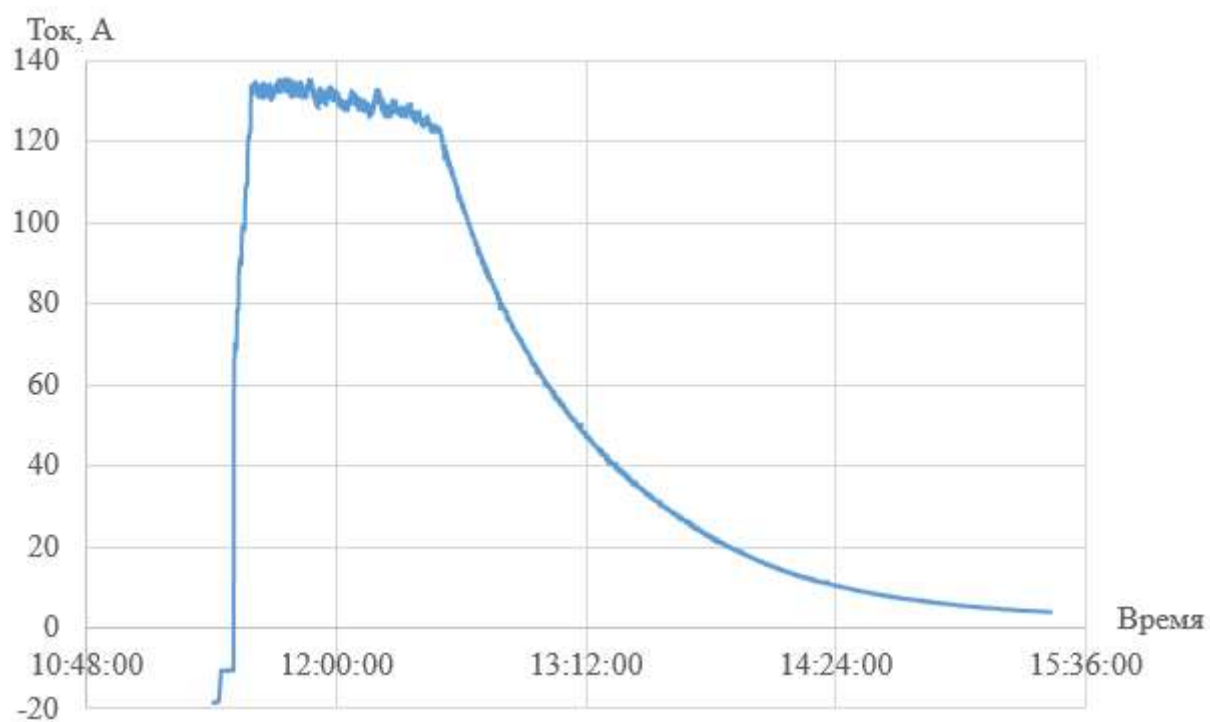


Рисунок 25 – Изменение зарядного тока на клеммах СНЭ при мощности 7 кВт

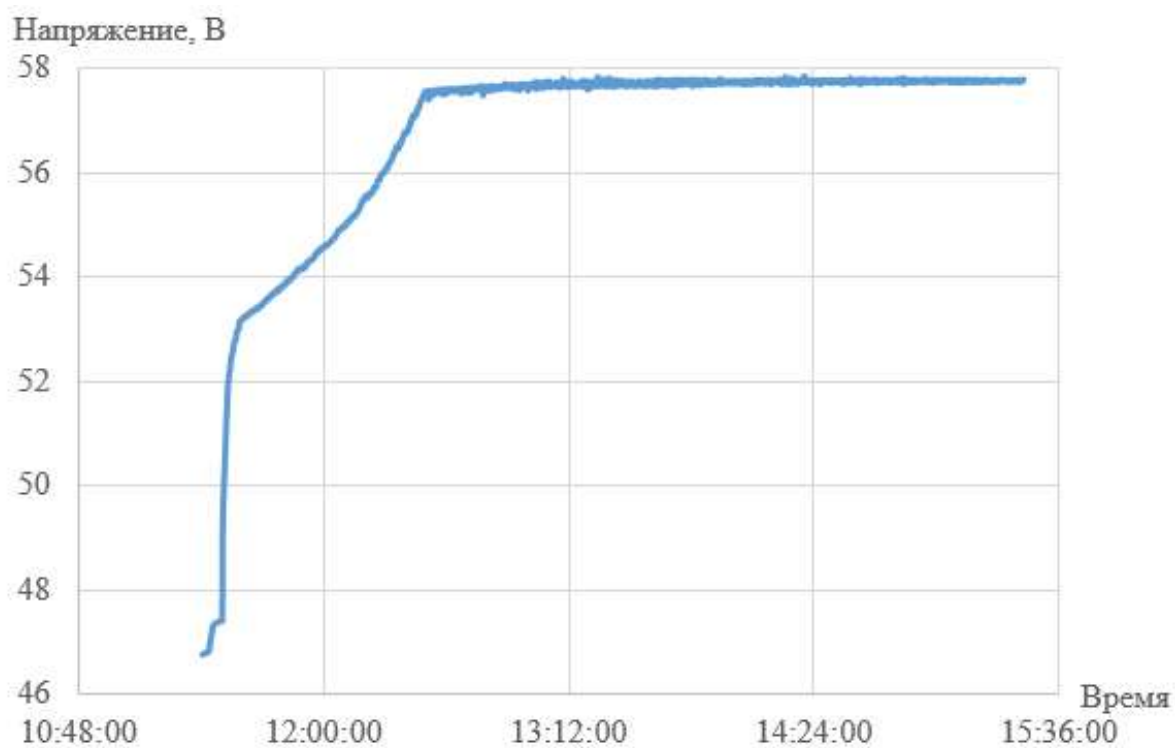


Рисунок 26 – Изменение зарядного напряжения на клеммах СНЭ при мощности 7 кВт

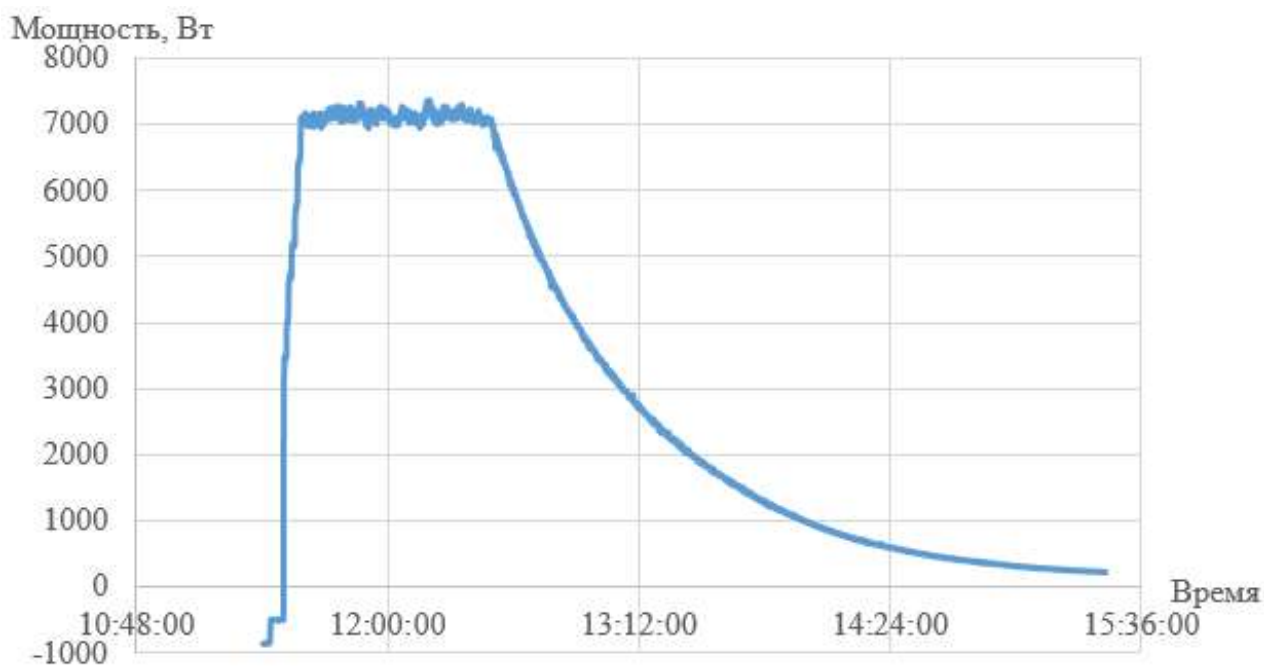


Рисунок 27 – Изменение зарядной мощности СНЭ при мощности 7 кВт

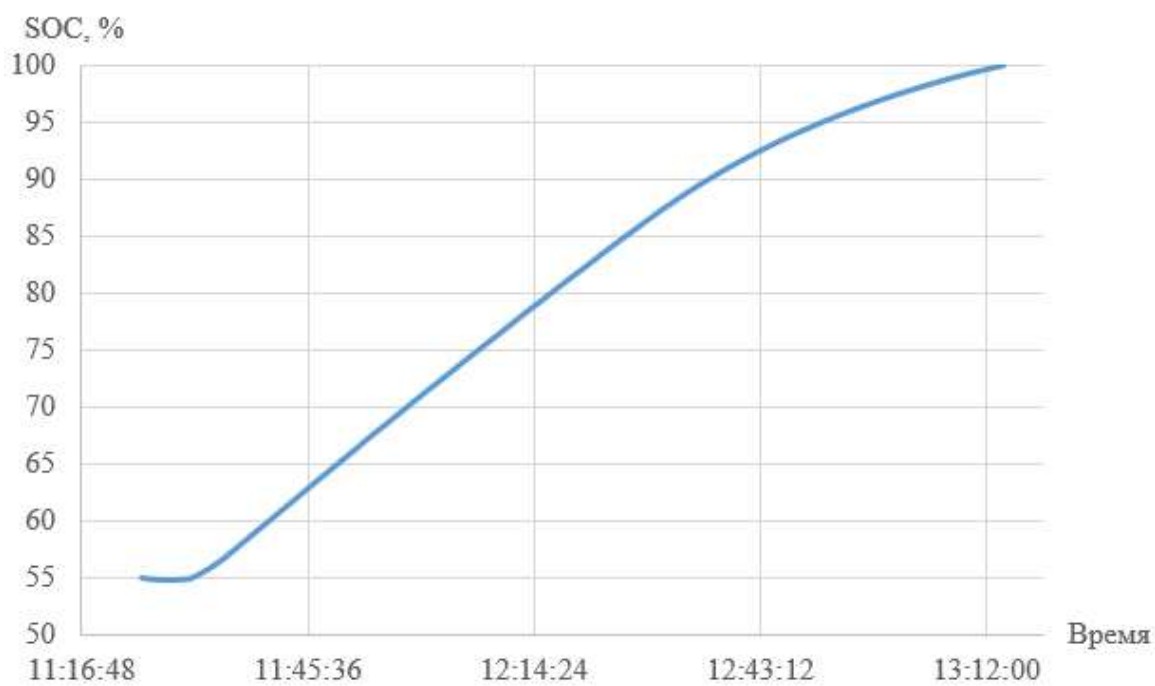


Рисунок 28 – Изменение показателя заряда СНЭ при мощности 7 кВт

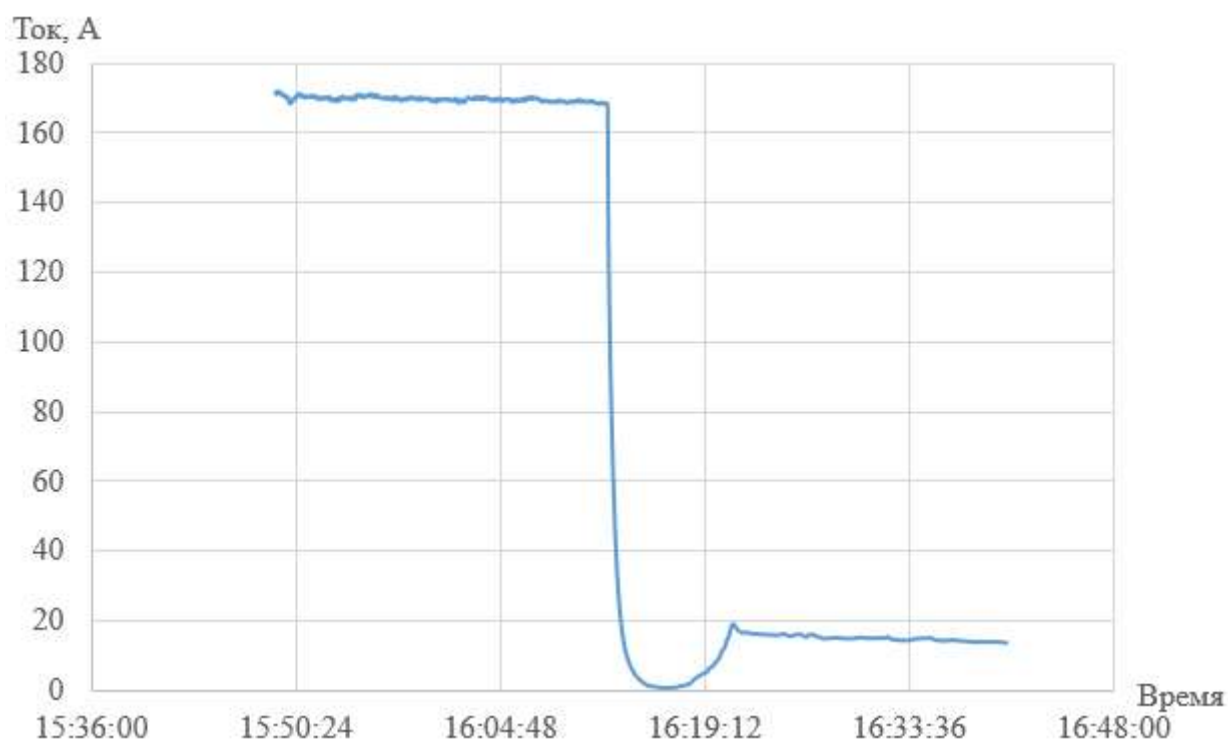


Рисунок 29 – Изменение зарядного тока на клеммах СНЭ при мощности 9,5 кВт

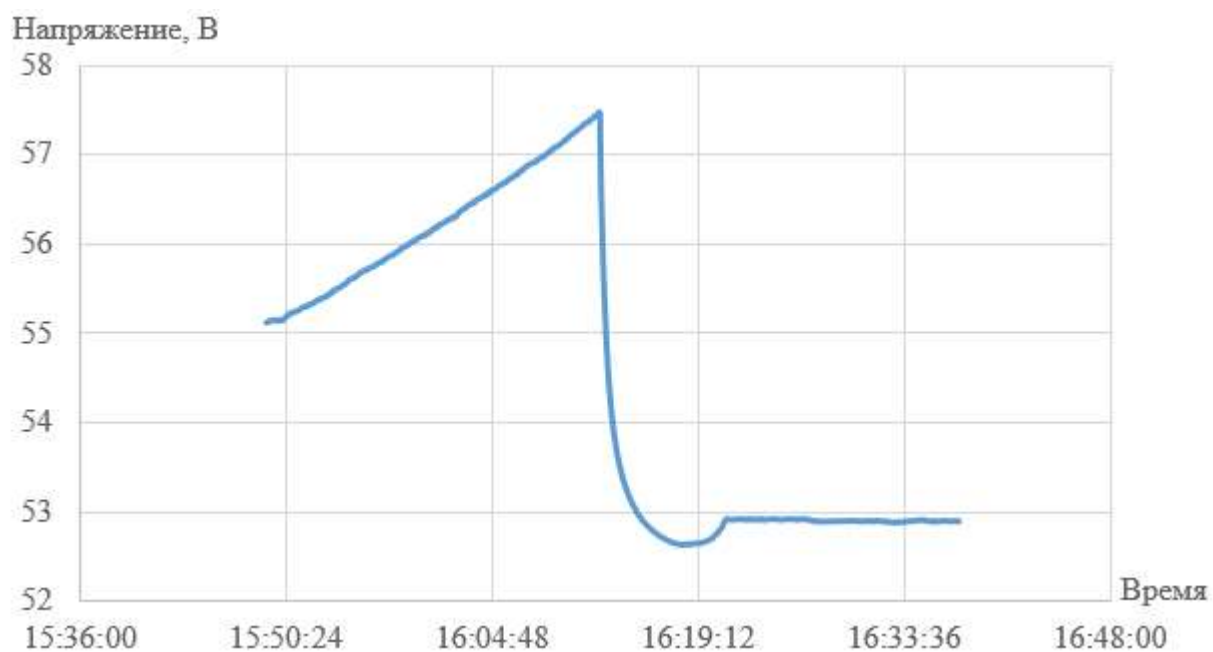


Рисунок 30 – Изменение зарядного напряжения на клеммах СНЭ при мощности 9,5 кВт

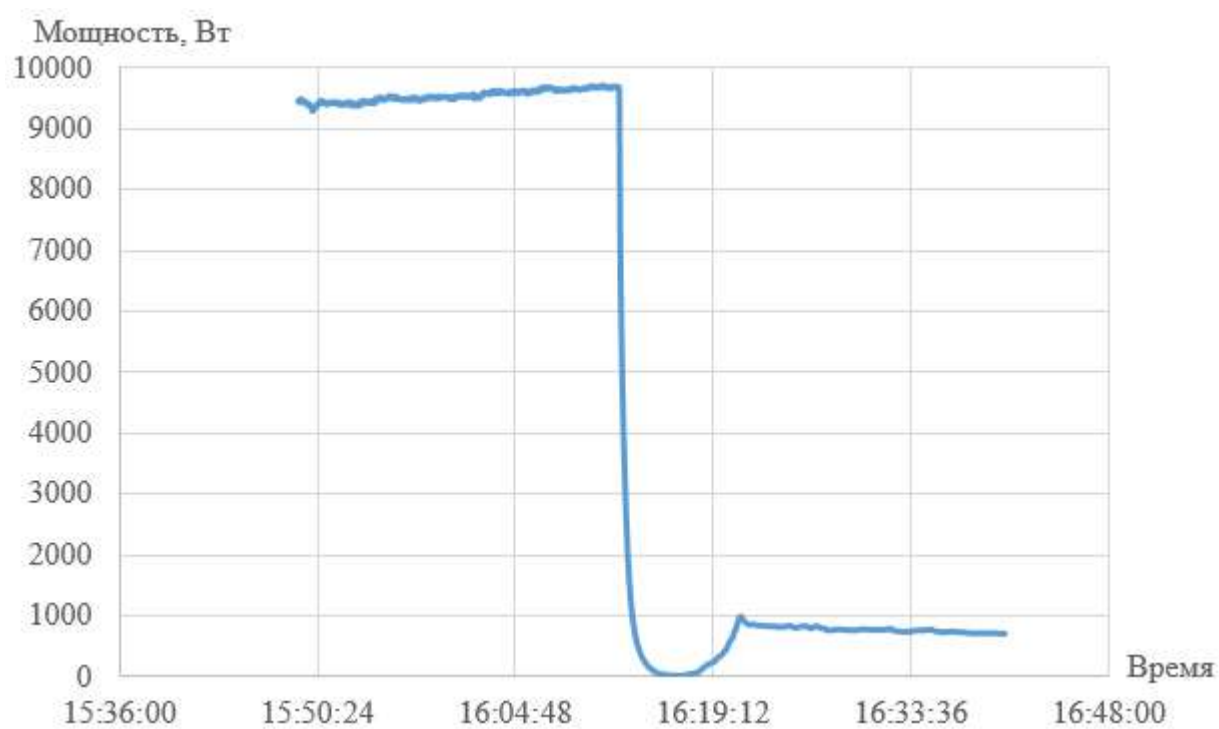


Рисунок 31 – Изменение зарядной мощности СНЭ при мощности 9,5 кВт

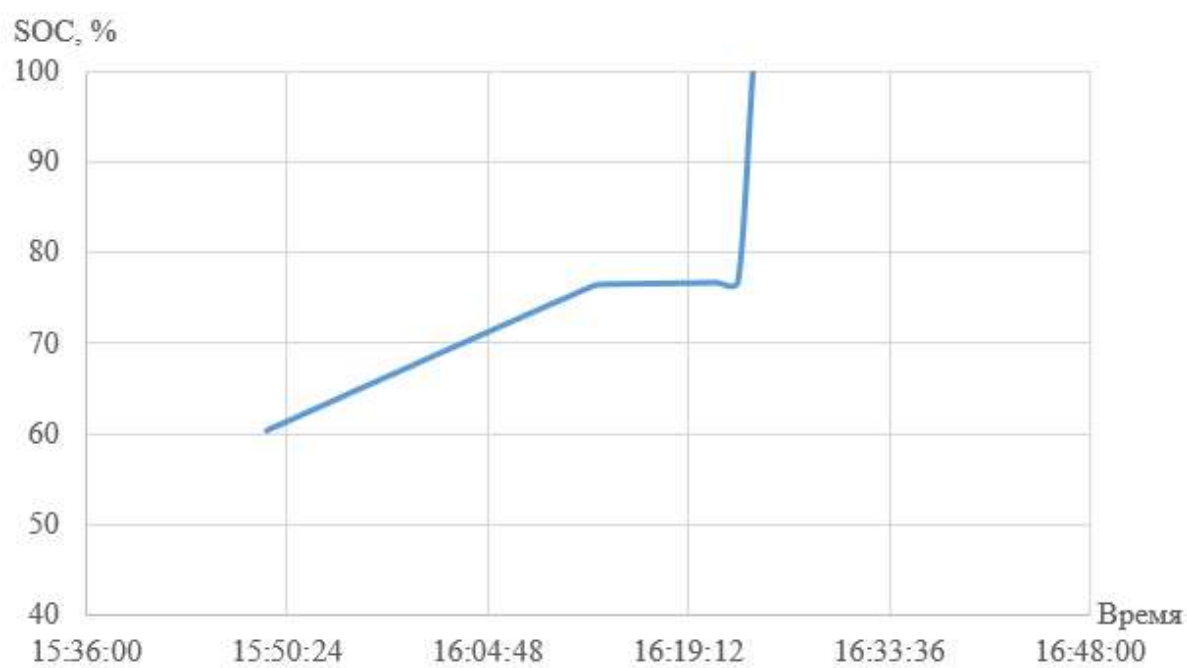


Рисунок 32 – Изменение показателя заряда СНЭ при мощности 9,5 кВт

7. Замечания и рекомендации

Замечания и рекомендации отсутствуют.

Испытание проводили

Техник лаборатории СУ СДК



Ладанов Л.О.

Инженер-исследователь лаборатории СУ СДК



Харитонов Д.А.

ПРОТОКОЛ

испытания по пункту «Испытания ДГУ-12 при параллельной работе с локальной энергосистемой»

Отчета о научно-исследовательской работе «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» по теме:

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕГО
ОПТИМИЗАЦИЮ СОСТАВА, ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

№ 6

2024 г.

1. Объект испытания: Дизель-генераторная установка АД-12 в составе макета солнечно-дизельного комплекса.

2. Цель испытания: Исследование возможности работы дизельного оборудования не на автономного потребителя, а параллельно локальной энергосистеме.

3. Дата начала испытания: 2024 г.

4. Дата окончания испытания: 2024 г.

5. Место проведения испытания: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»), кафедра «Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии», лаборатория «Системы управления солнечно-дизельными комплексами».

6. Результаты испытаний

В рамках испытания согласно сопутствующей технической документации «Руководство по конфигурации контроллеров DEIF для параллельной работы»² должны были быть исследованы два возможных режима:

- 1) режим фиксированной мощности;
- 2) режим экспорта в сеть.

Испытания при использовании первого режима привели к нештатной работе оборудования, которая была выражена:

1) в сложности синхронизации с сетью. Первая команда на синхронизацию не была исполнена, особенности срабатывания управляющих команд отражены в сопутствующих логах – журнале событий (см. таблицу 1);

2) после повторной попытки синхронизации с сетью наблюдались набор активной мощности сверх уставки (была набрана номинальная активная мощность 12 кВт вместо необходимых 6 кВт), резкий рост потребления реактивной мощности из сети (потребление достигло 41 кВАр), небольшой рост показателей частоты и напряжения, резкий рост величины силы тока в фазах – до величины, равной 61 А, что вызвало срабатывание максимальной токовой защиты оборудования, что привело к отключению ДГУ-12. Соответствующая информация отражена в журнале аварий (см. таблицу 2).

² Руководство по конфигурации контроллеров DEIF для параллельной работы [Электронный ресурс] / ООО «Ген-Автоматика». – URL: https://gen-automatika.ru/upload/files/deif/agc4/configuration_manual_v-011.pdf (дата обращения 09.01.2025).

Таблица 1 – Журнал событий ДГУ-12

Метка времени	Текст	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Тахо
2024-09-10 12:54:15,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
2024-09-10 12:54:15,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0
2024-09-10 12:54:08,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0
2024-09-10 12:54:08,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0
2024-09-10 12:54:02,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
2024-09-10 12:54:02,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0
2024-09-10 12:53:49,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0
2024-09-05 12:08:22,0	ВГ ОТКЛ	0	0	0	415	417	425	0	1	0	5243	398	401	399	4998	13	3	1519
2024-09-05 12:08:04,0	ВГ ВКЛ	1	0	6	399	402	400	21	21	22	4998	399	402	399	4997	0	0	1498
2024-09-05 12:07:21,0	Нажата кнопка ВГ вкл	0	0	0	400	401	400	0	0	0	4999	398	400	398	4998	0	0	1506
2024-09-05 12:07:06,0	Очистить аварии	0	0	0	400	401	400	0	0	0	4991	398	401	399	4997	0	0	1504
2024-09-05 12:07:06,0	Квитир. аварий	0	0	0	398	400	400	0	0	0	4985	398	401	399	4998	0	0	1501
2024-09-05 12:06:27,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	400	401	401	0	0	0	5008	398	400	398	5001	0	0	1503
2024-09-05 12:03:55,0	Нажата кнопка ВГ вкл	0	0	0	399	400	400	0	0	0	4997	398	400	398	4999	0	0	1497
2024-09-05 12:01:21,0	Нажата кнопка старт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	398	401	398	4997	0	0	0
2024-09-05 12:00:36,0	СЕТЬ НОРМА	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	398	401	398	5000	0	20	0
2024-09-05 12:00:15,0	УПРАВЛЕНИЕ П-АВТО	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0
2024-09-05 11:57:16,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
2024-09-05 11:57:16,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0
2024-09-05 11:57:13,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0

Продолжение таблицы 1

Метка времени	Текст	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Taxo
2024-09-05 11:57:13,0	Квитир. Аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0
2024-09-04 09:32:20,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-09-04 09:32:19,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0
2024-08-27 12:56:29,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
2024-08-27 12:56:25,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0
2024-08-27 12:56:25,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
2024-08-27 12:56:25,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0
2024-08-27 12:51:43,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2024-08-27 12:51:28,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2024-08-27 12:51:27,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-08-27 12:51:27,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	0
2024-08-27 11:20:47,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	399	400	400	0	0	0	4993	0	0	0	0	0	8	1497
2024-08-27 11:20:00,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	400	401	401	0	0	0	5019	0	0	0	0	0	11	1501
2024-08-27 11:19:08,0	Нажата кнопка старт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-08-27 11:18:55,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0
2024-08-27 11:18:55,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0

Продолжение таблицы 1

Метка времени	Текст	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Тахо
2024-08-27 11:18:52,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-08-27 11:18:51,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0
2024-08-21 12:14:00,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	400	400	399	0	0	0	5018	0	0	0	0	0	9	1501
2024-08-21 12:13:58,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	399	400	400	0	0	0	4997	0	0	0	0	0	3	1497
2024-08-21 12:13:08,0	Нажата кнопка старт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0
2024-08-21 12:12:51,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2024-08-21 12:12:51,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0
2024-08-21 12:12:49,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0
2024-08-21 12:12:49,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0
2024-08-19 15:54:39,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	400	401	400	0	0	0	5010	0	0	0	0	0	4	1491
2024-08-19 15:54:38,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	400	401	400	0	0	0	5007	0	0	0	0	0	14	1497
2024-08-19 15:53:51,0	Нажата кнопка старт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0
2024-08-19 15:50:33,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-08-09 13:19:38,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-09 13:06:24,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-09 13:06:24,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-09 13:06:22,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-09 13:06:22,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 1

Метка времени	Текст	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Taxo
2024-08-09 13:06:21,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-09 13:06:18,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-09 13:06:14,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-09 13:06:14,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 18:31:08,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 18:31:08,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 14:02:02,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 14:02:02,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 14:01:56,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 13:34:39,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 13:34:39,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 13:34:33,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 13:34:32,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 12:13:17,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 12:05:58,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 12:05:49,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 12:05:49,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 1

Метка времени	Текст	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Taxo
2024-08-06 12:05:48,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 12:04:51,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 12:01:47,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 12:01:41,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 12:01:08,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 11:52:48,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 11:52:48,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 11:40:41,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-06 11:40:41,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-02 13:10:34,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-02 13:10:31,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-02 13:10:12,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-08-02 13:10:09,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-07-31 14:40:51,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0
2024-07-31 14:40:24,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	399	400	399	0	0	0	4993	0	0	0	0	0	3	1509

Продолжение таблицы 1

Метка времени	Текст	Мощность	Реакт. мощн.	pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Тахо
2024-07-31 14:39:59,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	400	400	399	0	0	0	5005	0	0	0	0	0	8	1498
2024-07-31 14:39:43,0	Нажата кнопка старт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0
2024-07-31 14:39:35,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
2024-07-31 14:39:35,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0
2024-07-31 14:39:34,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0
2024-07-31 14:39:33,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0
2024-07-29 14:06:00,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0
2024-07-29 14:06:00,0	Авто старт/стоп откл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0
2024-07-29 13:47:00,0	ВГ ОТКЛ	0	0	0	409	410	409	0	0	0	5137	0	46	45	0	0	0	1558
2024-07-29 13:46:59,0	Дистанционный Стоп	11	0	###	401	403	402	16	15	15	4990	402	403	402	4990	7	7	1499
2024-07-29 13:40:48,0	ВГ ВКЛ	0	0	0	398	400	398	0	0	0	5004	399	401	399	5004	11	6	1504
2024-07-29 13:40:47,0	СЕТЬ НОРМА	0	0	0	402	402	402	0	0	0	5017	401	402	401	5018	23	28	1504
2024-07-29 13:40:45,0	Нажата кнопка ВГ вкл.	0	0	0	399	400	400	0	0	0	4999	0	0	0	0	0	0	1504
2024-07-29 13:40:32,0	Дистанционный Пуск	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-07-29 13:38:54,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-07-29 13:30:17,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	399	401	400	0	0	0	5006	0	0	0	0	0	21	1493
2024-07-29 13:28:58,0	Дистанционный Пуск	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0
2024-07-29 13:28:26,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	68	74	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	41	639
2024-07-29 13:28:26,0	Авто старт/стоп откл.	0	0	0	79	78	79	0	0	0	2434	0	0	0	0	0	26	875
2024-07-29 13:26:23,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	399	400	400	0	0	0	5012	0	0	0	0	0	5	1506
2024-07-29 13:26:04,0	Дистанционный Пуск	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0

Продолжение таблицы 1

Метка времени	Текст	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Тахо
2024-07-29 13:16:46,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0
2024-07-29 13:12:23,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-07-29 13:07:49,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0
2024-07-29 13:07:49,0	Квитир. Аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0
2024-07-29 13:07:48,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-07-29 13:07:47,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-07-29 12:36:28,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0
2024-07-29 12:36:28,0	Авто старт/стоп откл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0
2024-07-29 12:25:51,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	398	399	398	0	0	0	4990	0	0	0	0	0	6	1501
2024-07-29 12:25:37,0	Дистанционный Пуск	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2024-07-29 12:25:13,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0
2024-07-29 12:24:59,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0
2024-07-29 12:24:17,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-07-29 12:09:45,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	73	72	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	712
2024-07-29 12:09:44,0	Авто старт/стоп откл.	0	0	0	67	68	67	0	0	0	2245	0	0	0	0	0	23	837
2024-07-29 12:07:43,0	Дистанционный Стоп	0	0	0	398	399	399	0	0	0	4987	0	0	0	0	0	8	1492
2024-07-29 12:07:22,0	Дистанционный Пуск	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0
2024-07-29 11:34:46,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-07-29 11:34:45,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0
2024-07-29 11:34:03,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0
2024-07-29 11:34:02,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0

Продолжение таблицы 1

Метка времени	Текст	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Тахо
2024-07-29 11:33:59,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
2024-07-29 11:33:59,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0
2024-07-26 11:23:48,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0
2024-07-26 11:23:48,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0
2024-07-26 11:23:46,0	Очистить аварии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0
2024-07-26 11:23:46,0	Квитир. аварий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0
2024-07-25 15:53:55,0	Авто старт/стоп вкл.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0
2024-07-25 15:53:52,0	Авто старт/стоп откл	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0
2024-07-18 16:14:59,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	400	401	401	0	0	0	4997	0	0	0	0	0	0	1504
2024-07-18 16:13:20,0	ВГ ОТКЛ	0	0	0	405	405	406	0	0	0	5062	42	19	23	0	0	0	1514
2024-07-18 16:13:20,0	Нажата кнопка стоп	4	0	96	401	418	416	17	2	2	4985	401	419	416	4985	3	3	1494
2024-07-18 16:03:51,0	ВГ ВКЛ	0	0	0	399	401	399	0	0	0	5005	400	402	400	5005	7	4	1500
2024-07-18 16:03:51,0	СЕТЬ НОРМА	0	0	0	401	402	401	0	0	0	5013	400	401	401	5012	5	7	1500
2024-07-18 16:03:49,0	Нажата кнопка ВГ вкл	0	0	0	400	401	400	0	0	0	4985	0	0	0	0	0	0	1502
2024-07-18 16:03:36,0	Нажата кнопка старт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024-07-18 15:47:20,0	Нажата кнопка стоп	0	0	0	400	401	401	0	0	0	5016	0	0	0	0	0	0	1512
2024-07-18 15:47:18,0	ВГ ОТКЛ	0	0	0	403	404	403	0	0	0	5039	40	0	43	0	0	0	1515
2024-07-18 15:47:17,0	Нажата кнопка стоп	2	0	92	398	409	407	9	2	1	5006	398	410	406	5007	2	5	1504
2024-07-18 15:32:48,0	СЕТЬ НОРМА	0	0	0	397	399	398	0	0	0	4984	399	401	398	4984	24	27	1508
2024-07-18 15:32:45,0	Нажата кнопка ВГ вкл	0	0	0	402	402	401	0	0	0	5020	0	0	0	0	0	0	1497
2024-07-18 15:32:31,0	Нажата кнопка старт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 2 – Журнал аварий ДГУ-12

Метка времени	Текст	Номер	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Taxo	Уставка срабатывания
2024-09-05 12:13:13,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	398	400	398	4999	0	0	0	100
2024-09-05 12:08:22,0	Г Iv>	1110	11	-41	24	400	402	399	66	67	66	4996	400	403	400	4997	0	1	1509	305
2024-09-05 12:08:22,0	I>> 2	1140	11	-40	24	400	402	400	65	65	65	4998	400	402	399	4998	0	0	1509	303,6
2024-09-05 12:08:19,0	I> 1	1030	11	-7	55	403	405	404	29	29	29	4998	403	406	404	4998	0	0	1500	133,6
2024-09-05 12:04:55,0	ВГ неиспр.синхрониз.	2130	0	0	0	400	401	400	0	0	0	5011	397	400	398	4999	0	1	1506	1
2024-08-27 11:22:09,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	100
2024-08-27 11:19:42,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	399	400	400	0	0	0	4999	0	0	0	0	0	12	1498	1
2024-08-21 12:20:04,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	100
2024-08-21 12:13:42,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	398	399	399	0	0	0	4994	0	0	0	0	0	6	1501	1
2024-08-19 15:56:30,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	100
2024-08-19 15:55:09,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	1
2024-07-31 14:40:30,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	100
2024-07-29 14:02:49,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-07-29 13:08:15,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	1
2024-07-29 12:36:03,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	100
2024-07-29 11:35:11,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	1
2024-07-29 11:34:28,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	1
2024-07-26 11:24:15,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1
2024-07-26 11:23:52,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	100
2024-07-18 16:16:00,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-07-18 16:11:28,0	Контроль топл.закач.	6553	5	0	100	400	417	414	16	3	2	4997	400	417	413	4997	0	1	1498	1

Продолжение таблицы 2

Метка времени	Текст	Номер	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Taxo	Уставка срабатывания
2024-07-18 14:53:21,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	100
2024-07-18 14:53:21,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	100
2024-07-18 14:44:56,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-07-18 14:42:58,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	100
2024-06-26 12:09:45,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-06-25 11:32:21,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	100
2024-06-25 11:21:06,0	Г f> 1	1210	0	0	0	398	399	398	0	0	0	5321	0	0	0	0	0	165	1600	106,4
2024-06-25 10:57:01,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	100
2024-06-25 09:43:34,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	100
2024-06-24 10:37:15,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	100
2024-06-24 10:17:39,0	Разные схемы	7872	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	1
2024-06-19 16:29:37,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	100
2024-06-18 11:29:44,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	100
2024-06-18 11:29:12,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	100
2024-05-03 14:36:03,0	P> 1	1450	14	0	100	402	402	401	21	21	21	4982	400	402	400	4982	0	1	1488	116,6
2024-05-02 15:30:59,0	Потеря ДГ	7535	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2024-05-02 15:30:59,0	Потеря всех блоков	7533	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2024-05-02 15:30:59,0	CANB ID 1 ПОТЕРЯ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2024-04-23 14:07:49,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	100
2024-04-23 14:06:21,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	100
2024-04-23 14:06:11,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	100

Продолжение таблицы 2

Метка времени	Текст	Номер	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/ dt	Vector	Taxo	Уставка срабаты- вания
2024-04-23 14:05:49,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	100
2024-04-23 14:05:37,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	100
2024-04-23 14:05:16,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	100
2024-04-19 14:04:14,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	100
2024-04-17 11:00:14,0	RMI fuel 46.1	4220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
2024-04-17 11:00:10,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-04-03 20:11:29,0	RMI fuel 46.2	4230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	9
2024-04-03 17:09:32,0	RMI fuel 46.2	4230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:09:27,0	RMI fuel 46.1	4220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:09:22,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-04-03 17:08:28,0	RMI fuel 46.2	4230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:08:23,0	RMI fuel 46.1	4220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:08:18,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-04-03 17:08:00,0	RMI fuel 46.2	4230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:07:55,0	RMI fuel 46.1	4220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:07:50,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-04-03 17:06:36,0	RMI fuel 46.2	4230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:06:31,0	RMI fuel 46.1	4220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:06:26,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-04-03 17:05:24,0	RMI fuel 46.2	4230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9

Продолжение таблицы 2

Метка времени	Текст	Номер	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Тахо	Уставка срабатывания
2024-04-03 17:05:19,0	RMI fuel 46.1	4220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:05:14,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
2024-04-03 17:00:46,0	RMI fuel 46.2	4230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-04-03 17:00:35,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	387	386	387	0	0	0	4423	0	0	0	0	0	0	1492	100
2024-04-03 16:55:44,0	RMI fuel 46.1	4220	0	0	0	399	400	399	0	0	0	4986	0	0	0	0	0	0	1510	11
2024-04-03 13:01:25,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	1
2024-04-03 12:59:17,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2024-03-03 20:01:47,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-03 20:01:05,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-03 20:00:38,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-03 00:48:16,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 10:32:21,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 10:31:59,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 10:31:46,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:23:01,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:22:47,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:22:36,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:22:07,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:21:49,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:21:42,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:20:27,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9

Продолжение таблицы 2

Метка времени	Текст	Номер	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Taxo	Уставка срабатывания
2024-03-01 01:19:18,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:19:09,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:19:03,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:17:21,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-03-01 01:17:09,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-02-29 02:41:44,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-02-22 16:58:50,0	RMI fuel 46.2	4230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9
2024-02-22 13:55:27,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2024-02-22 13:54:53,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1
2024-02-22 11:36:09,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2024-02-22 11:22:57,0	P> 1	1450	13	0	100	400	403	402	20	18	18	5015	401	404	402	5015	4	12	1508	100
2024-02-22 11:22:27,0	RMI fuel 46.1	4220	7	0	100	398	402	401	11	9	9	5014	398	402	400	5014	4	8	1509	14
2024-02-22 11:20:49,0	Контроль топл.закач.	6553	1	0	83	399	402	401	2	1	0	5027	398	402	401	5027	5	5	1508	1
2024-02-22 11:19:55,0	Контроль топл.закач.	6553	1	0	83	399	402	401	2	1	0	5013	398	401	401	5014	6	7	1501	1
2024-02-22 10:49:57,0	P> 1	1450	13	0	100	399	402	400	20	18	17	5005	399	403	401	5005	11	4	1504	100
2024-02-22 10:41:17,0	Контроль топл.закач.	6553	2	0	100	398	402	401	5	3	3	4977	397	401	400	4977	7	15	1493	1
2024-02-22 10:41:17,0	RMI fuel 46.1	4220	2	0	100	399	403	401	5	3	3	4983	399	402	401	4984	5	3	1490	14
2024-02-22 10:39:08,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	400	400	399	0	1	0	4995	400	401	401	4995	4	6	1497	1
2024-02-22 10:29:28,0	Контроль топл.закач.	6553	13	0	100	403	405	404	20	18	18	5070	402	405	404	5070	1	5	1519	1
2024-02-22 10:29:16,0	RMI fuel 46.1	4220	13	0	100	403	406	404	20	18	18	5068	403	407	405	5068	5	6	1519	14
2024-02-22 10:28:24,0	P> 1	1450	13	0	100	403	405	404	20	18	18	5086	402	405	404	5086	1	7	1528	100

Продолжение таблицы 2

Метка времени	Текст	Номер	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/ dt	Vector	Taxo	Уставка срабаты- вания
2024-02-22 10:27:56,0	RMI fuel 46.1	4220	12	0	100	402	405	404	18	16	16	5077	401	405	403	5077	4	1	1526	14
2024-02-22 10:22:09,0	Контроль топл.закач.	6553	10	0	100	402	405	404	15	13	13	5069	401	404	402	5069	10	7	1526	1
2024-02-22 10:13:11,0	Контроль топл.закач.	6553	5	0	100	400	404	402	9	8	7	5078	401	404	403	5078	5	8	1528	1
2024-02-22 10:07:29,0	Контроль топл.закач.	6553	3	0	100	399	402	401	5	3	3	5097	399	402	401	5097	4	3	1535	1
2024-02-22 10:06:58,0	Контроль топл.закач.	6553	2	0	100	398	401	401	5	3	3	5095	399	402	401	5096	2	4	1535	1
2024-02-22 09:57:20,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	50	398	399	399	1	1	0	5086	399	400	399	5087	7	1	1517	1
2024-02-22 08:53:29,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	399	400	399	0	1	0	5108	399	399	399	5108	7	11	1527	1
2024-02-21 13:38:14,0	I> 1	1030	19	-2	98	402	404	403	29	28	28	5015	402	404	403	5015	6	3	1499	131,8
2024-02-21 13:38:08,0	P> 1	1450	17	-2	98	403	406	404	25	25	25	5009	403	405	403	5009	3	6	1499	141,6
2024-02-21 13:37:23,0	I> 1	1030	9	13	57	399	401	400	24	23	23	4998	400	402	400	4997	6	3	1504	107,2
2024-02-21 13:37:00,0	Q>	1530	7	11	50	401	403	402	19	18	19	4996	400	402	401	4996	0	4	1497	91,6
2024-02-21 13:28:12,0	P> 1	1450	12	0	100	402	404	403	19	18	18	4996	402	404	402	4996	4	3	1495	100
2024-02-21 13:17:33,0	P> 1	1450	13	0	100	401	404	403	20	18	17	5031	400	404	402	5031	17	17	1497	100
2024-02-21 11:50:00,0	RMI fuel 46.1	4220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	308	0
2024-02-21 11:49:54,0	Контроль топл.закач.	6553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2024-02-21 11:49:27,0	RMI fuel 46.1	4220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	295	0
2024-02-21 11:28:36,0	Г U> 2	1160	0	0	0	655	679	661	0	0	0	5100	0	0	0	0	0	23	1533	169,6
2024-01-14 16:00:58,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	9
2024-01-14 16:00:51,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	9
2024-01-14 16:00:20,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	9
2024-01-14 16:00:11,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	9

Продолжение таблицы 2

Метка времени	Текст	Номер	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/dt	Vector	Taxo	Уставка срабатывания
2024-01-14 15:58:22,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	9
2024-01-14 15:54:55,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	9
2024-01-14 08:59:56,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	9
2024-01-07 09:41:46,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	9
2024-01-02 14:04:19,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	9
2024-01-02 14:04:10,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	9
2024-01-02 14:03:55,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	9
2024-01-02 14:03:55,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	9
2024-01-02 14:03:26,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	9
2024-01-02 14:03:11,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	9
2024-01-02 14:02:55,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	9
2024-01-02 14:02:35,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	9
2024-01-02 13:59:44,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	9
2023-12-26 21:21:15,0	Г U> 2	1160	0	0	0	639	661	644	0	0	0	5013	0	0	0	0	0	0	1497	165,2
2023-12-26 21:16:56,0	Г U> 2	1160	0	0	0	640	663	646	0	0	0	5005	399	401	399	5001	2	5	1500	165,8
2023-11-30 15:45:13,0	Потеря ДГ	7535	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2023-11-30 15:45:13,0	Потеря всех блоков	7533	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2023-11-30 15:45:13,0	CANB ID 1 ПОТЕРЯ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2023-11-30 08:55:18,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023-11-16 11:08:17,0	Потеря ДГ	7535	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	121	4997	0	0	0	1
2023-11-16 11:08:17,0	Потеря всех блоков	7533	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	121	4997	0	0	0	1

Продолжение таблицы 2

Метка времени	Текст	Номер	Мощность	Реакт. мощн.	Pf	U1 ген	U2 ген	U3 ген	I1 ген	I2 ген	I3 ген	F ген	Шины U1	Шины U2	Шины U3	Шины F	df/ dt	Vector	Тахо	Уставка срабаты- вания
2023-11-16 11:08:17,0	CANB ID 1 ПОТЕРЯ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	121	4997	0	0	0	1
2023-11-16 08:20:59,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121	122	5000	0	0	0	0
2023-11-15 13:59:07,0	RMI water 48.1	4460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119	120	4998	0	0	0	0
2023-10-10 18:30:32,0	ВГ неипр. положение	2180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2023-10-10 18:30:31,0	Аварийный останов	3490	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100

Результаты первого испытания дали основания для проверки технической документации. Анализ оригинальной документации производителя на английском языке «DESIGNER'S REFERENCE HANDBOOK»³ дал понять, что режим фиксированной мощности предназначен исключительно для работы в автономном режиме. Управляющий контроллер не может обеспечить необходимое регулирование для нормальной работы параллельно с сетью в силу различий алгоритмов работы (см. рисунок 1).

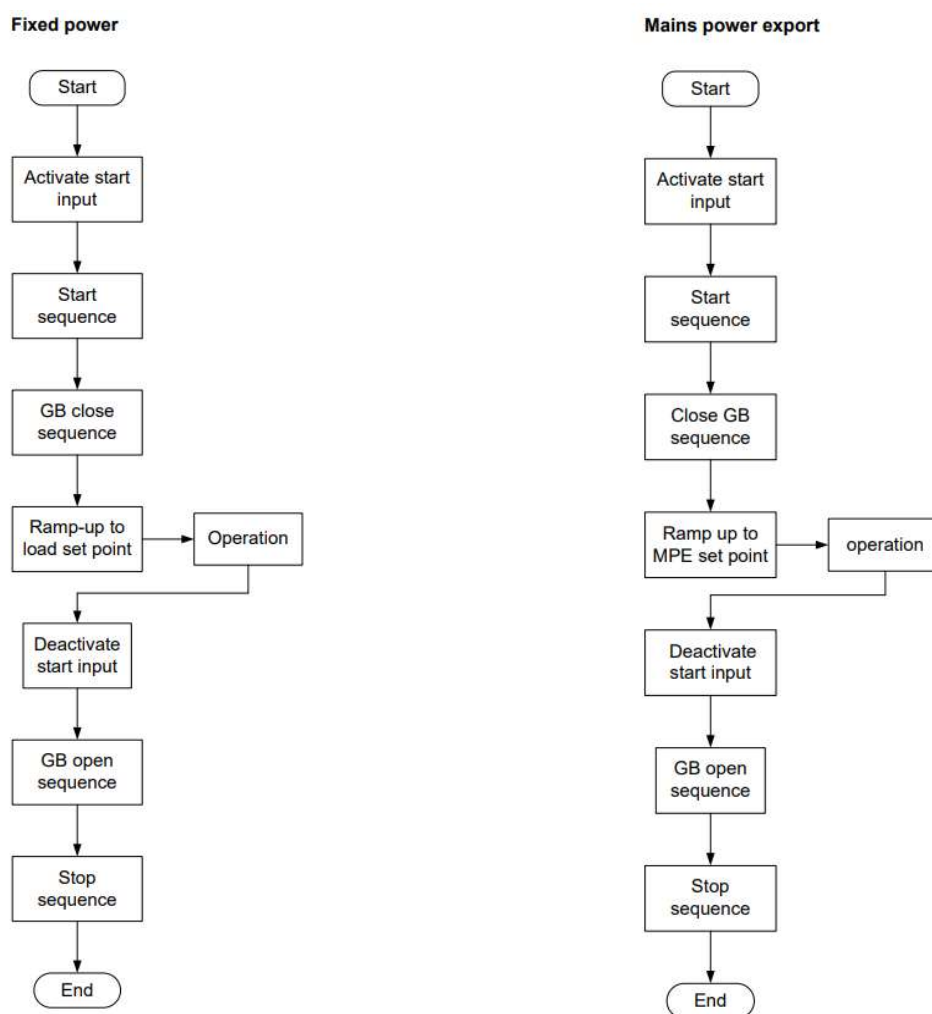


Рисунок 1 – Алгоритмы работы контроллера для режимов фиксированной мощности (слева) и экспорта мощности (справа)

Дальнейшее испытание ДГУ-12 в режиме экспорта мощности в сеть характеризовалось быстрой и не нарушаемой со временем синхронизацией, однако, экспорт активной мощности не наблюдался, в компенсации реактивной мощности установка участия

3 DESIGNER'S REFERENCE HANDBOOK [Электронный ресурс] / DEIF. – URL: <https://deif-cdn-umbraco.azureedge.net/media/aq3aiwp0/agc-200-drh-4189340609o-uk.pdf?rnd=133578925684930000&v=9> (дата обращения 09.01.2025).

не принимала. Таким образом, установилась работа ДГУ-12 в режиме холостого хода при параллельном подключении к сети.

7. Замечания и рекомендации

Замечания и рекомендации отсутствуют.

Испытание проводили

Инженер-исследователь лаборатории СУ СДК

Харитонов В.Ю.

Инженер-исследователь лаборатории СУ СДК

Харитонов Д.А.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Описание таблиц из базы данных и SQL-запросы

Таблица Б.1 – Описание таблиц из базы данных

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
Доступность_ работы_ДГУ	control_id	int	Первичный ключ, позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	available_dgu_1, available_dgu_2, available_dgu_3, available_dgu_4, available_dgu_5, available_dgu_6	bool	Доступность работы каждой ДГУ
Расход_ДГУ	Consumption_id	int	Первичный ключ, позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	dgu_1, dgu_2, dgu_3, dgu_4, dgu_5, dgu_6	float	Расход ДГУ, г.у.т./кВт.ч
Управление_ДГУ	contol_id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	running_main	bool	Доступность работы всего комплекса
	available_dgu_1, available_dgu_2, available_dgu_3, available_dgu_4, available_dgu_5, available_dgu_6	bool	Доступность работы каждой ДГУ
Сигнал управления	id	int	Первичный ключ, позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	start_stop_all	bool	Включение и выключение оборудования
	start_stop_load		Включение и выключение нагрузки
	start_stop_diesel		Включение и выключение дизеля
	start_stop_em		
	start_stop_optimizer		Включение и выключение оптимизации
Параметры_СДК	parameters_SDK_id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	latitude	float	Широта расположения СДК
	longitude	float	Долгота расположения СДК

Продолжение таблицы Б.1

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
	altitude	float	Высота расположения СДК над уровнем моря
	name_of_SPS	varchar	Название СЭС
	timezone	varchar	Наименование часового пояса, в котором располагается СДК
Параметры_инвертора	parameters_inv_id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	pdc0	float	Мощность инвертора, Вт
	eta_inv_norm	float	КПД инвертора при номинальной загрузке, %
	eta_inv_ref	float	КПД инвертора при оптимальной загрузке, %
Параметры_модель_СЭС	parameters_PV_id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	surface_tilt	float	Угол наклона поверхности ФЭП, градусы
	surface_azimuth	float	Азимут поверхности ФЭП, градусы
	number_of_pvmodules_in_circuit	int	Количество ФЭМ в цепочке
	number_of_circuits_con_to_inverter	int	Количество цепочек, подключенных к одному инвертору
	number_of_inverters_in_SPS	int	Количество инверторов на СЭС
	a_ref	float	Коэффициент идеальности диода, о.е.
	I_L_ref	float	Фототок, А
	I_o_ref	float	«Темновой» ток, А
	R_sh_ref	float	Шунтирующее сопротивление, Ом
	R_s	float	Последовательное сопротивление, Ом
	alpha_sc	float	Температурный коэффициент тока короткого замыкания, А/°С
	a	float	Параметры, необходимые для расчета температуры поверхности ячеек
	b	float	
	delta_t	float	
	eff_irr	float	Эффективная иррадиация, о.е.

Продолжение таблицы Б.1

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
Параметры_имитатора	parameters_id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	v_oc_V	float	Напряжение холостого хода, В
	i_sc_A	float	Ток короткого замыкания, А
	v_mpp_V	float	Напряжение в точке максимальной мощности, В
	i_mpp_A	float	Ток в точке максимальной мощности, А
	alpha_sc	float	Температурный коэффициент тока короткого замыкания, А/°С
	beta_oc	float	Температурный коэффициент напряжения холостого хода, В/°С
Мощность_ДГУ	No. of item	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	dgu_1, dgu_2, dgu_3, dgu_4, dgu_5, dgu_6	float	Мощность, кВт
Настройки	setting_id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	f_min_3, f_min_2, f_min_1	float	Ограничения по минимальной допустимой работе
	f_max_3, f_max_2, f_max_1	float	Ограничения по максимальной допустимой частоте
	K_f	float	Коэффициент пропорциональности регулятора по частоте
	K_p	float	Коэффициент пропорциональности регулятора по выполнению планового режима работы.
Имитатор_1	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	dt_sec	int	Интервал времени, секунды
	G_W	int	Интенсивность солнечного излучения, Вт/м ²
	T_cell	float	Температура ячейки ФЭМ, °С
Имитатор_2	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице

Продолжение таблицы Б.1

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
	dt_sec	int	Интервал времени, секунды
	G_W	int	Интенсивность солнечного излучения, Вт/м ²
	T_cell	float	Температура ячейки СМ, °С
Инфомация о текущем состоянии СНЭ	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	ac_consumption_l1_power	float	Ток по фазам, А
	ac_consumption_l2_power	float	
	ac_consumption_l3_power	float	
	ac_inverter_l1_voltage	float	Напряжение по фазам, В
	ac_inverter_l2_voltage	float	
	ac_inverter_l3_voltage	float	
	ac_out_l1_active_power	float	Мощность по фазам, Вт
	ac_out_l2_active_power	float	
	ac_out_l3_active_power	float	
	ac_out_l1_current	float	Выходные токи по фазам, А
	ac_out_l2_current	float	
	ac_out_l3_current	float	
	ac_out_l1_frequency	float	Частота в каждой фазе, Гц
	ac_out_l2_frequency	float	
	ac_out_l3_frequency	float	
	ac_out_l1_full_power	float	Полная мощность по фазам, Вт
	ac_out_l2_full_power	float	
	ac_out_l3_full_power	float	
	battery_current	float	Ток аккумулятора, А
	battery_power	float	Мощность аккумулятора, Вт
	batttery_SOC	float	Уровень заряда АКБ, %
	battery_voltage	float	Напряжение аккумулятора, В
	F	float	Частота, Гц

Продолжение таблицы Б.1

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
Прогноз мощности	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	power_kw	float	Прогноз рабочей мощности ДЭС и каждой ДГУ на ближайшие 24 часа
	dgu_1, dgu_2, dgu_3, dgu_4, dgu_5,	float	
	dgu_6	float	
График нагрузки СДК	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	t_sec	int	Время действия, сек
	power_kw	float	Мощность нагрузки, Вт
Нагрузочный модуль	U_L1	float	Напряжение по фазам, В
	U_L2	float	
	U_L3	float	
	I_L1	float	Ток по фазам, А
	I_L2	float	
	I_L3	float	
	frequency	float	Частота, Гц
	P	float	Активная мощность, Вт
	Q	float	Реактивная мощность, Вт
	S	float	Полная мощность, Вт
Параметры_имитаторов _тек_часа	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	T	int	Интервал времени, секунды
	G	int	Интенсивность солнечного излучения, Вт/м ²
Мониторинг СЭС	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	G_irr	float	Интенсивность солнечного излучения, Вт/м ²
	T_cell	float	Температура ячейки ФЭМ, °С
	voltage	float	Напряжение, В
	power_sum	float	Полная мощность, Вт

Продолжение таблицы Б.1

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
	current_	float	Ток, А
	G_irr_1	float	Интенсивность солнечного излучения имитатора №1, Вт/м ²
	power_sum_1	float	Полная мощность имитатора № 1, Вт
	voltage_1	float	Напряжение имитатора № 1, В
	current_1	float	Ток имитатора № 1, А
	G_irr_2	float	Интенсивность солнечного излучения имитатора № 2, Вт/м ²
	power_sum_2	float	Полная мощность имитатора № 2, Вт
	voltage_2	float	Напряжение имитатора № 2, В
	current_2	float	Ток имитатора № 2, А
	power_sum_sma	float	Полная мощность инвертора SMA, Вт
	voltage_sma	float	Напряжение инвертора SMA, В
	current_sma	float	Ток инвертора SMA, А
	frequency_sma	float	Частота инвертора SMA, Гц
ДГУ_текущее состояние_параметров	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	slave	int	Номер ДГУ на CAN-шине
	RPM_DG	float	Скорость вращения вала ДГУ, об/мин
	Running_Status_DG_1	tinyint	Статус работы ДГУ
	I_L1_DG	float	Ток в каждой фазе, А
	I_L2_DG	float	
	I_L3_DG	float	
	P_L1_DG	float	Мощность каждой фазы, Вт
	P_L2_DG	float	
	P_L3_DG	float	
	P_sum_DG	float	Суммарная мощность ДГУ, Вт
	режим_управления_dg_1	text	Режим управления ДГУ
	расход_топлива	float	Расход топлива, л/ч

Продолжение таблицы Б.1

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
Доступность дгу на момент до начало расчета	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	availability_state	int	Доступность работы ДГУ на момент до начало расчета
Доступность_инверторов_снэ_на_момент_до_начало_расчета	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	ess_availability_state	int	Доступность работы инверторов СНЭ на момент до начало расчета
Затраты_на_остановку_ДГУ	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	shutdown_cost	float	Затраты на остановку ДГУ, у.е
Затраты_на_холодный_пуск	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	startup_cost	float	Затраты на холодный пуск, у.е
Коэффициенты_K_B	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	Kb	float	Коэффициенты прямой расхода топлива ДГУ
	Bb	float	
Максимальные_минимальные_мощности_ДГУ	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	DGU_pmax	float	Максимальная мощность ДГУ, Вт
	DGU_pmin	float	Минимальная мощность ДГУ, Вт
	DGU	int	Номер ДГУ на CAN-шине
Минимальное_допустимое_число_последовательных_часов_простоя_ДГУ	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	min_down_time	int	Минимальное допустимое число последовательных часов простоя ДГУ, час

Продолжение таблицы Б.1

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
Минимальное_допустимое_число_последовательных_часов_работы_ДГУ	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	min_up_time	int	Минимальное допустимое число последовательных часов работы ДГУ, час
Настраиваемый уровень заряда СНЭ на конец расчетного периода	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	soc_after	int	Уровень заряда СНЭ на конец расчетного периода, %
Оптимизация_24_часа	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	D1, D2, D3, D4, D5, D6	int	ДГУ
	CH1	int	Мощность заряда, Вт
	dCH1	int	Мощность разряда, Вт
	CH2	int	Мощность заряда, Вт
	dCH2	int	Мощность разряда, Вт
	SOC1	int	Уровень заряда СНЭ, %
	SOC2	int	Уровень заряда СНЭ, %
	PV1, PV2, PV3, PV4, PV5, PV6, PV7	int	СЭС
	Diesel	int	ДГУ
	ESS	int	СНЭ
	PV	int	СЭС
	Load_plan	int	Нагрузка, %
Параметры_ДЭС	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	N_dgu	int	Количество ДГУ в составе ДЭС, шт.
Параметры_СНЭ	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	battery_capacity	float	Емкость
	SOCmin	float	Минимальный уровень заряда СНЭ, %
	SOCmax	float	Максимальный уровень заряда СНЭ, %

Продолжение таблицы Б.1

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
	Eff_Bat	float	КПД СНЭ, о.е
	soc_after	float	Желаемый уровень заряда СНЭ в конце, %
Параметры_инверторов	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	ESS_inv	float	Мощность (номинальная) инвертора, Вт
	PV	float	Количество солнечных инверторов в составе СЭС, шт.
Расходомер_1	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	объем_топлива	float	Объем топлива расходомера № 1
	мгновенный_расход	float	Мгновенный расход расходомера № 1
Расходомер_2	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	объем_топлива	float	Объем топлива расходомера № 2
	мгновенный_расход	float	Мгновенный расход расходомера № 2
Уровень заряда СНЭ на момент начала расчета	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	soc_before	int	Уровень заряда СНЭ на момент начало расчетного периода, %
Цена_диз_топлива	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	fuel_price	int	Цена топлива, у.е.
Число_часов_простоя_ДГУ_на_момент_до_на_чала_расчета	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	down_before	float	Число часов простоя ДГУ на момент начало расчетного периода
Число_часов_работы_ДГУ_на_момент_до_начала_расчета	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	up_before	float	Число часов работы ДГУ на момент начало расчетного периода

Продолжение таблицы Б.1

Название таблицы	Параметр	Тип данных	Описание
Статус_работы_ДГУ_на _момент_начала_расчета	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	status	int	Статус работы ДГУ
Текущая_мощность	id	int	Первичный ключ, который позволяет однозначно идентифицировать каждую запись в таблице
	current_power	float	Текущая мощность, Вт

SQL-запросы на создание базы данных и таблицы

```
/*Создание базы данных SUSDK*/
```

```
CREATE DATABASE test;
```

```
/*Создание таблицы Статус_работы_ДГУ_на_момент_начала_расчета*/
```

```
CREATE TABLE Статус_работы_ДГУ_на_момент_начала_расчета (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
status float NOT NULL);
```

```
/*Создание таблицы График_нагрузки_СДК*/
```

```
CREATE TABLE График_нагрузки_СДК (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
t_sec float,  
power_kW float);
```

```
/*Создание таблицы ДГУ_текущее_состояние_параметров_2*/
```

```
CREATE TABLE ДГУ_текущее_состояние_параметров_2 (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
slave int,  
RPM_DG_2 float,  
Running_Status_DG_2 float,  
I_L1_DG_2 float,  
I_L2_DG_2 float,  
I_L3_DG_2 float,  
P_L1_DG_2 float,  
P_L2_DG_2 float,  
P_L3_DG_2 float,  
P_sum_DG_2 float,  
режим_управления_DG_2 text,  
расход_топлива float);
```

```
/*Создание таблицы Инфо_о_текущем_состоянии_СНЭ*/
```

```
CREATE TABLE Инфо_о_текущем_состоянии_СНЭ (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
ac_consumption_L1_power float,  
ac_consumption_L2_power float,  
ac_consumption_L3_power float,  
ac_inverter_L1_voltage float,  
ac_inverter_L2_voltage float,  
ac_inverter_L3_voltage float,  
ac_out_L1_active_power float,  
ac_out_L2_active_power float,  
ac_out_L3_active_power float,  
ac_out_L1_current float,  
ac_out_L2_current float,  
ac_out_L3_current float,  
ac_out_L1_frequency float,  
ac_out_L2_frequency float,  
ac_out_L3_frequency float,  
ac_out_L1_full_power float,  
ac_out_L2_full_power float,  
ac_out_L3_full_power float,  
battery_current float,  
battery_power float,  
battery_SOC float,  
battery_voltage float,  
F float);
```

```
/*Создание таблицы Прогноз_мощности*/
```

```
CREATE TABLE Прогноз_мощности (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
power_kw float,  
dgu_1 float,  
dgu_2 float,  
dgu_3 float,  
dgu_4 float,  
dgu_5 float,  
dgu_6 float);
```

```
/*Создание таблицы Нагрузочный_модуль*/
```

```
CREATE TABLE Нагрузочный_модуль (  
U_L1 float,  
U_L2 float,  
U_L3 float,  
I_L1 float,  
I_L2 float,  
I_L3 float,  
frequency float,  
P float,  
Q float,  
S float);
```

```
/*Создание таблицы Мониторинг_СЭС*/
```

```
CREATE TABLE Мониторинг_СЭС (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
G_irr float,  
T_cell float,  
voltage float,  
power_sum float,  
current_ float,  
G_irr_1 float,  
power_sum_1 float,  
voltage_1 float,  
current_1 float,  
G_irr_2 float,  
power_sum_2 float,  
voltage_2 float,  
current_2 float,  
power_sum_sma float,  
voltage_sma float,  
current_sma float,  
frequency_sma float);
```

```
/*Создание таблицы ДГУ_текущее_состояние_параметров*/
```

```
CREATE TABLE ДГУ_текущее_состояние_параметров (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
slave INT,  
RPM_DG float,  
Running_Status_DG_1 bool,  
I_L1_DG float,  
I_L2_DG float,  
I_L3_DG float,  
P_L1_DG float,  
P_L2_DG float,  
P_L3_DG float,  
P_sum_DG float,  
режим_управления_dg_1 text,
```

```
расход_топлива float);
```

```
/*Создание таблицы Затраты_на_остановку_ДГУ*/
```

```
CREATE TABLE Затраты_на_остановку_ДГУ (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
shutdown_cost float);
```

```
/*Создание таблицы Затраты_на_холодный_пуск_ДГУ*/
```

```
CREATE TABLE Затраты_на_холодный_пуск_ДГУ (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
startup_cost float);
```

```
/*Создание таблицы Коэффициенты_K_B*/
```

```
CREATE TABLE Коэффициенты_K_B (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
Kb float,  
Bb float);
```

```
/*Создание таблицы Максимальные_минимальные_мощности_ДГУ*/
```

```
CREATE TABLE Максимальные_минимальные_мощности_ДГУ (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
DGU_pmax float NOT NULL,  
DGU_pmin float NOT NULL,  
DGU INT);
```

```
/*Создание таблицы Минимальное_допустимое_число_последовательных_часов_простоя_ДГУ*/
```

```
CREATE TABLE Минимальное_допустимое_число_последовательных_часов_простоя_ДГУ (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
min_down_time int);
```

```
/*Создание таблицы Минимальное_допустимое_число_последовательных_часов_работы_ДГУ*/
```

```
CREATE TABLE Минимальное_допустимое_число_последовательных_часов_работы_ДГУ (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
min_up_time);
```

```
/*Создание таблицы Настраиваемый_уровень_заряда_СНЭ_на_конец_расчетного_периода*/
```

```
CREATE TABLE Настраиваемый_уровень_заряда_СНЭ_на_конец_расчетного_периода (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
soc_after INT);
```

```
/*Создание таблицы Оптимизация_24_часа*/
```

```
CREATE TABLE Оптимизация_24_часа(  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
D1 INT, D2 INT, D3 INT,  
D4 INT, D5 INT, D6 INT,  
CH1 INT, dCH1 INT,  
CH2 INT, dCH2 INT,  
SOC1 INT, SOC2 INT,  
PV1 INT, PV2 INT, PV3 INT,  
PV4 INT, PV5 INT, PV6 INT,  
PV7 INT, Diesel INT,  
ESS INT, PV INT,  
Load_plan INT);
```

```
/*Создание таблицы Параметры_ДЭС*/
```

```
CREATE TABLE Параметры_ДЭС (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
N_dgu INT);
```

```
/*Создание таблицы Параметры_СНЭ*/
```

```
CREATE TABLE Параметры_СНЭ (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
battery_capacity float,  
SOCmin float,  
SOCmax float,  
Eff_Bat float,  
soc_after float);
```

```
/*Создание таблицы Параметры_инверторов*/
```

```
CREATE TABLE Параметры_инверторов (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
ESS_inv float,  
PV float);
```

```
/*Создание таблицы Расходомер_1*/
```

```
CREATE TABLE Расходомер_1 (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
объем_топлива float,  
мгновенный_расход float);
```

```
/*Создание таблицы Расходомер_2*/
```

```
CREATE TABLE Расходомер_2 (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
объем_топлива float,  
мгновенный_расход float);
```

```
/*Создание таблицы Уровень_заряда_СНЭ_на_момент_начала_расчета*/
```

```
CREATE TABLE Уровень_заряда_СНЭ_на_момент_начала_расчета (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
soc_before INT);
```

```
/*Создание таблицы Цена_диз_топлива*/
```

```
CREATE TABLE Цена_диз_топлива (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
fuel_price INT);
```

```
/*Создание таблицы Число_часов_простоя_ДГУ_на_момент_до_начала_расчета*/
```

```
CREATE TABLE Число_часов_простоя_ДГУ_на_момент_до_начала_расчета (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
down_before float);
```

```
/*Создание таблицы Число_часов_работы_ДГУ_на_момент_до_начала_расчета*/
```

```
CREATE TABLE Число_часов_работы_ДГУ_на_момент_до_начала_расчета (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
up_before float);
```

```
/*Создание таблицы Текущая_мощность*/
```

```
CREATE TABLE Текущая_мощность (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
current_power float);
```

```
/*Создание таблицы Расход_ДГУ*/
```

```
CREATE TABLE Расход_ДГУ (  
consumption_id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
dgu_1 float, /*Расходы первой ДГУ*/  
dgu_2 float,  
dgu_3 float,
```

```
dgu_4 float,
dgu_5 float,
dgu_6 float);
```

```
/*Создание таблицы Управление_ДГУ*/
```

```
CREATE TABLE Управление_ДГУ (
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,
running_main bool NOT NULL,
available_dgu_1 bool NOT NULL,
available_dgu_2 bool NOT NULL,
available_dgu_3 bool NOT NULL,
available_dgu_4 bool NOT NULL,
available_dgu_5 bool NOT NULL,
available_dgu_6 bool NOT NULL
);
```

```
/*Создание таблицы Сигнал_управления*/
```

```
CREATE TABLE Сигнал_управления (
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,
start_stop_all bool NOT NULL,
start_stop_load bool NOT NULL,
start_stop_diesel bool NOT NULL,
start_stop_em bool NOT NULL,
start_stop_optimizer bool NOT NULL);
```

```
/*Создание таблицы Имитатор_1*/
```

```
CREATE TABLE Имитатор_1 (
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,
dt_sec int,
G_W int,
T_cell float);
```

```
/*Создание таблицы Имитатор_2*/
```

```
CREATE TABLE Имитатор_2 (
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,
dt_sec int,
G_W int,
T_cell float);
```

```
/*Создание таблицы Мощность_ДГУ*/
```

```
CREATE TABLE Мощность_ДГУ (
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,
dgu_1 float, dgu_2 float, dgu_3 float,
dgu_4 float, dgu_5 float, dgu_6 float);
```

```
/*Создание таблицы Настройки*/
```

```
CREATE TABLE Настройки (
setting_id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,
f_min_3 float, f_min_2 float, f_min_1 float,
f_max_3 float, f_max_2 float, f_max_1 float,
K_f float, K_p float);
```

```
/*Создание таблицы Параметры_СДК*/
```

```
CREATE TABLE Параметры_СДК (
parameters_SDK_id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,
latitude float NOT NULL,
longitude float NOT NULL,
altitude float NOT NULL,
name_of_SPS varchar(60) NOT NULL,
```



```
timezone varchar(60) NOT NULL  
);
```

```
/*Создание таблицы Параметры_инвертора*/
```

```
CREATE TABLE Параметры_инвертора (  
parameters_inv_id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
pdc0 float NOT NULL,  
eta_inv_nom float NOT NULL,  
eta_inv_ref float NOT NULL  
);
```

```
/*Создание таблицы Параметры_модель_СЭС*/
```

```
CREATE TABLE Параметры_модель_СЭС (  
parameters_PV_id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
surface_tilt float NOT NULL,  
surface_azimuth float NOT NULL,  
number_of_pv_in_circuit int(11) NOT NULL,  
number_of_circuits_con_to_inverter int(11) NOT NULL,  
number_of_inverters_in_SPS int(11) NOT NULL,  
a_ref float NOT NULL,  
I_L_ref float NOT NULL,  
I_o_ref float NOT NULL,  
R_sh_ref float NOT NULL,  
R_s float NOT NULL,  
alpha_sc float NOT NULL,  
a float NOT NULL,  
b float NOT NULL,  
delta_T float NOT NULL,  
eff_irr float NOT NULL  
);
```

```
/*Создание таблицы Параметры_имитатора*/
```

```
CREATE TABLE Параметры_имитатора (  
parameters_pv_id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
v_oc_V float NOT NULL,  
i_sc_A float NOT NULL,  
v_mpp_V float NOT NULL,  
i_mpp_A float NOT NULL,  
alpha_sc float NOT NULL,  
beta_oc float NOT NULL  
);
```

```
/*Создание таблицы Доступность_работы_ДГУ*/
```

```
CREATE TABLE Доступность_работы_ДГУ (  
control_id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
available_dgu_1 bool,  
available_dgu_2 bool,  
available_dgu_3 bool,  
available_dgu_4 bool,  
available_dgu_5 bool,  
available_dgu_6 bool);
```

```
/*Создание таблицы Доступность_инверторов_СНЭ_на_момент_до_начала_расчета*/
```

```
CREATE TABLE Доступность_инверторов_СНЭ_на_момент_до_начала_расчета (  
id SERIAL PRIMARY KEY NOT NULL,  
ess_availability_state int);
```

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Исходный код программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса»

Репозиторий «MSG_BROKER»

conection_db.py

```
1 import configparser # Импортируем модуль для работы с конфигурационными файлами
2
3 import pymysql # Импортируем модуль для работы с MySQL
4 from pymysql.cursors import DictCursor # Импортируем DictCursor для работы с результатами запросов как с словарями
5
6
7 def add_user():
8     # Создаем объект ConfigParser для чтения конфигурационного файла
9     config = configparser.ConfigParser()
10    config.read("utils/setting.ini") # Читаем конфигурационный файл
11
12    # Закомментированные строки ниже могут быть использованы для получения параметров подключения из файла
13    # host = config['BD']['HOST']
14    # user = config['BD']['USER']
15    # password = config['BD']['PASSWORD']
16    # BD = config['BD']['BD_NAME']
17
18    try:
19        # Устанавливаем соединение с базой данных с использованием предоставленных данных
20        connect = pymysql.connect(
21            host='10.2.173.169', # Адрес сервера базы данных
22            port=3306, # Порт для подключения по умолчанию этот порт занимает БД
23            user='user1', # Имя пользователя
24            password="123", # Пароль пользователя
25            cursorclass=DictCursor, # Используем DictCursor для получения данных в виде словарей
```

```

26     database='test', # Название базы данных
27     autocommit=True # Включаем автоматическое подтверждение транзакций
28 )
29
30     return connect # Возвращаем объект подключения
31
32 except Exception as e: # Вызываем исключения при неудачном подключении
33     print("Подключение не удалось") # Сообщаем о неудачном подключении
34     print(e) # Выводим информацию об ошибке

```

contact_mqtt

```

1 import paho.mqtt.client as mqtt # Импортируем библиотеку paho-mqtt для работы с MQTT
2 from utils.create_file_and_path import Util # Импортируем утилиту для работы с файлами и путями
3
4
5 # Функция, вызываемая при подключении к MQTT брокеру
6 def on_connect(client, userdata, flags, rc):
7     if rc == 0:
8         # Если код возврата 0, подключение прошло успешно
9         print("Подключение к MQTT прошло успешно")
10        print("-----")
11        client.subscribe('#') # Подписываемся на все темы
12    else:
13        # В случае ошибки выводим сообщение
14        print("Ошибка при подключении к MQTT")
15
16
17 # Функция для установки соединения с MQTT брокером
18 def connection():
19     # Загружаем конфигурацию из файла 'setting.ini'
20     config = Util().config_pars('setting.ini')
21

```

```

22 # Получаем параметры подключения из конфигурационного файла
23 user = config["MQTT"]["USER"]
24 password = config["MQTT"]["PASSWORD"]
25 host = config["MQTT"]["MQTT_HOST"]
26 port = int(config["MQTT"]["MQTT_PORT"]) # по умолчанию порт 1883 занимает MQTT брокер
27 interval = int(config["MQTT"]["MQTT_KEEPALIVE_INTERVAL"])
28
29 # Создаем MQTT клиента
30 mqttc = mqtt.Client()
31 # Устанавливаем имя пользователя и пароль для подключения
32 mqttc.username_pw_set(username=user, password=password)
33 # Назначаем функцию обратного вызова при подключении
34 mqttc.on_connect = on_connect
35 # Подключаемся к MQTT брокеру с указанными параметрами
36 mqttc.connect(host, port, interval)
37 # Запускаем цикл обработки сообщений
38 mqttc.loop_start()
39
40 return mqttc # Возвращаем объект MQTT клиента иными словами подключение к MQTT брокеру

```

diesel_contact.py

```

1 from pymodbus.client.serial import ModbusSerialClient # Импортируем класс (библиотека) для работы с Modbus по последователь-
ному порту
2
3 # Функция для создания подключения к дизельному генератору через Modbus
4 def diesel_contact():
5
6     try:
7         # Инициализируем Modbus-клиент для работы через последовательный порт (RTU)
8         client = ModbusSerialClient(
9             method='rtu', # Указываем метод передачи данных - RTU
10             port='COM3', # порт машины на которой работает скрипт

```

```

11     baudrate=19 200, # Устанавливаем скорость передачи данных (19 200 бод)
12     bytesize=8, # Устанавливаем размер байта (8 бит)
13     parity='N', # Устанавливаем проверку четности (нет)
14     stopbits=1 # Устанавливаем количество стоп-битов (1)
15 )
16 return client # Возвращаем объект клиента для дальнейшего использования
17
18 except Exception as e: # Обработка исключений в случае ошибки при подключении
19     print(e) # Выводим сообщение об ошибке

```

emulators_connect

```

1 import configparser # Импортируем модуль для работы с конфигурационными файлами
2 import socket # Импортируем модуль для работы с сетевыми сокетами
3 import re # Импортируем модуль для работы с регулярными выражениями
4
5
6 class ContactEmulators:
7
8     def __init__(self, name_config):
9         # Инициализация переменных класса
10         self.result = None # Переменная для хранения результатов измерений
11         self.power = None # Переменная для хранения рассчитанной мощности
12         self.socket = None # Переменная для хранения объекта сокета
13         self.config = configparser.ConfigParser() # Создаем объект для работы с конфигурационными файлами
14         self.sockets = [] # Список для хранения сокетов
15         self.command_list = ["MEAS:VOL?", "MEAS:CUR?", "MEAS:POW?"] # Список команд для эмулятора
16         self.name_config = name_config # Имя конфигурационного файла или секции
17
18     def close_socket(self):
19         try:
20             # Попытка корректно закрыть сокетное соединение
21             print("closed socket ", self.socket)

```

```

22     self.socket.shutdown(socket.SHUT_RDWR) # Завершаем передачу и прием данных
23     self.socket.close() # Закрываем сокет
24 except Exception as e:
25     # Обработка исключений при закрытии сокета
26     print("Сокет закрыт", self.socket, e)
27
28 def __connect_sockets(self, data_socket, timeout_seconds):
29     print(f"Подключение к имитатору: {data_socket}")
30     ip, port = data_socket # Получаем IP и порт из переданных данных
31     try:
32         # Создаем TCP/IP сокет
33         supply_socket = socket.socket(socket.AF_INET, socket.SOCK_STREAM)
34         # Разрешаем повторное использование адреса сокета
35         supply_socket.setsockopt(socket.SOL_SOCKET, socket.SO_REUSEADDR, 1)
36         # Подключаемся к эмулятору
37         supply_socket.connect((ip, port))
38         # Устанавливаем флаг успешного подключения
39         print(f"Успешное подключение к {data_socket}")
40         print(f"-----")
41         self.sockets_flag = True
42         return supply_socket # Возвращаем сокет для дальнейшего использования
43     except (ConnectionRefusedError, TimeoutError) as e:
44         # Обработка исключений при неудачном подключении
45         print(f"Ошибка {e} при подключении к {data_socket}")
46         print(f"-----")
47         self.sockets_flag = False
48
49 def send_and_receive_command(self, msg, supply_socket):
50     try:
51         # Отправляем команду эмулятору
52         msg = msg + "\n"
53         supply_socket.sendall(msg.encode("UTF-8"))
54         # Получаем размер буфера для получения данных из конфигурации

```

```

55     buffer_size = self.config[self.name_config]["BUFFER_SIZE"]
56     try:
57         """Принимаем и декодируем ответ, извлекая числовые значения с помощью регулярных выражений
58         шаблон r'\d+\.\d+' ищет подстроки, которые представляют собой числа с десятичной точкой
59         \d+ означает "одна или более цифр".
60         \. соответствует символу точки.
61         \d+ после точки снова означает "одна или более цифр."""
62
63         return re.findall(r'\d+\.\d+', supply_socket.recv(int(buffer_size)).decode())
64     except TimeoutError as e:
65         # Обработка исключения при таймауте получения данных
66         print(e)
67     except Exception as e:
68         # Обработка исключений при отправке или получении данных
69         print("send_and_receive_command", e)
70
71     def connection_sim(self, path):
72         # Чтение конфигурационного файла для получения настроек подключения
73         self.config.read(path)
74         ip = self.config[self.name_config]["IP"] # Получаем IP адрес из конфигурации
75         port = int(self.config[self.name_config]["PORT"]) # Получаем порт из конфигурации по умолчанию 8462 в эмуляторе
76         timeout = int(self.config[self.name_config]["TIMEOUT_SECONDS"]) # Получаем таймаут из конфигурации
77         # Устанавливаем соединение с эмулятором через сокет
78         self.socket = self.__connect_sockets([ip, port], timeout)
79
80     def get_data_emulators(self):
81         # Получаем данные от эмулятора, если сокет успешно подключен
82         if self.sockets_flag:
83             try:
84                 # Отправляем команды на измерение напряжения и тока
85                 self.result = self.send_and_receive_command("MEAS:VOL?\nMEAS:CUR?", self.socket)
86                 # Рассчитываем мощность на основе полученных данных
87                 self.power = f"{float(self.result[0]) * float(self.result[1])}"

```

```
88     except TypeError:
89         # Обработка ситуации, когда данные не были получены
90         print(f"Выходные параметры {self.socket} являются типа None")
```

Директория «diesel»

diesel_callback.py

```
1 from datetime import datetime # Импортируем модуль для работы с датой и временем
2
3
4 class DieselCallbackBD:
5
6     def __init__(self, diesel):
7         # Инициализация объекта класса
8         self.flag = True # Флаг для управления состоянием
9         self.diesel = diesel # Объект для работы с дизельным генератором
10        self.old_command = 0 # Переменная для хранения предыдущей команды
11        self.old_list_command = [] # Список для хранения предыдущих команд
12
13    def checking_work_status(self, address=3, count=1, slave=2):
14        # Проверка статуса работы дизельного генератора
15        status = self.diesel.get_data_bool(address, count, slave) # Получаем статус работы
16        print("Статус работы:", status) # Выводим статус работы
17
18    def ready_auto_launch(self, address=31, count=1, slave=2):
19        # Проверка готовности дизельного генератора к автоматическому запуску
20        status = self.diesel.get_data_bool(address, count, slave) # Получаем статус готовности
21        # Здесь статус готовности можно использовать для дальнейших действий
22
23    def get_power_current(self):
```



```

24     # Получение текущей мощности дизельного генератора
25     power = self.diesel.command_read_input_registers(address=519, count=1, slave=3) # Чтение регистра мощности
26     print(f"Мощность ДЭС {power}") # Вывод мощности на экран
27
28     def on_off(self, available_dgu, slave, value=True):
29         # Включение или выключение дизельного генератора
30         if available_dgu:
31             address = 0 # Адрес для включения генератора
32         else:
33             address = 3 # Адрес для выключения генератора
34         self.diesel.command_write_coil(address, value, slave) # Отправка команды на включение/выключение
35         print(f"Отправлена команда на slave {slave} address {address} {datetime.now()}") # Логирование команды с указанием времени
36
37     def command_processing_diesel(self, available_dgu):
38         # Обработка команд для дизельного генератора
39         print(available_dgu) # Вывод списка доступных генераторов
40         for dgu in available_dgu:
41             if dgu not in self.old_list_command: # Проверяем, если команда не была выполнена ранее
42                 self.on_off(dgu['control_dgu'], slave=dgu['slave']) # Выполняем команду включения/выключения
43             self.old_list_command = available_dgu # Обновляем список команд
44
45     def get_power_dgu(self, slave):
46         # Получение данных о мощности для конкретного генератора
47         power = self.diesel.command_read_input_registers(address=516, count=3, slave=slave) # Чтение регистров мощности
48         return power # Возвращаем значение мощности
49
50     def get_current_dgu(self, slave):
51         # Получение данных о текущем для конкретного генератора
52         current = self.diesel.command_read_input_registers(address=513, count=3, slave=slave) # Чтение регистров тока
53         return current # Возвращаем значение тока

```

diesel_command

```
1 class DieselCommand:
2     def __init__(self, client):
3         # Инициализация объекта класса DieselCommand
4         # client - объект для взаимодействия с модулем Modbus
5         self.client = client
6
7     def command_read_holding_registers(self, address, count, slave):
8         # Чтение удерживаемых регистров (holding registers)
9         # address - начальный адрес регистра
10        # count - количество регистров для чтения
11        # slave - идентификатор ведомого устройства (slave)
12        data = self.client.read_holding_registers(address=address, count=count, slave=slave)
13        print(data.registers, address, slave) # Вывод данных регистров, адреса и идентификатора slave
14        if not data.registers:
15            return 0 # Если данные отсутствуют, возвращаем 0
16        return data.registers # Возвращаем список значений регистров
17
18    def command_read_input_registers(self, address, count, slave):
19        # Чтение входных регистров (input registers)
20        # address - начальный адрес регистра
21        # count - количество регистров для чтения
22        # slave - идентификатор ведомого устройства (slave)
23        data = self.client.read_input_registers(address=address, count=count, slave=slave)
24        if not data.registers:
25            return 0 # Если данные отсутствуют, возвращаем 0
26        return data.registers # Возвращаем список значений регистров
27
28    def get_data_bool(self, address, count, slave):
29        # Чтение дискретных входов (discrete inputs)
30        # address - начальный адрес дискретного входа
31        # count - количество входов для чтения
```

```

32     # slave - идентификатор ведомого устройства (slave)
33     data = self.client.read_discrete_inputs(address=address, count=count, slave=slave)
34     return data.bits # Возвращаем список значений дискретных входов (булевы значения)
35
36     def command_write_coil(self, address, value, slave):
37         # Запись значения в один дискретный выход (coil)
38         # address - адрес дискретного выхода
39         # value - значение для записи (True или False)
40         # slave - идентификатор ведомого устройства (slave)
41         self.client.write_coil(address=address, value=value, slave=slave)
42
43     def command_write_registers(self, address, value, slave):
44         # Запись значений в несколько регистров
45         # address - начальный адрес регистра
46         # value - список значений для записи
47         # slave - идентификатор ведомого устройства (slave)
48         self.client.write_registers(address=address, values=value, slave=slave)

```

Директория «EMULATORS»

emulators_callback.py

```

1 import json
2
3 class EmCallback:
4
5     def __init__(self, mqttc, em, em_command):
6         # Инициализация объекта класса EmCallback
7         # mqttc - объект MQTT-клиента
8         # em - объект, представляющий эмулятор
9         # em_command - объект для отправки команд эмулятору

```

```

10     self.flag_get_data = None
11     self.em = em
12     self.mqtte = mqtte
13     self.em_command = em_command
14
15     self.flag = True
16     # Словарь для хранения предыдущих команд, отправленных эмулятору
17     self.old_command = {
18         "OUTPUT," : 0,
19         "SYST:INT:SIM:SET TPV," : None,
20         "SYST:INT:SIM:SET GPV," : None
21     }
22
23     def callback_data(self, topic="mpei/command_operator/em"):
24         # Метод для подписки на определенную тему MQTT и назначения callback-функции
25         # topic - тема, на которую происходит подписка
26         self.mqtte.message_callback_add(topic, self.get_data)
27
28     def get_data(self, client, userdata, data):
29         # Метод для обработки входящих сообщений от MQTT
30         # client - MQTT-клиент
31         # userdata - пользовательские данные (не используются здесь)
32         # data - сообщение MQTT
33         parsed_data = json.loads(data.payload.decode("utf-8", "ignore"))
34         # Валидация полученных данных
35         self.validate_data(data)
36         # Если данные прошли валидацию, отправляем команду эмулятору
37         if self.flag_get_data:
38             self.push_command(parsed_data)
39
40     def validate_data(self, data):
41         # Метод для валидации полученных данных
42         # Устанавливаем флаг успешной валидации, если данные не пустые

```

```

43     if data:
44         self.flag_get_data = True
45
46     def command_out(self, msg):
47         # Метод для отправки команд эмулятору
48         # msg - словарь с командами для отправки
49         for key, value in msg.items():
50             command = f"{key}{value}"
51             self.em_command.send_command(command)
52
53     def push_command(self, msg):
54         # Метод для отправки набора команд эмулятору
55         # msg - словарь с командами для отправки
56         self.em_command.set_prog_source_v("eth")
57         self.em_command.set_prog_source_i("eth")
58         for key, value in msg.items():
59             command = f"{key}{value}"
60             self.em_command.send_command(command)
61         self.em_command.set_prog_source_v("slot4")
62         self.em_command.set_prog_source_i("slot4")
63
64     def command_processing_em(self, start_stop_em, command, value):
65         # Метод для обработки команд start/stop и их отправки эмулятору
66         # start_stop_em - флаг для запуска/остановки эмулятора
67         # command - команда для эмулятора
68         # value - значение команды
69         if start_stop_em:
70             # Если эмулятор должен быть запущен и команда изменилась с последнего раза
71             if self.old_command[command] != value:
72                 self.command_out({
73                     command: value,
74                 })
75             # Обновляем сохраненную команду

```

```

76     self.old_command[command] = value
77     # Включаем выход
78     self.command_out({
79         "OUTPUT,": 1,
80     })
81     self.old_command["OUTPUT,"] = 1
82     print(f"Команда {command}{value} на {self.em.socket.getpeername()}")
83
84     else:
85         # Если эмулятор должен быть остановлен и команда изменилась с последнего раза
86         if self.old_command[command] != value:
87             self.command_out({
88                 command: value,
89             })
90             # Отключаем выход
91             self.command_out({
92                 "OUTPUT,": 0,
93             })
94             self.old_command[command] = value
95             print(f"Команда {command}{value} на {self.em.socket.getpeername()}")

```

emulators_command.py

```

1 class CommandEmulators:
2
3     def __init__(self, socket):
4         # Инициализация объекта класса CommandEmulators
5         # socket - сокетное соединение, через которое будут отправляться команды эмулятору
6         self.socket = socket
7         # Список допустимых источников сигналов, которые могут быть установлены
8         self.validSrcList = ["front", "web", "seq", "eth", "slot1", "slot2", "slot3", "slot4", "loc", "rem"]
9
10    def send_command(self, msg):

```

```

11     # Метод для отправки команды через сокетное соединение
12     # msg - строка с командой для отправки
13     try:
14         print(f"Calling command: {msg}")
15         # Добавление символа новой строки в конец команды
16         msg = msg + "\n"
17         # Отправка команды через сокетное соединение
18         self.socket.sendall(msg.encode("UTF-8"))
19     except Exception as e:
20         # Обработка возможных исключений при отправке команды
21         print(e)
22
23     def set_prog_source_v(self, src):
24         # Метод для установки источника напряжения (Voltage) для программного управления
25         # src - строка, указывающая на источник (должен быть в списке validSrcList)
26         retval = 0
27         if src in self.validSrcList:
28             # Если источник валиден, отправляем команду на установку источника напряжения
29             self.send_command("SYST:REM:CV {0}".format(src))
30         else:
31             # Если источник не валиден, возвращаем -1 как ошибку
32             retval = -1
33         return retval
34
35     def set_prog_source_i(self, src):
36         # Метод для установки источника тока (Current) для программного управления
37         # src - строка, указывающая на источник (должен быть в списке validSrcList)
38         retval = 0
39         if src.lower() in self.validSrcList:
40             # Если источник валиден, отправляем команду на установку источника тока
41             self.send_command("SYST:REM:CC {0}".format(src))
42         else:
43             # Если источник не валиден, возвращаем -1 как ошибку

```

```
44     retval = -1
45     return retval
```

Директория «REQUEST»

command_operator.py

```
1 class Command:
2     def __init__(self, mqttc, connect):
3         """
4         Инициализация объекта Command.
5
6         :param mqttc: Объект клиента MQTT для работы с брокером.
7         :param connect: Объект подключения к базе данных.
8         """
9         self.parsed_data = None
10        self.mqttc = mqttc
11        self.connect = connect
12
13    def callback_data(self, topic='mpei/command/on_off'):
14        """
15        Настройка колбэка для обработки сообщений MQTT на указанном топике.
16
17        :param topic: Топик для подписки.
18        """
19        self.mqttc.message_callback_add(topic, self.get_data)
20
21    def get_data(self, client, userdata, data):
22        """
23        Обработка входящих данных MQTT.
24
```



```

25 :param client: Клиент MQTT.
26 :param userdata: Пользовательские данные.
27 :param data: Сообщение MQTT.
28 """
29 try:
30     self.parsed_data = int(data.payload.decode())
31     if self.parsed_data:
32         print("Команда включена.", self.parsed_data)
33     else:
34         print('Команда выключена', self.parsed_data)
35 except Exception as e:
36     print(f"Ошибка при обработке данных: {e}")
37
38 def validate_data(self, data):
39     """
40     Проверка данных. На данный момент метод не используется.
41
42     :param data: Данные для проверки.
43     """
44     pass
45
46 def check_connections(self, column):
47     """
48     Проверка значения в колонке таблицы Сигнал_управления.
49
50     :param column: Название колонки для проверки.
51     :return: Значение в указанной колонке.
52     """
53     cursor = self.connect.cursor()
54     cursor.execute("SELECT * FROM Сигнал_управления WHERE id = '1'")
55     start_stop = cursor.fetchone()[column]
56     cursor.close()
57     return start_stop

```

```

58
59 def get_param_em(self, tables):
60     """
61     Получение параметров из указанной таблицы.
62
63     :param tables: Название таблицы.
64     :return: Список параметров.
65     """
66     cursor = self.connect.cursor()
67     cursor.execute(f"SELECT * FROM {tables} WHERE id = '1'")
68     param_em = list(cursor.fetchall()[0].values())
69     cursor.close()
70     return param_em
71
72 def get_available_dgu(self):
73     """
74     Получение списка исключенных дизельных генераторов.
75
76     :return: Список исключенных генераторов.
77     """
78     cursor = self.connect.cursor()
79     cursor.execute("SELECT * FROM Управление_ДГУ")
80     excluded_engines = list(cursor.fetchall()[0].values())[2:]
81     return excluded_engines
82
83 def update_current_power(self, data, dgu):
84     """
85     Обновление данных о текущей мощности и токе для указанного дизельного генератора.
86
87     :param data: Данные о мощности и токе.
88     :param dgu: Идентификатор дизельного генератора.
89     """
90     cursor = self.connect.cursor()

```

```

91     query = (f"UPDATE ДГУ_текущее_состояние_параметров "
92             f"SET "
93             f"P_L1_DG = %s,"
94             f"P_L2_DG = %s,"
95             f"P_L3_DG = %s,"
96             f"I_L1_DG = %s,"
97             f"I_L2_DG = %s,"
98             f"I_L3_DG = %s "
99             f"WHERE slave = {dgu}")
100    cursor.execute(query, list(data))
101    cursor.close()
102
103    def get_excluded_engines(self):
104        """
105        Получение списка исключенных дизельных генераторов.
106
107        :return: Список исключенных генераторов.
108        """
109        cursor = self.connect.cursor()
110        cursor.execute("SELECT * FROM Управление_ДГУ_new")
111        excluded_engines = cursor.fetchall()
112        cursor.close()
113        return excluded_engines
114
115    def update_excluded_engines(self, available_dgu, status):
116        """
117        Обновление статуса для исключенных дизельных генераторов.
118
119        :param available_dgu: Список доступных генераторов.
120        :param status: Новый статус.
121        """
122        cursor = self.connect.cursor()
123        for dgu in available_dgu:

```

```

124     cursor.execute(f"UPDATE Управление_ДГУ_new SET control_dgu = {status} WHERE slave = {dgu['slave']}")
125     cursor.close()
126
127 def update_control_signal(self, column, status):
128     """
129     Обновление сигнала управления в таблице Сигнал_управления.
130
131     :param column: Название колонки для обновления.
132     :param status: Новый статус.
133     """
134     cursor = self.connect.cursor()
135     cursor.execute(f"UPDATE Сигнал_управления SET {column} = {status} WHERE id = 1")
136     cursor.close()
137
138 def update_param_em(self, params, c):
139     """
140     Обновление параметров в таблице Мониторинг_СЭС.
141
142     :param params: Список значений для обновления.
143     :param c: Список названий колонок.
144     """
145     cursor = self.connect.cursor()
146     query = (f"UPDATE Мониторинг_СЭС "
147             f"SET "
148             f"{c[0]} = {s}, "
149             f"{c[1]} = {s}, "
150             f"{c[2]} = {s}")
151     cursor.execute(query, params)
152     cursor.close()
153
154 def update_param_victron(self, c, params):
155     """
156     Обновление параметров в таблице Инфо_о_текущем_состоянии_СНЭ.

```

```

157
158 :param c: Список названий колонок.
159 :param params: Список значений для обновления.
160 """
161 print(c, len(c))
162 print(params, len(params))
163 cursor = self.connect.cursor()
164 print('update')
165 query = (f"UPDATE Инфо_о_текущем_состоянии_ЧЭ "
166         f"SET "
167         f"{c[0]} = %s, "
168         f"{c[1]} = %s, "
169         f"{c[2]} = %s, "
170         f"{c[3]} = %s, "
171         f"{c[4]} = %s, "
172         f"{c[5]} = %s, "
173         f"{c[6]} = %s, "
174         f"{c[7]} = %s, "
175         f"{c[8]} = %s, "
176         f"{c[9]} = %s, "
177         f"{c[10]} = %s, "
178         f"{c[11]} = %s, "
179         f"{c[12]} = %s, "
180         f"{c[13]} = %s")
181 cursor.execute(query, params)
182 cursor.close()
183
184 def get_setting(self):
185     """
186     Получение настроек из таблицы Настройки.
187
188     :return: Настройки.
189     """

```

```
190 cursor = self.connect.cursor()
191 cursor.execute("SELECT * FROM Настройки")
192 setting = cursor.fetchall()[0]
193 cursor.close()
194 return setting
```

Директория «UTILS»

control_err.py

```
1 def control_f(operator, column, status=0):
2     f = operator.get_energy_storage_system()['F']
3     settings = operator.get_setting()
4     if settings['f_min_3'] >= f >= settings['f_max_1']:
5         print(f'Останов эксперимента operator.update_control_signal({column}, {status})')
6         operator.update_control_signal(column, status)
```

create_file_and_path.py

```
1 import csv
2 import json
3 import os
4 from sys import platform
5 import logging
6 import configparser

7 class Util:

8     @staticmethod
9     def get_data_path(name_file):
10         current_script_path = os.path.abspath(__file__)
```

```

11     if platform == 'win32' or platform == 'win64':
12         return os.path.dirname(os.path.dirname(current_script_path)) + f"\\utils\\{name_file}"
13     elif platform == 'linux' or platform == 'linux2':
14         return os.path.dirname(os.path.dirname(current_script_path)) + f"/utils/{name_file}"

15     @staticmethod
16     def get_data_path_log(name_file):
17         current_script_path = os.path.abspath(__file__)
18         if platform == 'win32' or platform == 'win64':
19             return os.path.dirname(os.path.dirname(current_script_path)) + f"\\log\\{name_file}"
20         elif platform == 'linux' or platform == 'linux2':
21             return os.path.dirname(os.path.dirname(current_script_path)) + f"/log/{name_file}"

22     def open_json(self, name_file):
23         try:
24             path = self.get_data_path(name_file)
25             with open(path, 'r') as json_file:
26                 data = json.load(json_file)
27             return data
28         except Exception as e:
29             print(f"Ошибка открытия {name_file}: {e}")

30     def create_json(self, name_file, data):
31         try:
32             path = self.get_data_path(name_file)
33             with open(path, 'w') as json_file:
34                 json.dump(data, json_file, indent=4)
35         except Exception as e:
36             print(f"Ошибка создания {name_file}: {e}")

37     def open_csv(self, name_file, mode, data):
38         path = self.get_data_path(name_file)

```

```

39     with open(path, mode=mode, encoding='utf-8', newline='') as file:
40         writer = csv.writer(file)
41         data_to_add = data
42         writer.writerow(data_to_add)

43     def create_log(self, mode):
44         path = self.get_data_path_log("py_log_mqtt.log")
45         logging.basicConfig(level=logging.INFO, filename=path, filemode=mode,
46                             format="%(asctime)s %(levelname)s %(message)s")

47     def config_pars(self, name):
48         config = configparser.ConfigParser()
49         project_root_path = self.get_data_path(name)
50         config.read(project_root_path)
51         return config

```

data_topics_client.json

```

1 {
2   "N/d436 391ea13a/system/0/Dc/Battery/Voltage": "mpei/Victron/PV_battery_voltage",
3   "N/d436 391ea13a/system/0/Dc/Battery/Power": "mpei/Victron/PV_battery_power",
4   "N/d436 391ea13a/system/0/Dc/Battery/Current": "mpei/Victron/PV_battery_current",
5   "N/d436 391ea13a/system/0/Dc/Battery/Soc": "mpei/Victron/PV_soc",
6   "N/d436 391ea13a/system/0/Ac/Consumption/L1/Power": "mpei/Victron/PV_ac_consumption",
7   "N/d436 391ea13a/system/0/Dc/Pv/Power": "mpei/Victron/PV_power",
8   "N/d436 391ea13a/system/0/Ac/Genset/L1/Power": "mpei/Victron/PV_generator",
9   "N/d436 391ea13a/solarcharger/256/History/Daily/0/Yield": "mpei/Victron/Power Generated Today",
10  "N/d436 391ea13a/solarcharger/256/Yield/System": "mpei/Victron/Power_Generated_Total",
11  "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L1/F": "mpei/Victron/Frequency_L1",
12  "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L2/F": "mpei/Victron/Frequency_L2",
13  "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L3/F": "mpei/Victron/Frequency_L3"
14 }

```


data_topics_diesel.json

```
1 [  
2  {  
3    "power": [  
4      "mpei/DGU/1/power/set_point",  
5      "mpei/DGU/1/power/rated_power",  
6      "mpei/DGU/1/power/current_generator_power"  
7    ],  
8    "job_status": [  
9      "mpei/DGU/1/job_status"  
10   ],  
11   "autorun": [  
12     "mpei/DGU/1/autorun"  
13   ],  
14   "voltage/frequency": [  
15     "mpei/DGU/1/voltage_frequency"  
16   ]  
17 },  
18 {  
19   "power": [  
20     "mpei/DGU/2/power/set_point",  
21     "mpei/DGU/2/power/rated_power",  
22     "mpei/DGU/2/power/current_generator_power"  
23   ],  
24   "job_status": [  
25     "mpei/DGU/2/job_status"  
26   ],  
27   "autorun": [  
28     "mpei/DGU/2/autorun"  
29   ],  
30   "voltage/frequency": [  
31     "mpei/DGU/2/voltage_frequency"
```

```

32 ]
33 },
34 {
35   "power": [
36     "mpei/DGU/3/power/set_point",
37     "mpei/DGU/3/power/rated_power",
38     "mpei/DGU/3/power/current_generator_power"
39   ],
40   "job_status": [
41     "mpei/DGU/3/job_status"
42   ],
43   "autorun": [
44     "mpei/DGU/3/autorun"
45   ],
46   "voltage/frequency": [
47     "mpei/DGU/3/voltage_frequency"
48   ]
49 },
50 {
51   "power": [
52     "mpei/DGU/4/power/set_point",
53     "mpei/DGU/4/power/rated_power",
54     "mpei/DGU/4/power/current_generator_power"
55   ],
56   "job_status": [
57     "mpei/DGU/4/job_status"
58   ],
59   "autorun": [
60     "mpei/DGU/4/autorun"
61   ],
62   "voltage/frequency": [
63     "mpei/DGU/4/voltage_frequency"
64   ]

```

```

65 },
66 {
67   "power": [
68     "mpei/DGU/5/power/set_point",
69     "mpei/DGU/5/power/rated_power",
70     "mpei/DGU/5/power/current_generator_power"
71   ],
72   "job_status": [
73     "mpei/DGU/5/job_status"
74   ],
75   "autorun": [
76     "mpei/DGU/5/autorun"
77   ],
78   "voltage/frequency": [
79     "mpei/DGU/5/voltage_frequency"
80   ]
81 },
82 {
83   "power": [
84     "mpei/DGU/6/power/set_point",
85     "mpei/DGU/6/power/rated_power",
86     "mpei/DGU/6/power/current_generator_power"
87   ],
88   "job_status": [
89     "mpei/DGU/6/job_status"
90   ],
91   "autorun": [
92     "mpei/DGU/6/autorun"
93   ],
94   "voltage/frequency": [
95     "mpei/DGU/6/voltage_frequency"
96   ]
97 }

```

98]

data_topics_victron.json

```
1 {
2   "ac_consumption_L1_power": "N/d436 391ea13a/system/0/Ac/Consumption/L1/Power",
3   "ac_consumption_L2_power": "N/d436 391ea13a/system/0/Ac/Consumption/L2/Power",
4   "ac_consumption_L3_power": "N/d436 391ea13a/system/0/Ac/Consumption/L3/Power",
5   "ac_out_L1_active_power": "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L1/P",
6   "ac_out_L2_active_power": "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L2/P",
7   "ac_out_L3_active_power": "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L3/P",
8   "ac_out_L1_current": "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L1/I",
9   "ac_out_L2_current": "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L2/I",
10  "ac_out_L3_current": "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L3/I",
11  "battery_current": "N/d436 391ea13a/battery/259/Dc/0/Current",
12  "battery_power": "N/d436 391ea13a/battery/259/Dc/0/Power",
13  "battery_SOC": "N/d436 391ea13a/system/0/Dc/Battery/Soc",
14  "battery_voltage": "N/d436 391ea13a/battery/259/Dc/0/Voltage",
15  "F": "N/d436 391ea13a/vebus/257/Ac/Out/L1/F"
16 }
```

publish.py

```
1 import json
2
3
4 class Publish:
5
6     def __init__(self, mqttc):
7         """
8         Инициализация объекта Publish.
9
10        :param mqttc: Объект клиента MQTT для публикации сообщений.
```

```

11     """
12     self.mqttc = mqttc
13
14 def publish_data_emulators(self, emulator):
15     """
16     Публикация данных эмулятора в MQTT-топики.
17
18     :param emulator: Объект эмулятора, содержащий данные для публикации.
19     """
20     if emulator.sockets_flag:
21         try:
22             # Публикуем данные о напряжении, токе и мощности эмулятора
23             self.mqttc.publish(
24                 f'mpei/Emulator_{emulator.socket.getpeername()}/Volt',
25                 payload=json.dumps({"value": emulator.result[0]})
26             )
27             self.mqttc.publish(
28                 f'mpei/Emulator_{emulator.socket.getpeername()}/Current',
29                 payload=json.dumps({"value": emulator.result[1]})
30             )
31             self.mqttc.publish(
32                 f'mpei/Emulator_{emulator.socket.getpeername()}/Power',
33                 payload=json.dumps({"value": emulator.power})
34             )
35         except TypeError:
36             print(f"Ошибка: выходные параметры {emulator.socket} являются типа None")
37     else:
38         # Если данные отсутствуют, публикуем нулевые значения
39         self.mqttc.publish(
40             f'mpei/Emulator_{emulator.socket.getpeername()}/Volt',
41             payload=json.dumps({"value": 0})
42         )
43         self.mqttc.publish(

```

```

44         f'mpei/Emulator_{emulator.socket.getpeername()}/Current',
45         payload=json.dumps({"value": 0})
46     )
47     self.mqttd.publish(
48         f'mpei/Emulator_{emulator.socket.getpeername()}/Power',
49         payload=json.dumps({"value": 0})
50     )
51
52     def push_name_socket(self, em, name):
53         """
54         Публикация имени сокета эмулятора в MQTT-топик.
55         Необходимо вынести в базу данных.
56
57         :param em: Объект эмулятора.
58         :param name: Имя для публикации.
59         """
60         msg = em.socket.getpeername()
61         self.mqttd.publish(f"mpei/info/{name}", f"{msg}")

```

setting.ini

```

1 [MQTT]
2 MQTT_HOST=10.2.173.169
3 MQTT_PORT=1883
4 MQTT_KEEPLIVE_INTERVAL=60
5 USER=user1
6 PASSWORD=123
7
8 [EM_ONE]
9 IP=10.2.173.233
10 PORT=8462
11 BUFFER_SIZE = 128
12 TIMEOUT_SECONDS=5

```

```
13 MAX_VOLT=660
14 MAX_CUR=11
15
16 [EM_TWO]
17 IP=10.2.173.234
18 PORT=8462
19 BUFFER_SIZE = 128
20 TIMEOUT_SECONDS=5
21 MAX_VOLT=660
22 MAX_CUR=11
23
24 [BD]
25 HOST = 10.2.173.169
26 USER = user1
27 PASSWORD = 123
28 BD_NAME = test
```

Директория «VICTRON»

victron_contact.py

```
1 import json
2 import datetime
3 from functools import partial
4
5
6 class VictronCommand:
7     def __init__(self, mqttc):
8         """
9         Инициализация объекта VictronCommand.
10
```

```

11 :param mqttc: Объект клиента MQTT для публикации и получения сообщений.
12 """
13 self.parsed_data = None # Хранение распарсенных данных
14 self.flag_parsed_data = False # Флаг, указывающий на то, что данные распарсены
15 self.dictionary = None # Словарь для хранения данных
16 self.flag_get_data = False # Флаг, указывающий на то, что данные получены
17 self.dict_msg = {
18     "ac_consumption_L1_power": 0,
19     "ac_consumption_L2_power": 0,
20     "ac_consumption_L3_power": 0,
21     "ac_out_L1_active_power": 0,
22     "ac_out_L2_active_power": 0,
23     "ac_out_L3_active_power": 0,
24     "ac_out_L1_current": 0,
25     "ac_out_L2_current": 0,
26     "ac_out_L3_current": 0,
27     "battery_current": 0,
28     "battery_power": 0,
29     "battery_SOC": 0,
30     "battery_voltage": 0,
31     "F": 0
32 } # Словарь для хранения различных данных, полученных от устройства
33 self.mqttc = mqttc # Сохранение объекта клиента MQTT
34
35 def survey_victron(self):
36     """
37     Отправка сообщения для проверки связи с Victron.
38     """
39     # Публикация сообщения для проверки связи
40     self.mqttc.publish('R/d436391ea13a/keepalive/', 'empty')
41
42 def get_data(self, client, userdata, data, key):
43     """

```



```

44     Обработка данных, полученных от MQTT, для конкретного ключа.
45
46     :param client: Клиент MQTT.
47     :param userdata: Данные пользователя.
48     :param data: Полученные данные.
49     :param key: Ключ для обновления значения в dict_msg.
50     """
51     try:
52         # Декодирование и распаковывание данных из JSON
53         parsed_data = json.loads(data.payload.decode("utf-8", "ignore"))
54         self.dictionary = parsed_data # Сохранение распакованных данных в словарь
55         # Обновление значения в словаре с данными
56         self.dict_msg[key] = self.dictionary.get('value', 0)
57         self.validate_data(data) # Проверка данных на корректность
58         if self.flag_get_data:
59             self.parsed_data = parsed_data # Сохранение распакованных данных
60             self.flag_parsed_data = True # Установка флага, что данные распакованы
61         else:
62             print("Получена пустая полезная нагрузка:", data.topic) # Вывод сообщения в случае пустых данных
63     except json.JSONDecodeError as e:
64         # Обработка ошибки декодирования JSON
65         print("Ошибка декодирования JSON:", e)
66
67     def callback_data_all(self, log_victron, topic="N/d436 391ea13a/#"):
68         """
69         Настройка callback-функции для обработки данных по всем топикам.
70
71         :param log_victron: Функция для записи данных в лог.
72         :param topic: Топик для подписки.
73         """
74         self.log_victron = log_victron # Сохранение функции для логирования
75         # Добавление функции обратного вызова для обработки данных по указанному топик
76         self.mqtts.message_callback_add(topic, self.get_data_all)

```

```

77
78 def get_data_all(self, client, userdata, data):
79     """
80     Обработка данных, полученных по топику, и запись в лог.
81
82     :param client: Клиент MQTT.
83     :param userdata: Данные пользователя.
84     :param data: Полученные данные.
85     """
86     try:
87         # Декодирование и распарсивание данных из JSON
88         parsed_data = json.loads(data.payload.decode("utf-8", "ignore"))
89         self.validate_data(data) # Проверка данных на корректность
90         if self.flag_get_data:
91             # Запись данных в лог
92             self.log_victron('log_victron.csv', 'a', [data.topic, parsed_data, f"time {datetime.datetime.now()}"])
93         else:
94             print("Получена пустая полезная нагрузка:", data.topic) # Вывод сообщения в случае пустых данных
95     except json.JSONDecodeError as e:
96         # Обработка ошибки декодирования JSON
97         print("Ошибка декодирования JSON:", e, data.topic)
98
99 def callback_data(self, topic):
100     """
101     Настройка callback-функции для обработки данных по указанным топикам.
102
103     :param topic: Словарь с топиками и соответствующими ключами.
104     """
105     # Для каждого ключа и топики добавляем обработчик данных
106     for key, item in topic.items():
107         self.mqtte.message_callback_add(item, partial(self.get_data, key=key))
108
109 def publish_topic(self, topics_client):

```

```

110     """
111     Публикация данных по указанным топикам.
112
113     :param topics_client: Словарь с топиками и значениями для публикации.
114     """
115     # Для каждого ключа и значения публикуем данные по соответствующему топику
116     for key, item in self.dict_msg.items():
117         self.mqttc.publish(
118             topics_client.get(key), item
119         )
120
121     def validate_data(self, data):
122         """
123         Проверка данных на корректность.
124
125         :param data: Данные для проверки.
126         :return: True если данные корректны, иначе False.
127         """
128         if data:
129             self.flag_get_data = True # Установка флага, что данные получены
130             return True
131         return False

```

Директория «WEATHER»

weather.py

```

1 from datetime import datetime # Импортируем класс для работы с датой и временем
2 import requests # Импортируем библиотеку для отправки HTTP-запросов
3 import pandas as pd # Импортируем Pandas для работы с данными
4 from utils.create_file_and_path import Util # Импортируем утилиты для работы с файлами и путями

```

```

5 class WeatherForecast:
6
7     def __init__(self):
8         """
9         Инициализация объекта WeatherForecast.
10        """
11
12        self.__params = None # Приватная переменная для хранения параметров запроса
13        self.__headers = None # Приватная переменная для хранения заголовков запроса
14        self.set_param() # Устанавливаем параметры по умолчанию
15        self.name_file = Util() # Инициализируем объект утилиты для работы с файлами
16
17    def set_param(self, station='1', var_station='mpei', var_nwp_provider='icon'):
18        """
19        Устанавливаем параметры для запроса погоды.
20
21        :param station: Идентификатор станции.
22        :param var_station: Название станции.
23        :param var_nwp_provider: Поставщик прогноза погоды.
24        """
25        self.__headers = {
26            'accept': 'application/json', # Заголовок указывает, что мы ожидаем получить данные в формате JSON
27        }
28
29        # Параметры запроса включают идентификатор станции, название станции и провайдера прогноза погоды
30        self.__params = {
31            'orgId': station,
32            'var-station': var_station,
33            'var-nwp_provider': var_nwp_provider,
34        }
35
36    def get_json(self):

```

```

37     """
38     Выполняем запрос к серверу и сохраняем полученные данные в формате JSON.
39     """
40     # Формируем URL для запроса на основе параметров
41     address = f"http://62.109.30.150:81/stations/" \
42         f"{self.__params['var-station']}/" \
43         f"{self.__params['var-nwp_provider']}"
44
45     # Выполняем GET-запрос на сервер
46     response = requests.get(address, headers=self.__headers)
47     if response.status_code == 200: # Проверяем, успешен ли запрос
48         try:
49             print(200) # Выводим статус-код 200 (OK) для отладки
50             json_data = response.json() # Получаем данные в формате JSON
51             data = self.__get_data() # Определяем текущий час для выборки данных
52             # Создаем и сохраняем JSON-файл с данными прогноза на следующие 24 часа
53             self.name_file.create_json("weather.json", json_data[data:24 + data])
54         except ValueError:
55             # Обработка ошибки, если данные не могут быть преобразованы в JSON
56             print("Сервер вернул некорректный JSON")
57     else:
58         # Обработка ошибки, если сервер вернул неуспешный статус-код
59         print(f"Запрос завершился с кодом ошибки {response.status_code}")
60
61     @staticmethod
62     def __get_data():
63         """
64         Определяем текущий час для выборки данных.
65
66         :return: Текущий час в виде целого числа.
67         """
68         return int(datetime.now().strftime("%H")) # Получаем текущий час в формате 24-часового времени
69

```

```

70 @staticmethod
71 def get_param_weather(hour=1, *param):
72     """
73     Получаем параметры прогноза погоды из сохраненного JSON-файла.
74
75     :param hour: Время в часах для выборки прогноза.
76     :param param: Параметры погоды, которые необходимо получить.
77     :return: DataFrame или Series с выбранными параметрами погоды.
78     """
79     data_json = Util().open_json("weather.json") # Открываем сохраненный JSON-файл с прогнозом погоды
80     if param:
81         # Если переданы параметры, возвращаем только выбранные параметры для указанного часа
82         df = pd.json_normalize(data_json).iloc[hour].loc[list(param)]
83     else:
84         # Если параметры не переданы, возвращаем все данные для указанного часа
85         df = pd.json_normalize(data_json).iloc[hour]
86     return df # Возвращаем данные в формате DataFrame или Series

```

main_dgu.py

```

1  # Импортируем необходимые модули и функции для работы с базой данных, MQTT, управления дизельными генераторами и
  обработки команд.
2  from Connected.connection_db import add_user
3  from Connected.contact_mqtt import connection
4  from Diesel.diesel_command import DieselCommand
5  from Diesel.diesel_callback import DieselCallbackBD
6  from Connected.diesel_contact import diesel_contact
7  from Request.command_operator import Command
8  from utils.control_err import control_f

9  def init_start():
10     # Устанавливаем соединение с MQTT-брокером
11     mqttc = connection()

```

```

12  # Подключаемся к БД
13  connect = add_user()

14  # Инициализируем объект для обработки команд
15  operator = Command(mqtts, connect)

16  # Устанавливаем соединение со всеми дизельными генераторами
17  diesel = diesel_contact()

18  # Создаем объект для отправки команд дизельным генераторам
19  diesel_command = DieselCommand(diesel)

20  # Создаем объект для обработки обратной связи от дизельных генераторов
21  diesel_callback = DieselCallbackBD(diesel_command)

22  # Флаг для отслеживания поступления команд об остановке работы всех ДГУ
23  # Если приходит команда на останов всех ДГУ флаг меняет свое значение, запускается логическая часть остановки
24  # всех ДГУ
25  flag_start_stop_all = True

26  while True:
27      # Проверяем состояние всех подключений
28      while operator.check_connections("start_stop_all"):
29          flag_start_stop_all = True
30          # Проверка на запуск скрипта ДГУ
31          if operator.check_connections("start_stop_diesel"):
32              # Обрабатываем команды для дизельного генератора, исключая определенные двигатели
33              diesel_callback.command_processing_diesel(operator.get_excluded_engines())

34          # Получаем текущую мощность и ток для генератора с номером 3
35          power_dgu3 = diesel_callback.get_power_dgu(3)
36          current_dgu3 = diesel_callback.get_current_dgu(3)

```

```

37     # Обновляем текущие параметры мощности и тока для генератора 3 в БД
38     operator.update_current_power(power_dgu3 + current_dgu3, 3)
39 else:
40     # Обновляем список исключенных двигателей и устанавливаем флаг остановки всех генераторов
41     operator.update_excluded_engines(operator.get_excluded_engines(), 0)
42 else:
43     # Если был установлен флаг остановки всех генераторов
44     if flag_start_stop_all:
45         # Обновляем список исключенных двигателей и сигнал управления дизельными генераторами
46         operator.update_excluded_engines(operator.get_excluded_engines(), 0)
47         operator.update_control_signal('start_stop_diesel', 0)

48     # Сбрасываем флаг остановки всех генераторов, чтобы исключить повтор выполнения логики 58-59 строки
49     flag_start_stop_all = False

50 if __name__ == '__main__':
51     # Запускаем основную функцию при запуске скрипта
52     init_start()

```

main_em.py

```

1  # Импортируем необходимые модули и функции для работы с базой данных, MQTT, эмуляторами и командными операциями.
2  from Connected.connection_db import add_user
3  from Connected.contact_mqtt import connection
4  from Connected.emulators_connect import ContactEmulators
5  from Emulators.emulators_command import CommandEmulators
6  from Emulators.emulators_callback import EmCallback
7  from Request.command_operator import Command
8  from utils.create_file_and_path import Util
9  from utils.publish import Publish

10 def init_start():
11     # Устанавливаем соединение с MQTT-брокером

```



```
12  mqttc = connection()

13  # Подключаемся к БД
14  connect = add_user()

15  # Инициализируем объект для обработки команд
16  operator = Command(mqttc, connect)

17  # Инициализируем объект для работы с файловыми путями и данными
18  data_path = Util()

19  # Создаем объект для публикации данных в MQTT
20  publish = Publish(mqttc)

21  # Устанавливаем соединение с первым эмулятором
22  emulators_contact_one = ContactEmulators("EM_ONE")
23  emulators_contact_one.connection_sim(data_path.get_data_path("setting.ini"))
24  emulators_command_one = CommandEmulators(emulators_contact_one.socket)
25  emulators_callback_one = EmCallback(mqttc, emulators_contact_one, emulators_command_one)

26  # Устанавливаем соединение со вторым эмулятором
27  emulators_contact_two = ContactEmulators("EM_TWO")
28  emulators_contact_two.connection_sim(data_path.get_data_path("setting.ini"))
29  emulators_command_two = CommandEmulators(emulators_contact_two.socket)
30  emulators_callback_two = EmCallback(mqttc, emulators_contact_two, emulators_command_two)

31  # Отправляем в MQTT информацию о сокетах эмуляторов
32  publish.push_name_socket(emulators_contact_one, "em_1")
33  publish.push_name_socket(emulators_contact_two, "em_2")

34  # Получаем параметры для эмуляторов из базы данных
35  em_param = operator.get_param_em.tables="Параметры_имитатора")
```

```

36  # Отправляем команды на настройку параметров первого эмулятора
37  emulators_callback_one.push_command({
38      "SYST:INT:SIM:SET VOC_STC,": em_param[1],
39      "SYST:INT:SIM:SET ISC_STC,": em_param[2],
40      "SYST:INT:SIM:SET VMPP_STC,": em_param[3],
41      "SYST:INT:SIM:SET IMPP_STC,": em_param[4],
42      "SYST:INT:SIM:SET ALPHA,": em_param[5],
43      "SYST:INT:SIM:SET BETA,": em_param[6],
44      "SYST:INT:SIM:SET TSTC,": 25,
45      "SYST:INT:SIM:SET GSTC,": 1000
46  })

47  print() # Выводим пустую строку для разделения вывода

48  # Отправляем команды на настройку параметров второго эмулятора
49  emulators_callback_two.push_command({
50      "SYST:INT:SIM:SET VOC_STC,": em_param[1],
51      "SYST:INT:SIM:SET ISC_STC,": em_param[2],
52      "SYST:INT:SIM:SET VMPP_STC,": em_param[3],
53      "SYST:INT:SIM:SET IMPP_STC,": em_param[4],
54      "SYST:INT:SIM:SET ALPHA,": em_param[5],
55      "SYST:INT:SIM:SET BETA,": em_param[6],
56      "SYST:INT:SIM:SET TSTC,": 25,
57      "SYST:INT:SIM:SET GSTC,": 1000
58  })

59  print() # Выводим пустую строку для разделения вывода

60  # Получаем обратную связь от первого и второго эмуляторов
61  emulators_callback_one.callback_data()
62  emulators_callback_two.callback_data()

63  # Основной цикл для обработки команд управления эмуляторами

```

```

64 while True:
65     # Проверяем состояние всех подключений
66     while operator.check_connections("start_stop_all"):
67         # Проверка на запуск скрипта ДГУ
68         if operator.check_connections("start_stop_em"):
69             # Обрабатываем команду управления эмулятором 1: установка температуры и солнечной радиации
70             emulators_callback_one.command_processing_em(
71                 operator.check_connections("start_stop_em"),
72                 "SYST:INT:SIM:SET TPV,",
73                 operator.get_param_em(tables="sim_TG")[1]
74             )
75
76             emulators_callback_one.command_processing_em(
77                 operator.check_connections("start_stop_em"),
78                 "SYST:INT:SIM:SET GPV,",
79                 operator.get_param_em(tables="sim_TG")[2]
80             )
81
82             # Обрабатываем команду управления эмулятором 2: установка температуры и солнечной радиации
83             emulators_callback_two.command_processing_em(
84                 operator.check_connections("start_stop_em"),
85                 "SYST:INT:SIM:SET TPV,",
86                 operator.get_param_em(tables="sim_TG")[1]
87             )
88
89             emulators_callback_two.command_processing_em(
90                 operator.check_connections("start_stop_em"),
91                 "SYST:INT:SIM:SET GPV,",
92                 operator.get_param_em(tables="sim_TG")[2]
93             )
94
95             # Получаем данные от эмуляторов и публикуем их через MQTT
96             emulators_contact_one.get_data_emulators()

```

```

93     emulators_contact_two.get_data_emulators()
94     publish.publish_data_emulators(emulators_contact_one)
95     publish.publish_data_emulators(emulators_contact_two)

96     # Обновляем параметры для первого эмулятора в базе данных
97     c = ["power_sum_1", "voltage_1", "current_1"]
98     operator.update_param_em([
99         emulators_contact_one.power,
100         emulators_contact_one.result[0],
101         emulators_contact_one.result[1]
102     ], c)

103     # Обновляем параметры для второго эмулятора в базе данных
104     c = ["power_sum_2", "voltage_2", "current_2"]
105     operator.update_param_em([
106         emulators_contact_two.power,
107         emulators_contact_two.result[0],
108         emulators_contact_two.result[1]
109     ], c)

110     # Обновляем суммарные параметры для обоих эмуляторов в базе данных
111     c = ['power_sum', 'voltage', 'current']
112     operator.update_param_em([
113         float(emulators_contact_one.power) + float(emulators_contact_two.power),
114         float(emulators_contact_one.result[0]) + float(emulators_contact_two.result[0]),
115         float(emulators_contact_one.result[1]) + float(emulators_contact_two.result[1])
116     ], c)

117     else:
118         # Если управление эмуляторами отключено, посылаем команду отключения
119         emulators_callback_one.command_processing_em(False, "OUTPUT", ", 0)
120         emulators_callback_two.command_processing_em(False, "OUTPUT", ", 0)
121     else:

```

```

122     # Отключаем эмуляторы и закрываем соединения, если управление всеми эмуляторами остановлено
123     emulators_callback_one.command_processing_em(False, "OUTPUT, ", 0)
124     emulators_callback_two.command_processing_em(False, "OUTPUT, ", 0)
125     emulators_contact_one.close_socket() # Закрываем сокет для первого эмулятора
126     emulators_contact_two.close_socket() # Закрываем сокет для второго эмулятора
127     break # Прерываем цикл, завершая выполнение программы

128 if __name__ == '__main__':
129     # Запускаем основную функцию при запуске скрипта
130     init_start()

```

main_vic.py

```

1 import asyncio
2 from asyncio import CancelledError # Импортируем ошибку для обработки отмены задач
3 from Connected.contact_mqtt import connection # Импортируем функцию для подключения к MQTT
4 from Victron.victron_contact import VictronCommand # Импортируем команду для работы с Victron
5 from utils.create_file_and_path import Util # Импортируем утилиту для работы с файлами и путями
6 from Connected.connection_db import add_user # Импортируем функцию для добавления пользователя в базу данных
7 from Request.command_operator import Command # Импортируем класс для обработки команд

8 # Асинхронная функция для регулярного опроса данных Victron с интервалом в 15 секунд
9 async def delay(victron):
10     while True:
11         victron.survey_victron() # Выполняем опрос данных от Victron
12         await asyncio.sleep(15) # Приостанавливаем выполнение на 15 секунд

13 # Асинхронная функция для инициализации и запуска основного цикла программы
14 async def init_start():
15     mqttc = connection() # Устанавливаем соединение с MQTT-брокером
16     connect = add_user() # Добавляем пользователя в базу данных
17     operator = Command(mqttc, connect) # Создаем объект для обработки команд

```

```

18 data_path = Util() # Инициализируем объект для работы с файловыми путями и данными
19 victron = VictronCommand(mqttc) # Создаем объект для работы с командами Victron

20 # Загружаем и устанавливаем данные для обратного вызова Victron из JSON файла
21 victron.callback_data(data_path.open_json("data_topics_victron.json"))

22 # Создаем асинхронную задачу для регулярного опроса данных от Victron
23 survey = asyncio.create_task(delay(victron))

24 # Основной цикл программы: обновляем параметры Victron в базе данных
25 while not survey.done(): # Пока задача опроса не завершена
26     operator.update_param_victron(
27         list(victron.dict_msg.keys()), list(victron.dict_msg.values())) # Обновляем параметры в базе данных

28     await asyncio.sleep(1) # Приостанавливаем выполнение на 1 секунду

29 try:
30     await survey # Ожидаем завершения задачи опроса
31 except CancelledError: # Обработываем случай, если задача была отменена
32     print('Задача survey была снята')

33 if __name__ == '__main__':
34     asyncio.run(init_start()) # Запускаем асинхронную функцию init_start в качестве основной

```

Репозиторий «APP_OPTIMIZE»

Директория «CONNECTED»

connection_db.py

```
1 import configparser
2
3 import pymysql
4 from pymysql.cursors import DictCursor
5
6 from utils.create_file_and_path import Util
7
8
9 def add_user():
10     # Получаем данные пользователя из функции
11     config = configparser.ConfigParser()
12     # config.read("utils/setting.ini")
13     # host = config['BD']['HOST']
14     # user = config['BD']['USER']
15     # password = config['BD']['PASSWORD']
16     # BD = config['BD']['BD_NAME']
17     try:
18         connect = pymysql.connect(
19             host="10.2.173.169",
20             port=3306,
21             user="user1",
22             password="123",
23             cursorclass=DictCursor,
24             database="test",
25             autocommit=True
26         )
```

```

27
28     return connect
29 except Exception as e:
30     print("Подключение не удалось")
31     print(e)
32     raise

```

contact_mqtt.py

```

1 import paho.mqtt.client as mqtt
2 import configparser
3
4 """
5 Дефолтные методы для подключения к Connected
6 """
7
8 def on_connect(client, userdata, flags, rc):
9     if rc == 0:
10         print("Подключение к MQTT СЕРВЕРУ прошло успешно")
11         print("-----")
12         client.subscribe('#')
13     else:
14         print("Ошибка при подключении к MQTT СЕРВЕРУ")
15
16
17 def connection(config_path="utils/setting.ini"):
18     config = configparser.ConfigParser()
19     config.read(config_path)
20
21     user = config["MQTT"]["USER"]
22     password = config["MQTT"]["PASSWORD"]
23     host = config["MQTT"]["MQTT_HOST"]
24     port = int(config["MQTT"]["MQTT_PORT"])

```



```

25 interval = int(config["MQTT"]["MQTT_KEEPALIVE_INTERVAL"])
26
27 mqttc = mqtt.Client()
28 mqttc.username_pw_set(username=user, password=password)
29 mqttc.on_connect = on_connect
30 mqttc.connect(host, port, interval)
31 mqttc.loop_start()
32
33 return mqttc

```

Директория «OPTIMIZE_24»

ForecastOfThePVPower.py

```

1 # Модуль прогнозирования солнечного излучения на ближайшие 24 часа
2 # В основе функционирования модуля лежат два инструмента:
3 # 1. Сервис Нарынбаева А.Ф. по прогнозированию солнечного излучения на основе метеопрогноза. С
4 #   использованием его API в разделе 3 осуществляется запрос данных;
5 # 2. Библиотека PVLIB - с ее помощью осуществляется пересчет СИ с горизонтальной поверхности на
6 #   наклонную, моделирование ВАХ батареи ФЭМ и расчет выработки электроэнергии со стороны
7 #   переменного тока инвертора.
8 #
9 import Weather.weather
10 import pandas as pd
11 import pvlib
12 import datetime
13 from Connected.connection_db import add_user
14
15
16 def get_forecast_pv_power(connect):
17     cursor = connect.cursor()

```

```

18 # Получение информации из таблицы parameters_of_SDC
19 cursor.execute("SELECT * FROM Параметры_СДК")
20 parameters_of_SDC = cursor.fetchone()
21 print('OK_1:', parameters_of_SDC)
22 # Получение информации из таблицы parameters_of_pv_modules
23 cursor.execute("SELECT * FROM Параметры_модель_СЭС")
24 parameters_of_pv_modules = cursor.fetchone()
25 print('OK_2:', parameters_of_pv_modules)
26 # Получение информации из таблицы parameters_inv
27 cursor.execute("SELECT * FROM Параметры_инвертора")
28 parameters_inv = cursor.fetchone()
29 print('OK_3:', parameters_inv)
30 cursor.close()
31
32 ### 1.2 Месторасположение СЭС #####
33
34 # Широта расположения СДК
35 #latitude = 55.72
36 latitude = parameters_of_SDC['latitude']
37
38 # Долгота расположения СДК
39 #longitude = 37.55
40 longitude = parameters_of_SDC['longitude']
41
42 # Высота расположения СДК над уровнем моря, м
43 #altitude = 127
44 altitude = parameters_of_SDC['altitude']
45
46 # Наименование часового пояса, в котором располагается СДК
47 #TimeZone = 'Europe/Moscow'
48 TimeZone = parameters_of_SDC['timezone']
49
50 # Название СЭС

```

```

51 #NameA = 'Moscow'
52 NameA = parameters_of_SDC['name_of_SPS']
53
54 # Угол наклона поверхности ФЭП, градусы
55 #surface_tilt = 55
56 surface_tilt = parameters_of_pv_modules['surface_tilt']
57 # Азимут поверхности ФЭП, градусы
58 #surface_azimuth = 180
59 surface_azimuth = parameters_of_pv_modules['surface_azimuth']
60 # Количество ФЭМ в цепочке
61 #M = 8
62 M = parameters_of_pv_modules['number_of_pvm_modules_in_circuit']
63 # Количество цепочек, подключенных к одному инвертору
64 #N = 1
65 N = parameters_of_pv_modules['number_of_circuits_con_to_inverter']
66 # Количество инверторов на СЭС
67 #Ni = 1
68 Ni = parameters_of_pv_modules['number_of_inverters_in_SPS']
69
70 # Параметры используемого ФЭМ при стандартных условиях
71 # (определить можно с помощью функции pvlib.ivtools.sdm.fit_cec_sam)
72 # Коэффициент идеальности диода, o.e.
73 #a_ref = 2.8727862399469153
74 a_ref = parameters_of_pv_modules['a_ref']
75 # Фототок, А
76 #I_L_ref = 10.605174110772369
77 I_L_ref = parameters_of_pv_modules['I_L_ref']
78 # "Темновой" ток, А
79 #I_o_ref = 9.748765307697816e-08
80 I_o_ref = parameters_of_pv_modules['I_o_ref']
81 # Шунтирующее сопротивление, Ом
82 #R_sh_ref = 702.2821810615955
83 R_sh_ref = parameters_of_pv_modules['R_sh_ref']

```

```

84 # Последовательное сопротивление, Ом
85 #R_s = 0.0115 296 479 749 4233
86 R_s = parameters_of_pv_modules['R_s']
87 # Температурный коэффициент тока короткого замыкания, A/C
88 #alpha_sc = 0.055
89 alpha_sc = parameters_of_pv_modules['alpha_sc']
90
91 # Параметры, необходимые для расчета температуры поверхности ячеек
92 #a = -3.47
93 a = parameters_of_pv_modules['a']
94 #b = -0.0594
95 b = parameters_of_pv_modules['b']
96 #deltaT = 3
97 delta_T = parameters_of_pv_modules['delta_T']
98
99 # Эффективная иррадиация, о.е.
100 #eff_irr = 0.97
101 eff_irr = parameters_of_pv_modules['eff_irr']
102
103 # параметры инвертора
104 #pdc0 = 12000 # мощность инвертора, Вт
105 pdc0 = parameters_inv['pdc0']
106 #eta_inv_nom = 0.979 # КПД инвертора при номинальной нагрузке
107 eta_inv_nom = parameters_inv['eta_inv_nom']
108 #eta_inv_ref = 0.982 # КПД инвертора при оптимальной нагрузке
109 eta_inv_ref = parameters_inv['eta_inv_ref']
110
111 # Задаем параметра месторасположения СЭС
112 A = pvlib.location.Location(latitude,
113                             longitude,
114                             tz=TimeZone,
115                             altitude=altitude,
116                             name=NameA)

```

```

117 # Загрузка метеорологической информации в TMY-формате
118 # данные должны быть заранее скачаны, например, с PVGIS, и адаптированы к месту размещения СЭС.
119 # имя фала - TMY_.csv
120 # разделитель - ';'
121 tmy = pd.read_csv('TMY_.csv', sep=';')
122 tmy = tmy._append(tmy.iloc[0:24], ignore_index = True) # Копирование первых суток года в конец,
123 # чтобы можно было работать с 31 декабря
124
125
126
#####
127 # 2 Определение моментов времени, начиная от текущего часа и на 24 часа вперед
128
#####
129 now = datetime.datetime.now()
130 current_year = now.year
131 current_month = now.month
132 current_day = now.day
133 current_hour = now.hour
134 beginning_of_year = datetime.datetime(current_year, 1, 1)
135 tt = (now - beginning_of_year).total_seconds() // 3600
136 if current_year % 4 == 0 and tt >= 1416: # Если год - високосный, то 29 февраля приравнивается к 28 числу
137     tt = tt - 24
138 StartTime = datetime.datetime(current_year, current_month, current_day, current_hour)
139 EndTime = StartTime + datetime.timedelta(hours=23)
140 times = pd.date_range(start=StartTime,
141                       end=EndTime,
142                       freq='1h')
143 times_loc = times.tz_localize(A.pytz)
144 tmy24 = tmy.iloc[int(tt)-1:int(tt)+24-1]
145 tmy24 = tmy24.assign(time = times_loc)
146 tmy24.set_index('time', inplace=True) # метки времени устанавливаются в dataframe в качестве индексов
147

```

```

148
149
#####
150  ### 3 Получение метеопрогноза с помощью сервиса Нарынбаева А.Ф.
151
#####
152  test = Weather.weather.WeatherForecast()
153  test.set_param(station=1, var_station='mpei', var_nwp_provider='icon')
154  test.get_json()
155  i = 0
156  if test.status_code == 200:
157      # Если обращение к сервису завершилось удачно, то часть столбцов в предварительно загруженном dataframe
158      # заменяется на необходимые значения
159      for i in range(24):
160          direct_radiation = test.get_param_weather(i, 'direct_radiation').values
161          direct_normal_irradiance = test.get_param_weather(i, 'direct_normal_irradiance').values
162          terrestrial_radiation = test.get_param_weather(i, 'terrestrial_radiation').values
163          diffuse_radiation = test.get_param_weather(i, 'diffuse_radiation').values
164          surface_pressure = test.get_param_weather(i, 'surface_pressure').values
165          temperature_2m = test.get_param_weather(i, 'temperature_2m').values
166          windspeed_10m = test.get_param_weather(i, 'windspeed_10m').values
167          # Номера столбцов в dataframe:
168          # time - индекс
169          # HOY          0
170          # month        1
171          # day          2
172          # hour         3
173          # temp_air     4
174          # atmospheric_pressure 5
175          # ghi          6
176          # dni          7
177          # dhi          8
178          # wind_speed   9

```

```

179     # albedo          10
180     tmy24.iloc[i, 4] = temperature_2m
181     tmy24.iloc[i, 5] = surface_pressure
182     tmy24.iloc[i, 6] = terrestrial_radiation # GHI - Global Horizontal Irradiance
183     tmy24.iloc[i, 7] = direct_normal_irradiance # DNI - Diffused Normal Irradiance
184     tmy24.iloc[i, 8] = diffuse_radiation # DHI - Diffused Horizontal Irradiance
185     tmy24.iloc[i, 9] = windspeed_10m
186
187
188
#####
189     ### 4 Расчет солнечного излучения падающего в плоскости ФЭМ
190
#####
191     DNI_extra = pvlib.irradiance.get_extra_radiation(times_loc, method='spencer')
192     SPA = pvlib.solarposition.spa_python(times_loc, A.latitude, A.longitude, A.altitude)
193     airmass_relative = pvlib.atmosphere.get_relative_airmass(SPA['zenith'], model='simple')
194     DiffuseSky = pvlib.irradiance.perez(surface_tilt,
195                                         surface_azimuth,
196                                         tmy24['dhi'],
197                                         tmy24['dni'],
198                                         DNI_extra,
199                                         SPA['apparent_zenith'],
200                                         SPA['azimuth'],
201                                         airmass_relative,
202                                         model='allsitescomposite1990',
203                                         return_components=False)
204     DiffuseGround = pvlib.irradiance.get_ground_diffuse(surface_tilt,
205                                                         tmy24['ghi'],
206                                                         albedo=tmy24['albedo'],
207                                                         surface_type=None)
208     AOI = pvlib.irradiance.aoi(surface_tilt,
209                               surface_azimuth,

```

```

210             SPA['zenith'],
211             SPA['azimuth'])
212     GTI = pvlib.irradiance.poa_components(AOI,
213             tmy24['dni'],
214             DiffuseSky,
215             DiffuseGround)
216     GTI = GTI.fillna(0)
217
218
219
#####
220     ### 5 Моделирование выходных показателей единичного ФЭМ, батареи ФЭМ, единичного инвертора и всей СЭС в целом
221
#####
222     effective_irradiance = GTI['poa_global'] * eff_irr
223     Cells_temperature = pvlib.temperature.sapm_cell(
224         GTI['poa_global'].values,
225         tmy24['temp_air'].values,
226         tmy24['wind_speed'].values,
227         a,
228         b,
229         delta_T,
230         irrads_ref=1000.0)
231     photocurrent, saturation_current, resistance_series, resistance_shunt, nNsVth = pvlib.pvsystem.calcparams_desoto(
232         effective_irradiance,
233         Cells_temperature,
234         alpha_sc,
235         a_ref,
236         I_L_ref,
237         I_o_ref,
238         R_sh_ref,
239         R_s,
240         EgRef=1.121,

```



```

241     dEgdT= -0.0002677,
242     irradi_ref=1000,
243     temp_ref=25)
244     DCout = pvlib.pvsystem.singlediode(
245         photocurrent,
246         saturation_current,
247         resistance_series,
248         resistance_shunt,
249         nNsVth,
250         method='newton')
251     VDC_array = DCout['v_mp'] * M
252     IDC_array = DCout['i_mp'] * N
253     PDC_array = DCout['p_mp'] * M * N
254     ACout = pvlib.inverter.pvwatts(PDC_array, pdc0, eta_inv_nom=eta_inv_nom, eta_inv_ref=eta_inv_ref)
255     Npv_forecast = ACout * Ni
256     return Npv_forecast
257
258
259 if __name__ == '__main__':
260     user_bd = add_user()
261     get_forecast_pv_power(user_bd)

```

Main_forecast.py

```

1  #!/usr/bin/env python
2  # coding: utf-8
3
4  # Hi Aleksey,
5  #
6  # Your AMPL Community Edition License (UUID: 31bce597-178d-4f2a-83e9-64bbe2d7c20b) is ready!
7  #
8  # AMPL's Community Edition is full-sized, full-featured, perpetual, and free with open source solvers for development and prototyping.
Add 30-day trials of commercial solvers anytime.

```

```
9 #
10 # With this license you can use AMPL for free with open-source solvers such as: HiGHS, CBC, SCIP, GCG, IPOPT, Bonmin, and Couenne.
11 #
12 # Learn more at: https://ampl.com/ce/
13 #
14 # Step 1: Download AMPL & Solvers
15 #
16 #   For Windows:
17 #     - Download installer: https://portal.ampl.com/dl/amplce/AMPLSetup.exe
18 #     - Activate using the UUID: 31bce597-178d-4f2a-83e9-64bbe2d7c20b
19 #
20 #   For macOS:
21 #     - Download installer: https://portal.ampl.com/dl/amplce/AMPLInstaller.pkg
22 #     - Activate using the UUID: 31bce597-178d-4f2a-83e9-64bbe2d7c20b
23 #
24 #   For Linux:
25 #     - Download: https://portal.ampl.com/dl/amplce/amplbundle.linux64.tgz
26 #     - Instructions: https://dev.ampl.com/ampl/install.html#linux
27 #     - Activate using the UUID: 31bce597-178d-4f2a-83e9-64bbe2d7c20b
28 #
29 #   For Google Colab:
30 #     - Model Colaboratory: https://colab.ampl.com/
31 #     - Minimal notebook to get you started: https://try.ampl.com/
32 #       Just set license_uuid="31bce597-178d-4f2a-83e9-64bbe2d7c20b".
33 #
34 #   For Python:
35 #     - Python Modules: https://dev.ampl.com/ampl/python/modules.html
36 #     - Python API documentation: https://amplpy.ampl.com
37 #
38 # Step 2: Activate your license
39 #
40 #   Your unique License UUID is: "31bce597-178d-4f2a-83e9-64bbe2d7c20b" (Do not share this publicly!)
41 #
```

```

42 # Run this command in AMPL to activate your license:
43 #
44 #     ampl: shell "amplkey activate --uuid 31bce597-178d-4f2a-83e9-64bbe2d7c20b";
45 #
46 # Note: you need to restart AMPL in order to start using the new license.
47 #
48 # This is a dynamic cloud license that renews every 5 minutes over the internet. Activate it anywhere on as many different machines as
you need!
49 #
50 # The expiration date in the license file corresponds to the current license seed. It will keep getting extended perpetually as long terms-
and-conditions are not violated (e.g., sharing the license publicly is not allowed).
51
52
53
54 # Для решения задачи MINLP (mixed integer nonlinear programming) - смешанного целочисленного
55 # нелинейного программирования - используем решатель от COIN-R под названием Couenne.
56 # Он распространяется под открытой лицензией. Но как его установить в систему отдельно я не разобрался.
57 # Используем набора инструментов оптимизации AMPL. Стоит отметить, что для получения номера лицензии на AMPL
58 # необходимо на их сайт заходить через VPN.
59 #
60 # Установить Python API для набора инструментов оптимизации AMPL:
61 # $ python -m pip install amplpy --upgrade
62 #
63 # Установить модули "решателей" для AMPL:
64 # $ python -m amplpy.modules install coin
65 #
66 # Активация лицензии (подробности см. здесь: ampl.com/se или здесь ampl.com/courses):
67 # $ python -m amplpy.modules activate 31bce597-178d-4f2a-83e9-64bbe2d7c20b
68
69
70 # # Моделирование солнечно-дизельного комплекса и оптимизация состава и режима работы его генерирующего оборудования
71
72 # ### 1. Загружаем нужные библиотеки

```

```

73
74
75
76 import matplotlib.pyplot as plt
77 import numpy as np
78 import pandas as pd
79 import pyomo.environ as pyo
80 import pvlib
81 import math
82 #from pvlib.temperature import TEMPERATURE_MODEL_PARAMETERS
83 import time
84 #import pypsa
85 from pyomo.environ import *
86 import requests
87 from io import StringIO
88 import math
89
90
91
92
93 print(np.__version__)
94
95
96
97
98 from amplpy import AMPL, modules
99
100 # ### 2. Загружаем и задаем исходные данные
101
102
103
104 T1 = 0
105 T2 = T1 + 24

```

```

106 HOY = np.array([t for t in range(T1, T2)])
107 HOD = np.array([t for t in range(0, 24)])
108 T = np.array([t for t in range(T1, T2)])
109
110
111
112
113 Load8760 = pd.read_csv('Load_o.csv', sep=';', header=0)
114 # ..."Вырезание" из данных за один год ближайших 24-х часов...
115 Load = Load8760['Load'].values
116 Load
117
118 # ПРИМЕЧАНИЕ:
119 # переменная Load обязательно должна быть представлена numpy-массивом из 24-х значений!
120
121
122
123
124 NPV_forecast = pd.read_csv('PV_o.csv', sep=';', header=0)
125 # ...Получение прогноза мощности СЭС...
126 PV = NPV_forecast['P'].values
127 PV
128
129 # ПРИМЕЧАНИЕ:
130 # переменная PV обязательно должна быть представлена numpy-массивом из 24-х значений!
131
132
133
134
135 fig, ax = plt.subplots(2, 1, figsize=(18, 16))
136
137 ax[0].bar(HOY, Load[HOD], color='blue')
138 ax[0].set_xlabel('Номер часа')

```

```

139 ax[0].set_ylabel('Нагрузка, кВт')
140 ax[0].grid(linestyle='--')
141
142 ax[1].bar(HOY, PV[HOD], color='yellow')
143 ax[1].set_xlabel('Номер часа')
144 ax[1].set_ylabel('Выработка СЭС, кВт')
145 ax[1].grid(linestyle='--')
146
147 fig.tight_layout(pad=2)
148
149 plt.show()
150
151
152 # ### 3. Оптимизация состава и режимов оборудования АГЭУ
153
154 # #### 3.1 Задаем параметры оборудования АГЭУ
155
156
157
158 #количество ДГУ
159 Ndgu = 1
160 N = np.array([n for n in range(0, Ndgu)])
161
162 #максимальные мощности ДГУ
163 DGU1_pmax = 12 #кВт
164 DGU1_pmin = 0.3 * DGU1_pmax #минимально-допустимая мощность ДГУ
165
166 DGU2_pmax = 0 #кВт
167 DGU2_pmin = 0.3 * DGU2_pmax
168
169 DGU3_pmax = 0 #кВт
170 DGU3_pmin = 0.1 * DGU3_pmax
171

```

```

172 DGU4_pmax = 0 #кВт
173 DGU4_pmin = 0.1 * DGU4_pmax
174
175 DGU5_pmax = 0 #кВт
176 DGU5_pmin = 0.1 * DGU5_pmax
177
178 DGU6_pmax = 0 #кВт
179 DGU6_pmin = 0.1 * DGU6_pmax
180
181 d1_availability_state = 1
182 d2_availability_state = 0
183 d3_availability_state = 0
184 d4_availability_state = 0
185 d5_availability_state = 0
186 d6_availability_state = 0
187 # Кривые расхода топлива ДГУ
188 # Диапазон построения кривых расхода топлива ДГУ
189 p1 = np.arange(0, DGU1_pmax + 1)
190 p2 = np.arange(0, DGU2_pmax + 1)
191 p3 = np.arange(0, DGU3_pmax + 1)
192 p4 = np.arange(0, DGU4_pmax + 1)
193 p5 = np.arange(0, DGU5_pmax + 1)
194 p6 = np.arange(0, DGU6_pmax + 1)
195 # Коэффициенты К и В прямой линии, аппроксимирующей (абсолютную) расходную характеристику ДГУ (из паспортов ДГУ)
196 Kb1 = 0.29
197 Kb2 = 0.23
198 Kb3 = 0.0
199 Kb4 = 0.0
200 Kb5 = 0.0
201 Kb6 = 0.0
202 Bb1 = 2.42
203 Bb2 = 1.93
204 Bb3 = 0

```

```

205 Bb4 = 0
206 Bb5 = 0
207 Bb6 = 0
208 # Кривые абсолютного расхода топлива ДГУ
209 DGU1_FuelCurve = Kb1 * p1 + Bb1
210 DGU2_FuelCurve = Kb2 * p2 + Bb2
211 DGU3_FuelCurve = Kb3 * p3 + Bb3
212 DGU4_FuelCurve = Kb4 * p4 + Bb4
213 DGU5_FuelCurve = Kb5 * p5 + Bb5
214 DGU6_FuelCurve = Kb6 * p6 + Bb6
215 DGU1_fuel = DGU1_FuelCurve
216 DGU2_fuel = DGU2_FuelCurve
217 DGU3_fuel = DGU3_FuelCurve
218 DGU4_fuel = DGU4_FuelCurve
219 DGU5_fuel = DGU5_FuelCurve
220 DGU6_fuel = DGU6_FuelCurve
221 # Построение расходных характеристик только для тех ДГУ, что доступны к работе
222 fig, ax = plt.subplots(1,1)
223 if d1_availability_state == 1: ax.plot(DGU1_FuelCurve, label='ДГУ #1')
224 if d2_availability_state == 1: ax.plot(DGU2_FuelCurve, label='ДГУ #2')
225 if d3_availability_state == 1: ax.plot(DGU3_FuelCurve, label='ДГУ #3')
226 if d4_availability_state == 1: ax.plot(DGU4_FuelCurve, label='ДГУ #4')
227 if d5_availability_state == 1: ax.plot(DGU5_FuelCurve, label='ДГУ #5')
228 if d6_availability_state == 1: ax.plot(DGU6_FuelCurve, label='ДГУ #6')
229 xmax = max(DGU1_pmax, DGU2_pmax, DGU3_pmax, DGU4_pmax, DGU5_pmax, DGU6_pmax)
230 ax.set_xlim(0, xmax*1.05)
231 ymax = max(DGU1_FuelCurve.max(), DGU2_FuelCurve.max(), DGU3_FuelCurve.max(), DGU4_FuelCurve.max(),
DGU5_FuelCurve.max(), DGU6_FuelCurve.max())
232 ax.set_ylim(0, ymax*1.05)
233 ax.set_xlabel('Мощность, кВт')
234 ax.set_ylabel('Расход топлива, л/ч')
235 ax.legend(loc='best')
236 ax.grid()

```



```

237 # затраты на холодный пуск ДГУ
238 d1_startup_cost = 0
239 d2_startup_cost = 0
240 d3_startup_cost = 0
241 d4_startup_cost = 0
242 d5_startup_cost = 0
243 d6_startup_cost = 0
244 # затраты на остановку ДГУ
245 d1_shutdown_cost = 0
246 d2_shutdown_cost = 0
247 d3_shutdown_cost = 0
248 d4_shutdown_cost = 0
249 d5_shutdown_cost = 0
250 d6_shutdown_cost = 0
251 #цена диз.топлива
252 Fuel_price = 60 #руб/л
253 # Мощность солнечных инверторов
254 PV_inv1 = 7
255 PV_inv2 = 7
256 PV_inv3 = 7
257 PV_inv4 = 7
258 PV_inv5 = 7
259 PV_inv6 = 7
260 PV_inv7 = 7
261 # Мощность батарейных инверторов
262 ESS_inv = 30
263 BatteryCapacity = 19.2 # Ёмкость СНЭ в кВтч
264 SOCmin = 50      # Минимально допустимый уровень заряда СНЭ, %
265 SOCmax = 100     # Максимально допустимый уровень заряда СНЭ, %
266 Eff_Bat = 1.00   # КПД СНЭ (КПД аккумуляторов и инверторов, коэффициент саморазряда пока не включен)
267 # Доступность инверторов СНЭ на момент до начала расчета (0 - инвертор СНЭ недоступен)
268 ess1_availability_state = 1
269 ess2_availability_state = 0

```

```
270 # Уровень заряда СНЭ на момент начала расчета
271 # ПРИМЕЧАНИЕ: значение должно быть получено из БД в момент начала работы Палнировщика
272 soc1_before = 100
273 soc2_before = 100
274 # Настраиваемый уровень заряда СНЭ на конец расчетного периода (если нужно зарядить/разрядить АКБ принудительно)
275 soc1_after = 100
276 soc2_after = 100
277 m = pyo.ConcreteModel()
278 output = []
279 #Граничные условия ДГУ
280 #число часов работы ДГУ на момент до начала расчета
281 d1_up_before = 0
282 d2_up_before = 0
283 d3_up_before = 0
284 d4_up_before = 0
285 d5_up_before = 0
286 d6_up_before = 0
287 #число часов простоя ДГУ на момент до начала расчета
288 d1_down_before = 0
289 d2_down_before = 0
290 d3_down_before = 0
291 d4_down_before = 0
292 d5_down_before = 0
293 d6_down_before = 0
294 # Статус работы ДГУ на момент начала расчета
295 # ПРИМЕЧАНИЕ: значение должно быть получено из БД в момент начала работы Палнировщика
296 u1_start = 0
297 u2_start = 0
298 u3_start = 0
299 u4_start = 0
300 u5_start = 0
301 u6_start = 0
```

```

302 # Минимальное допустимое число последовательных часов работы ДГУ
303 d1_min_up_time = 0
304 d2_min_up_time = 0
305 d3_min_up_time = 0
306 d4_min_up_time = 0
307 d5_min_up_time = 0
308 d6_min_up_time = 0
309 # Минимальное допустимое число последовательных часов простоя ДГУ
310 d1_min_down_time = 0
311 d2_min_down_time = 0
312 d3_min_down_time = 0
313 d4_min_down_time = 0
314 d5_min_down_time = 0
315 d6_min_down_time = 0
316 # ##### 3.2.2 Ограничения
317
318 # Баланс мощности
319 # 
$$\sum_{i \in \mathcal{I}} P_{i,t}^{\text{DGU}} + \widehat{\sum_{j \in \mathcal{J}} P_{j,t}^{\text{PV}}} - \sum_{k \in \mathcal{K}} P_{k,t}^{\text{charge}}$$

320 # 
$$+ \sum_{k \in \mathcal{K}} P_{k,t}^{\text{discharge}} = \widehat{\sum_{l \in \mathcal{L}} P_{l,t}^{\text{load}}}$$
  $\forall t \in \mathcal{T}$ 
321 #
322 # <p><center> где  $\widehat{P_{l,t}^{\text{load}}} = \widehat{P_t^{\text{consumer}}} + \widehat{P_t^{\text{self}}}$  - прогнозная суммарная активная
нагрузка (потребитель + собственные нужды), кВт </center></p>
323
324
325
326
327 def balance(model, i):
328     return m.x1[i] + m.x2[i] + m.x3[i] + m.x4[i] + m.x5[i] + m.x6[i] + m.bat1_dch[i] - m.bat1_ch[i] + m.bat2_dch[i] - m.bat2_ch[i] +
m.PV1[i] + m.PV2[i] + m.PV3[i] + m.PV4[i] + m.PV5[i] + m.PV6[i] + m.PV7[i] == (np.asarray(Load)[i])
329
330
331 # Минимальное число последовательных часов ДГУ в работе (пока принято за 3 часа)
332 #

```

```

333 # 
$$[h_i^{\text{up}}(t-1) - T_i^{\text{up}}][u_i(t-1) - u_i(t)] \geq 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

334 #
335 # <p><center>где  $h_i^{\text{up}}(t-1)$  - число последовательных часов к концу  $(t-1)$ -го часа, в течение которых  $i$ -ый дизель-генератор был в работе;  $T_i^{\text{up}}$  - минимальное допустимое число последовательных часов  $i$ -го дизель-генератора в работе;  $u_i(t)$  - бинарный коэффициент состояния  $i$ -го дизель-генератора в момент времени  $t$  (0 - выкл; 1 - вкл) </center></p>
336 #
337 #
338 #
339 #
340 # <p><center>Ограничение по удельной загрузке ДГУ. Удельная загрузка  $i$ -го работающего дизель-генератора в момент времени  $t$  больше или равна 0.5: </center></p>
341 #
342 # 
$$u_{i,t} = 1, \forall \frac{P_{i,t}}{P_i^{\max}} \geq 0.5 \quad \forall i \in \mathcal{I}, \forall t \in \mathcal{T}$$

343 #
344 # <p><center>Готовность к работе  $i$ -го дизель-генератора в течение всего расчетного периода  $\mathcal{T}$ : </center></p>
345 #
346 # 
$$a_i^{\text{DGU}} \cdot u_{i,t} - u_{i,t} = 0 \quad \forall i \in \mathcal{I}, \forall t \in \mathcal{T}, a \in [0,1]$$

347 #
348 # <p><center>где  $a_i$  - бинарный коэффициент доступности  $i$ -го дизель-генератора на весь расчетный период  $\mathcal{T}$  (1 - доступен, 0 - ремонт, тех.обслуживание, авария и т.д.) </center></p>
349
350
351
352
353 def d1_min_up_time_c(model, i):
354     if i == T1:
355         return (d1_up_before - d1_min_up_time)*(u1_start - m.u1[i]) >= 0
356     elif i <= T1+2:
357         uj = []
358         uj.append(m.u1[i-1])
359         for j in range(T1, i):
360             uj.append(m.u1[j])
361         return ((sum(uj) - d1_min_up_time)*(m.u1[i-1] - m.u1[i])) >= 0

```

```

362     else:
363         return ((m.u1[i-1] + m.u1[i-2] + m.u1[i-3] - d1_min_up_time)*(m.u1[i-1] - m.u1[i])) >= 0
364
365 def d2_min_up_time_c(model, i):
366     if i == T1:
367         return (d2_up_before - d2_min_up_time)*(u2_start - m.u2[i]) >= 0
368     elif i <= T1+2:
369         uj = []
370         uj.append(m.u2[i-1])
371         for j in range(T1, i):
372             uj.append(m.u2[j])
373         return ((sum(uj) - d2_min_up_time)*(m.u2[i-1] - m.u2[i])) >= 0
374     else:
375         return ((m.u2[i-1] + m.u2[i-2] + m.u2[i-3] - d2_min_up_time)*(m.u2[i-1] - m.u2[i])) >= 0
376
377 def d3_min_up_time_c(model, i):
378     if i == T1:
379         return (d3_up_before - d3_min_up_time)*(u3_start - m.u3[i]) >= 0
380     elif i <= T1+2:
381         uj = []
382         uj.append(m.u3[i-1])
383         for j in range(T1, i):
384             uj.append(m.u3[j])
385         return ((sum(uj) - d3_min_up_time)*(m.u3[i-1] - m.u3[i])) >= 0
386     else:
387         return ((m.u3[i-1] + m.u3[i-2] + m.u3[i-3] - d3_min_up_time)*(m.u3[i-1] - m.u3[i])) >= 0
388
389 def d4_min_up_time_c(model, i):
390     if i == T1:
391         return (d4_up_before - d4_min_up_time)*(u4_start - m.u4[i]) >= 0
392     elif i <= T1+2:
393         uj = []
394         uj.append(m.u4[i-1])

```

```

395     for j in range(T1, i):
396         uj.append(m.u4[j])
397     return ((sum(uj) - d4_min_up_time)*(m.u4[i-1] - m.u4[i])) >= 0
398 else:
399     return ((m.u4[i-1] + m.u4[i-2] + m.u4[i-3] - d4_min_up_time)*(m.u4[i-1] - m.u4[i])) >= 0
400
401 def d5_min_up_time_c(model, i):
402     if i == T1:
403         return (d5_up_before - d5_min_up_time)*(u5_start - m.u5[i]) >= 0
404     elif i <= T1+2:
405         uj = []
406         uj.append(m.u5[i-1])
407         for j in range(T1, i):
408             uj.append(m.u5[j])
409         return ((sum(uj) - d5_min_up_time)*(m.u5[i-1] - m.u5[i])) >= 0
410     else:
411         return ((m.u5[i-1] + m.u5[i-2] + m.u5[i-3] - d5_min_up_time)*(m.u5[i-1] - m.u5[i])) >= 0
412
413 def d6_min_up_time_c(model, i):
414     if i == T1:
415         return (d6_up_before - d6_min_up_time)*(u6_start - m.u6[i]) >= 0
416     elif i <= T1+2:
417         uj = []
418         uj.append(m.u6[i-1])
419         for j in range(T1, i):
420             uj.append(m.u6[j])
421         return ((sum(uj) - d6_min_up_time)*(m.u6[i-1] - m.u6[i])) >= 0
422     else:
423         return ((m.u6[i-1] + m.u6[i-2] + m.u6[i-3] - d6_min_up_time)*(m.u6[i-1] - m.u6[i])) >= 0
424
425
426 # Минимальное число последовательных часов простоя ДГУ (пока принято за 3 часа)
427 #

```

```

428 #  $[h_i^{\downarrow}(t-1)+T_i^{\downarrow}][u_i(t)-u_i(t-1)] \leq 0 \quad \forall t \in \mathcal{T}$ 
429 #
430 # <p><center>где  $h_i^{\downarrow}(t-1)$  - число последовательных часов к концу  $(t-1)$ -го часа, в течение которых  $i$ -ый дизель-
генератор простаивал;  $T_i^{\downarrow}$  - минимальное допустимое число последовательных часов простоя  $i$ -го дизель-генератора </
center></p>
431
432
433
434
435 def d1_min_down_time_c(model, i):
436     if i == T1:
437         return (d1_down_before + d1_min_down_time)*(-u1_start + m.u1[i]) <= 0
438     elif i <= T1+2:
439         uj = []
440         uj.append(m.u1[i-1])
441         for j in range(T1, i):
442             uj.append(m.u1[j])
443         return ((sum(uj) - 2 + d1_min_down_time)*(-m.u1[i-1] + m.u1[i])) <= 0
444     else:
445         return ((m.u1[i-1] + m.u1[i-2] + m.u1[i-3] - 3 + d1_min_down_time)*(-m.u1[i-1] + m.u1[i])) <= 0
446
447 def d2_min_down_time_c(model, i):
448     if i == T1:
449         return (d2_down_before + d2_min_down_time)*(-u2_start + m.u2[i]) <= 0
450     elif i <= T1+2:
451         uj = []
452         uj.append(m.u2[i-1])
453         for j in range(T1, i):
454             uj.append(m.u2[j])
455         return ((sum(uj) - 2 + d2_min_down_time)*(-m.u2[i-1] + m.u2[i])) <= 0
456     else:
457         return ((m.u2[i-1] + m.u2[i-2] + m.u2[i-3] - 3 + d2_min_down_time)*(-m.u2[i-1] + m.u2[i])) <= 0
458

```

```

459 def d3_min_down_time_c(model, i):
460     if i == T1:
461         return (d3_down_before + d3_min_down_time)*(-u3_start + m.u3[i]) <= 0
462     elif i <= T1+2:
463         uj = []
464         uj.append(m.u3[i-1])
465         for j in range(T1, i):
466             uj.append(m.u3[j])
467         return ((sum(uj) - 2 + d3_min_down_time)*(-m.u3[i-1] + m.u3[i])) <= 0
468     else:
469         return ((m.u3[i-1] + m.u3[i-2] + m.u3[i-3] - 3 + d3_min_down_time)*(-m.u3[i-1] + m.u3[i])) <= 0
470
471 def d4_min_down_time_c(model, i):
472     if i == T1:
473         return (d4_down_before + d4_min_down_time)*(-u4_start + m.u4[i]) <= 0
474     elif i <= T1+2:
475         uj = []
476         uj.append(m.u4[i-1])
477         for j in range(T1, i):
478             uj.append(m.u4[j])
479         return ((sum(uj) - 2 + d4_min_down_time)*(-m.u4[i-1] + m.u4[i])) <= 0
480     else:
481         return ((m.u4[i-1] + m.u4[i-2] + m.u4[i-3] - 3 + d4_min_down_time)*(-m.u4[i-1] + m.u4[i])) <= 0
482
483 def d5_min_down_time_c(model, i):
484     if i == T1:
485         return (d5_down_before + d5_min_down_time)*(-u5_start + m.u5[i]) <= 0
486     elif i <= T1+2:
487         uj = []
488         uj.append(m.u5[i-1])
489         for j in range(T1, i):
490             uj.append(m.u5[j])
491         return ((sum(uj) - 2 + d5_min_down_time)*(-m.u5[i-1] + m.u5[i])) <= 0

```



```

492 else:
493     return ((m.u5[i-1] + m.u5[i-2] + m.u5[i-3] - 3 + d5_min_down_time)*(-m.u5[i-1] + m.u5[i])) <= 0
494
495 def d6_min_down_time_c(model, i):
496     if i == T1:
497         return (d6_down_before + d6_min_down_time)*(-u6_start + m.u6[i]) <= 0
498     elif i <= T1+2:
499         uj = []
500         uj.append(m.u6[i-1])
501         for j in range(T1, i):
502             uj.append(m.u6[j])
503         return ((sum(uj) - 2 + d6_min_down_time)*(-m.u6[i-1] + m.u6[i])) <= 0
504     else:
505         return ((m.u6[i-1] + m.u6[i-2] + m.u6[i-3] - 3 + d6_min_down_time)*(-m.u6[i-1] + m.u6[i])) <= 0
506 # Задание ограничений по частоте пусков и остановов ДГУ (по критерию затрат на пуски и остановки)
507 #
508 # <p><center> Затраты на пуск  $i$ -го дизель-генератора в момент времени  $t$ : </center></p>
509 #
510 #  $SU_{i,t}^{DGU} \geq SU_{i,t-1}^{DGU} (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \quad \forall i \in \mathcal{I}, \quad t \in \mathcal{T}$ 
511 #
512 # <p><center> где  $SU_{i,t}^{DGU}$  - затраты на пуск  $i$ -го дизель-генератора, руб </center></p>
513 #
514 # <p><center> Затраты на останов  $i$ -го дизель-генератора в момент времени  $t$ : </center></p>
515 #
516 #  $SD_{i,t}^{DGU} \geq SD_{i,t-1}^{DGU} (u_{i,t-1} - u_{i,t}) \quad \forall i \in \mathcal{I}, \quad t \in \mathcal{T}$ 
517 #
518 # <p><center> где  $SD_{i,t}^{DGU}$  - затраты на останов  $i$ -го дизель-генератора, руб </center></p>
519
520
521
522
523 def d1_start_up_cost(model, i):
524     if i == T1:

```

```

525     return m.suc1[i] >= d1_startup_cost*(m.u1[i]-u1_start)
526 else:
527     return m.suc1[i] >= d1_startup_cost*(m.u1[i]-m.u1[i-1])
528
529 def d2_start_up_cost(model, i):
530     if i == T1:
531         return m.suc2[i] >= d2_startup_cost*(m.u2[i]-u2_start)
532     else:
533         return m.suc2[i] >= d2_startup_cost*(m.u2[i]-m.u2[i-1])
534
535 def d3_start_up_cost(model, i):
536     if i == T1:
537         return m.suc3[i] >= d3_startup_cost*(m.u3[i]-u3_start)
538     else:
539         return m.suc3[i] >= d3_startup_cost*(m.u3[i]-m.u3[i-1])
540
541 def d4_start_up_cost(model, i):
542     if i == T1:
543         return m.suc4[i] >= d4_startup_cost*(m.u4[i]-u4_start)
544     else:
545         return m.suc4[i] >= d4_startup_cost*(m.u4[i]-m.u4[i-1])
546
547 def d5_start_up_cost(model, i):
548     if i == T1:
549         return m.suc5[i] >= d5_startup_cost*(m.u5[i]-u5_start)
550     else:
551         return m.suc5[i] >= d5_startup_cost*(m.u5[i]-m.u5[i-1])
552
553 def d6_start_up_cost(model, i):
554     if i == T1:
555         return m.suc6[i] >= d6_startup_cost*(m.u6[i]-u6_start)
556     else:
557         return m.suc6[i] >= d6_startup_cost*(m.u6[i]-m.u6[i-1])

```

```

558
559 def d1_shut_down_cost(model, i):
560     if i == T1:
561         return m.sdc1[i] >= d1_shutdown_cost*(u1_start-m.u1[i])
562     else:
563         return m.sdc1[i] >= d1_shutdown_cost*(m.u1[i-1]-m.u1[i])
564
565 def d2_shut_down_cost(model, i):
566     if i == T1:
567         return m.sdc2[i] >= d2_shutdown_cost*(u2_start-m.u2[i])
568     else:
569         return m.sdc2[i] >= d2_shutdown_cost*(m.u2[i-1]-m.u2[i])
570
571 def d3_shut_down_cost(model, i):
572     if i == T1:
573         return m.sdc3[i] >= d3_shutdown_cost*(u3_start-m.u3[i])
574     else:
575         return m.sdc3[i] >= d3_shutdown_cost*(m.u3[i-1]-m.u3[i])
576
577 def d4_shut_down_cost(model, i):
578     if i == T1:
579         return m.sdc4[i] >= d4_shutdown_cost*(u4_start-m.u4[i])
580     else:
581         return m.sdc4[i] >= d4_shutdown_cost*(m.u4[i-1]-m.u4[i])
582
583 def d5_shut_down_cost(model, i):
584     if i == T1:
585         return m.sdc5[i] >= d5_shutdown_cost*(u5_start-m.u5[i])
586     else:
587         return m.sdc5[i] >= d5_shutdown_cost*(m.u5[i-1]-m.u5[i])
588
589 def d6_shut_down_cost(model, i):
590     if i == T1:

```

```

591     return m.sdc6[i] >= d6_shutdown_cost*(u6_start-m.u6[i])
592 else:
593     return m.sdc6[i] >= d6_shutdown_cost*(m.u6[i-1]-m.u6[i])
594
595 # Ограничения на работу СНЭ:
596 #
597 # <p><center> Поддержание уровня заряда СНЭ в установленных пределах: </center></p>
598 #
599 # 
$$(1 - DOD_{k,min}) \leq \eta_k^s SOC_{k, t-1} + 100 \cdot \left( P_{k,t}^{\text{charge}} \cdot \eta_k^{\text{charge}} + \frac{P_{k,t}^{\text{discharge}}}{\eta_k^{\text{discharge}}} \right) \frac{\Delta t}{C_k} \leq SOC_{k,max} \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}$$

600 #
601 # <p><center> где  $\eta_k^s$  - коэффициент саморазряда  $k$ -й СНЭ, %;  $C_k$  - емкость  $k$ -й СНЭ, кВтч;  $DOD_{k,min}$  - мак-
симальная глубина разряда (70%), %;  $SOC_{k}$  - уровень заряда  $k$ -й СНЭ </center></p>
602
603 # <p><center> Ограничение допустимой скорости (мощности) разряда/заряда  $k$ -й СНЭ: </center></p>
604 #
605 # 
$$P_{k,t}^{\text{dch}} \leq P_{k,max}^{\text{dch}} \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}$$

606 # 
$$P_{k,t}^{\text{ch}} \leq P_{k,max}^{\text{ch}} \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}$$

607
608
609
610
611 def soc1_ctrl(model, i):
612     if i == T1:
613         return m.soc1[i] == soc1_before - 100*m.bat1_dch[i]/(Eff_Bat*BatteryCapacity) + Eff_Bat*100*m.bat1_ch[i]/BatteryCapacity
614     else:
615         return m.soc1[i] == m.soc1[i-1] - 100*m.bat1_dch[i]/(Eff_Bat*BatteryCapacity) + Eff_Bat*100*m.bat1_ch[i]/BatteryCapacity
616
617 def soc2_ctrl(model, i):
618     if i == T1:
619         return m.soc2[i] == soc2_before - 100*m.bat2_dch[i]/(Eff_Bat*BatteryCapacity) + Eff_Bat*100*m.bat2_ch[i]/BatteryCapacity
620     else:
621         return m.soc2[i] == m.soc2[i-1] - 100*m.bat2_dch[i]/(Eff_Bat*BatteryCapacity) + Eff_Bat*100*m.bat2_ch[i]/BatteryCapacity

```

```

622
623
624 # <p><center> Готовность к работе $k$-й СНЭ в течение всего расчетного периода $\mathcal{T}$: </center></p>
625 #
626 # $$ a_{k}^{\text{ESS}} \cdot P_{k,t}^{\text{ch/dch}} - P_{k,t}^{\text{ch/dch}} = 0 \hspace{.5cm} \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}, a \in [0,1] $$
627
628
629
630
631 def ess1_availability (model, i):
632     return m.bat1_dch[i] + m.bat1_ch[i] == (m.bat1_dch[i] + m.bat1_ch[i]) * ess1_availability_state
633
634 def ess2_availability (model, i):
635     return m.bat2_dch[i] + m.bat2_ch[i] == (m.bat2_dch[i] + m.bat2_ch[i]) * ess2_availability_state
636
637
638 # <p><center> Ограничение одновременного разряда и заряда $k$-й СНЭ в момент времени $t$: </center></p>
639 #
640 # $$ P_{k,t}^{\text{dch}} \cdot P_{k,t}^{\text{ch}} = 0 \hspace{.5cm} \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} $$
641
642
643
644
645 # СНЭ не должна заряжаться и разряжаться одновременно
646 def ch_x_dch1 (model, i):
647     return m.bat1_ch[i] * m.bat1_dch[i] == 0
648
649 def ch_x_dch2 (model, i):
650     return m.bat2_ch[i] * m.bat2_dch[i] == 0
651
652 def ess12(model, i):
653     return m.bat1_dch[i] - m.bat2_ch[i] - m.bat1_dch[i] == 0
654

```

```

655 def ess21(model, i):
656     return m.bat2_dch[i] - m.bat1_ch[i] - m.bat2_dch[i] == 0
657
658 def cycle1(model, i):
659     return m.soc1[T1+T2-T1-1] >= soc1_after
660
661 def cycle2(model, i):
662     return m.soc2[T1+T2-T1-1] >= soc2_after
663
664 #синхронная работа инверторов СНЭ
665 def as_one1(model, i):
666     return m.bat1_dch[i] == m.bat2_dch[i]
667
668 def as_one2(model, i):
669     return m.bat1_ch[i] == m.bat2_ch[i]
670 # если СНЭ заряжена не на 100%, не ограничиваем инверторы СЭС
671 def curtailment_control1 (model, i):
672     return m.PV1[i] + m.PV2[i] + m.PV3[i] + m.PV4[i] + m.PV5[i] + m.PV6[i] + m.PV7[i] - PV[i] - m.bat1_ch[i]/ESS_inv <= 0
673
674 def curtailment_control2 (model, i):
675     return m.PV1[i] + m.PV2[i] + m.PV3[i] + m.PV4[i] + m.PV5[i] + m.PV6[i] + m.PV7[i] - PV[i] - m.bat2_ch[i]/ESS_inv <= 0
676
677 def d1_availability (model, i):
678     return m.u1[i] == m.u1[i] * d1_availability_state
679
680 def d2_availability (model, i):
681     return m.u2[i] == m.u2[i] * d2_availability_state
682
683 def d3_availability (model, i):
684     return m.u3[i] == m.u3[i] * d3_availability_state
685
686 def d4_availability (model, i):
687     return m.u4[i] == m.u4[i] * d4_availability_state

```

```

688
689 def d5_availability (model, i):
690     return m.u5[i] == m.u5[i] * d5_availability_state
691
692 def d6_availability (model, i):
693     return m.u6[i] == m.u6[i] * d6_availability_state
694
695 # ##### 3.2.3 Сборка модели Pyomo по сформулированным ограничениям
696
697 # <b><center> Целевая функция: </center></b>
698 #
699 # 
$$\min \text{ OPEX} = \sum_{t=1}^{48} \sum_{i=1}^4 \sum_{j=1}^7 \sum_{k=1}^2 \sum_{m=1}^2 F \cdot (0.0219 \cdot P_{\max}^{\text{DGU1}} \cdot u_t^{\text{DGU1}} + 0.3125 \cdot P_t^{\text{DGU1}} \\
700 \quad + 0.0219 \cdot P_{\max}^{\text{DGU2}} \cdot u_t^{\text{DGU2}} + 0.3125 \cdot P_t^{\text{DGU2}} + 0.049 \cdot P_{\max}^{\text{DGU3}} \cdot u_t^{\text{DGU3}} + 0.2788 \cdot P_t^{\text{DGU3}} + \\
701 \quad + 0.049 \cdot P_{\max}^{\text{DGU4}} \cdot u_t^{\text{DGU4}} + 0.2788 \cdot P_t^{\text{DGU4}}) + SU_{i,t}^{\text{DGU}} + SD_{i,t}^{\text{DGU}} + PV_{j,t}^{\text{cost}} + \\
702 \quad + ESS_{k,t}^{\text{cost}} + ESS_{m,t}^{\text{cost}} \quad \text{\$}$$

703 # где  $F$  - цена за 1 литр дизтоплива, руб (принято за 45 руб.);  $P_{\max}^{\text{DGU1}}$  - максимальная активная мощность дизель-генератора №1, кВт ;  $P_t^{\text{DGU1}}$  - мощность дизель-генератора №1 в момент времени  $t$ , кВт;  $u_t^{\text{DGU1}}$  - бинарный коэффициент состояния дизель-генератора №1 в момент времени  $t$  (0 - выкл; 1 - вкл);  $SU_{i,t}^{\text{DGU}}$  - затраты на пуск  $i$ -го дизель-генератора в момент времени  $t$ ;  $SD_{i,t}^{\text{DGU}}$  - затраты на останов  $i$ -го дизель-генератора в момент времени  $t$ ;  $PV_{j,t}^{\text{cost}}$  - эксплуатационные затраты  $j$ -го инвертора в момент времени  $t$ ;  $ESS_{k,t}^{\text{cost}}$  - эксплуатационные затраты  $k$ -го инвертора СНЭ в момент времени  $t$ ;  $ESS_{m,t}^{\text{cost}}$  - эксплуатационные затраты  $m$ -й СНЭ в момент времени  $t$ 
704
705 # 0.0219, 0.3125 - это коэффициенты с расходных характеристик ДГУ. Формулу исправлю позже
706
707 def unit_commitment():
708
709     m.N = pyo.Set(initialize=N)
710     m.T = pyo.Set(initialize=T)
711
712     m.x1 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, DGU1_pmax))

```

```

713 m.u1 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.Binary)
714
715 m.x2 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, DGU2_pmax))
716 m.u2 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.Binary)
717
718 m.x3 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, DGU3_pmax))
719 m.u3 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.Binary)
720
721 m.x4 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, DGU4_pmax))
722 m.u4 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.Binary)
723
724 m.x5 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, DGU5_pmax))
725 m.u5 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.Binary)
726
727 m.x6 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, DGU6_pmax))
728 m.u6 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.Binary)
729
730 m.bat1_dch = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, ESS_inv))
731 m.bat1_ch = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, ESS_inv))
732
733 m.bat2_dch = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, ESS_inv))
734 m.bat2_ch = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, ESS_inv))
735
736 m.soc1 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (SOCmin, SOCmax))
737 m.soc2 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (SOCmin, SOCmax))
738
739 m.suc1 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d1_startup_cost))
740 m.suc2 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d2_startup_cost))
741 m.suc3 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d3_startup_cost))
742 m.suc4 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d4_startup_cost))
743 m.suc5 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d5_startup_cost))
744 m.suc6 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d6_startup_cost))
745

```



```

746 m.sdc1 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d1_shutdown_cost))
747 m.sdc2 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d2_shutdown_cost))
748 m.sdc3 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d3_shutdown_cost))
749 m.sdc4 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d4_shutdown_cost))
750 m.sdc5 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d5_shutdown_cost))
751 m.sdc6 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, d6_shutdown_cost))
752
753 m.PV1 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, PV_inv1))
754 m.PV2 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, PV_inv2))
755 m.PV3 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, PV_inv3))
756 m.PV4 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, PV_inv4))
757 m.PV5 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, PV_inv5))
758 m.PV6 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, PV_inv6))
759 m.PV7 = pyo.Var(m.T, domain=pyo.NonNegativeReals, bounds = (0, PV_inv7))
760
761 m.lb1 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU1_pmin*m.u1[t] <= m.x1[t])
762 m.ub1 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU1_pmax*m.u1[t] >= m.x1[t])
763 m.lb2 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU2_pmin*m.u2[t] <= m.x2[t])
764 m.ub2 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU2_pmax*m.u2[t] >= m.x2[t])
765 m.lb3 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU3_pmin*m.u3[t] <= m.x3[t])
766 m.ub3 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU3_pmax*m.u3[t] >= m.x3[t])
767 m.lb4 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU4_pmin*m.u4[t] <= m.x4[t])
768 m.ub4 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU4_pmax*m.u4[t] >= m.x4[t])
769 m.lb5 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU5_pmin*m.u5[t] <= m.x5[t])
770 m.ub5 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU5_pmax*m.u5[t] >= m.x5[t])
771 m.lb6 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU6_pmin*m.u6[t] <= m.x6[t])
772 m.ub6 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: DGU6_pmax*m.u6[t] >= m.x6[t])
773
774 m.pv1 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: m.PV1[t] <= PV[t]/7)
775 m.pv2 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: m.PV2[t] <= PV[t]/7)
776 m.pv3 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: m.PV3[t] <= PV[t]/7)
777 m.pv4 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: m.PV4[t] <= PV[t]/7)
778 m.pv5 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: m.PV5[t] <= PV[t]/7)

```

```

779 m.pv6 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: m.PV6[t] <= PV[t]/7)
780 m.pv7 = pyo.Constraint(m.T, rule=lambda m, t: m.PV7[t] <= PV[t]/7)
781
782 m.pv1_curtailment = pyo.Constraint(m.T, rule=curtailment_control1)
783 m.pv2_curtailment = pyo.Constraint(m.T, rule=curtailment_control2)
784
785 m.min_up_time_d1 = pyo.Constraint(m.T, rule=d1_min_up_time_c)
786 m.min_up_time_d2 = pyo.Constraint(m.T, rule=d2_min_up_time_c)
787 m.min_up_time_d3 = pyo.Constraint(m.T, rule=d3_min_up_time_c)
788 m.min_up_time_d4 = pyo.Constraint(m.T, rule=d4_min_up_time_c)
789 m.min_up_time_d5 = pyo.Constraint(m.T, rule=d5_min_up_time_c)
790 m.min_up_time_d6 = pyo.Constraint(m.T, rule=d6_min_up_time_c)
791
792 m.min_down_time_d1 = pyo.Constraint(m.T, rule=d1_min_down_time_c)
793 m.min_down_time_d2 = pyo.Constraint(m.T, rule=d2_min_down_time_c)
794 m.min_down_time_d3 = pyo.Constraint(m.T, rule=d3_min_down_time_c)
795 m.min_down_time_d4 = pyo.Constraint(m.T, rule=d4_min_down_time_c)
796 m.min_down_time_d5 = pyo.Constraint(m.T, rule=d5_min_down_time_c)
797 m.min_down_time_d6 = pyo.Constraint(m.T, rule=d6_min_down_time_c)
798
799 m.su1 = pyo.Constraint(m.T, rule=d1_start_up_cost)
800 m.su2 = pyo.Constraint(m.T, rule=d2_start_up_cost)
801 m.su3 = pyo.Constraint(m.T, rule=d3_start_up_cost)
802 m.su4 = pyo.Constraint(m.T, rule=d4_start_up_cost)
803 m.su5 = pyo.Constraint(m.T, rule=d5_start_up_cost)
804 m.su6 = pyo.Constraint(m.T, rule=d6_start_up_cost)
805
806 m.sd1 = pyo.Constraint(m.T, rule=d1_shut_down_cost)
807 m.sd2 = pyo.Constraint(m.T, rule=d2_shut_down_cost)
808 m.sd3 = pyo.Constraint(m.T, rule=d3_shut_down_cost)
809 m.sd4 = pyo.Constraint(m.T, rule=d4_shut_down_cost)
810 m.sd5 = pyo.Constraint(m.T, rule=d5_shut_down_cost)
811 m.sd6 = pyo.Constraint(m.T, rule=d6_shut_down_cost)

```

```

812
813 # Ограничение - доступность ДГУ для работы
814 m.d1_ava = pyo.Constraint(m.T, rule=d1_availability)
815 m.d2_ava = pyo.Constraint(m.T, rule=d2_availability)
816 m.d3_ava = pyo.Constraint(m.T, rule=d3_availability)
817 m.d4_ava = pyo.Constraint(m.T, rule=d4_availability)
818 m.d5_ava = pyo.Constraint(m.T, rule=d5_availability)
819 m.d6_ava = pyo.Constraint(m.T, rule=d6_availability)
820
821 m.soc1_ctrl = pyo.Constraint(m.T, rule=soc1_ctrl)
822 m.soc2_ctrl = pyo.Constraint(m.T, rule=soc2_ctrl)
823 m.chdch1 = pyo.Constraint(m.T, rule=ch_x_dch1)
824 m.chdch2 = pyo.Constraint(m.T, rule=ch_x_dch2)
825 #m.ess12 = pyo.Constraint(m.T, rule=ess12)
826 #m.ess21 = pyo.Constraint(m.T, rule=ess21)
827 m.ess1_ava = pyo.Constraint(m.T, rule=ess1_availability)
828 m.ess2_ava = pyo.Constraint(m.T, rule=ess2_availability)
829 #m.d1_cstr1 = pyo.Constraint(m.T, rule=d1_cstr1)
830 #m.curt1 = pyo.Constraint(m.T, rule=curtailment_control1)
831 #m.ess1_cyc = pyo.Constraint(m.T, rule=cycle1)
832 #m.ess2_cyc = pyo.Constraint(m.T, rule=cycle2)
833
834 m.as_one1 = pyo.Constraint(m.T, rule=as_one1)
835 m.as_one2 = pyo.Constraint(m.T, rule=as_one2)
836
837 # Ограничение баланса мощности
838 m.demand = pyo.Constraint(m.T, rule=balance)
839
840 # целевая функция
841 m.cost = pyo.Objective(expr = sum(Fuel_price*((Kb1 * m.x1[t] + Bb1) + \
842                                     (Kb2 * m.x2[t] + Bb2) + \
843                                     (Kb3 * m.x3[t] + Bb3) + \
844                                     (Kb4 * m.x4[t] + Bb4) + \

```

```

845                 (Kb5 + m.x5[t] + Bb5) + \
846                 (Kb6 + m.x6[t] + Bb6)) \
847             for t in m.T), sense=pyo.minimize)
848
849     return m
850 # Запускаем оптимизацию собранной модели
851
852 m = unit_commitment()
853
854 opt = pyo.SolverFactory('couenne') # Обращаемся к алгоритмическому решателю задач типа MINLP
855 #results = opt.solve(m, logfile=r'couenne_logg.log', tee=True, timelimit=6000, keepfiles=True)
856 #results = opt.solve(m)
857 results = opt.solve(m, load_solutions=False)
858 if (results.solver.status == SolverStatus.ok) and (results.solver.termination_condition == TerminationCondition.optimal):
859     print('Solve OK')
860
861 m.solutions.load_from(results)
862 #results.write()
863
864 # Собираем результаты оптимизации в читаемый датафрейм
865 result_df = pd.DataFrame()
866 result_df['D1, kW'] = m.x1.get_values().values()
867 result_df['D2, kW'] = m.x2.get_values().values()
868 result_df['D3, kW'] = m.x3.get_values().values()
869 result_df['D4, kW'] = m.x4.get_values().values()
870 result_df['D5, kW'] = m.x5.get_values().values()
871 result_df['D6, kW'] = m.x6.get_values().values()
872 result_df['CH1, kW'] = m.bat1_ch.get_values().values()
873 result_df['dCH1, kW'] = m.bat1_dch.get_values().values()
874 result_df['CH2, kW'] = m.bat2_ch.get_values().values()
875 result_df['dCH2, kW'] = m.bat2_dch.get_values().values()
876 result_df['SOC1, %'] = m.soc1.get_values().values()
877 result_df['SOC2, %'] = m.soc2.get_values().values()

```

```

878 result_df['PV1, kW'] = m.PV1.get_values().values()
879 result_df['PV2, kW'] = m.PV2.get_values().values()
880 result_df['PV3, kW'] = m.PV3.get_values().values()
881 result_df['PV4, kW'] = m.PV4.get_values().values()
882 result_df['PV5, kW'] = m.PV5.get_values().values()
883 result_df['PV6, kW'] = m.PV6.get_values().values()
884 result_df['PV7, kW'] = m.PV7.get_values().values()
885
886 result_df.replace(to_replace=[None], value=np.nan, inplace=True)
887
888 result_df['Diesel, kW'] = result_df['D1, kW'] + result_df['D2, kW'] + result_df['D3, kW'] + result_df['D4, kW'] + result_df['D5, kW'] +
result_df['D6, kW']
889 result_df['ESS, kW'] = -result_df['CH1, kW'] + result_df['dCH1, kW'] - result_df['CH2, kW'] + result_df['dCH2, kW']
890 result_df['PV, kW'] = result_df['PV1, kW'] + result_df['PV2, kW'] + result_df['PV3, kW'] + result_df['PV4, kW'] + result_df['PV5, kW']
+ result_df['PV6, kW'] + result_df['PV7, kW']
891 result_df['Load, kW'] = Load[T1:T2]
892 else:
893     print('Solve failed')
894
895 #
896 # ЗДЕСЬ НУЖНО ВСТАВИТЬ "БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ" РАСЧЁТЫ РЕЖИМА РАБОТЫ СДК
897 #
898 # Собираем результаты оптимизации в читаемый датафрейм
899 result_df = pd.DataFrame()
900 result_df['D1, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
901 result_df['D2, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
902 result_df['D3, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
903 result_df['D4, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
904 result_df['D5, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
905 result_df['D6, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
906 result_df['CH1, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
907 result_df['dCH1, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
908 result_df['CH2, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]

```

```

909 result_df['dCH2, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
910 result_df['SOC1, %'] = soc1_before
911 result_df['SOC2, %'] = soc2_before
912 result_df['PV1, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
913 result_df['PV2, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
914 result_df['PV3, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
915 result_df['PV4, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
916 result_df['PV5, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
917 result_df['PV6, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
918 result_df['PV7, kW'] = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]
919
920 #result_df.replace(to_replace=[None], value=np.nan, inplace=True)
921
922 result_df['Diesel, kW'] = result_df['D1, kW'] + result_df['D2, kW'] + result_df['D3, kW'] + result_df['D4, kW'] + result_df['D5, kW'] +
result_df['D6, kW']
923 result_df['ESS, kW'] = -result_df['CH1, kW'] + result_df['dCH1, kW'] - result_df['CH2, kW'] + result_df['dCH2, kW']
924 result_df['PV, kW'] = result_df['PV1, kW'] + result_df['PV2, kW'] + result_df['PV3, kW'] + result_df['PV4, kW'] + result_df['PV5, kW']
+ result_df['PV6, kW'] + result_df['PV7, kW']
925 result_df['Load, kW'] = Load[T1:T2]
926
927
928 result_df
929
930
931 result_df.to_csv('result.csv')
932
933 # Строим график с результатами
934
935 # Строим график работы СДК
935 def plot_summary(df):
936
937     fig, ax = plt.subplots(2, 1, figsize=(18, 24))
938

```

```

939 PV_power_df = df[['PV1, kW', 'PV2, kW', 'PV3, kW', 'PV4, kW', 'PV5, kW', 'PV6, kW', 'PV7, kW']]
940 PV_power = PV_power_df.sum(axis=1)
941
942 ax[0].set_ylabel('Мощность, кВт', fontsize=15)
943 ax[0].set_xlabel('Номер часа', fontsize=15)
944 ax[0].bar(df.index, PV_power, label='СЭС', edgecolor="black", width=0.75, hatch='/', color='orange')
945 ax[0].bar(df.index, -df['CH1, kW'], width=0.75, edgecolor='black', hatch='o', color='slateblue')
946 #ax[0].bar(df.index, -df['CH2, kW'], bottom = -df['CH1, kW'], width=0.75, edgecolor='black', hatch='o', color='darkslateblue')
947 ax[0].bar(df.index, df['dCH1, kW'], bottom = df['D3, kW'] + df['D4, kW'] + df['D1, kW'] + df['D2, kW'] + PV_power, label='CHЭ 1',
width=0.75, edgecolor='black', hatch='o', color='slateblue')
948 #ax[0].bar(df.index, df['dCH2, kW'], bottom=df['D3, kW'] + df['D4, kW'] + df['D1, kW'] + df['D2, kW'] + df['dCH1, kW'] + PV_power,
label='CHЭ 2', width=0.75, edgecolor='black', hatch='o', color='darkslateblue')
949 ax[0].bar(df.index, df['D1, kW'], label='ДГУ 1', bottom=PV_power + df['D3, kW'] + df['D4, kW'], edgecolor="black", align='center',
width=0.75, hatch="///", color='royalblue')
950 ax[0].bar(df.index, df['D2, kW'], label='ДГУ 2', bottom=PV_power + df['D3, kW'] + df['D4, kW'] + df['D1, kW'], edgecolor="black",
align='center', width=0.75, hatch="///", color='dimgray')
951 #ax[0].bar(df.index, df['D3, kW'], label='ДГУ 3', bottom=PV_power, edgecolor="black", align='center', width=0.75, hatch="///",
color='teal')
952 #ax[0].bar(df.index, df['D4, kW'], label='ДГУ 4', bottom=PV_power + df['D3, kW'], edgecolor="black", align='center', width=0.75,
hatch="///", color='deepskyblue')
953 ax[0].plot(df.index, df['Load, kW'], color='red', label='Нагрузка', linewidth=4, marker='o', markeredgecolor='black', markersize=10)
954 ax[0].legend(fontsize=15)
955 ax[0].grid()
956
957 ax[1].set_ylabel('Уровень заряда АКБ, %', fontsize=15)
958 ax[1].set_xlabel('Номер часа', fontsize=15)
959 ax[1].set_ylim([SOCmin*0.9, SOCmax*1.1])
960 ax[1].plot(df.index, df['SOC1, %'], '--', color='darkred', label='SOC 1', linewidth=3, marker='o', markeredgecolor='black', markersize=10)
961 ax[1].plot(df.index, df['SOC2, %'], '--', color='darkred', label='SOC 2', linewidth=3, marker='s', markeredgecolor='black', markersize=10)
962 ax[1].legend(fontsize=15)
963 ax[1].grid()
964
965 plt.show()

```

```
966
967     return
968
969 plot_summary(result_df)
970
971
972
973 print('ИТОГОВЫЕ ЗНАЧЕНИЯ')
974
975 result_df['B1'] = Kb1 * result_df['D1, kW'] + Bb1
976 result_df['B2'] = Kb2 * result_df['D2, kW'] + Bb2
977
978 print('Выработка э/э СЭС, кВтч: ', result_df['PV, kW'].sum())
979 print('Выработка э/э ДЭС, кВтч: ', result_df['Diesel, kW'].sum())
980 print('расход топлива на ДЭС, л:', result_df['B1'].sum() + result_df['B2'].sum())
981
982
```


ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Подготовленные в рамках выполнения НИОКР публикации и РИД

Vaskov A., Sigel A., Shurkalov P. A Software Package for Optimization of a Solar-Diesel Complex Operation Mode // 2024 7th International Conference on Information Technologies in Engineering Education (Inforino) – 2024. P. 1-6, DOI: 10.1109/Inforino60363.2024.10551958.

Ссылка на скачивание: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10551958>

A Software Package for Optimization of a Solar-Diesel Complex Operation Mode

Alexey Vaskov
Department of Hydropower and
Renewable Energy Sources
National Research University "Moscow
Power Engineering Institute"
Moscow, Russian Federation
VaskovAG@mpei.ru

Alexandr Sigel
Department of Hydropower and
Renewable Energy Sources
National Research University "Moscow
Power Engineering Institute"
Moscow, Russian Federation
SigelAS@mpei.ru

Petr Shurkalov
Department of Hydropower and
Renewable Energy Sources
National Research University "Moscow
Power Engineering Institute"
Moscow, Russian Federation
ShurkalovPS@mpei.ru

Abstract—The article considers the basic principles of the solar-diesel complex operation mode control system. The methodology that allows to determine the most effective combination of operating equipment is proposed. The suggested solutions are evaluated for the conditions of the solar-diesel complex located in the city of Verkhoyansk, and it is carried out using the author's software package.

Keywords—solar power plants, photovoltaic modules, solar energy, diesel power plants, forecasting, control, optimization

I. INTRODUCTION

To date, several dozens of solar-diesel complexes (SDC) are in operation in the Russian Federation, and new ones are being designed and built. Most of them are located in isolated and hard-to-reach areas. The traditional source of energy in such places are diesel power plants (DPP), the use of which is associated with a number of difficulties of technical (high wear and tear of equipment) and economic (caused by the high cost of diesel fuel) nature. In this regard, solar power plants (SPP) are being implemented as part of isolated energy systems, which allow to replace a certain share of DPPs in the total energy balance.

The areas of application of SDCs are very different – from the use of SDCs for partial replacement of diesel power plants to the possibility of operation in a fully autonomous mode.

From the point of view of design and operation, the most relevant is the classification of SDCs according to the level of power generation by solar power plants in the local power system:

- There are SDCs with the share of SPPs in the annual power generation up to 20% and the capacity of SPPs not exceeding 50% of the capacity of the local power system. Such SDCs are characterized by the following features: the DPP is in operation during the entire operating cycle; there is a relatively small reduction in fuel consumption, which leads to insignificant environmental benefits and low economic efficiency; at the same time, such SDCs do not require a central management controller – the SDC operation mode is controlled on the basis of the regular capabilities of controllers of diesel generator units (DGU) and solar inverters.
- SDCs with the share of SPPs in annual power generation from 20 to 50% and the capacity of SPPs exceeding 50% of the capacity of the local power system. The following features are typical for such

SDCs: the DPP is in operation during the entire operating cycle; there is a need of a simple controller or a small energy storage device for frequency and voltage regulation.

- SDCs with the share of SPPs in annual power generation of more than 50-80% and the capacity of SPPs of about 100-150% of the capacity of the local energy system and more. The following features are typical for such SDCs: DPP operates only occasionally, acting as a backup energy source; an energy storage system (ESS) is required to redistribute the electricity generated by the SPP; a centralized control system of the SDC is required.

Automation of the control process of SDCs with medium and high share of SPPs in its power generation allows to reach the best performance indicators. Selection of the most efficient operation mode of SDC should be performed automatically in real time.

II. ALGORITHM FOR CONTROLLING THE OPERATION OF SOLAR-DIESEL COMPLEX

A. General Provisions

As a rule, the main algorithmic idea of the control system of SDC operation is to ensure power quality: maintenance of frequency and voltage value at the nominal level [1, 2]. In the case of renewable energy sources (RES) based power units operating as part of an interconnected power system, this approach is certainly reasonable. But in the case of isolated power systems, in which the mutual influence of energy sources on each other, on consumers and vice versa is very strong, the work on mode management in the format of reaction to the deviations that have already occurred does not allow making optimal decisions on the choice of the composition of the included generating equipment. In other words, high-quality power supply is ensured, but the maximum economic effect is not achieved.

This approach can be changed only by adding a module to the SDC control system algorithm that provides a preliminary forecast of the SDC operation mode for a certain period of time in advance (Fig. 1). Such an approach makes it possible to prepare power equipment in advance for power changes, switching on or switching off.

The second feature of the proposed approach is as follows. When distributing power between DGUs, the most common approach is to use uniform distribution, when each of the units operates with the same specific load as the others. Theoretically it is repeatedly shown that this solution gives the optimum in terms of fuel consumption minimization only when the power characteristics of the

The research was carried out within the framework of the project "Control Systems for Solar-Diesel Complexes" supported by the grant of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation № FSWF-2022-0006.

979-8-3503-7136-9/24/\$31.00 ©2024 IEEE

Authorized licensed use limited to: National Research Univ Moscow Power Eng Inst. Downloaded on November 14, 2024 at 07:41:09 UTC from IEEE Xplore. Restrictions apply.

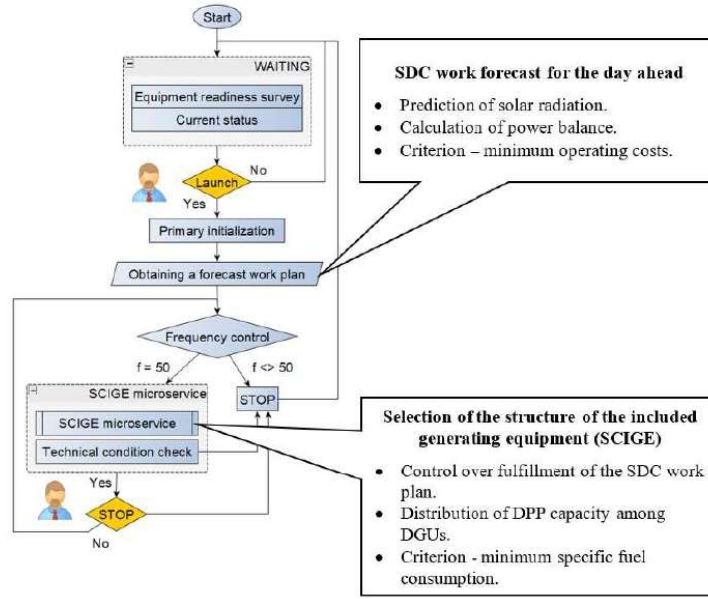


Fig. 1. General structure of the algorithm of solar-diesel control system operation.

DGUs are the same. As it is shown below, this is not always the case, and therefore it is necessary to implement the procedure of searching for the optimal load of DGUs in the control algorithm of SDC.

So, the control process is based on the well-known requirement to fulfill the power balance, expressed in the equation (1):

$$P_{load}(\Delta t) = N_{DPP}(\Delta t) + N_{SPP}(\Delta t) \pm N_{ESS}(\Delta t), \quad (1)$$

where $P_{load}(\Delta t)$ [kW] – is the total power of electric receivers (load); $N_{SPP}(\Delta t)$ [kW] – is the power of SPP, determined based on the intensity of solar radiation; $N_{ESS}(\Delta t)$ [kW] – is the power of charging/discharging of ESS, determined based on the ratio of power of SPP and load, as well as taking into account the level of battery charge; $N_{DPP}(\Delta t)$ [kW] – is the power of DPP (reserve power); Δt – time interval of 1 hour.

The important features of the solution of the power balance equation considered in the control of SDCs are as follows:

- 1) The value of the power consumption is assumed to be known in advance from the load forecast.
- 2) The SPP power is also determined in advance from the available solar radiation forecast.
- 3) The charging/discharging power of the ESS is determined based on the ratio of the SPP power to the load, and also taking into account the current battery charge level.
- 4) The DPP power, as a backup energy source, is determined last.

The main element of the proposed software package is the model for forecasting the operation mode of SDC. The forecasting problem is solved for the next day with time

intervals of 1 hour. The procedure for performing the solar radiation forecast for a day ahead and the procedure for performing the in-station optimization of the DPP operation mode are discussed in detail below.

B. Predicting the Operating Mode of SDC

A neural network model with multilayer perceptron architecture was used to solve the regression problem in which the predictor is the hourly average solar radiation flux density, and the predictors are various geometric and meteorological parameters correlating in one way or another with the predicted value. The training sample consists of combined data from ground-based measurements of solar radiation intensity and meteorological data archive with values of total cloudiness, relative humidity, and air temperature for 9 geographical locations.

The authors are working on the next phase of the solar irradiance prediction software component to improve the predictive model by adding time series analytics, resulting in a hybrid model that relies on retrospective measurements of the predictor and meteorological forecast data.

The above approach requires mandatory access to the meteorological forecast data, which is not always possible in the conditions of real SDC operation for various reasons (e.g., due to the lack of Internet connection, lack of access to the meteorological provider's site, etc.). As a backup method of obtaining a forecast of solar radiation arrival, direct modeling using the functionality of the verified PVLIB library [3] is used. Predictors in this case are the time period for which the forecast is made, geographical coordinates of the SDC location and a number of actinometric and meteorological data in TMY format obtained in advance and locally placed in the database of the automated process control system. For example, the source of necessary data can be PVGIS service [4], which provides the following

information: air temperature at a height of 2 meters above the ground surface; relative humidity; sum of total solar radiation arriving on a horizontal plane; sum of direct solar radiation arriving on a horizontal plane; sum of diffuse solar radiation arriving on a horizontal plane; wind speed and direction at a height of 10 meters above the ground surface; atmospheric pressure.

Based on the specified meteorological information and technical characteristics of the main power equipment used at the SPP, the forecast of the SPP power is estimated:

1) The volt-ampere characteristics of photovoltaic modules (PVM) are modeled based on the temperature of solar cells [5] (equations (2) and (3)):

$$T_m = T_a + E \cdot \exp(a + b \cdot WS); \quad (2)$$

$$T_c = T_m + \frac{E}{E_0} \Delta T, \quad (3)$$

where T_c [°C] – temperature of solar cells; T_m [°C] – temperature of PVM surface; E and $E_0 = 1000 \text{ W/m}^2$ – intensity of solar radiation under current and standard conditions; ΔT [°C] – empirically determined temperature difference between front and back side of PVM, depending on the type of PVM; T_a [°C] – ambient air temperature; WS [m/s] – wind speed; a and b – empirically determined coefficients depending on the type of PVM.

According to the method given in [6], the parameters of the five-parameter substitution scheme of a single PVM are calculated at the current values of solar radiation intensity and ambient air temperature. On the basis of the obtained parameters of the substitution scheme, the equation describing the volt-ampere characteristic of the PVM is solved by numerical methods (equation (4)):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{nN_s V_{th}} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}, \quad (4)$$

where I_L [A] – photocurrent proportional to the illumination of the PVM surface; I_0 [A] – diode saturation current; R_s and R_{sh} [Ohm] – series and shunt resistances; $nN_s V_{th}$ – product of three components: diode ideality factor, number of elements connected in series inside the PVM and element thermal voltage; I [A] and V [V] – current and voltage at the PVM terminals.

2) Modeling of the volt-ampere characteristic of the PVM array is performed on the basis of the obtained characteristic of a single PVM taking into account the scheme of modules connection into the array. The number of PVMs connected in series in the array is determined by the maximum allowable voltage at the inverter input; the number of chains is determined based on the maximum allowable current at the inverter input.

3) The DC to AC conversion system is modeled using the methodology described in [7]: voltage and current values at the point of maximum power of the PVM array are used as input parameters, the result is the power generation on the AC side of the inverter.

Then, based on the predicted values of the SPP power, the other terms of the power balance equation can be predicted.

The modeling of the ESS operation mode is based on the well-known approach of determining the charge level of accumulator batteries (AB), based on restrictions on the minimum and maximum permissible charge levels, as well as on whether there is a “surplus” or “deficit” of energy produced by the SPP to supply consumers (equations (5)–(7)). If the ESS is idle for a sufficiently long time, possible self-discharge is also taken into account [8]:

$$SOC(t) = SOC(t-1) \cdot (1 - \sigma) + \left(N_{SPP}(\Delta t) - \frac{P_{load}(\Delta t)}{\eta_{inv}} \right); \quad (5)$$

$$SOC(t) = SOC(t-1) \cdot (1 - \sigma) - \left(\frac{P_{load}(\Delta t)}{\eta_{inv}} - N_{SPP}(\Delta t) \right); \quad (6)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max}, \quad (7)$$

where $SOC(t-1)$ and $SOC(t)$ – AB charge level at the beginning and end of the calculation period (1 hour); η_{inv} – efficiency of the solar inverter; σ – self-discharge value of the AB; SOC_{min} and SOC_{max} – minimum and maximum allowable levels of the AB charge.

Using the equation (1), the results obtained allow estimating the DPP power with which it should operate at a particular moment of the forecast day:

$$N_{DPP}(\Delta t) = P_{load}(\Delta t) - N_{SPP}(\Delta t) \mp N_{ESS}(\Delta t).$$

The specified sequence of actions is realized once within the current hour time interval. In this way “sliding” forecasting for the next 24 hours is realized.

C. Methodology for Selecting the Structure of Included Generating Equipment

The purpose of the procedure for selecting the structure of included generating equipment is to determine the combination of included units and the distribution of power between them, ensuring the fulfillment of the condition of minimizing the specific fuel consumption at the DPP. This functionality is implemented as a microservice, iteratively working on the basis of a programmable logic controller Raspberry Pi.

Within each iteration, the current frequency of electric current in the network is monitored (Fig. 2). If the frequency is equal to the nominal frequency (taking into account the permissible measurement errors and the specified insensitivity zone), there is no instantaneous change in the value of the components of the power balance equation. The current deviation of the DPP power from the planned values is analyzed, and only in this case the DPP power is adjusted, bringing its operating power as close as possible to the planned one.

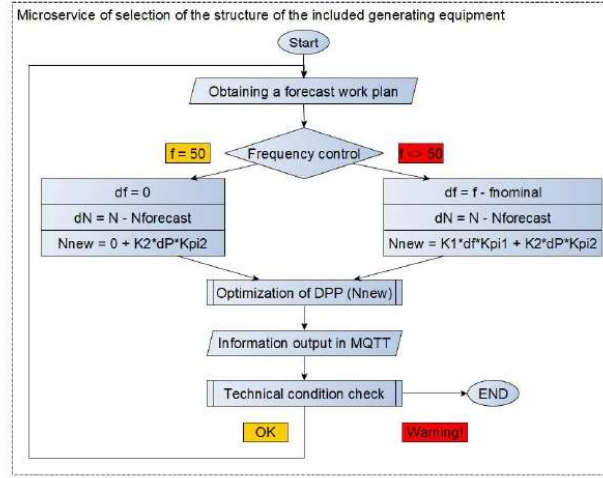


Fig. 2. Algorithm of the system for selecting the structure of included generating equipment.

In a situation where the frequency deviates from the nominal value, a new value of the DPP power (equation (8)) is calculated to ensure a smooth return of the frequency to the nominal value:

$$N_{DPP}^{new}(t) = K_1 \cdot \Delta f \cdot K_{PI1} + K_2 \cdot \Delta P \cdot K_{PI2}, \quad (8)$$

where $\Delta f = f - f_{nom}$ [Hz] – deviation of the current frequency of electric current from the nominal value; $\Delta P = N_{DPP}(t) - N_{DPP}^{pred}(t)$ [W] – deviation of the current value of DPP power from the predicted one for the considered time interval; K_1 and K_2 – empirically determined coefficients, $K_1 + K_2 = 1$; K_{PI1} and K_{PI2} – empirically determined coefficients of the proportional regulator of DPP power.

In order to set a new power value at each DGU, the calculation of the optimal power distribution between individual DGUs according to the criterion of minimizing the specific fuel consumption for the whole DPP is carried out.

In case the power characteristics of all DGUs installed at the power plant are identical, the problem of power distribution between them is solved simply – DGUs are loaded evenly. This ensures the equality of specific fuel consumption for each of the loaded machines. In this case, the maximum energy efficiency of the DPP as a whole is achieved. However, as soon as a situation arises in which DGUs have different energy characteristics (the models of DGUs used are different or the characteristics are affected by mode and design factors), the task of finding the most efficient ratio of capacities of individual DGUs becomes more complicated.

The research carried out by the authors showed that the difference between the energy characteristics of DGUs even of the same models can reach 12%. The necessary information was obtained experimentally using the pilot energy complex available to the author's team, consisting of: two 40 kW DGUs; controlled electric load (heat-electric heaters), the power of which can vary from 0.2 to 51.2 kW; flow meters installed on each DGU.

In the process of obtaining characteristics showing the dependence of fuel consumption on load, the DGUs were loaded three times in the range from 22 to 95% of rated power, and the results were finally averaged. The final characteristics are presented in Fig. 3. In addition, for comparison, the figure shows the energy characteristics modeled according to different methods [9-11] for this model of DGU.

D. Optimization of the Structure of Included Diesel-Generator Units

To solve the optimization problem, linear programming methods are used – a software module is developed that provides the search for the optimal structure of the included diesel-generator units.

The optimization algorithm using linear programming includes the following steps:

- 1) Creation of decision variables.
- 2) Definition of the target function.
- 3) Definition of constraints.
- 4) Solving the problem.
- 5) Checking the status of the solution.

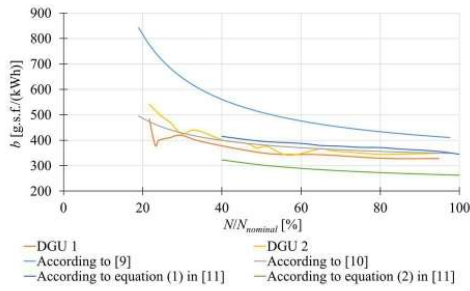


Fig. 3. Power characteristics of DGUs: the characteristics of DGU 1 and DGU 2 were obtained during the tests; the other 4 characteristics were modeled according to the methods from [9-11].

To solve the problem using linear programming it is necessary to determine the target function. In this case, the target function has the form according to the equation (9), and is used to minimize fuel costs:

$$\sum_{i=1}^E \sum_{j=1}^F R_{i,j} \times C_{i,j}, \quad (9)$$

where E – number of DGUs; F – number of points; $R_{i,j}$ – value of the binary variable i at point j ; $C_{i,j}$ – fuel consumption for DGU i at point j .

There are only a few restrictions, namely: DGUs unavailable for operation (under maintenance, in repair, etc.) are not considered; the limitation on the total output power of the DPP, determined according to equation (8), is taken into account.

The optimization problem is solved in the Python programming language using the CBC (Coin-OR Branch and Cut) solver, which applies combined branch and bound methods to solve linear programming problems. The solution of the optimization problem using the CBC solver proceeds in several steps:

1) Iterative process. The process starts by partitioning the variable space into subproblems (branching). For each branch, a subproblem is solved, which is a linear programming function, and the CBC solver tries to find the optimal solution for this subproblem. In case the solver fails to find a solution to the problem, it produces an empty result. The estimates of the best solutions are updated based on the results of solving the subproblems.

2) In each branch, the CBC solver determines the value of the target function subject to the constraints mentioned earlier.

3) The estimates of the best solutions are updated based on the results of solving subproblems. This allows the solver to efficiently refine the search space to find the optimal solution.

4) The process is repeated until the stopping criteria, such as reaching the maximum number of iterations, is reached.

5) Once the optimization process is complete, the CBC solver returns the optimal values of the variables that ensure the extremum of the target function while satisfying all constraints.

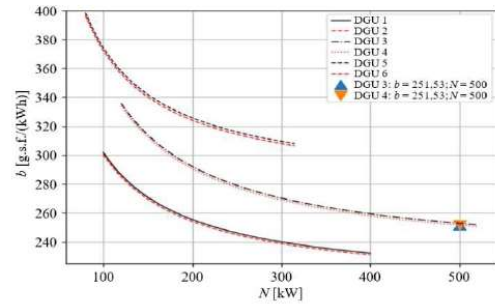


Fig. 4. Example of optimal loading of three DGUs.

As an example, Fig. 4 shows the result of the program module operation in terms of power distribution between three DGUs in the town of Verkhoyansk. It can be seen that the minimum of specific fuel consumption at the power plant is ensured at uneven loading of DGUs. That is, the local minimum of the specific fuel consumption for each DGU separately does not provide a global minimum for the entire DPP.

III. EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE PROPOSED SOLUTIONS

To validate the developed mathematical model, an existing SDC located in the town of Verkhoyansk in Yakutia (coordinates: 67°33' N, 133°23' E), for which the author's team has data, was selected as the object of research.

The main background information that was used is:

- Characteristics of SDC diesel generators (Table 1).
- Daily load schedules for characteristic days of each month of the year (Fig. 5).
- Daily power generation schedules of the SDC solar modules (Fig. 6). These graphs were obtained using the functionality of the internet resource PVGIS. The average values for each month of 2020 were selected for further calculations.

TABLE I. CHARACTERISTICS OF SDC DIESEL GENERATORS

Unit type	Engine type	Power [kW]
AD-400	KTA19-G4	400
AD-400	KTA19-G4	400
AD-520	KTA38-G2A	520
AD-520	KTA38-G2A	520
DGA-315	6CN 25/34	315
DGA-315	6CN 25/34	315

Approbation of the developed software package was carried out for two variants – at uniform load distribution between DGUs and at optimal load distribution according to the minimum specific fuel consumption. The main results obtained during the calculations are presented in Table 2.

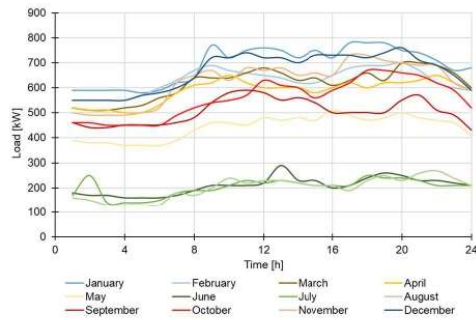


Fig. 5. Daily load schedules.

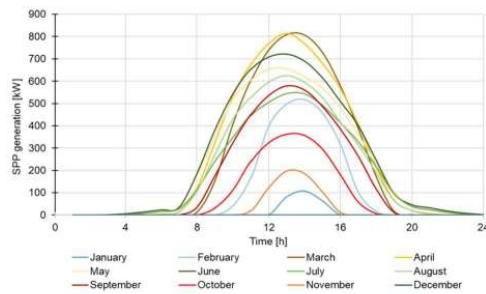


Fig. 6. Daily power generation schedules of the SDC solar modules.

TABLE II MAIN RESULTS OF DGU OPERATION UNDER DIFFERENT VARIANTS OF LOAD DISTRIBUTION

DGU	Operating time [h]	Number of starts	Output [kWh]	Installed capacity utilization factor [%]	Absolute flow rate [l]
Uniform load distribution					
1	68	18	25404	22.05	7385
2	23	5	8520	7.40	2314
3	51	13	24265	16.20	10373
4	0	0	0	0.00	0
5	135	27	34098	37.59	11579
6	52	21	15179	16.73	4543
Total	397	84	107465	15.11	36196
Optimal load distribution					
1	165	21	39440	34.24	11344
2	109	10	43600	37.85	11749
3	51	13	24305	16.23	7166
4	0	0	0	0	0
5	1	1	80	0.09	30.74
6	3	3	240	0.26	92.22
Total	397	48	107665	15.14	30382

IV. CONCLUSION

The analysis of the obtained results showed that optimal load distribution between DGUs compared to uniform distribution leads to higher efficiency:

- Specific fuel consumption decreased by 2.68%.

- Absolute fuel consumption decreased by 16.06 %.
- The number of DGU starts decreased by 42.86 %.

Thus, the proposed variant of load sharing between DGUs allows to achieve a more efficient use of fossil fuels, because by reducing the number of switching operations, the fuel consumption for idling of DGUs is reduced. In addition, the probability of accidents is also reduced.

Despite the positive results of the study, it should be noted that there are still many tasks to finalize the developed software package. So at the moment it does not take into account the suboptimal operation of DGUs at a load of less than 50% of the rated capacity of the unit, it is not able to perform load forecasting and calculation of diesel fuel consumption for idling, and the wear of DGUs is set manually at the stage of input data. In further studies it is supposed to add these capabilities to the model for more accurate modeling of operation modes not only of DPP, but also of SDC as a whole.

REFERENCES

- [1] Belila, A.; Benbouzid, M.; Berkouk, E.-M.; Amirat, Y. On Energy Management Control of a PV-Diesel-ESS Based Microgrid in a Stand-Alone Context. *Energies* 2018, 11, 2164. <https://doi.org/10.3390/en11082164>
- [2] Mahmoud M. Mohamed, Helmy M. El Zoghby, Soliman M. Sharaf, Magdi A. Mosa, Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel microgrid, *Journal of Energy Storage*, Volume 51, 2022, 104317, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104317>
- [3] William F. Holmgren, Clifford W. Hansen, and Mark A. Mikofski. "pvlb python: a python package for modeling solar energy systems." *Journal of Open Source Software*, 3(29), 884, (2018). <https://doi.org/10.21105/joss.00884>
- [4] PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- [5] King, D. et al, 2004, "Sandia Photovoltaic Array Performance Model", SAND Report 3535, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.
- [6] W. De Soto et al., "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance", *Solar Energy*, vol 80, pp. 78-88, 2006.
- [7] D. King, S. Gonzalez, G. Galbraith, W. Boyson, "Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters", SAND2007-5036, Sandia National Laboratories.
- [8] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system, *Energy Policy*, Volume 35, Issue 11, 2007, Pages 5708-5718, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.02>
- [9] Ismail, M.S., Moghaviemi, M., Mahlia, T.M.I. (2013). Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate. *Energy Conversion and Management*, vol. 69, 163-173, DOI: 10.1016/j.enconman.2013.02.005.
- [10] Ministry of Energy of the Russian Federation. Prikaz ot 30 dekabrya 2008 goda № 323 "Ob utverzhdenii poryadka opredeleniya normativov udel'nogo rashkoda topliva pri proizvodstve elektricheskoy i teplovoj energii" [Order No. 323 of December 30, 2008 "On Approval of the Procedure for Determination of Specific Fuel Consumption Standards for Electricity and Heat Generation"], from <https://docs.cntd.ru/document/902148460>, accessed on 2023-04-10.
- [11] JSC Lonmadi. Kak schitaetsya rashkod topliva dizel'nogo generatora [How to calculate the fuel consumption of a diesel generator], from <https://www.jcbgenerators.ru/tekhnicheskaya-biblioteka/kak-schitaetsya-rashkod-topliva-dizel'nogo-generatora.html>, accessed on 2023-04-10

Analysis of the Requirements of Technical Standards for Grid-Connected Distributed Power Sources

Liqun Guo

*Institute of Hydropower and Renewable Energy
National Research University "MPEI"
Moscow, Russia
litsyun@mail.ru*

A. G. Vaskov

*Institute of Hydropower and Renewable Energy
National Research University "MPEI"
Moscow, Russia
VaskovAG@mpei.ru*

Abstract—In recent years, the rapid growth of distributed power sources has promoted the development of their grid connection standards. This article introduces the current status of distributed power grid connection standards at home and abroad. Representative distributed power grid connection standards in North America, Europe and China were selected and compared from aspects such as power control, grid adaptability, power quality, safety and protection. Point out the main differences between distributed power grid connection standards in North America, Europe and China, and analyze the development trend of distributed power grid connection standards. It will facilitate the next step to study the impact of distributed photovoltaic power generation system grid connection on power quality and propose solutions.

Keywords—distributed power sources, power quality, grid connection, standards, grid adaptability

I. INTRODUCTION

With the development and utilization of conventional energy, environmental pollution has become increasingly serious. Countries around the world are focusing on greener energy and more efficient and flexible power generation methods. Distributed power generation has attracted the attention of many countries due to its green, environmentally friendly, efficient and flexible characteristics. In recent years, driven by policy support and technological progress, distributed power has developed rapidly.

Distributed power sources are connected to the distribution network nearby to reduce line losses, improve the power quality at the end of the power grid, relieve the pressure of power grid transformation, improve the power grid's disaster resistance, and improve the reliability of power supply for important users. However, distributed power sources have small installed capacity, large quantity, many grid connection points, and many types of power sources. Their connection to the distribution network will have a series of impacts on the operation, control, and protection of the power grid. To this end, it is necessary to formulate corresponding technical standards for grid connection, standardize the technical requirements for grid connection of distributed power sources, and ensure the safe and reliable operation of the power system.

At present, many distributed power grid connection technical standards have been introduced in the world [1–11], such as IEEE 1547 series standards, Canadian C22.2NO.257

standard, German VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110 etc. China has also formulated a series of national and industry standards represented by GB/T 33593 for distributed power grid connection.

Literature [12–16] introduced the interconnection standards between distributed power sources and power grids. Document [12] introduces the IEEE 1547 series of standards and drafts. Literature [13–14] studied the differences between Chinese enterprise standard Q/GDW480-2010 and domestic and foreign standards. Literature [15] studied the differences between China's industry standard NB/T 32015-2013 and domestic and foreign standards. Literature [16] compared commonly used international standards and domestic enterprise standards Q/GDW480-2010, Q/GDW617-2011. Technical standards for distributed power grid connection are constantly updated and iterated with the development of distributed power. The interpretation and research of these standards also need to be continuously followed up to meet the development needs of distributed power.

This article introduces the current status of distributed power grid-connection technical standards, and selects representative distributed power grid-connection technical standards in North America, Europe and China for research. Compare key aspects such as power control, grid adaptability and power quality, point out the main technical differences of each standard, analyze the reasons for the differences, and analyze the development trend of distributed power grid-connected technical standards.

II. STANDARDS FOR INTERCONNECTING DISTRIBUTED RESOURCES WITH ELECTRIC POWER SYSTEMS

A. IEEE 1547 Series of Standards

The IEEE 1547 standard is a standard for interconnecting distributed resources with electric power systems developed by the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). It is applicable to distributed power sources of all power generation technologies. It is a series of standards including testing, monitoring, information communication and control.

B. China

China released GB/T33593-2017 Distributed power grid-connected technical requirements and GB/T33592-2017 distributed power grid-connected operation control specifications, and implemented on December 1, 2017. GB/T

The investigation was carried out within the framework of the project "Control systems of a solar-diesel complexes" with the support of a grant from Ministry

33593-2017 and GB/T 33592-2017 are applicable to the new construction, reconstruction and expansion of distributed power supplies connected to the power grid through voltage levels of 35 kV and below.

C. Canada

There are currently two main grid connection standards: C22.2NO.257 Converter-based micro power supply access distribution network standard, and C22.3NO.9 Distributed power supply system grid connection standard. The C22.2NO.257 standard applies to the grid connection requirements for converter-based distributed resources to be connected to low-voltage distribution networks with voltage levels below 0.6 kV. C22.3NO.9 is suitable for distributed power supplies connected to distribution networks with voltage levels below 50 kV and with a capacity not exceeding 10 MW.

D. Germany

VDE-AR-N 4110 is suitable for power generation equipment, energy storage equipment, etc. that are connected to the medium-voltage power grid (1~60 kV) and have a grid-connected capacity of 135 kW and above. The same applies to situations where the grid connection point is in the low-voltage network, but the common connection point to the grid is in the medium-voltage network. VDE-AR-N 4105 is suitable for power generation equipment and energy storage equipment outside the scope of VDE-AR-N 4110, connected to low-voltage distribution network (≤ 1 kV), or with a capacity less than 135 kW. For total capacity of 135 kW and The above power generation system, but the capacity of a single power generation equipment is less than 30 kW, is also applicable.

III. COMPARISON OF DOMESTIC AND FOREIGN DISTRIBUTED POWER GRID CONNECTION STANDARDS

A. General Requirements and Access Principles

None of the five standards compared in this article directly limits the grid-connected capacity of distributed power sources, but they all constrain it by reasonably limiting the voltage change rate or the resulting change in power quality after the distributed power sources are connected to the grid.

Among them, IEEE 1547-2018 and the German Medium and Low Voltage Grid Connection Guidelines both constrain the grid connection capacity of distributed power sources by limiting the maximum voltage change of the point of common coupling (PCC) after the distributed power sources are connected. The IEEE 1547-2018 standard requires that before and after distributed power is connected, the root mean square value of the medium voltage (1~35 kV) PCC voltage amplitude change cannot exceed 3%. Low voltage (<1 kV) PCC voltage amplitude variation shall not exceed 5% rms. Germany's medium-voltage grid connection requirements stipulate that the voltage amplitude of each PCC in the network cannot change more than 2%, and the low-voltage grid connection requirements stipulate that the voltage amplitude change of each PCC in the network cannot exceed 3%.

The Canadian C22.3NO.9 standard stipulates that the change in power quality level caused by the connection of

distributed power sources to the grid should not exceed the voltage quality requirements of the corresponding voltage level distribution network.

Unlike the definition methods of other standards, the Chinese standard does not directly stipulate the range of voltage changes caused by the connection of distributed generation (DG), but contains specific provisions on the connection power and voltage level of the connection of DG. Special requirements: The total power of DG should, in principle, not exceed 25% of the maximum load in the supply area of the upper level transformer; The ratio of the short circuit current of the connection point of the DG network to the rated current of the DG should not be less than 10; The connection voltage level of DR should be as follows: DR of 200 kW and below should be connected to the 380 V voltage level power grid, and DR above 200 kW should be connected to the power grid of 10 kV (6 kV) and above.

B. Power Quality

The five standards all impose restrictions on the impact of distributed power sources on power quality, requiring them to meet the requirements of the country's (or this organization's) power quality-related standards. The power quality impacts involved mainly include harmonics, voltage deviation, voltage fluctuation and flicker, voltage imbalance, DC component, etc.

• Current Harmonics

One of the most serious power quality problems is harmonic distortion, which is characterized by voltage and current waves that are not purely sinusoidal or have a positive sequence fundamental frequency. The main source of distortion at the generation stage is the use of electronic power devices. Distributed generation uses frequency converters to connect to the power grid, and these devices can create this kind of distortion. Power quality is typically analyzed by measuring total harmonic distortion (THD) of voltage and current. IEEE 1547-2018 and Canadian C22.3NO.9: Total harmonic distortion shall not exceed 5% of rated value at 60 Hz. For any distributed generation, the total harmonic distortion at the common connection point should not exceed 3% of the rated value. Chinese standards stipulate that the THD of 10 (6) kV voltage shall not exceed 5% of the rated value. The THD of the voltage specified by German standards at 50 Hz must not exceed 5% of the rated value.

• Voltage Imbalance

Voltage imbalance occurs when phase voltages differ in magnitude or phase shift. In general, global standards have determined that the appropriate voltage unbalance threshold is between 1% and 2%. The IEEE 1547-2018 standard requires voltage unbalance to be less than 3%, and German standards require distributed generators to maintain a voltage unbalance ratio of less than 2%. In Canada, the standard established a maximum voltage unbalance factor of 2%. Chinese standards trumpet when the connection points of the photovoltaic power generation system to the grid are in normal operation of the power grid, the degree of imbalance of the negative sequence electric voltage does not exceed 2%, and for a short time should not exceed 4%; The permissible value of the degree of

imbalance of the negative sequence point voltage at these points caused by the photovoltaic power generation system is usually 1.3%, and for a short time should not exceed 2.6%.

- Voltage Fluctuation and Flicker

To reduce or avoid short-term voltage fluctuations, many countries require that the maximum installed power be several times less than the short-circuit power at the common communication point. The severity of a surge event is quantified using the short-term surge severity indicator (Pst) and the long-term surge severity indicator (Plt). The Plt indicator reflects the intensity of the surge caused by voltage fluctuations tested over a continuous period of 10 minutes. The Pst indicator reflects the intensity of the surge caused by voltage fluctuations tested over a continuous period of 2 hours [17]. According to the surge intensity indicators adopted here as an indicator of voltage fluctuations. The voltage surge limits are shown in Table I.

TABLE I. LIMITATIONS OF VOLTAGE SURGES IN ACCORDANCE WITH VARIOUS STANDARDS

Standard	Plt	Pst
IEEE 1547-2018	0.35	0.25
GB/T 33593-2017	0.7	-
C22.3NO.9	0.8	1

- Direct Current Component

When a distributed generation power converter is directly connected to the grid, DC current can be injected into the grid, causing saturation and heating of the transformer and motor and thus generating harmonic currents. Especially if there is an internal fault in the distributed generation power converter, direct current appears. According to national and international standards, the DC current supplied by distributed inverters currently ranges from 20 mA to 1 A or 0.5%~5% of the rated current. IEEE 1547, Canada C22.3NO.9 and Chinese standards stipulate that the DC current supplied by the DG shall not exceed 0.5% of the total rated output current of the point of connection of the distributed generators.

C. Active Power Control Capability

IEEE 1547-2018 and the German grid connection standard provide detailed regulations on the active power control of distributed power supplies. It is clearly stated that distributed power supplies need to adjust the active power output of the power supply according to signals such as grid frequency and grid dispatch instructions. GB/T 33593-2017 requires that distributed power supplies connected to the grid at a voltage level of 10 (6) ~ 35 kV have active power adjustment capabilities, and does not require distributed power supplies connected to the grid at a voltage level of 380 V. Canadian standards do not impose requirements on distributed power sources. When the grid frequency is abnormal, some standards require distributed power sources to have the ability to participate in grid frequency regulation by adjusting active power output, that is, active power-frequency response capability. The requirements for ride-through of distributed

power supplies at abnormal frequencies by various standards are shown in Table II. The Canadian C22.3NO.9 standard does not have requirements for active power control to support the grid frequency. It is considered that the system frequency is regulated by the large grid, and when the system frequency exceeds the normal range, the distributed power system only needs to be cut off within a specified time.

TABLE II. FREQUENCY RIDE-THROUGH REQUIREMENTS UNDER ABNORMAL OPERATING PERFORMANCE BY VARIOUS STANDARDS

Standard	Frequency range (Hz)	Requirements
IEEE 1547-2018	>61.8 / <57.0	Terminate power delivery and take the power source off the grid
	61.2 – 61.8	Force run
	58.8 – 61.2	Continuous running
	57.0 – 58.8	Force run
German standards	>52.5 / <47.5	Trip and disconnect within 0.1 s
	51.5 – 52.5	Trip and disconnect within 5 s
	51.0 – 51.5	Continuous operation without leaving the grid within 30 minutes
	49.0 – 51.0	Continuous running
	47.5 – 49.0	Continuous operation without leaving the grid within 30 minutes
GB/T 33593-2017	>50.5 / <48.0	Immediately terminate power delivery to grid lines
	50.2 – 50.5	Distributed power sources that are out of service are not allowed to be integrated into the power grid
	49.5 – 50.2	Continuous running
	48.0 – 49.5	Can run for at least 10 minutes

D. Reactive Power Control Capability

The IEEE 1547-2018 standard stipulates that distributed power supplies must have reactive power control capabilities. Under the limit of rated apparent power, in order to ensure the injection or absorption of required reactive power, distributed power sources may need to actively reduce active power.

The Canadian C22.3NO.9 standard does not require the reactive power control capabilities of induction generator type distributed power supplies. The power factor of the converter-type distributed power supply should be adjusted to within the qualified range at the PCC. German medium and low voltage grid connection standards stipulate that distributed power supplies must have reactive power control capabilities.

GB/T 33593-2017 proposes different reactive power and voltage regulation requirements for different voltage levels and different types of distributed power supplies. Distributed power supplies connected to the grid at a voltage level of 10 (6) ~ 35 kV are required to have power factor and voltage regulation capabilities at the grid-connected point; for distributed power supplies connected to the grid at a voltage of 380 V, only the power factor at the grid-connected point is required. meet the requirements.

Various standards have roughly the same provisions on power factor at the grid connection point or PCC of distributed power sources: the power factor is adjustable within a certain range; for distributed power systems with particularly small

capacity, the power factor is required to be fixed. The values stipulated in the specific standards are shown in Table III.

TABLE III. POWER FACTOR REGULATIONS IN DIFFERENT DR GRID INTEGRATION STANDARDS

Standard	Scope of application	Power factor
IEEE 1547-2018	All distributed power sources	Any value is adjustable
C22.3NO.9	DR supply above 30 kW	0.9 (lead) ~ 0.9 (lag) adjustable
	DR supply below 30 kW	No power factor adjustment capability required
VDE-AR-N 4110	All distributed power sources	0.95 (lead) ~ 0.95 (lag) adjustable
VDE-AR-N 4105	Synchronous generator type DR	0.95 (lead) ~ 0.95 (lag) adjustable
	Asynchronous generator type DR	Maintained at 0.95 ± 0.02 (lag)
GB/T 33593-2017	Synchronous generator type DR	0.95 (lead) ~ 0.95 (lag) adjustable
	Asynchronous generator type DR	0.98 (lead) ~ 0.98 (lag) adjustable

Without centrally installing reactive power compensation equipment, making full use of the reactive power control capabilities of distributed power sources can adjust the voltage at the grid connection point and improve the voltage qualification rate. Germany and IEEE1547-2018 have stricter, more detailed and specific requirements for distributed power reactive power-voltage control capabilities and control modes than GB/T 33593-2017.

E. Fault Ride-through Capability

The IEEE 1547-2018 standard specifies different levels of abnormal voltage ride-through capabilities for three-level abnormal response performance. When the voltage at the grid connection point is abnormal, the distributed power supply can be cut off from the grid, as shown in Figure 1.

The Canadian C22.3NO.9 standard does not require high voltage ride through capability. With the consent of the power grid company, the C22.3NO.9 standard does not require but allows distributed power sources to carry out low voltage ride-through.

The German medium and low voltage grid connection standards have requirements for the abnormal voltage ride-through capability of distributed power supplies as shown in Figure 2. Within the voltage ride-through boundary, distributed power sources should ensure that they are not disconnected from the grid.

GB/T 33593-2017 standard requires that distributed power supplies connected to the grid at a voltage level of 10 (6) ~ 35 kV should have low voltage ride-through capabilities, as shown in Figure 3. For distributed power supplies with low voltage access and 10(6) kV voltage level access to the user side, low voltage ride through capability is not required. GB/T 33593-2017 does not have requirements for high voltage ride through capability.

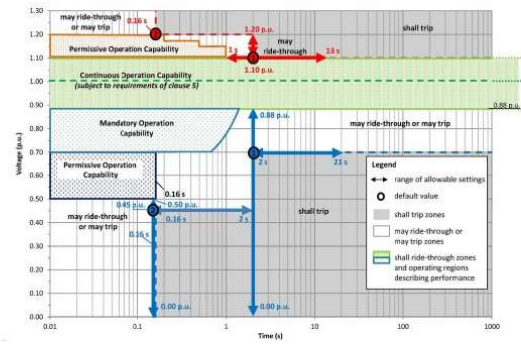


Fig. 1. Voltage ride-through requirement in IEEE 1547-2018.

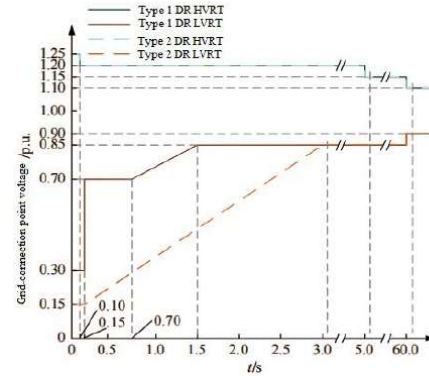


Fig. 2. Voltage ride-through requirement in VDE-AR-N 4110.

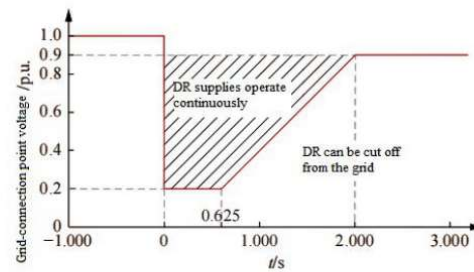


Fig. 3. Low-voltage ride-through requirement in GB/T 33593-2017.

F. Grid Connection and Synchronization

To avoid the influence of the grid connection, the requirements for allowing distributed power supplies to be connected to the grid are as follows: When the system voltage and frequency are in the normal operating range, and the deviation of the phase, amplitude and frequency of the voltage

between the distributed power supply and the grid is within a certain range. The parameters are shown in Table IV.

TABLE IV. PARAMETER RESTRICTIONS FOR SYNCHRONOUS NETWORK CONNECTION

Parameter	IEEE1547-2018			VDE-AR-N
Total power DR (kVA)	0 - 500	500 - 1500	1500 - 10000	(Medium voltage connection)
Frequency deviation (Hz)	0.3	0.2	0.1	0.5
Voltage deviation (%)	10	5	3	10
Phase angle deviation (°)	20	15	10	10

A large power grid failure may cause a large number of distributed power sources to go off the grid. After the power grid returns to normal, if no restrictions are imposed, a large number of distributed power sources will be connected to the grid at the same time in a short period of time, thus causing an impact on the power grid. The five standards stipulate the reconnection of distributed power sources after the grid fault is restored, requiring that the reconnection of distributed power sources after being disconnected from the grid requires a delay or permission from the power grid dispatching agency.

Chinese standards stipulate that after the power grid returns to normal operation, distributed power supplies of the power grid 10(6) kV - 35 kV can be connected to the network in series after issuing instructions from the dispatch authority of the power grid. Distributed power supplies connected to the 220/380V power grid should be connected to the grid with a delay after the grid returns to normal operation, and the grid connection delay setting value should be greater than 20 seconds.

G. Overall Situation Comparison

Overall, these distributed power grid connection standards have great differences in terms of active power control, reactive power control, voltage ride-through, etc. The main comparison is shown in Table V.

In recent years, with the increase in the penetration rate of distributed power sources, the role of distributed power sources in the power grid has become increasingly apparent. Countries have revised the grid connection standards of distributed power sources in a timely manner. For example, IEEE 1547-2018 and the German Grid Connection Guidelines have put forward higher requirements in terms of fault ride-through capability, grid adaptability and active support capabilities, including increased active power-frequency response, higher low-voltage ride-through requirements, increased the requirements for high voltage ride-through and a wider reactive voltage adjustment range are proposed. This allows distributed power sources to play a more active role in the power grid, participating in power grid regulation through active and reactive power control, and supporting the stable and reliable operation of the power grid together with large-scale traditional power sources.

TABLE V. POWER FACTOR REGULATIONS IN DIFFERENT DR GRID INTEGRATION STANDARDS

Comparison	IEEE1547-2018 VDE-AR-N	C22.3NO.9	GB/T 33593-2017
Active power control	Required	Not required	Medium voltage required, low voltage not required
Reactive power control		Required above 30 kW	
Frequency response		Not required	
LVRT			
HVRT			
			Not required

IV. CONCLUSION

This article introduces the current status of distributed power grid connection standards at home and abroad. Through a comparative study of several typical standards, it points out the main differences in the current standards of different countries, fundamentally analyzes the reasons for the differences, and analyzes the distribution the development trend of power supply grid connection standards.

Distributed power grid connection technical standards need to consider the proportion of distributed power in the power grid, the development of distributed power control technology and other factors, and update them in a timely manner to promote the development of distributed power and ensure the safe and stable operation of the power grid. When the penetration rate of distributed power sources was relatively low in the early days, the grid connection technical requirements of various countries were relatively simple, with no support for the power grid in steady state and rapid disconnection from the grid when the grid failed; as the penetration rate of distributed power sources gradually increases, its impact on the security and stability of the power grid has begun to appear, and many countries have successively proposed higher voltage and frequency support, fault ride-through, grid adaptability and other requirements.

Therefore, it is very important to analyze and study the impact of distributed photovoltaic power on the power quality of the distribution network in the future. By building a photovoltaic power generation system model and a distribution network model, changing the capacity and grid-connected location of the photovoltaic power source, and conducting simulation and quantitative analysis of the voltage distribution and harmonic changes at each node of the grid after grid-connection, it can be determined whether the grid-connection conditions are met. And put forward corresponding power quality evaluation methods and improvement measures.

REFERENCES

- [1] IEEE Std 1547-2018. IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems [S].
- [2] BS EN 50549-1-2019. Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks. Connection to a LV distribution network: Generating plants up to and including Type B [S].

- [3] BS EN 50549-2-2019. Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks. Connection to a MV distribution network. Generating plants up to and including Type B [S].
- [4] VDE-AR-N 4110: 2018-11. Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage) [S].
- [5] VDE-AR-N 4105: 2018-11. Generators connected to the low-voltage distribution network [S].
- [6] CAN/CSN-C22.2 No.257-06(R2015). Interconnecting inverter-based micro-distributed resources to distribution systems [S].
- [7] CSA C22.3 No.9-08(R2015). Interconnection of distributed resources and electricity supply systems [S].
- [8] GB/T 33593-2017. Technical requirements for distributed power grid connection [S].
- [9] GB/T 33592-2017. Distributed power grid-connected operation control specifications [S].
- [10] Q/GDW 1867 Grid-connected technology for small household photovoltaic power generation systems [S].
- [11] GB/T 50865 – 2013 Code for design of photovoltaic generation connecting to distribution network [S].
- [12] Dawei YANG, Xiuqiong HUANG, Jianhua YANG, Jing ZHANG and Bin FENG, "Introduction to and analysis on IEEE 1574 Standard Series for Microgrids and Distributed Resources," [J]. Southern power system technology 2012, Vol. 6, No. 5.
- [13] BAO Wei, HU Xuehao, HE Guoqing, et al., "Study on standard for grid-integration of distributed resources," [J]. Power System Technology, 2012, 36(11), pp. 46–52.
- [14] Shiyi WANG, Qian AI, "Worldwide standards for integration of microgrids and distributed generations," [J]. Power System Technology, 2013, 41(6), pp. 1170–1175.
- [15] Guoqing HE, Kaihui FENG, Weiran ZHAO. "Comparative analysis of distributed resources integration standards," [J]. China Standardization, 2016, 77(2), pp. 62–65.
- [16] Haixue LIN, "On the standard for grid-connected of distributed resources and its developmental trend," [J]. Electrical & Energy Management Technology, 2016(17), pp. 1–6.
- [17] Yandi G. Landera, Oscar C. Zevallos, Rafael C. Neto, Jose F. da Costa Castro and Francisco A. S. Neves, A Review of Grid Connection Requirements for Photovoltaic Power Plants, [J]. Energies 2023,16, pp. 2093.

Comparison of Direct and Indirect Approaches to PV Power Estimation

Alisher F. Narynbaev¹, Vladislav A. Kremer², Alexey G. Vaskov³

^{1,3}Hydropower and Renewable Energy Department

^{1,3}National Research University "MPEI"

²Institute of Information Technologies

²MIREA - Russian Technological University (RTU MIREA)

^{1,2,3}Moscow, Russian Federation

¹NarynbaevA@mpei.ru, ²vkremer.work@gmail.com, ³VaskovAG@mpei.ru

Abstract—This study compares direct and indirect approaches for estimating the output power of solar photovoltaic plants. The effectiveness of the direct approach is assessed through a case study of the Bichurskaya PV power plant, utilizing a supervised machine learning model, specifically the MLP model. Data from two grid-connected PV power plants, based on PVOD data, is used to evaluate the performance of the indirect approach, which involves sequential mathematical modeling of PV plant components using models from the pvlib library. Results indicate that, with sufficient input data, the direct approach is able to surpass traditional mathematical modelling in PV plant output power estimation. The MLP model achieved an nRMSE metric of 3.3%, while the model chain demonstrated a 5.3% performance on the same dataset.

Keywords—irradiance-to-power conversion, model chain, solar forecasting, machine learning, multilayer perceptron

I. INTRODUCTION

As the share of solar power generation continues to grow, and solar power plants become more integrated into power systems, predicting solar power generation emerges as one of the most critical challenges. This is primarily attributed to the intermittent nature of solar radiation on the Earth's surface.

The prediction of solar radiation and often the associated forecasting of solar power generation have become subjects of heightened interest among researchers worldwide. Consequently, a myriad of diverse approaches has been developed to address this issue. However, for each specific case, one should choose from a limited set of known methodologies available today or propose a unique approach. Limitations are frequently associated with retrospective data and their characteristics, sometimes extending to their availability.

Among the primary criteria for selecting an approach to forecasting the output power of solar photovoltaic (PV) plants, the following can be highlighted:

- Characteristics of the input data (quality, completeness and temporal characteristics of the data set)
- Forecasting time horizon (ultra-short-term, short-term, medium-term, long-term)
- Forecast discretization (depending on the application area, different requirements for temporal resolution may be imposed on models for the same forecasting horizon)
- Required type of forecast data representation (deterministic (point) or probabilistic)

The forecasting of the output power of PV plants can be conceptualized as a two-stage process: initially, the magnitude of the primary energy resource is forecasted (for solar power plants, this corresponds to the amount of solar radiation), and subsequently, the obtained physical quantity is converted into the output power of the PV power station using pertinent mathematical models. This approach is termed indirect. However, an alternative exists in the form of a direct approach, where the PV power forecasting is directly conducted through various regression models.

The recalculation of primary energy resource volumes into target values is the most crucial step in addressing the modelling and forecasting tasks related to the operational performance of energy systems based on renewable energy sources. In the literature, the collective term "irradiance to power conversion" has been established to denote such recalibration specifically in solar energy applications. This term encompasses groups of methods for converting "raw" data on solar irradiance into electrical power for photovoltaic converters or the output power of PV power plants.

It should be noted that both approaches have their respective advantages. For instance, the indirect approach is indispensable for newly commissioned PV power plants or in situations where retrospective data from local measurements are unavailable. The direct approach proves valuable in conditions characterized by incomplete project information about the PV power station and its individual components.

From an operational standpoint, the challenge in selecting an approach lies in the inability to anticipate in advance which of the approaches will prove to be more accurate. Nevertheless, a detailed comparison of direct and indirect approaches to PV power calculation has not yet received extensive coverage in thematic research. Among the studies providing thorough and representative analyses, [1] and [2] stand out, focusing on the comparison between physical and statistical methods in forecasting solar power plant generation. Additionally, [3] conducts a comparison between indirect and direct approaches. The general problem of irradiance to power conversion was also investigated in the recent studies [4–10].

A recurring theme in these studies emphasizes the imperative of empirically validating all available methods within the constraints at hand. This is necessitated by the inherent challenge of pre-determining which approach will exhibit superior accuracy.

The aim of this research is to practically compare and evaluate the coherence of direct and indirect approaches in addressing the problem of estimating the power output of a photovoltaic station.

II. PROBLEM FORMULATION

The data used in this research can be subdivided into two categories. Initially, an examination was conducted on the publicly accessible Photovoltaic Power Output Dataset (PVOD) [11]. Subsequently, the data analyzed in this paper includes measurements obtained from the Bichurskaya Photovoltaic Power Plant located in the Russian Federation. The description of the data is broken down below.

A. The PVOD

The PVOD, authored by a group of Chinese researchers [3], is accessible through their project's GitHub repository [4]. This dataset encompasses information from 10 PV plants situated in Hebei Province, China. It includes measurements and essential details crucial for PV model chain modelling. Comprising a total of 271,968 records, the PVOD features NWP output at a 15-minute temporal resolution, aligning with the temporal resolution of local measurement data collected from PV sites. The extensive dataset spans over 300 days, organized chronologically from July 1, 2018, to June 13, 2019.

For this study, data from PV plants 1 and 2 were utilized. Table I provides metadata and technical parameters for the selected stations.

B. Bichurskaya PV plant data

In order to assess the efficiency of the indirect approach to PV power modelling, data from Bichurskaya PV plant was investigated.

Bichurskaya PV power plant is a solar power facility located in the Bichursky District of the Republic of Buryatia, Russian Federation. The installed capacity of the station is 10 MW. Local measurement data from the power plant include values of solar irradiance on a horizontal surface and in the plane of the photovoltaic modules, recorded at a 5-minute interval over the period from November 2, 2018, to November 13, 2019. Fig. 1 and Fig. 2 depict the measurement data of global horizontal irradiance (GHI) and the output electrical power of the power plant.

III. METHODOLOGY

A. Indirect approach

PV power estimation through indirect approach primarily involves the necessity of component-based mathematical modeling, which in fact can be regarded as a fully independent task.

TABLE I THE PVOD STATIONS DATA

Parameters	Station Number (according to the dataset)	
	1	2
Latitude [deg]	38.04778	38.18306
Longitude [deg]	114.95139	117.45722
Installed Capacity [kW]	6600	20000
PV technology	Poly-Si	Poly-Si
Panel Size, m ²	1.6236	1.66350
PV Module	LW255(29)P	LW6P60-270
Solar Inverter	NSG-500K3TL	TC500KH
PV Modules Number	26000	74000
PV Modules Array Tilt [deg]	33	33
PV Array Layout	20x96	22x128

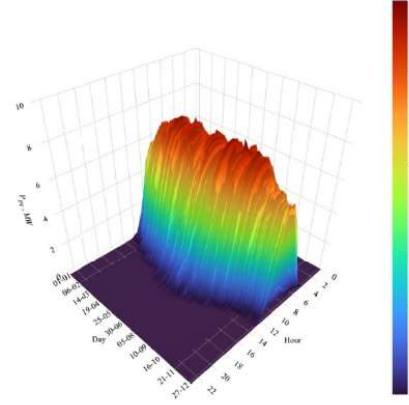


Fig. 1. PV output power measurements data from Bichurskaya PV plant.

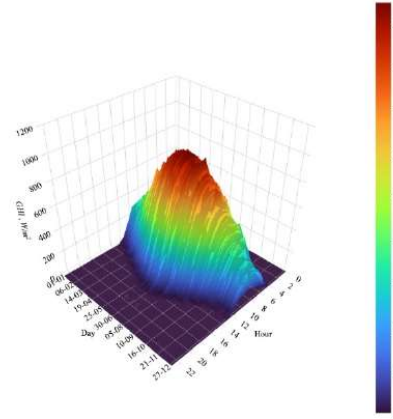


Fig. 2. GHI measurements data from Bichurskaya PV plant.

The mathematical modeling of the physical process of photovoltaic conversion is a multistage endeavor. Unlike the direct approach where uncertainty in the selection of a computational model arises once, in this context, at each stage of the modeling process, the researcher is presented with a choice among several options. These choices, ultimately, may lead to various model combinations. In the literature, the established term for such combinations (or groups) of employed physical models is "model chain" [12]. The phrase implies a lack of interchangeability between the stages of modeling, meaning that the order of succession is strictly adhered to. The number of models involved in a combination varies significantly depending on the spectrum of available input data. Considering that the models utilized at each stage are independent of each other, one can contemplate thousands of different combinations in an attempt to identify the optimal configuration for each specific case. According to the research conducted by Mayer and Gróf [1], the performance difference between the worst and best model combinations can reach up to 10% (both in terms of root mean square error and normalized mean absolute error). The search of a model combination with optimal performance is analogous to the process of hyperparameter optimization in machine learning models used in the direct approach to PV output power forecasting.

A notable advantage of the indirect forecasting approach is its complete independence from retrospective measurements, allowing for the implementation of forecasting

models simultaneously with the final stage of preparing for the commissioning of a solar power station. However, as previously mentioned, to maximize this advantage, sequential mathematical modeling requires detailed information about the technical parameters of the PV plant and the equipment used on it.

Even with high accuracy in predicting solar radiation, significant errors in forecasting the output of PV power plants can occur if the operating conditions of the station are not taken into account. Local physical and geographical conditions, such as atmospheric characteristics, snow cover heights, and shading horizons, should often be considered [13, 14]. Depending on the type and configuration of the photovoltaic system, separate considerations can be made for calculating the solar position and assessing less significant losses that are not generally addressed (the general case here refers to ground-mounted PV systems).

The primary criteria for selecting optimal models are the overall accuracy of the forecast and computational complexity. The selection process may involve sifting through tens or even hundreds of models presented in the literature [1]. The narrowing of the search scope can be achieved by introducing a third criterion in addition to the two primary ones – the prevalence of the model in thematic studies.

The *pvlb* Python programming language library [15], implements the necessary tools for step-by-step mathematical modelling of the irradiance-to-power conversion process. For each considered stage, the library provides several basic models. Undoubtedly, the models implemented in the package are not universally applicable everywhere. Nevertheless, when constructing forecasting models from scratch or under conditions of insufficient initial data, the application of the *pvlb* library can prove to be highly beneficial. A detailed examination of the process of solving the problem of indirect approach to PV power forecasting will be conducted using the example of employing the *pvlb* library.

The concept of the indirect approach is depicted on Fig. 3. In most cases the first stage of such a modelling has to be started from applying GHI decomposition models as this is the only solar radiation related parameter measured in a PV plant site. Since the PVOD contains DHI (diffuse horizontal irradiance) measurements data as well, the first stage focuses on modelling clear-sky DNI which is required for the next step of modelling.

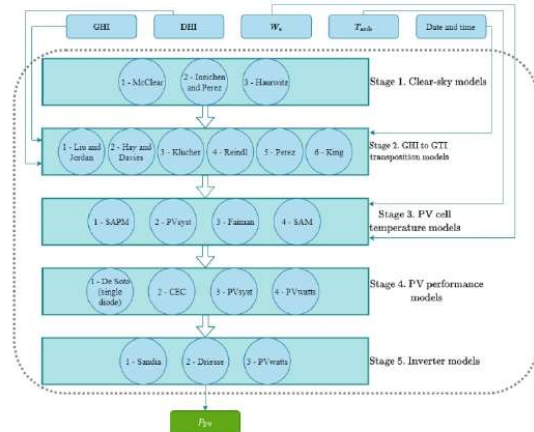


Fig. 3. Indirect approach. The concept of model chain for PV power modelling

Transposition from GHI to GTI (global tilted irradiance) is another essential step in order to take into account PV modules array tilt angle. Stages 3 includes models that aid to consider the influence of ambient temperature to the performance of a PV cell, while stages 4 and 5 are responsible for conversion solar radiation into DC and AC power respectively.

Models for each of the stages are enumerated in Tables II–VI. At each stage, there is uncertainty in choosing a particular model, necessitating a sequential exploration of all possible combinations of models. In our case, the total number of models is 20, with the overall count of unique combinations amounting to $3 \times 6 \times 4 \times 4 \times 3 = 864$.

TABLE II. CLEAR-SKY MODELS

Model Number	Model	Method in <i>pvlb</i>
1	McClear [16]	–
2	Ineichen and Perez [17]	<i>pvlb.clearsky.ineichen</i>
3	Haurwitz [18]	<i>pvlb.clearsky.haurwitz</i>

TABLE III. TRANSPOSITION MODELS

Model Number	Model	Method in <i>pvlb</i>
1	Liu and Jordan [19]	<i>pvlb.irradiance.isotropic</i>
2	Klucher [20]	<i>pvlb.irradiance.klucher</i>
3	Hay and Davies [21]	<i>pvlb.irradiance.haydavies</i>
4	Reindl [22]	<i>pvlb.irradiance.reindl</i>
5	Perez [23]	<i>pvlb.irradiance.perez</i>
6	King [24]	<i>pvlb.irradiance.king</i>

TABLE IV. PV CELL TEMPERATURE MODELS

Model Number	Model	Method in <i>pvlb</i>
1	SAPM [25]	<i>pvlb.temperature.sapm_cell</i>
2	PV'syst [26]	<i>pvlb.temperature.pvsyst_cell</i>
3	Faiman [27]	<i>pvlb.temperature.faiman</i>
4	SAM [28]	<i>pvlb.temperature.noct_sam</i>

TABLE V. PV PERFORMANCE MODELS

Model Number	Model	Method in <i>pvlb</i>
1	De Soto (single diode) [29]	<i>pvlb.modelchain.desoto</i>
2	CEC [30]	<i>pvlb.modelchain.cec</i>
3	PV'syst [31]	<i>pvlb.modelchain.pvsyst</i>
4	PVwatts [32]	<i>pvlb.modelchain.pvwatts_dc</i>

TABLE VI. INVERTER MODELS

Model Number	Model	Method in <i>pvlb</i>
1	Sandia [33]	<i>pvlb.modelchain.sandia_inverter</i>
2	Driesse [34]	<i>pvlb.modelchain.adr_inverter</i>
3	PVwatts [35]	<i>pvlb.modelchain.pvwatts</i>

The criterion for optimality was determined by selecting the minimum value of the normalized root mean square error (nRMSE) in modelling the PV plant output power:

$$\text{nRMSE} = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{\text{modelled}} - P_{\text{actual}})^2}}{P_{\text{installed}}}, \quad (1)$$

where P_{modelled} and P_{actual} are modelled and measured PV plant output power respectively; $P_{\text{installed}}$ is installed capacity of a PV plant.

B. Direct approach

When employing a direct approach to calculating the output of a solar photovoltaic power station, a hypothesis is posited regarding the presence of a correlational relationship between the power output of the power station and the accompanying meteorological parameters available in the dataset (naturally, contingent upon the availability of local solar radiation measurement data).

Let a dataset $\mathbf{Z}$ of size $l \times m$ be given, encompassing predictor vectors $\mathbf{X}_{m-1}$ and the response vector $\mathbf{Y}$. The formalized definition of the generalized regression equation can be expressed as follows:

$$\mathbf{Y} = f(\mathbf{X}_{m-1}) + \boldsymbol{\varepsilon}, \quad (2)$$

where f is a regression function, and $\boldsymbol{\varepsilon}$ is a regression errors vector.

In the case of direct estimation models, the response variable $\mathbf{Y}$ represents the output power of the PV plant. Typically, the independent variables $\mathbf{X}$ consist of accompanying meteorological parameters. When considering PV plant output power as the response variable and the set of meteorological data as independent variables (predictors), the conversion of solar radiation into PV plant output electrical power represents a specific application of regression analysis.

The exploration of relationships between the aforementioned parameters is commonly undertaken using machine learning methods, with supervised learning methods finding widespread application in the industry. In the process of constructing models, one may encounter the necessity of selecting a regression model from the array of available options. The choice of a specific model can present certain challenges, as justification in terms of performance is complicated by the extensive variety of results and metrics found in the literature, often unsuitable for direct comparison. This complexity arises from the fact that direct approach models, during construction, "adapt" to a specific set of training data that implicitly encompasses dependencies such as the variability of meteorological data series, the accuracy of weather forecasts, and the physical characteristics of the solar power station. Consequently, robust conclusions can only be drawn through a comprehensive comparison of various machine learning models on the same set of training data.

To address the challenge of translating irradiance data into power output, we opted for a statistical model employing an artificial neural network (ANN) with a multilayer perceptron (MLP) architecture. The utilization of ANN for solar radiation and PV power forecasting is prevalent, given their superior ability to discern patterns in extensive datasets. The MLP model, in particular, offers the added benefit of online learning capabilities. The selection of the MLP model is justified by its straightforward algorithm implementation and a sufficient number of successful applications in the field of solar energy forecasting and estimation. The authors of the extensive study [2] assert that, in their case, the MLP model, is most preferable, representing a reasonable compromise between computational complexity and error rate. The conducted analysis also emphasizes the importance of predictor selection procedures, particularly highlighting the predominant role of predictor composition in comparing the performances of

different models. Consequently, in the development of direct prediction models, primary attention should be directed not toward the procedure of selecting a regression model but toward data preprocessing and predictor selection.

MLP is a supervised learning algorithm that learns a function $f(\cdot): R^n \rightarrow R^o$ by training on a dataset, where n is the number of dimensions for input and o is the number of dimensions for output. Given a set of features $\mathbf{X} = x_1, x_2, \dots, x_n$ and a target y , it can learn a non-linear function approximator for either classification or regression.

The leftmost layer, known as the input layer, consists of a set of neurons $\{x_i | x_1, x_2, \dots, x_n\}$ representing the input features. Each neuron in the hidden layer transforms the values from the previous layer with a weighted linear summation $w_1x_1 + w_2x_2 + \dots + w_nx_n$, followed by a non-linear activation function $g(\cdot): R \rightarrow R$ —like the hyperbolic tangent function. The output layer receives the values from the last hidden layer and transforms them into output values [36].

A feedforward neural network with n inputs and n_h neurons in one hidden layer with a linear output activation function can be expressed as

$$y = f(\mathbf{x}, \mathbf{w}) = \sum_{k=1}^{n_h} w_k g_k \left(\sum_{j=1}^n w_{j,k} x_j + w_0, k \right) + w_0, \quad (3)$$

where $\mathbf{x}$ is input variables and $\mathbf{w}$ denotes weights of network connections.

The estimation accuracy is highly dependent on the model inputs combination. Geometric parameters, on which the intensity of solar radiation depends, can be transmitted to the model input in the form of the day number of the year (which in terms of features is equivalent to the extraterrestrial solar radiation) and the time of day [37]. Such geometrical parameters, considering the Sun position at a given latitude on a given day of a year and at a given time of the day, are also the solar zenith (θ_z) and azimuth (γ_s) angles. These angles are calculated using the following formulas [38]:

$$\cos \theta_z = \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega, \quad (4)$$

$$\cos \gamma_s = \frac{\sin \alpha_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \alpha_s \cdot \cos \varphi}, \quad (5)$$

where φ is geographical latitude of the location, δ is solar declination angle, ω is hour angle, and α_s is solar elevation angle.

In this research the aforementioned angles were calculated using a *pvl*lib method *solarposition.get_solarposition()*.

IV. RESULTS

The described indirect approach was applied to data from stations 1 and 2 (Table I). According to criterion (1), the optimal model combination for station #1 was determined as follows: 1-5-3-1-1 (clear sky model: McClellan, GHI to GTI transposition: Perez, temperature model: Faiman, PV performance model: De Soto, solar inverter model: Sandia). For station #2, the optimal combination was identified as 1-1-1-1-1 (McClellan model, Liu and Jordan model, SAPM model, De Soto model, Sandia model).

For the purpose of comparing the performance of approaches, a direct approach using the MLP model with the *scikit-learn* library was also tested. The input data included θ_z , γ_s , GHI, DHI, and ambient air temperature. The hyperparameters of the MLP model were chosen by default, as optimizing their combination was not the focus of the study.

The modeling results using both direct and indirect approaches for the selected solar power stations are presented in Fig. 4-7 and table VII.

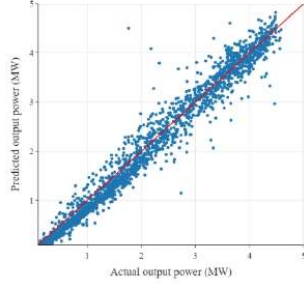


Fig. 4. The PVOD. Station 1. Indirect approach. Scatter plot of modelled and measured output power

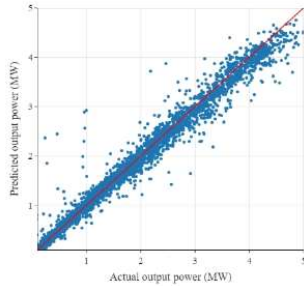


Fig. 5. The PVOD. Station 1. Direct approach. Scatter plot of modelled and measured output power

TABLE VII. COMPARISON OF INDIRECT AND DIRECT APPROACHES (THE PVOD)

PV plant number	Approach	nRMSE, %
1	Indirect	5.3
	Direct	3.3
2	Indirect	8.3
	Direct	4.25

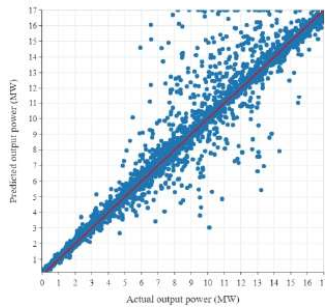


Fig. 6. The PVOD. Station 2. Indirect approach. Scatter plot of modelled and measured output power

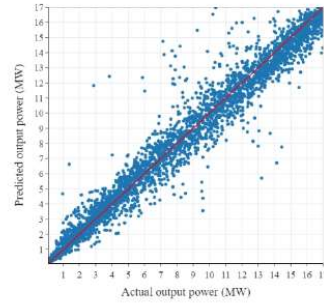


Fig. 7. The PVOD. Station 2. Direct approach. Scatter plot of modelled and measured output power

As evident from table VII, in the case of both PV stations, the accuracy metrics of the direct modeling approach turned out significantly better than the indirect modelling method. This observation may indicate inaccuracies in specifying the parameters of models employed in the analyzed model chain combinations.

As the original information on the technical characteristics of Bichurskaya PV power plant was not available, the assessment of accuracy was exclusively conducted for the direct modeling approach of the power output. To address this task, the MLP model with default hyperparameters was employed. The input data consisted of θ_z , γ_s , measured GHI, and ambient air temperature. Fig. 8 presents a scatter plot depicting the dispersion between the modelled and actual values of the power output of the station. The nRMSE metric was calculated as 5.92% on the test dataset, which constituted 25% of the overall available data.

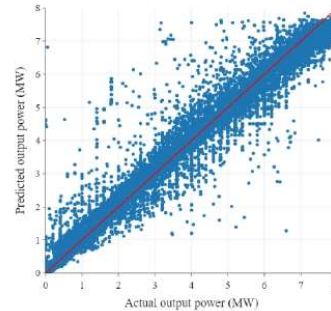


Fig. 8. Bichurskaya PV plant. Direct approach. Scatter plot of modelled and measured output power

V. CONCLUSION

A comparison between the direct and indirect approaches to estimation the output power of two grid-connected solar photovoltaic plants was conducted using publicly available PVOD data. The effectiveness of the direct approach was also assessed using data from Bichurskaya PV power plant. The direct approach relied on a supervised machine learning model, specifically the MLP model. The implementation of the indirect approach involved sequential mathematical modeling (model chain) of PV plant components using models available in the *pvlb* library. Based on the results obtained, it can be concluded that, when there is sufficient input data, the use of the direct approach may outperform traditional mathematical modelling in addressing the task of estimation the output power of PV power plant for its electricity

generation forecast. For instance, the minimum value of the nRMSE metric for the MLP model was 3.3%, whereas the model chain demonstrated a performance of 5.3% on the same data. The irradiance-to-power conversion models developed in the study can be applied in PV power forecasting with numerical weather forecast data taken as input.

In future research, a similar comparison between the direct and indirect approaches is planned, considering an expanded set of models within the context of day-ahead PV power forecasting.

ACKNOWLEDGMENT

The research was carried out within the framework of the project "Control Systems for Solar-Diesel Complexes" supported by the grant of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation № FSWF-2022-0006.

REFERENCES

- [1] M. J. Mayer and G. Gróf, "Extensive comparison of physical models for photovoltaic power forecasting," *Applied Energy*, vol. 283, p. 116239, 2021.
- [2] M. J. Mayer and D. Markovics, "Comparison of machine learning methods for photovoltaic power forecasting based on numerical weather prediction," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 161, p. 112364, 2022.
- [3] W. Wang, D. Yang, T. Hong and J. Kleissl, "An archived dataset from the ECMWF Ensemble Prediction System for probabilistic solar power forecasting," *Solar Energy*, vol. 248, pp. 64-75, 2022.
- [4] J. Antonanzas, N. Osorio, R. Escobar, R. Urraca, F. J. Martinez-de-Pison and F. Antonanzas-Torres, "Review of photovoltaic power forecasting," *Solar energy*, vol. 136, p. 78-111, 2016.
- [5] Y. A. N. G. Dazhi, W. A. N. G. Wenting and X. I. A. Xiang'ao, "A Concise Overview on Solar Resource Assessment and Forecasting," 2022.
- [6] M. J. Mayer and D. Yang, "Probabilistic photovoltaic power forecasting using a calibrated ensemble of model chains," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 168, p. 112821, 2022.
- [7] L. Visser, T. AlSkaf and W. van Sark, "Operational day-ahead solar power forecasting for aggregated PV systems with a varying spatial distribution," *Renewable Energy*, vol. 183, p. 267-282, 2022.
- [8] D. Yang, W. Wang, C. A. Gueymard, T. Hong, J. Kleissl, J. Huang, M. J. Perez, R. Perez, J. M. Bright, X. Xia and others, "A review of solar forecasting, its dependence on atmospheric sciences and implications for grid integration: Towards carbon neutrality," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 161, p. 112348, 2022.
- [9] M. J. Mayer, "Impact of the tilt angle, inverter sizing factor and row spacing on the photovoltaic power forecast accuracy," *Applied Energy*, vol. 323, p. 119598, 2022.
- [10] M. J. Mayer and D. Yang, "Calibration of deterministic NWP forecasts and its impact on verification," *International Journal of Forecasting*, vol. 39, p. 981-991, 2023.
- [11] T. Yao, J. Wang, H. Wu, P. Zhang, S. Li, Y. Wang, X. Chi and M. Shi, "A photovoltaic power output dataset: Multi-source photovoltaic power output dataset with Python toolkit," *Solar Energy*, vol. 230, p. 122-130, 2021.
- [12] R. Urraca, T. Huld, A. V. Lindfors, A. Rihelä, F. J. Martinez-de-Pison and A. Sanz-Garcia, "Quantifying the amplified bias of PV system simulations due to uncertainties in solar radiation estimates," *Solar Energy*, vol. 176, p. 663-677, 2018.
- [13] M. Simonov, M. Mussetta, F. Grimaccia, S. Leva and R. Zich, "Artificial intelligence forecast of PV plant production for integration in smart energy systems," 2012.
- [14] S. V. Kiseleva, N. V. Lisitskaya and S. E. Frid, "Photovoltaic Power Forecasting: Basic Approaches and Features," *Alternative Energy and Ecology (ISIAEE)*, Vols. 7-18, pp. 24-42, 2020.
- [15] W. F. Holmgren, C. W. Hansen and M. A. Mikofski, "pvlib python: A python package for modeling solar energy systems," *Journal of Open Source Software*, vol. 3, p. 884, 2018.
- [16] M. Lefevre, A. Oumbe, P. Blanc, B. Espinar, B. Gschwind, Z. Qu, L. Wald, M. Schroeder-Homscheidt, C. Hoyer-Klick, A. Arola and others, "McClear: a new model estimating downwelling solar radiation at ground level in clear-sky conditions," *Atmospheric Measurement Techniques*, vol. 6, p. 2403-2418, 2013.
- [17] P. Ineichen and R. Perez, "A new air-mass independent formulation for the Linke turbidity coefficient," *Solar Energy*, vol. 73, p. 151-157, 2002.
- [18] B. Haurwitz, "Insolation in relation to cloud type," *Journal of the Atmospheric Sciences*, vol. 3, p. 123-124, 1946.
- [19] B. Liu and R. Jordan, "Daily insolation on surfaces tilted towards equator," *ASHRAE J. (United States)*, vol. 10, 1961.
- [20] T. M. Klucher, "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces," *Solar Energy*, vol. 23, p. 111-114, 1979.
- [21] J. E. Hay and J. A. Davies, "Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface," in *Proc of first canadian solar radiation data workshop canada: Ministry of supply and services*, 1980.
- [22] D. T. Reindl, W. A. Beckman and J. A. Duffie, "Evaluation of hourly tilted surface radiation models," *Solar energy*, vol. 45, p. 9-17, 1990.
- [23] R. Perez, R. Stewart, R. Seals and T. Guertin, "The development and verification of the Perez diffuse radiation model," 1988.
- [24] "pvlib.irradiance.king — pvlib python 0.10.2 documentation," [Online]. Available: <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.irradiance.king.html>. [Accessed October 2023].
- [25] J. A. Kratochvil, W. E. Boyson and D. L. King, "Photovoltaic array performance model," 2004.
- [26] "pvlib.temperature.pvsyst_cell — pvlib python 0.10.2 documentation," [Online]. Available: https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.temperature.pvsyst_cell.html#pvlib.temperature.pvsyst_cell. [Accessed October 2023].
- [27] D. Faiman, "Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, p. 307-315, 2008.
- [28] P. Gilman, "SAM photovoltaic model technical reference," 2015.
- [29] W. D. Soto, S. A. Klein and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, vol. 80, p. 78-88, January 2006.
- [30] A. P. Dobos, "An improved coefficient calculator for the California energy commission 6 parameter photovoltaic module model," 2012.
- [31] K. J. Sauer, T. Roessler and C. W. Hansen, "Modeling the irradiance and temperature dependence of photovoltaic modules in PVsyst," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, p. 152-158, 2014.
- [32] "PVWatts - PV Performance Modeling Collaborative (PVPWC)," [Online]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/2-dc-module-iv/point-value-models/pvwatts/>. [Accessed October 2023].
- [33] W. E. Boyson, G. M. Galbraith, D. L. King and S. Gonzalez, "Performance model for grid-connected photovoltaic inverters," 2007.
- [34] A. Driesse, P. Jain and S. Harrison, "Beyond the curves: Modeling the electrical efficiency of photovoltaic inverters," in *2008 33rd IEEE photovoltaic specialists conference*, 2008.
- [35] A. P. Dobos, "PVWatts Version 5 Manual," 2014. [Online]. Available: <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.irradiance.king.html>. [Accessed October 2023].
- [36] "1.17 Neural network models (supervised) — scikit-learn 0.24.0 documentation," [Online]. Available: https://scikit-learn.org/stable/modules/neural_networks_supervised.html. [Accessed December 2020].
- [37] A. F. Narynbaev and A. G. Vaskov, "Day-ahead solar irradiance forecasting model," in *2021 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon)*, 2021.
- [38] R. Foster, M. Ghassemi and A. Cota, *Solar Energy: Renewable energy and the environment*, CRC Press, 2009.
- [39] T. Yao, "PVODatasetPublic," [Online]. Available: <https://github.com/yaotc/PVODataset>. [Accessed October 2023].

Testing of a Diesel Generator Set As Included in a Solar-Diesel Complex

Victor Kharitonov
Department of Hydropower Engineering
and Renewable energy
National Research University "Moscow
Power Engineering Institute"
Moscow, Russia
KharitonovVikY@mpei.ru

Dmitriy Kharitonov
Department of Hydropower Engineering
and Renewable energy
National Research University "Moscow
Power Engineering Institute"
Moscow, Russia
KharitonovDAn@mpei.ru

Aleksey Vaskov
Department of Hydropower Engineering
and Renewable energy
National Research University "Moscow
Power Engineering Institute"
Moscow, Russia
VaskovAG@mpei.ru

Abstract—The article is devoted to the study of diesel genset unit (DGU) operation as a part of solar-diesel complex (SDC). The description of the technical facilities of the research site "Solar-Diesel Complex" (SDC) is made. Possible regimes of functioning of diesel equipment as a part of SDC are considered. The testing of the SDC was performed, the equipment was adjusted and prepared for further tests. On the basis of real data obtained from SDC, located in the city of Verkhoyansk, modeling of its operation was performed and experimental studies of possible regimes were carried out, on the example of some of them graphical and numerical control was performed in order to verify the fulfillment of the power balance.

Keywords—Solar-diesel complex, equipment testing, operating modes, frequency control, load operation

I. INTRODUCTION

The problem of electrification and power supply of remote, hard-to-reach and isolated regions is one of the most urgent problems of the power industry in the Russian Federation. This issue is described in detail in many reports and papers. For example, [1–4] describe the strategic importance of the problem at hand. Such territories can be divided by the extent of electrification into three zones [5], where the first is the zone of locations within the area of centralized power supply, the second is the zone of local power systems and power centers, the third is the zone with no centralized supply systems, which are characterized by autonomous power generation by means of diesel power plants or none at all.



Fig. 1. Map of power interconnections and power systems of the Russian Federation

Having studied the existing management structure provided by the Russian Power System Operator (Figure 1), it can be seen that most of the Sakha Republic, Magadan Oblast, Chukotka Autonomous Okrug, and Kamchatka Krai are technically isolated. At the same time, a significant part of the territories included in the regional integrated energy systems according to the above classification can be referred to zones 2 and 3 (Figure 2). Despite the introduction of new capacities and replacement of obsolete components of generating and grid facilities, the published statistics according to Russian Power System Operator [6] shows that in 2021 50 subjects of the Russian Federation faced energy shortage. For example, the Republic of Tuva had an indicator equal to 4.6% of energy self-sufficiency of the subject, and the Jewish Autonomous Okrug demonstrated a zero indicator.



Fig. 2. Map of geographical zones according to the extent of electrification

To solve the problem of electrification of isolated and hard-to-reach regions, various suggestions are made, including both technical and organizational measures. The previously cited sources provide a detailed description of possible resolution paths. One of the technical solutions is the integration of renewable energy sources into the structure of existing diesel generation facilities with different levels of replacement of diesel power generation [7], creating hybrid power plants. Also, some studies emphasize that any decisions concerning the planning and development of the Scheme and Development Program of the energy-shortage region of concern, such as Siberia or the Far East, should be based only on balance and regime studies [8].

The above points clearly prove the relevance of practical modeling and testing of a potential hybrid power complex, study of its possible operating modes, collection and analysis of output information on energy balance within the simulated power system. The technical capabilities of the Research and Experimental Facility "Solar-Diesel Complex" (hereinafter - REF "SDC") at the National Research University Moscow Power Engineering Institute (NRU MPEI) allows to fully accomplish such complex studies, enabling to fulfill the necessary pre-analysis of the power balance and characteristic modes. Also, RIF facilities allow to test the equipment as part of SDC and draw conclusions about its condition and suitability for operation under such conditions.

II. EQUIPMENT DETAILS

A. Overall structure of the REF "SDC"

The solar-diesel complex at NRU MPEI consists of three main parts: a diesel power plant (DPS), a solar power plant (PV), and an energy storage system (ESS). Such a composition of equipment allows to study the full range of possible modes of operation, which can occur both at autonomous power supply and when working in parallel with the local power grid. The structural scheme of the complex can be found in Figure 3. It shows the main elements of the REF, as well as the power and logic connections between them.

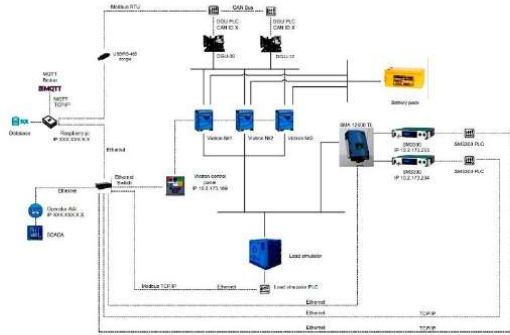


Fig. 3. Structural diagram of the REF "SDC"

B. Structure of the DPS

The diesel power plant is equipped with two diesel genset units (DGU) with a total capacity of 42 kW (12 + 30). They are implemented by identical diesel internal combustion engines (ICE) of Minsk Motor Plant (MMZ, Belarus) model D-243 and synchronous AC generators Marelli Generators model MJB 160 MA4 in the installation for 12 kW (DGU-12) and MJB 200 SA4 in the installation for 30 kW (DGU-30). Each of the DGU is also equipped with a DEIF AGC 200 diesel genset controller. This controller is used to control, monitor, customize and adjust, as well as upload data on the operating status of the DGU.

The research was conducted within the framework of the project "Control Systems for Solar-Diesel Complexes" supported by the grant of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation № FSWF-2022-0006

C. Structure of the PV-plant

The block of solar generation is represented by a group of main elements, namely two identical regulated DC sources of Delta Elektronika SM 660-AR-11 and SMA Sunny TriPower 12000TL grid inverter, as well as by a group of auxiliary elements, which are necessary for controlling the PV simulator and storing the control and measurement control data. The structural diagram of the block of solar generation as a part of SDC with all logic and power connections is presented in Figure 4.

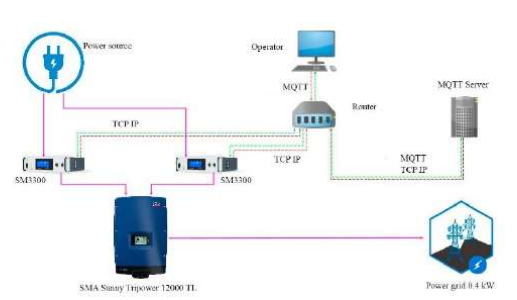


Fig. 4. Structure diagram of PV-plant SDC

Such structure of equipment allows to carry out modeling of any photovoltaic modules ("PV modules") operation using real data in accelerated mode, which provides high speed and convenience of analysis of PV operation as a part of SDC.

D. Structure of ESS

The energy storage system consists of two parts: an energy storage unit based on 12 lead-acid batteries model Yellow GB 12-200 and a battery inverter Victron Quattro 48/10000/70-100/100.

The ESS as part of the REF SDC allows modeling of systems that provide for energy storage under conditions of excess solar generation during the daytime and its release under conditions of insufficient or zero PV generation at night or during periods of prolonged shading of the array.

III. POSSIBLE REGIME STUDIES

Regime and balance studies are necessary to verify the fulfillment of the law of balance between the generated and consumed power. According to the above description of REF SDC, all the modes available for research can be categorized into three groups based on the number of major components of the solar-diesel complex involved.

A. Single-unit regimes

These are modes in which the single operation of each of the main elements on the load is investigated. In this case, the balance equations should be of the form:

$$P_{load} = P_{genset} \quad (1)$$

$$P_{load} = P_{pv} \quad (2)$$

$$P_{load} = P_{bat} \quad (3)$$

B. Two-unit regimes

In this case, the combined operation of two of the three main elements on the applied load is investigated. Then the balance equation for the DPS/PV mode will have the form:

$$P_{load} = P_{genset} + P_{pv} \quad (4)$$

The equations are similar for the DPS/ESS and PV/ESS modes, but in this case it is recommended to write two equations, where the ESS power with the minus sign will correspond to the charging mode, and with the plus sign - to the discharging mode. Then, for example, the power balance law will take the form (5) or (6) for the DPS/ESS mode:

$$P_{load} = P_{genset} - P_{bat} \quad (5)$$

$$P_{load} = P_{genset} + P_{bat} \quad (6)$$

C. Three-unit regimes

This mode represents the full operation of the SDC on the applied load. Similarly to the mode using ESS in two-unit studies, in this case the power balance equation takes the form (7) or (8) depending on the ESS charging or discharging process taking place:

$$P_{load} = P_{genset} + P_{pv} - P_{bat} \quad (7)$$

$$P_{load} = P_{genset} + P_{pv} + P_{bat} \quad (8)$$

IV. STUDY OF OPERATION OF STAND-ALONE GENSET UNDER LOAD

As mentioned earlier, the third zone is characterized by a high rate of using DPS as the main source of generation. In the conditions of construction of new hybrid diesel stations and integration of RES facilities into already existing diesel generation facilities, the efficiency of operation depends to a greater extent on the performance of DPS. In this regard, this study analyzes the performance of a single DPS as a basic operating mode of SDC.

This type of test allows to investigate changes in the behavior of diesel units at load shedding, namely, changes in fuel consumption and ability to maintain at the output electricity of the required quality. Thus, for example, in the territory of the Russian Federation high quality electricity corresponds to the index of nominal frequency equal to 50 Hz with an allowable deviation of 0.2 Hz and a maximum allowable deviation of 0.4 Hz [9].

A. First testing

As part of this test, it was decided to study the autonomous operation of DGU-12 during load shedding in steps at different step sizes. However, even in idle mode, an unacceptable frequency deviation was detected with the AGC 200 controller (Table 1): 51 Hz operating frequency versus 50 Hz normal frequency. This deviation is numerically 2.5 times the maximum

permissible frequency. Therefore, the need to adjust the settings and configurations of DGU-12 installed by the manufacturer became obvious.

TABLE I. FREQUENCY MEASUREMENT RESULTS OF DGU-12 IN THE IDLE MODE

Load value (kW)	Measured frequency value (Hz)		
	Minimum	Average	Maximum
0	50.77	50.97	51.13

B. Adjustment

The analysis of the associated literature [10] suggests that the possible error may be related to the speed control settings (RPM) of the DGU, since the generating set should be set in such a way that the mode corresponding to the normal mode at a nominal frequency equal to 50 Hz is established without the participation of the RPM controller (i.e., in manual control mode). There are many studies devoted to the search for optimal values of PID control coefficients when tuning the RPM controller, as, for example, in [11] – [13]. However, they do not assume possible technical mismatch of the controllers used. Thus, the technical manual describes the procedure for setting the frequency regulation by changing the initial value of the signal applied at the analog output of the controller (analogue governor offset, parameter code 2550 in the accompanying operation manual [14]) at the start of the generating set. The iterative process of changing this parameter helped to achieve the required frequency of 50 Hz at a value of 38%, although normally this should be achieved at a value equal to 50% (Figure 5).

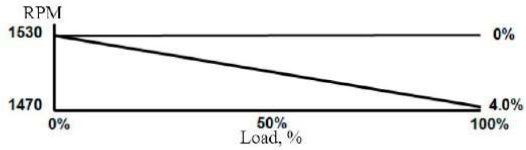


Fig. 5. Typical diagram of the static characteristic of RPM

Thus, it was found that the error in setting the generating equipment to nominal frequency is not software, but mechanical, because the resistor installed inside the controller does not meet the necessary requirements and does not provide symmetrical speed control at the initial value of the analog output of the controller equal to 50%.

C. Second testing

After making the necessary changes, the DGU was tested again. The load was increased evenly in the range from 0 to 12 kW in 2 kW intervals.

TABLE II. FREQUENCY MEASUREMENT RESULTS OF DGU-12 AT STEADY LOAD SHEDDING IN 2 KW STEPS

Load value (kW)	Measured frequency value (Hz)		
	Minimum	Average	Maximum
0	49.66	49.98	50.16
2	49.78	49.99	50.22
4	49.70	50.01	50.17
6	49.87	50.01	50.14
8	49.65	49.99	50.22
10	49.63	49.95	50.07
12	49.71	49.86	50.03

Similar tests with larger step size were conducted. According to the fact of maintaining the nominal speed and deviation from it within the acceptable values in the entire power range, it can be concluded that the DGU-12 operates correctly in standalone mode.

V. STUDY OF SDC OPERATION UNDER LOAD

Possible modes of operation of DPS are presented in Figure 6. To model power supply within the third electrification zone, it is necessary to switch the operation mode of the generating equipment to the off-grid mode.



Fig. 6. List of possible modes of operation of generating equipment

For modeling three packages of real data from the SDC located in Verkhoyansk town of the Republic of Sakha (Yakutia) were used, each of which represents a set of load schedule, solar radiation arrival at the receiving site located at an optimal angle and PV-array temperature for characteristic days of the average month of the corresponding season: January for winter, April for spring and July for summer. This energy facility is one of the modernized generation facilities under the Energy Development Program of the Republic of Sakha (Yakutia) for 2022-2026 [15]. Such composition of the data is sufficient for carrying out studies of all modes specified in point III on the basis of REF SDC at NRU MPEI. However, the technical capabilities did not allow conducting the tests at full scale. Therefore, a scaling factor was adopted in order to adapt the obtained data to the technical facilities of REF SDC.

The result of the tests are arrays of data from telemetry carried out on the elements used, which allow both numerical and graphical control of the fulfillment of the power balance equations (construct daily graphs of load and generation of the test components). An example of the result of processing the test data of single-unit, two-unit and three-unit regimes of SDC operation can be seen in Figures 7, 8, 9 and 10.

The plots constructed clearly show the interaction between the generating and consuming elements of the network and demonstrate the power balance in the simulated system.

Let's perform numerical control of the constructed load graphs. For example, let's take two random points on the graph 9, which will correspond to the time intervals before and after switching on the diesel generation.

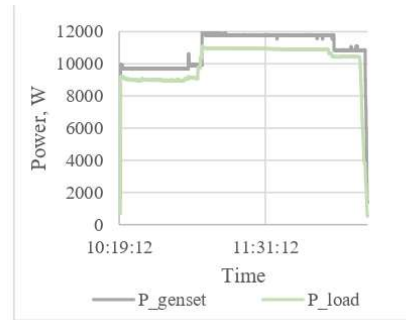


Fig. 7. Single load operation of DPS in winter

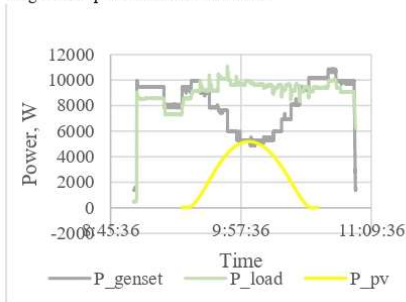


Fig. 8. Combined operation of PV and ESS in the spring

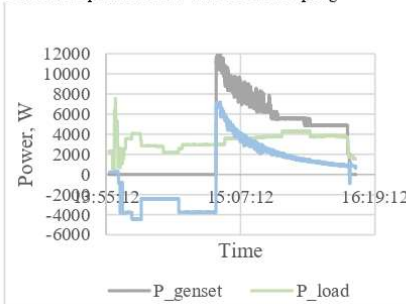


Fig. 9. Combined operation of DPS and ESS in summer

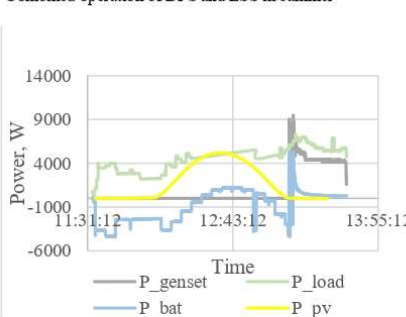


Fig. 10. Combined operation of DPS, PV and ESS in summer

TABLE III. TELEMETRY DATA OF POWER OF SDC FACILITIES DURING TWO-UNIT TEST OF COMBINED OPERATION OF DPS AND ESS

Time, h.m.s	Measurement of load power by phase, W				Measurement of ESS power, W	Measurement of DPS power, W
	L1	L2	L3	Sum		
14.30.02	943	692	565	2200	-2412.6	0
16.00.03	1713	1060	996	3769	965.59	4858

According to formulas (5) and (6) for this regime, the power balance equations for the first and second points will take the form (9) and (10):

$$2200 = 0 + 2412.6 = 2412.6 \quad (9)$$

$$3769 = 4858 - 965.12 = 3892.88 \quad (10)$$

The calculations are correct. The discrepancies in the calculations are due to the fact that the load of auxiliary needs of SDC, as well as losses in wires are not taken into account. Thus, we can conclude that the power balance equation is satisfied in the case of two-unit regime of combined operation of DPS and ESS.

Let's perform a similar check for the case of combined operation of all elements of SDC. Let's choose three points, one of which lies in the time range before the start of PV generation, the second one in the range of the highest PV generation, and the third one in the time interval after sunset.

TABLE IV. TELEMETRY DATA OF POWER OF SDC FACILITIES DURING A THREE-UNIT TEST OF COMBINED OPERATION OF DPS, PV AND ESS

Time, h.m.s	Total load power, W	Measurement of ESS power, W	Measurement of PV power, W	Measurement of DPS power, W
11.45.04	3454	-3279.54	40	0
12.22.15	4735	-1466.72	3370	0
13.15.01	6810	1057.8	30	5541

Substituting the obtained values into the formulas for calculating the power balance of three-unit regimes (7) and (8), we obtain the following expressions:

$$3454 = 0 + 40 + 3279.54 = 3319.54 \quad (11)$$

$$4735 = 0 + 3370 + 1466.72 = 4836.72 \quad (12)$$

$$6810 = 5541 + 30 + 1057.8 = 6628.8 \quad (13)$$

The result is similar to the result of the two-unit studies. The power balance is fulfilled, the observed discrepancies are due to the lack of auxiliary load telemetry, as well as to losses in wires.

VI. CONCLUSION

Thus, within the framework of this study, the diesel unit was tested, RPM parameters were adjusted for the correct functioning of the diesel unit, and studies of the operation of this machine in a single mode as an autonomous and the only source

of energy in the simulated network were performed. Studies of combined operation of the diesel power plant with other components of the SDC were carried out, based on the results of which load schedules were built, numerical control was performed and compliance with the power balance at random moments of time of some of the possible regimes was confirmed.

REFERENCES

- [1] Analytical Center under the Government of the Russian Federation. Generation facilities in isolated and hard-to-reach areas in Russia. [Online]. Available: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/analitika/%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%B8_%D0%B2_%D0%98%D0%A2%D0%A2.pdf
- [2] S. M. Grin and A. M. Vorotnikov, Energy supply of the arctic regions of the Russian Federation with renewable energy sources. [Online]. Available: <https://arctic2035.ru/n16-p67>
- [3] VIII International Conference ARCTICA: SUSTAINABLE DEVELOPMENT. State support helps to achieve reliable power supply to remote territories of the Far East and the Arctic. [Online]. Available: <https://arctic-s-kon.ru/gospodderzhka-pomogaet-dostigat-nadezhnogo-jenergospabzhenie-udalennyh-territoriy-dalnego-vostoka-i-arktiki/>
- [4] I. A. Boshmakov, Improving the efficiency of energy supply in the northern regions of Russia. [Online]. Available: http://www.cenef.ru/file/Bashmakov_21.pdf
- [5] O. A. Suzhikova, Problems and main directions of development of power supply of remote and sparsely populated consumers in Russia, Bulletin of science of Siberia. № 3 (4). pp.103–108.
- [6] Rating of regions by the level of energy sufficiency. [Online]. Available: <https://narating.ru/regions/20220315/630218945.html>
- [7] D. S. Stepanov, Autonomous hybrid power systems based on renewable energy sources for isolated territories. [Online]. Available: https://altren.ru/img/news/2020/09/journal_2.pdf
- [8] V. Stennikov, V. Golovshchikov, and A. Osak, Problems and prospects of electric power industry development in the eastern regions of Russia. [Online]. Available: <https://energypolicy.ru/problemy-i-perspektivy-razvitiya-elektroenergetiki-v-vostochnyh-regionah-rossii/energetika/2023/12/13/>
- [9] State standards 13109-97. Standards of quality of electric energy in general purpose power supply systems. [Online]. Available: <https://docs.cntd.ru/document/1200006034>
- [10] Configuration guide for DEIF controllers for parallel operation. [Online]. Available: https://dvk-electro.ru/06powerStation/configuration_manual_v-011.pdf
- [11] Ali S. Allahloh, et al. Revolutionizing IC genset operations with IIoT and AI: A study on fuel savings and predictive maintenance. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/11/8808>
- [12] V. A. Markov, E. F. Pozdnyakov, and M. I. Shlenov, Improvement of quality indicators of the system of automatic speed regulation of a diesel-generator. [Online]. Available: <https://cyberleninka.ru/article/n/uluchshenie-pokazateley-kachestva-sistemy-avtomaticheskogo-regulirovaniya-chastoty-vrascheniya-dizel-generatora-1/viewer>
- [13] B. V. Sushkov and E. E. Revyakin, System of synchronization of phase angles of voltages of generators at their switching on combined operation. [Online]. Available: <https://cyberleninka.ru/article/n/sistema-sinhronizatsii-fazovyh-uglov-napryazheniy-generatorov-pri-ih-vklyuchanii-na-sovmestnyuyu-rabotu>
- [14] Manual on operation controller electroaggregate diesel AGC 200. [Online]. Available: <https://www.powerunit.ru/support/AGC-200.pdf>
- [15] On the scheme and program of development of electric power industry of the Republic of Sakha (Yakutia) for 2022 - 2026 years. [Online]. Available: <https://docs.cntd.ru/document/406063293?marker>

SOLAR RADIATION AND ITS FORECASTING

Evaluating Day-Ahead Solar Radiation Forecasts from ICON, GFS, and MeteoFrance Global NWP Models

A. F. Narynbaev^{a,*} (ORCID: 0000-0003-2981-7519), V. A. Kremer^b, and A. G. Vaskov^a

^aHydropower and Renewable Energy Department, National Research University "MPEI," Moscow, Russia

^bInformation Technologies Institute, MIREA – Russian Technological University (RTU MIREA), Moscow, Russia

*e-mail: NarynbaevA@mpei.ru

Received January 25, 2024; revised May 1, 2024; accepted May 3, 2024

Abstract—The accuracy of hourly global horizontal irradiance forecasts provided by the ICON (Icosahedral Nonhydrostatic Weather and Climate Model), GFS (Global Forecast System), and MeteoFrance Global models for Moscow, Russia, over a 36-h forecast horizon, is analyzed. The study investigates the suitability of these freely available global Numerical Weather Prediction (NWP) models for predicting the output of PV power plants, considering the standards of the Russian wholesale electricity and capacity market. The study conducts a comparative assessment of the forecasts from the mentioned models. A notable conclusion drawn from the study is the superior performance of all the NWP models over the naive 36-h persistence forecast, as indicated by the root mean square error, mean absolute error and mean bias error metrics. The overall findings suggest a higher accuracy of hourly global horizontal irradiance forecasts from the ICON model compared to the others under the investigated conditions.

Keywords: solar radiation, global horizontal irradiance, NWP, forecasting, verification, solar energy

DOI: 10.3103/S0003701X24600152

INTRODUCTION

The continuous growth of solar photovoltaic (PV) plants in power systems worldwide has led to an increasing demand for informative, accurate, and reliable forecasting methods. These methods aim to mitigate the impact of the high variability in power generation from PV plants and improve their operational efficiency. Solar radiation forecasting, on its own, does not hold significant value from the perspective of energy meteorology. Therefore, it is often considered in conjunction with the challenge of forecasting the output of PV plants.

The issue of forecasting PV plant output power has attracted significant attention from researchers since the early 21st century. This interest has arisen alongside the rapid development of PV technology, leading to the need for effective and safe integration of large-scale solar generation objects into interconnected power grids.

Existing approaches to addressing the challenge of solar PV output forecasting encompass a wide range of methods and can be classified, at a high level, based on the variable being forecasted. The indirect approach involves forecasting solar radiation and subsequently converting it into power output using mathematical models specific to PV arrays. In the direct approach, the forecast directly predicts the power output of the PV array itself [1].

Important characteristics of forecasting approaches include the forecast horizon and temporal resolution of the forecasts. Common classification of forecast horizons in research papers includes [2]:

- very short-term forecasts (from seconds to minutes ahead, with second- or minute-level resolutions);
- Short-term forecasts (from 1 h to 48 or 73 h ahead, with up to 1-h resolution);
- medium-term forecasts (from several days to a week ahead);
- Long-term forecasts (from a month to a year ahead).

The choice of forecasting methodology primarily depends on the target forecast horizon and lead time. Statistical models based on time series analysis and machine learning methods are useful and applicable for short-term and very short-term horizons [3]. In these time frames, approaches that utilize ground-based imaging data from specialized cameras for sky imaging and satellite data are also employed [1, 4]. For short-term and medium-term horizons, NWP data forms the basis, while traditional statistical methods, along with machine learning approaches, can be utilized for long-term horizons [5, 6].

Forecasting models can also be classified based on the nature of the input data. From this perspective, two main categories can be distinguished:

— Models that use endogenous (internal) data derived from current and/or lagged time series data of solar radiation or solar PV plant output.

— Models that utilize exogenous (external) data, which can come from sources such as local measurements (temperature, relative humidity, wind speed and direction, etc.), analysis of full-sky ground-based imagery, satellite imagery, NWP data (temperature, relative humidity, solar radiation intensity, cloud cover, wind speed and direction, pressure, etc.), other meteorological databases, and neighboring PV plants [4].

Forecasting models can be further divided into deterministic and probabilistic approaches. Probabilistic approaches have found widespread application in wind power forecasting and electricity load forecasting. In contrast, solar energy forecasting has primarily focused on deterministic models, as the field of wind energy forecasting is considered more developed and mature, benefiting from similarities to meteorological forecasting, where probabilistic methods have been applied for a long time [4].

To date, there is a vast amount of research on this topic, making it challenging to conduct a comprehensive review, classification, and ordering of scientific papers. However, interested readers can refer to highly informative review materials published recently [7–9].

The accurate forecasting of average hourly power output from PV plants, with an hourly resolution, is of great importance. This demand arises from the need for stable power system operation and the requirements of electricity trading in wholesale markets, including Russia. In accordance with the regulations of the Wholesale Electricity and Capacity Market of the Russian Federation, solar power plants are not penalized for deviations within a $\pm 10\%$ range of their installed capacity in a single day. However, failing to meet the dispatch schedule of the PV plant can result in financial losses for the generating company. These losses include missed benefits when the actual generation exceeds the allowed deviation range and costs associated with penalties for generation deviations that fall below the permissible range [10].

It is known that NWP models are the best tool for forecasting renewable energy resources, including solar energy, for forecast horizons of 6 hours and beyond. This is confirmed by comprehensive review articles [9–11] and studies [13, 14].

Numerical weather prediction models can be categorized based on various criteria. They can be global or regional models, depending on the geographical coverage of the forecast. There is also a classification of models into thermotropic, barotropic, hydrostatic, and non-hydrostatic models, which reflects different conceptual views of the atmosphere and the dominant atmospheric processes considered in the forecast model [15]. Global NWP models cover the entire Earth and the most commonly used models are Global Forecast System (GFS), the model of Euro-

pean Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), the model by United Kingdom METeoro-logical Agency (UKMET), the model of Navy Operational Global Atmospheric Prediction System (NOGAPS), and the Global Environmental Multi-scale Model (GEM) [16].

Drawing a parallel with the wind energy industry, when utilizing NWP data for PV power plant forecasting, interested parties may face an initial obstacle—the absence of necessary parameters in the standard array of publicly available weather forecasts. Unlike temperature, wind speed and direction, or relative humidity, solar radiation and its components have never been considered fundamental meteorological variables in NWP. This fact often complicates the integration of solar radiation forecast results into the indirect modeling process of solar PV plant output using a stepwise modeling approach based on global horizontal irradiance (GHI) data. Furthermore, despite the significant advancements in NWP methods, cloudiness forecasting remains one of the most challenging tasks in meteorology [17].

In Russia, weather forecasting is conducted using the COSMO-Ru model through numerical modeling. Specialists from the Hydrometeorological Centre of Russia perform calculations four times a day. The model calculates both the direct and diffuse components of total solar radiation flux. However, these parameters are considered supplementary and are not stored in archive databases, which makes accessing them difficult. In Europe and North America, various models are utilized to forecast solar radiation for solar energy generation. Nevertheless, the American regional model, for example, is not suitable for the specific conditions in Russia. Weather forecasts from ECMWF are commercial products [18].

Returning to the question of problems in building PV output power forecasting models, it should be noted that difficulties also arise in developing models for direct forecasting. Building regression models typically requires a dataset that is sufficiently comprehensive and representative. In solar energy, the training dataset usually consists of local measurements of the predicted variable (a predictand) correlated with meteorological predictor variables based on temporal criteria. The meteorological predictor variables used can be the results of measurements and/or modeling, as well as the results of NWP with a fixed lead time. The latter is preferred because the construction of an exogenous regression model, regardless of the method used, is primarily aimed at establishing correlation relationships and patterns. The natural discrepancies between the forecasted predictors and the measured values of the predictand can be successfully “learned” by the predictive model. The main difficulties in developing models for direct forecasting of solar power generation are associated with obtaining retrospective forecast information. In practice, applying such mod-

els to newly commissioned solar power plants are often hindered by the lack of historical meteorological data for a specific geographical location. Weather forecast providers explain the absence of historical forecast database services by the large volumes of regularly generated information, which require significant storage resources. Thus, the only way to obtain historical forecasts is through independent accumulation of such data by regularly and automatically collecting it from relevant sources. The authors of articles [19, 20] also came to similar conclusions.

From the perspective of large-scale PV power plants owners, there is little benefit in personally engaging in numerical weather forecasting, focusing on parameters that have the greatest impact on solar radiation flux. This process requires a significant amount of labor and resources. It is much more advantageous to use information from national meteorological services, aerospace agencies, etc., especially if these sources of forecast information provide an extended range of meteorological parameters. However, for someone interested in obtaining forecasts, there is a second obstacle. Full access to extended meteorological forecast data is exclusively provided on a paid basis, and the number of offerings from meteorological providers also depends on the geographic coordinates of the solar power plant's location. This prompts the question: should individuals acquire NWP data through purchase or rely on freely available data sources? In [19] the authors proposed to approach the aforementioned question as a complex function that is contingent upon a variety of factors. These factors include the integration of a PV power plant into the local power grid, the financial stability of the operating company, the size of the power plant itself, the distinctive characteristics of the local climate, and most notably, the accuracy and reliability of the forecast. In any case, it is crucial to evaluate the quality of forecasts through a verification procedure [19].

This study focuses on the verification of GHI forecasts provided by the ICON, GFS, and MeteoFrance Global models for the conditions of Moscow, with a forecasting horizon of 36 hours. The applicability of these global NWP models, which are offered by meteorological providers free of charge, is examined in relation to forecasting PV power plant output generation in compliance with the requirements of the Wholesale Electricity and Power Market in the Russian Federation. Similar issues have been previously explored for the territory of Russia in works [10, 18, 21] albeit in a slightly different context. In those studies, the ICON model was compared with satellite forecast data and statistical models based on artificial neural networks. As for international publications focusing on the verification of GHI day-ahead forecasts generated by NWP models, works from Sweden and Finland [13], Australia [22], Morocco [23], and Romania [24] can be noted. In the latter three articles, in particular, the quality GHI forecasts by the GFS model was

evaluated. The objective of this study is to conduct a comprehensive assessment of the applicability and compare the forecast quality between the mentioned NWP models.

MATERIALS AND METHODS

Data

Measurements Data. The measurements of solar radiation used in this study were obtained from the Vaisala WXT536 weather station, mounted on the roof of the main building of the Moscow Power Engineering Institute (geographic coordinates 55.754638, 37.708967). The weather station is equipped with two Kipp & Zonen CMP3 pyranometers, one installed horizontally and the other inclined at a 45-degree angle to the horizontal plane. For the verification process, data from the first pyranometer were utilized since the research objective was to assess the accuracy of GHI forecasting. Measurements were recorded from January 1 to October 24, 2023.

During the data preprocessing stage, the sample was filtered based on the following criteria:

- Ensuring that GHI values corresponded to the limit of GHI_{max} (GHI_{max} was set to 900 W/m^2 based on data from the McClell clear sky model [25, 26] for the specific geographic location under consideration).
- Excluding data points where the solar zenith angle exceeded 80 deg.

Applying these criteria allowed for the exclusion of inadequate values and measurements taken during nighttime, sunrise, and sunset periods, as the accuracy of GHI measurements can be significantly affected during the morning and evening hours. Filtering based on the solar zenith angle is a common practice and is often employed in comparative analyses between actual observations and results of forecasting [24]. The final data preprocessing step involved obtaining hourly average values from the data series with 1 minute resolution.

NWP Data. In this study, data from three global NWP models, ICON, GFS, and MeteoFrance Global were considered.

ICON (Icosahedral Nonhydrostatic Weather and Climate Model) is a global numerical weather prediction model developed by the German Weather Service (DWD) and the Max Planck Institute for Meteorology. The results of the ICON model are freely available. The model has a native grid resolution of 13 km and includes 90 atmospheric levels, reaching a maximum height of 75 km. It is run four times daily at 00, 06, 12, and 18 UTC. The forecast horizon is +180 h for the 00 and 12 UTC runs, and +120 h for the 06 and 18 UTC runs. The time interval is 1 h for forecast periods up to +78 h, and 3 h for all forecast periods beyond +81 h [27].

The Global Forecast System (GFS), developed by the National Centers for Environmental Prediction (NCEP) in the United States, is another widely used global model in meteorological research and forecasting. The GFS model is freely accessible and is coupled with the Global Data Assimilation System (GDAS) for initial conditions and reanalysis purposes. GFS forecasts are generated four times a day at 00, 06, 12, and 18 UTC. Hourly forecasts are available for the initial 120 h, and for extended periods, the GFS model provides 3-hourly forecasts for up to 16 days [28].

MeteoFrance Global (MF Global), also known as ARPEGE40, is a global NWP model by the French national weather service. The global resolution of the model is 40 km with 105 vertical levels. Forecasts are generated four times a day at 00, 06, 12, and 18 UTC. Hourly forecasts are available for the initial 48 h, while the overall forecast horizon is 4 days [29].

According to the rules of the Wholesale Electricity and Power Market in the Russian Federation, price bids for the following day must be submitted by participants before 13:30 Moscow time on the current day. Therefore, based on the classification mentioned above, the forecasting in this case can be categorized as short-term, as it has a lead time of 10.5 h and a forecasting horizon of 36 h. Thus, data from the ICON, GFS, and MF Global forecasts issued at 06 UTC can be utilized for the formation of the price bid for PV power plants.

In the current study, the accumulation of data from the aforementioned meteorological forecasts was organized through automated data collection from the free Weather Forecast API by open-meteo.com [30], covering the period from January to the end of October 2023. The collected data was stored in a MySQL database. The database contained a comprehensive range of forecast data, with GHI data provided under the header "shortwave solar radiation" in the open-meteo.com API.

During the NWP data preprocessing, dates with missing information in the meteorological forecast archive were identified. The selection of GHI measurement data was aligned with the meteorological forecast archive based on the chosen forecast horizon.

Verification. Various quantitative indicators are used to assess the accuracy of solar energy forecasts. The determination of the most suitable indicator partially depends on the goals of the end user of the forecast information. System operators require metrics that accurately reflect the cost of forecast errors, while researchers need indicators of the relative performance of different forecast models and the same model under different conditions. In addition to choosing the metric, the selection of an appropriate set of test data and analysis procedures is crucial. The data must be analyzed using appropriate quality assurance procedures to ensure that the evaluation reflects

forecast accuracy and not the inconsistency of the actual data used to test the forecasting model [31, 32].

The quality or accuracy of forecasts is characterized by the difference between the actual and forecasted values of the predicted parameter. In solar energy, the predicted parameter can be solar irradiance, the sum of solar radiation received over specific time intervals, the power, and/or the energy output of PV power plants. The choice of the predicted parameter itself does not affect the calculation process of absolute metric values. However, when transitioning to relative values through normalization, there are additional peculiarities, which will be listed later.

Error Metrics. In research papers on solar energy, examples can be found of at least 18 different metrics used to assess forecast accuracy. The most common metrics are the root mean square error (RMSE) and the mean absolute error (MAE) [9]. Both of these metrics allow for an assessment of overall forecast accuracy.

MAE and RMSE values are negatively oriented (the lower the value, the better the forecast) and possess the same dimension of quantity as the predicted variable. The deviation between forecasted and actual values also has a negative impact on both metrics. In comparison to MAE, where all errors have equal weight, RMSE is more stringent in capturing outliers (or extreme deviations) and significant variability in the data.

In addition to accuracy, characteristics such as bias, uncertainty level, forecasting skill, determined by calculating the mean bias error (MBE), forecasting skill score, and variance, are also evaluated [9]. Particularly, positive MBE values indicate overestimation in forecasts, while negative values indicate underestimation. The MBE metric is centered around zero (the closer the value to zero, the better the forecast).

Traditionally, most research in solar energy forecasting focuses on deterministic models [4]. These types of models provide a single value for the predicted variable at each time step of the forecasting horizon. For deterministic forecasts, the basic metrics are the previously mentioned MAE and RMSE. In addition to these statistical measures, MBE and the mean absolute percentage error (MAPE) can also be mentioned.

Unlike verification methods in traditional meteorology, normalization (scaling to a specific range) of forecast accuracy metrics is a common practice in solar energy field [33, 34]. Here are the main normalization methods for the aforementioned absolute metrics. Various methods are used for verification and comparison of GHI forecasting models, but only those used in this study will be mentioned:

$$nRMSE = \frac{RMSE}{\bar{I}} \times 100\%; \quad (1)$$

$$nMAE = \frac{MAE}{\bar{I}} \times 100\%; \quad (2)$$

Table 1. Averaged error metrics in GHI forecasts

Model	MAE, W/m ² / nMAE, %	RMSE, W/m ² / nRMSE, %	MBE, W/m ² / nMBE, %	S_{RMSE}
ICON	54.05/23.41	84.31/37.71	19.34/8.39	0.47
GFS	88.5/37.26	110.41/50.75	29.37/11.40	0.30
MF Global	70.38/32.09	109.76/48.33	36.06/14.98	0.31
Daily Persistence (Naïve)	106.49/46.74	158.76/71.77	0.41/0.15	—

$$\text{nMBE} = \frac{\text{MBE}}{\bar{I}} \times 100\%, \quad (3)$$

where $\bar{I}$ is average of the actual GHI values.

If the forecasted variable is power and/or energy generation, normalization can be done based on the installed capacity of the PV power plant.

Of course, it is only meaningful to compare metrics that have been normalized in a similar manner. This imposes additional constraints on the uniformity of model performance verification, highlighting the need for a universal dimensionless indicator.

In solar energy, the concept of skill score evaluation comes from classical meteorology, where it is calculated as follows [35]:

$$s = \frac{A_f - A_r}{A_p - A_r}, \quad (4)$$

where A_f , A_p and A_r are the accuracy indicators of the investigated forecast, the ideal forecast (typically equal to 1), and the accuracy of the reference (baseline) forecast, respectively. For example, the skill score based on RMSE can be represented as [33]:

$$s_{\text{RMSE}} = 1 - \frac{\text{RMSE}_f}{\text{RMSE}_r}, \quad (5)$$

where RMSE_f and RMSE_r are root mean square errors of the investigated and reference models correspondingly.

If $s > 0$, the verified forecasts outperform the baseline in terms of accuracy. $s \leq 0$ indicates the inadequacy of the investigated forecasts compared to the utilized reference baselines. Clearly, when comparing s of different forecasting models, the following factors need to be taken into account: 1) the chosen error metric and (2) the reference forecasting method used.

In the solar energy research papers, RMSE is most commonly used as A in Eq. (4), thus this metric is mentioned by several authors as a recommended choice [33]. Similar recommendations also apply to the reference model—for deterministic forecasting, the preference is for the clear-sky persistence approach or, for forecasting up to one day ahead, daily persistence forecasts can be used [9, 33, 36].

BASELINE MODEL

As a reference baseline model, let us consider the naïve daily persistence model, where the daily variant with hourly resolution is based on the following hypothesis [37]:

$$\hat{I}_i^j = I_i^{j-1}, \quad (6)$$

where $\hat{I}_i^j$ represents the forecasted values of the hourly average value of GHI for the upcoming j th day, and I_i^{j-1} denotes the actual GHI values for the preceding day.

Thus, in this example of naïve forecasting, it is assumed that the hourly average GHI value at the i th hour of the j th day is equal to the value of the i th hour of the $(j - 1)$ th day.

RESULTS AND DISCUSSION

The verification results of the global models ICON, GFS, and MF Global for GHI forecasting are listed below. Table 1 provides the numerical values of the metrics RMSE, MAE, and MBE, along with their normalized values and calculated S_{RMSE} . GHI forecasts from the GFS and MF Global models exhibits noticeably more outliers, which inevitably affects the overall assessment of forecast quality. Hourly values of the metrics RMSE, MAE, and their normalized values are presented in Figs. 1–4.

Based on the results obtained in studies [18, 22, 23], it can be concluded that the observed RMSE values of the considered forecasts fall within the expected range. Therefore, in the first approximation, all of the considered models are suitable for forecasting the output of PV power plants under the examined conditions. As expected, the naïve 36-h persistence model demonstrated the worst performance, resulting in the S_{RMSE} values of the GFS, ICON and MF Global models being greater than zero. However, it is essential to note that there is a significant difference in the forecast quality between the models, which leads us to conclude that the ICON model is preferred for the studied region. The positive MBE of all three models indicates a generalized overestimation of GHI values during forecasting. Specifically, as evidenced by prior studies, the GFS model tends to overestimate solar radiation

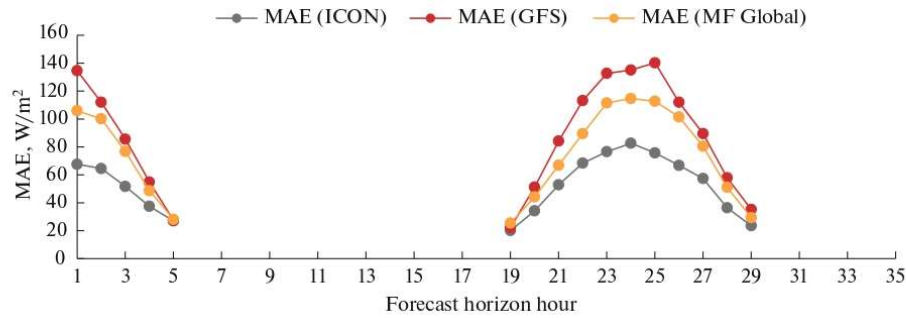


Fig. 1. Hourly values of MAE for the GHI forecast.

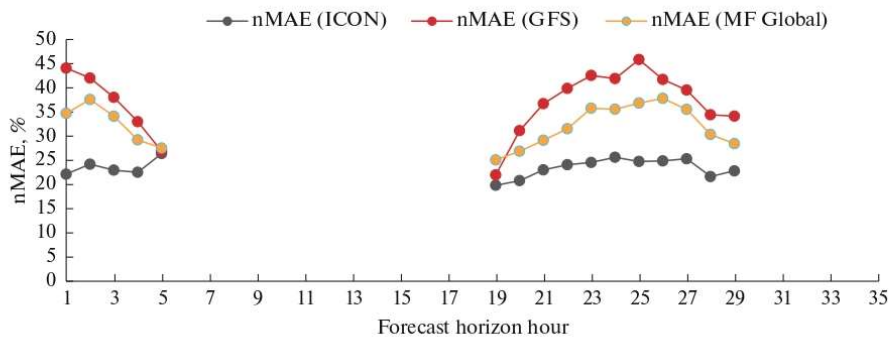


Fig. 2. Hourly values of nMAE for the GHI forecast.

values in disparate geographic regions and climatic conditions, such as Australia [22] and Morocco [23].

Additionally, as a limitation of the study, it should be noted that the verification conducted in this study relied on raw weather forecast data. The use of raw data for indirect forecasting of PV power plant output

is generally acceptable when the objective is to forecast the average hourly power for the next day, and there has not been enough time since the commissioning of power plant to accumulate a sufficient amount of historical weather forecast and measurement data (actual solar radiation values, PV power plant output etc.).

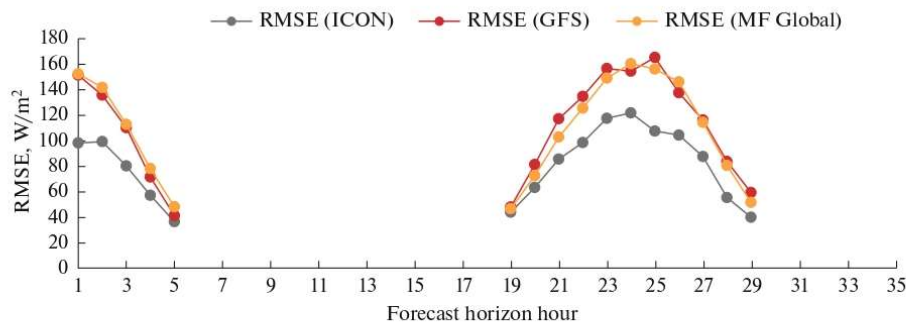


Fig. 3. Hourly values of RMSE for the GHI forecast.

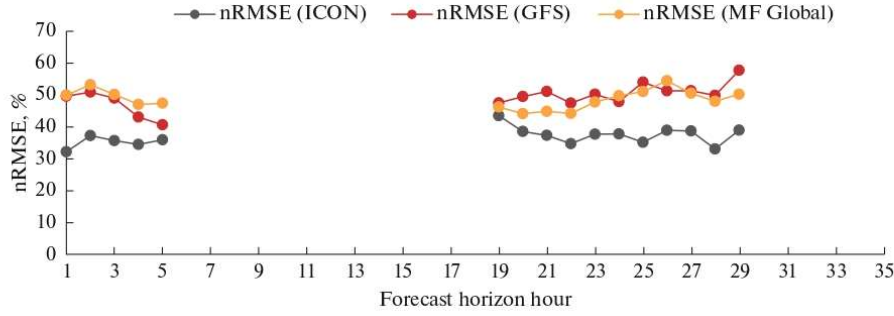


Fig. 4. Hourly values of nRMSE for the GHI forecast.

Typically, the data collection period should be at least one calendar year. If access to quality retrospective information is available, it would be highly beneficial to consider approaches to statistically process the raw forecast data. These manipulations, also known as post-processing, involve searching for patterns in the discrepancies between forecasted and actual predictor values. As a result, a corrective calibration mathematical model is developed, taking into account local climatic peculiarities (identified as site adaption in solar energy meteorology) and allowing for optimization of the forecast data by incorporating knowledge extracted from the analysis of historical data. In meteorology, this approach is known as Model Output Statistics (MOS). In solar energy field, the MOS approach was first investigated in [31]. Currently, there is a wide range of calibration methods for forecast data, which extends beyond simple regression models and includes machine learning methods [17].

However, in scenarios where there is limited certainty regarding the suitability of a specific forecast model for a particular region, the analysis of unprocessed weather forecasts can still offer valuable insights for guiding subsequent research endeavors and facilitating data collection efforts. In other words, post-processing techniques facilitate the derivation of improved results from the optimal NWP model selected for the specific site under consideration, which can be determined through analysis and comparison of raw forecasts generated by multiple models.

To showcase the practical application of numerical weather predictions in forecasting electricity generation by solar PV plants, historical data spanning from May 14 to May 18, 2023 are presented. These data are used to convert solar radiation values into electrical power for an experimental solar power plant with a peak capacity of 3.4 kW, situated near the meteorological station that provided the solar radiation measurement data for the research. As the primary objective of this study does not encompass the process of convert-

ing irradiance to power, an approximate estimation is employed, derived from the following formula [38]:

$$\hat{P}_{AC} = \frac{\hat{I}_{POA}}{1000} P_{STC}^{PV} [1 + \gamma_{PV} (T_{PV} - 25^{\circ}\text{C})] \eta_{inv}, \quad (7)$$

where $\hat{I}_{POA}$ represents the forecasted value of the global solar irradiance on the plane of PV modules array (also known as GTI—global tilted irradiance), P_{STC}^{PV} is the capacity of the PV array in standard test condition, γ_{PV} and T_{PV} are the temperature coefficient and the temperature of the PV modules respectively, and η_{inv} denotes the efficiency of the inverter.

It is important to note that the original composition of specialized numerical weather forecasts from the providers used does not include values of solar radiation on an inclined receiving surface. Therefore, the conversion according to formula (7) should precede the transformation from GHI to GTI, which is typically achieved through the utilization of appropriate mathematical models. Solar radiation on the plane of the PV modules can be represented as the sum of the following form:

$$I_{POA} = I_{DN} \cos \theta_z + R_d I_D + \rho R_r I, \quad (8)$$

where I_{DN} is direct normal irradiance, θ_z is the solar zenith angle, I_D and R_d are diffuse component of solar radiation and its conversion coefficient respectively, ρ is the ground albedo and R_r denotes the coefficient for reflected component of solar radiation, which in most cases might be estimated as $\frac{1 - \cos \theta_z}{2}$.

The most challenging task is to calculate R_d . There are numerous mathematical models in the literature, and in this research the widely accepted Liu and Jordan isotropic model [39] is utilized as a straightforward solution:

$$R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2}, \quad (9)$$

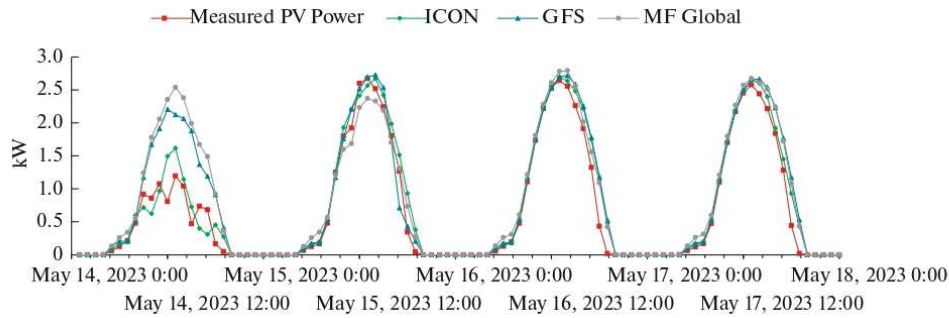


Fig. 5. Comparison of hourly means of measured output power of the test PV plant with forecast values derived from the raw NWP models data.

where β is the tilt angle of PV modules.

PV modules temperature can be estimated using the Ross model [40]:

$$T_{PV} = T_a + \frac{NOCT - 20}{80} I_{POA}, \quad (10)$$

where T_a is the ambient temperature.

The results of this simple and approximate irradiance to power conversion using forecasts from the ICON, GFS, and MF Global models are illustrated in Fig. 5. Forecast data from 06 UTC of the previous day were utilized. It is evident that on clear days, there is no significant difference between the forecasts, whereas on May 14—a day with variable cloudiness, the GFS and MF Global models exhibited considerably poorer performance compared to the ICON model. The increase in forecast error in the afternoon can be attributed to the simplified irradiance to power conversion, specifically the lack of consideration for local shading. Nevertheless, the demonstrated outcome of PV power estimation further supports the conclusion that the ICON model is the optimal choice for the climatic conditions of Moscow.

The obtained results and verification concept can offer valuable insights in selecting NWP models for the task of forecasting solar energy generation. For geographical locations with climatic conditions akin to those of Moscow, the ICON model is recommended for solar radiation and PV power forecasting. In other instances, it is advisable to consider the ICON and GFS models as primary options. However, for optimal selection, it will be necessary to incorporate available results obtained by other researchers for the considered climatic conditions and region.

CONCLUSIONS

The research article conducted a verification of forecast data for the global horizontal solar irradiance in Moscow, Russia, utilizing the global numerical

weather prediction models, ICON, GFS and MeteoFrance Global. Statistical error metrics such as RMSE, MAE, and MBE were evaluated. All three NWP models outperformed the naïve daily persistence model in terms of negatively oriented metrics, as reflected in the positive forecast skill value. This fact indicates the formal suitability of GHI forecasts from the ICON, GFS and MeteoFrance Global models for day-ahead forecasting the power output of PV power plants, considering the geographic location and the requirements of the Russian electric power market. Overall, based on the obtained results, it can be concluded that in the examined conditions, the forecast data from the ICON model exhibit higher accuracy compared to the other two models. Therefore, for indirect forecasting of PV power plant output in the studied region, the use of forecasts from the ICON model is recommended. To improve the quality of indirect PV power forecasts, it is necessary to perform statistical calibration of the raw forecast data, taking into account local climatic characteristics and error patterns observed during specific time periods. In future research, the calibration of forecast data in multiple geographical points across Russia will be considered, based on data spanning a longer period.

ACKNOWLEDGMENTS

The research was carried out within the framework of the project “Control Systems for Solar-Diesel Complexes” supported by the grant of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation № FSWF-2022-0006.

FUNDING

This work was supported by ongoing institutional funding. No additional grants to carry out or direct this particular research were obtained.

CONFLICT OF INTEREST

The authors of this work declare that they have no conflicts of interest.

REFERENCES

1. Kiseleva, S.V., Lisitskaya, N.V., and Frid, S.E., Photovoltaic power forecasting: Basic approaches and features, *Al'tern. Energ. Ekol.*, 2020, vol. 8, no. 18, pp. 330–341.
2. Tina, G., Ventura, C., Ferlito, S., and De Vito, S., A state-of-art-review on machine-learning based methods for PV, *Appl. Sci.*, 2021, vol. 11, p. 7550.
3. Aimeur, K.A., Saoud, L.S., and Ghorbani, R., Short-term solar irradiance forecasting and photovoltaic system management using octonion neural networks, *Appl. Sol. Energy*, 2020, vol. 56, pp. 219–226.
4. Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martinez-de-Pison, F.J., and Antonanzas-Torres, F., Review of photovoltaic power forecasting, *Sol. Energy*, 2016, vol. 136, pp. 78–111.
5. Ding, S., Li, R., and Tao, Z., A novel adaptive discrete grey model with time-varying parameters for long-term photovoltaic power generation forecasting, *Energy Convers. Manage.*, 2021, vol. 227, p. 113644.
6. Sheoran, S., Singh, R.S., Pasari, S., and Kulshrestha, R., Forecasting of solar irradiances using time series and machine learning models: A case study from India, *Appl. Sol. Energy*, 2022, vol. 58, pp. 137–151.
7. Yang, D., Wang, W., and Xia, X., A concise overview on solar resource assessment and forecasting, *Adv. Atmos. Sci.*, 2022, vol. 39, pp. 1239–1251.
8. Yang, D., Wang, W., Gueymard, C.A., Hong, T., Kleissl, J., Huang, J., Perez, R., Bright, J.M., Xia, X., et al., A review of solar forecasting, its dependence on atmospheric sciences and implications for grid integration: Towards carbon neutrality, *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 2022, vol. 161, p. 112348.
9. Yang, D., Kleissl, J., Gueymard, C.A., Pedro, H.T.C., and Coimbra, C.F.M., History and trends in solar irradiance and PV power forecasting: A preliminary assessment and review using text mining, *Sol. Energy*, 2018, vol. 168, pp. 60–101.
10. Frid, S.E., Kiseleva, S.V., Lisitskaya, N.V., and Mordynsky, A.V., Approaches to short-term forecasting of PV power plants output in Russia, in *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki* (Methodological Issues in Studying the Reliability of Large Energy Systems), 2020, pp. 262–269.
11. Ahmed, R., Sreeram, V., Mishra, Y., and Arif, M.D., A review and evaluation of the state-of-the-art in PV solar power forecasting: Techniques and optimization, *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 2020, vol. 124, p. 109792.
12. Inman, R.H., Pedro, H.T.C., and Coimbra, C.F.M., Solar forecasting methods for renewable energy integration, *Prog. Energy Combust. Sci.*, 2013, vol. 39, pp. 535–576.
13. Kallio-Myers, V., Riihelä, A., Schoenach, D., Gregow, E., Carlund, T., and Lindfors, A.V., Comparison of irradiance forecasts from operational NWP model and satellite-based estimates over Fennoscandia, *Meteorol. Appl.*, 2022, vol. 29, pp. 20–51.
14. Larson, V., Forecasting solar irradiance with numerical weather prediction models, in *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, 2013, pp. 299–318.
15. Jacobson, M.Z., *Fundamentals of Atmospheric Modeling*, Cambridge University Press, 1999.
16. Labokha, A.K., A comparative analysis of weather forecasting models, in *Computer Systems and Networks: 55th Anniversary Scientific Conference of Graduate Students, Undergraduates and Students*, 2019, pp. 115–117.
17. Mayer, M.J. and Yang, D., Calibration of deterministic NWP forecasts and its impact on verification, *Int. J. Forecast.*, 2023, vol. 39, pp. 981–991.
18. Kiseleva, S.V., Lisitskaya, N.V., Frid, S.E., and Grin, D.I., A comparison of various methods of short-term forecasting of PV plants output power under the conditions of the Moscow Region, in *Vozobnovlyayemye istochniki energii* (Renewable Energy Sources), 2020, pp. 256–269.
19. Yang, D., Wang, W., Bright, J.M., Voyant, C., Notton, G., Zhang, G., and Lyu, C., Verifying operational intraday solar forecasts from ECMWF and NOAA, *Sol. Energy*, 2022, vol. 236, p. 743–755.
20. Zhang, G., Yang, D., Galanis, G., and Androulakis, E., Solar forecasting with hourly updated numerical weather prediction, *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 2022, vol. 154, p. 111768.
21. Kiseleva, S.V., Lisitskaya, N.V., Mordynskiy, A.V., and Frid, S.E., Short-term forecasting error assessment of solar power plant generation and the error influence on plant economics in conditions in Russia, *Appl. Sol. Energy*, 2021, vol. 57, no. 4, pp. 347–353.
22. Huang, J., Rikus, L.J., Qin, Y., and Katzfey, J., Assessing model performance of daily solar irradiance forecasts over Australia, *Sol. Energy*, 2018, vol. 176, pp. 615–626.
23. El Alani, O., Ghennioui, A., Ghennioui, H., Saint-Drenan, Y.M., Blanc, P., Evaluation of 24-hours forecasts of global solar irradiation from IFS, GFS and McClear models, *AIP Conference Proceedings*, 2020, vol. 2307.
24. Hategan, S.M., Stefu, N., and Paulescu, M., Calibration of GFS solar irradiation forecasts: A case study in Romania, *Energies*, 2023, vol. 16, p. 4290.
25. Atmosphere Monitoring Service. CAMS McClear Service for irradiation under clear-sky. <https://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-mcclear>. Accessed August 10, 2023.
26. Lefevre, M., Oumbe, A., Blanc, P., Espinar, B., Gschwind, B., Qu, Z., Wald, L., Schroedter-Homscheidt, M., Hoyer-Klick, C., Arola, A., et al., McClear: A new model estimating downwelling solar radiation at ground level in clear-sky conditions, *Atmos. Meas. Tech.*, 2013, vol. 6, pp. 2403–2418.
27. Wetter und Klima. Deutscher Wetterdienst. NWP forecast data. https://www.dwd.de/EN/ourservices/nwp_forecast_data/nwp_forecast_data.html. Accessed August 22, 2023.
28. NCEP Data Products and GDAS. NCEP Products Inventory. <https://www.nco.ncep.noaa.gov/pmb/products/gfs/>. Accessed December 22, 2023.

29. Reiß, A., Global verification of incoming shortwave radiation for several weather forecast models and different model combinations, 2021.
30. Free Weather API. Accurate Weather Forecasts for Any Location. <https://open-meteo.com/>. Accessed January 6, 2024.
31. Lorenz, E., Hurka, J., Heinemann, D., and Beyer, H.G., Irradiance forecasting for the power prediction of grid-connected photovoltaic systems, *IEEE J. Sel. Top. Appl. Earth Obs. Remote Sens.*, 2009, vol. 2, pp. 2–10.
32. Kleissl, J., *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, Academic Press, 2013.
33. Yang, D., Alessandrini, S., Antonanzas, J., Antonanzas-Torres, F., Badescu, V., Beyer, H.G., Blaga, R., Boland, J., Bright, J.M., Coimbra, C.F.M., et al., Verification of deterministic solar forecasts, *Sol. Energy*, 2020, vol. 210, pp. 20–37.
34. Blaga, R., Sabadus, A., Stefu, N., Dughir, C., Paulescu, M., and Badescu, V., A current perspective on the accuracy of incoming solar energy forecasting, *Prog. Energy Combust. Sci.*, 2019, vol. 70, pp. 119–144.
35. Murphy, A.H., Skill scores based on the mean square error and their relationships to the correlation coefficient, *Mon. Weather Rev.*, 1988, vol. 116, pp. 2417–2424.
36. Yang, D., A guideline to solar forecasting research practice: Reproducible, operational, probabilistic or physically-based, ensemble, and skill (ROPES), *J. Renewable Sustainable Energy*, 2019, vol. 11, no. 2, p. 022701.
37. Narynbaev, A.F. and Vaskov, A.G., Day-ahead solar irradiance forecasting model, in *2021 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon)*, 2021, pp. 1–6.
38. Mora-López, L., Martínez-Marchena, I., Piliougine, M., Sidrach-deCardona, M., Machine learning approach for next day energy production forecasting in grid connected photovoltaic plants, in *World Renewable Energy Congress, Sweden*, 2011, pp. 8–13.
39. Liu, B. and Jordan, R., Daily insolation on surfaces tilted towards equator, *ASHRAE J.*, 1961.
40. Ross, R.G., Design techniques for flat-plate photovoltaic arrays, in *15th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, 1981, pp. 12–15.

Publisher's Note. Allerton Press remains neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.

Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Кузнецов Д.А. Верификация программного комплекса «расчет выработки солнечного модуля (СФЭМ)» // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2024. – Т. 16, № 2(62). – С. 133-143.

Ссылка

на

скачивание:

https://www.elibrary.ru/download/elibrary_69177933_33146493.pdf

© Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Кузнецов Д.А.

УДК 621.311.243:004.415.2

ВЕРИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «РАСЧЕТ ВЫРАБОТКИ СОЛНЕЧНОГО МОДУЛЯ (СФЭМ)»

Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Кузнецов Д.А.

Национальный исследовательский университет «МЭИ» (НИУ «МЭИ»),
г. Москва, Россия
jeniya_ig@mail.ru

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ. Одной из проблем при проектировании солнечных электрических станций (СЭС) на различных этапах является обработка большого количества статистических данных. В данной работе ставилась задача разработки программного комплекса, способного выполнять гелиоэнергетические расчеты на основе открытых источников данных, в качестве которого была выбрана база данных БД «NASA SSE». Программы-аналоги имеют свои преимущества, но общим для них недостатком является отсутствие рядов среднечасовой мощности СФЭМ, необходимого при проектировании системных и автономных СЭС. ЦЕЛЬ работы является создание программного продукта для расчета выработки единичного СФЭМ и его верификация. Среди главных требований, поставленных при его разработке, можно выделить простоту интуитивность работы, получение данных из открытых источников, а также удобство результатов работы для использования в других проектах. МЕТОДЫ. В методике применяются статистические методы и методы математического моделирования. Выбор оптимальной конфигурации производится методом многокритериальной оптимизации и решается итерационным методом перебора из всех возможных вариантов, значимость которых оценивается по методу рангов. РЕЗУЛЬТАТЫ. Было установлено, что относительные отклонения годовой суммарной солнечной радиации на оптимально ориентированные СФЭМ и годовые выработки СЭС, рассчитанные по программному комплексу, не превышают 14% от измеренных значений на площадках, эксплуатируемых СЭС. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Был разработан программный комплекс «Расчет выработки солнечного модуля» и успешно проведена его верификация.

Ключевые слова: солнечная энергия; солнечный фотозлектрический модуль (СФЭМ); суммарная солнечная радиация; диффузная солнечная радиация; программный комплекс; угол наклона приемной площадки; температурный эффект.

Благодарности: Работа, по результатам которой выполнена статья, выполнена в рамках проекта «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006.

Для цитирования: Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Кузнецов Д.А. Верификация программного комплекса «Расчет выработки солнечного модуля (СФЭМ)» // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2024. Т. 16. № 2 (62). С. 133-143.

VERIFICATION OF THE SOFTWARE BUNDLE «CALCULATION OF THE ENERGY YIELD OF PV-MODULE»

Deryugina G.V., Ignatev E.V., Kuznetsov D.A.

National Research University "MPEI" (NRU "MPEI"), Moscow, Russia
jeniya_ig@mail.ru

Abstract: RELEVANCE. One of the problems in designing a solar PV power plant at various stages is the processing of a large amount of statistical data. In this work, the task was to develop a software package capable of performing solar energy calculations based on open data sources, as which the database of the «Nasa SSE» database was selected. Each of these solutions has its pros and cons, limited by the tasks to be solved. The main weakness of other similar software solutions is the inability to obtain a complete series of intermediate calculation results, and in

some software products, final values. *THE PURPOSE* of the work is to create a software product for calculating the output of a single PV-module and its verification. Among the main requirements for its development, it is possible to highlight the simplicity of intuitive management, obtaining data from open source code, as well as the convenience of the results of work for use in other projects. *METHODS*. The methodology uses statistical methods and mathematical modeling methods. The task of determining the optimal position of single PV-module relates is solved by sorting through all possible options. *RESULTS*. It was found that the relative deviations of the annual total solar irradiance for optimally oriented single PV-module and annual solar PV power plant output, calculated using the software bundle, do not exceed 14% of the measured values at the sites operated by solar PV power plant. *CONCLUSION*. A software bundle has been developed «Calculation of the energy yield of PV-module».

Keywords: diffuse solar irradiance; insolation; module orientation; PV-module; solar PV power plant; solar irradiance; software bundle; temperature effect.

Acknowledgments: Work, basing on which results was written this article, made within project «Control systems of solar-diesel complexes», with support of Ministry of science and higher education of Russian Federation grant № FSWF-2022-0006.

For citation: Deryugina G.V., Ignatev E.V., Kuznetsov D.A. Verification of the software bundle «Calculation of the energy yield of PV-module». *KAZAN STATE POWER ENGINEERING UNIVERSITY BULLETIN*. 2024. T. 16. No. 2 (62). P. 133-143.

Введение (Introduction)

Проектирование солнечных электрических станций (СЭС) на различных этапах проводится на основе гелиоэнергетических расчетов. Все основные характеристики солнечного излучения принимаются в соответствии с РД 52.04.562-96.

Гелиоэнергетические расчеты предполагают выполнение большого объема однотипных вычислений и обработку значительного объема разнородных данных. Поэтому, в настоящее время в инженерной практике для этих целей применяют специализированные программные продукты, среди которых в области проектирования СЭС наибольшее распространение получили: SOLARGIS PROSPECT [1]; RETScreen [2]; SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM) [3]; PV*SOL [4]; PVSYST [5], обзор которых приводится в таблице 1.

Каждая из пяти рассматриваемых программ имеет свои достоинства и недостатки, а их функциональность ограничена кругом решаемых задач. Общим и основным недостатком рассматриваемых программных продуктов является отсутствие процедур получения промежуточных результатов расчетов, а в некоторых из них и итоговых значений. Например, отсутствие промежуточных значений расчета ряда среднечасовой мощности СФЭМ не позволяет использовать их данные в других программных продуктах для проектирования системных и автономных СЭС. Данный недостаток был устранен в программном комплексе «Расчет выработки солнечного модуля (СФЭМ)», предоставляя возможность пользователю сохранять не только исходные данные, но и результаты вычислений на любом этапе использования программы. Также при его разработке были учтены следующие требования: простота и интуитивность в работе, наглядность пользовательского интерфейса; возможность получения исходных данных из открытых источников и ввода данных, полученных пользователем из других источников; наличие процедур, как ручного, так и автоматического ввода.

Целью работы является разработка методики и программного обеспечения для оценки выработки электроэнергии солнечными модулями с часовой детализацией, проводить оценку и представлять в виде графиков суммарную солнечную радиацию и ее составляющие на горизонтальную и наклонную поверхности с использованием данных с сайта NASA SSE.

К настоящему времени разработаны многочисленные подходы к оценке солнечной радиации и выработки электроэнергии СЭС. Практически все подходы к оценке выработки электроэнергии солнечными электростанциями включают три основных этапа: на первом этапе оценивается прямая и рассеянная солнечная радиация на горизонтальную поверхность; на втором этапе осуществляется пересчет суммарной солнечной радиации и ее составляющих на наклонную поверхность под углом установки фотоэлектрических преобразователей; на третьем этапе проводится расчет выработки электроэнергии

фотоэлектрическими преобразователями с учетом влияния различных факторов, таких как температура или снег [6, 7].

Таблица 1
Table 1

Программные продукты, используемые в процессе проектирования СЭС
Software products used in the SES design process

Программа, год выпуска, разработчик	Описание, возможности	Достоинства	Недостатки
SOLARGIS PVPLANNER, 2010 SolarGIS, Словакия	Выбор площадки и параметров СЭС (мощность, модели СФЭМ и инвертора, система монтажа, азимут, угол наклона). Расчет месячной или годовой электроэнергии, параметры солнечного излучения и температуры	- простота использования - точные данные с 19 спутников	- нет финансового анализа - охватывает не все регионы мира - не позволяет выполнять суточные расчеты
RETSCREEN, 1998 CanmetENERGY, Канада	Оценка эффективности электростанций разных видов в любой точке мира	- обширная библиотека баз данных - множество мультимедийных обучающих материалов	- не позволяет сохранять, распечатывать и передавать файлы в бесплатном режиме - не поддерживает вычисления с высокой точностью
SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM), 2007 NREL, США	Моделирование производительности СЭС, в т.ч. в составе гибридных ЭС. Расчет суточного почасового графика выработки электроэнергии. Финансовое моделирование	- расчет себестоимости производства электроэнергии	- сложный интерфейс - сложная система моделирования
PV*SOL, 1999 Valentine Energy Software, Германия	Моделирование СЭС и ее режима работы. Оценка финансовых затрат на электро- и теплоснабжение зданий	- выбор оптимального размещения СФЭМ на крышах со сложным профилем	- меньшая полнота анализа производительности, чем у конкурирующих программ - сложность построения 3D-моделей
PVSYST, 1992 Институт наук об окружающей среде при Университете Женевы, Швейцария	3D-моделирование для расчетов потерь от затенения	- высокая точность определения негативных факторов, приводящих к потерям электроэнергии и тепла	- моделирует только крупные сетевые СЭС и не позволяет анализировать гибридные электростанции

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the authors.

В программном комплексе «Расчет выработки солнечного модуля» реализовано определение климатических и энергетических характеристик солнечного излучения в произвольной точке земного шара, выбор которой осуществляется вводом географических координат. Достоверность полученных результатов основывается, в первую очередь, на достоверности исходной информации по солнечному излучению и температуре, получаемой из различных информационных источников (баз данных (БД)). В данной работе на данном этапе реализовано получение данных из глобальной базы данных с открытым доступом NASA SSE, которая является одним из наиболее популярных источников метеорологических данных, используемых в инженерной и научной практике.

Структура программного комплекса «Расчет выработки СФЭМ»

Программный комплекс «Расчет выработки СФЭМ» имеет модульную структуру и состоит из четырех модулей:

1. Гелиоэнергетический расчет – расчет солнечных ресурсов по данным из открытых информационных источников в заданной точке;
2. Определение оптимального угла наклона СФЭМ;
3. Моделирование ряда среднечасовой мощности суммарной солнечной радиации с горизонтальной ПП на произвольно ориентированную за выбранный период;
4. Расчет ряда среднечасовой рабочей мощности единичного СФЭМ и его энергетических показателей для различных условий: геометрическое расположение приемной площадки (азимут и угол наклона); учет температуры окружающей среды.

Структурная схема, отображающая связи между модулями программного комплекса и с подключенной базой данных NASA SSE, показана на рисунке 1.

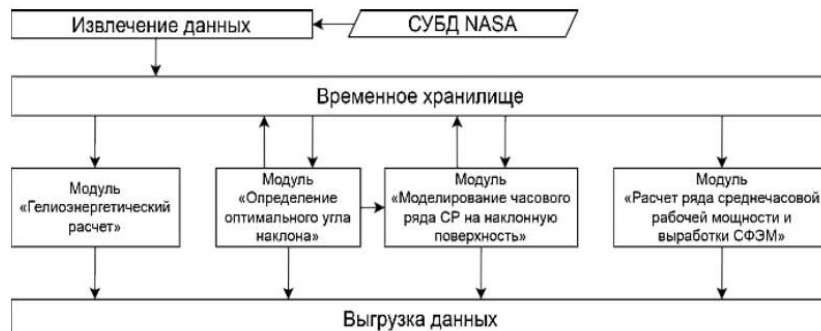


Рис. 1. Структурная схема программного комплекса «Расчет выработки СФЭМ»

Fig. 1. Structure scheme of the Software bundle «Calculation of the energy yield of PV-module»

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Все модули взаимодействуют с временным хранилищем программного комплекса и могут получать данные из него, обрабатывать их и возвращать в него результаты вычислений. Это позволяет получать промежуточные ряды данных на каждом этапе работы программы и при необходимости сохранять результаты для расчетов в других программах в удобном формате «xls».

Источники данных для оценки солнечных ресурсов в произвольной точке

При оценке ресурсов солнечной энергии в произвольной точке основными источниками исходной информации являются многолетние данные наблюдений на метеостанциях, либо результаты математического моделирования, представленные в виде баз данных (БД) с различным режимом доступа. Среди глобальных баз данных наибольшее распространение в мире нашли две базы данных: БД «Meteonorm-8» [8] и БД «NASA» [9]. БД «Meteonorm-8» не является открытым источником данных, т.е. не отвечает одному из требований, учитываемым при разработке программного комплекса: получения исходных данных из открытых источников. Поэтому в программном комплексе реализовано получение данных с доступного любому пользователю глобального сайта «NASA SSE» [9], а также предусмотрен ввод данных из любого предварительно созданного пользователем файла.

Из БД «NASA» в любой произвольной точке Земли можно получить следующие ассимилированные метеорологические данные для гелиоэнергетических расчетов: ряды часовых значений суммарной и диффузной СР; ряды среднечасовых значений коэффициента прозрачности атмосферы, коэффициента отражения поверхности и температуры. Моделирование данных в выбранной точке производится при помощи компьютерной модели MERRA по данным из различных источников – спутниковых наблюдений за земной атмосферой, данных метеорологических и актинометрических станций и др. [9]. Данные в БД «NASA» представлены в виде многолетних рядов часовых значений за период с 2001 года по настоящее время и интерполируются по территории земного шара с шагом $0,5^{\circ} \times 0,625^{\circ}$. Однако, ассимилированные данные NASA SSE, как и любые результаты моделирования, требуют сравнения (верификации) с наземными актинометрическими измерениями. Погрешность данных БД «NASA» не превышает 10-15% для большей территории земного шара, но значительно увеличивается в высокогорных районах [9]. От точности данных существенно зависят технико-экономические показатели

проектируемой СЭС, поэтому при использовании данных БД «NASA» в тех или иных регионах земного шара требуется их верификация.

В программном комплексе предусмотрена возможность подключения других баз данных. В первую очередь планируется дополнение программного комплекса БД «НПС», в которой представлены многолетние данные наблюдений на актинометрических станциях России и бывших республик СССР [10].

Модуль «Гелиоэнергетический расчет»

В состав рассчитываемых параметров входят: суммарные значения суммарной и диффузной солнечной радиации за разные периоды (за весь период, год, месяц, сутки), средние значения суммарной и диффузной СР, альbedo поверхности и температура за разные периоды (за весь период, год, месяц, сутки). Для анализа временных вариаций параметров в модуле предусмотрен вывод на экран исходных данных и результатов расчетов.

Модуль «Определение оптимального угла наклона приёмной площадки»

При разработке проектов использования солнечной энергии большое внимание необходимо уделять точности оценки прихода суммарной солнечной радиации на наклонные приемные поверхности. К настоящему времени разработаны многочисленные модели оценки прямой, рассеянной и отраженной солнечной радиации, поступающей на наклонные приемные поверхности [7, 11–14]. В данном программном комплексе определение оптимального угла наклона приёмной площадки реализовано по методике, основанной на определении вектора направления лучей солнечной радиации от солнца на произвольно ориентированную приемную площадку (ПП) с шагом один час для заданного географического положения приёмной площадки $Krec$. Значение $Krec$ используется для пересчёта ряда суммарной и диффузной солнечной радиации с горизонтальной поверхности на наклонную под заданным углом наклона приёмной площадки β_j для заданного угла азимута γ . Моделирование среднечасового ряда суммарной СР за выбранный год производится по формулам (1-2):

$$\mathcal{E}_i^{\beta\gamma} = Krec(\varphi, \psi, \beta_j, \gamma, t_i) \cdot (R_i^{\Sigma} - R_i^A) + \frac{180 - \beta_j}{180} \cdot R_i^{dif} + 0,5 \cdot \rho \cdot R_i^{sum} \cdot \sin \beta_j \quad (1)$$

$$\mathcal{E}_{\Sigma,j}^{\beta\gamma} = \sum_{i=1}^{n=8760} \mathcal{E}_i^{\beta\gamma}(R_i^{sum}, R_i^{dif}, \rho, \varphi, \psi, \beta_j, \gamma, t_i) \quad (2)$$

где φ – широта; ψ – долгота; j – вариант геометрического расположения ПП; β_j – угол наклона площадки относительно горизонтальной поверхности; γ – азимут площадки; i – номер часа в году; R_i^{Σ}, R_i^A – диффузная и суммарная СР; ρ – альbedo поверхности.

Для определения оптимального угла наклона необходимо сформировать множество значений удельной суммарной СР за год $\mathcal{E}_{\Sigma,j}^{\beta\gamma}$, рассчитываемых по формуле (2) на приемную площадку площадью 1 м^2 при разных значениях угла наклона площадки относительно горизонтальной поверхности, меняющихся в диапазоне от 0^0 до 90^0 с выбранным шагом. При оптимальном угле наклона площадки достигается максимум удельной энергии, расчёт которой производится по формулам (3-5):

$$\mathcal{E}_{\Sigma} = \{\mathcal{E}_{\Sigma,1}^{\beta\gamma}, \dots, \mathcal{E}_{\Sigma,n}^{\beta\gamma}\} \quad (3)$$

$$\mathcal{E}_{\Sigma \max}^{\beta\gamma} = \{\forall \mathcal{E}_{\Sigma,j}^{\beta\gamma} \in \mathcal{E}_{\Sigma}, \mathcal{E}_{\Sigma,j}^{\beta\gamma} \in \mathcal{E}_{\Sigma} | \mathcal{E}_{\Sigma,j}^{\beta\gamma} \geq \mathcal{E}_{\Sigma,j}^{\beta\gamma}\} \quad (4)$$

$$\beta_j^{opt} = \beta_j^{opt} \quad (5)$$

Модуль «Моделирование ряда часовых сумм суммарной солнечной радиации с горизонтальной площадки на наклонную площадку»

Моделирование ряда часовых сумм суммарной солнечной радиации с горизонтальной площадки на произвольно ориентированную площадку производится по формуле (1) для заданного угла наклона и азимута ПП.

Модуль «Расчет ряда среднечасовой рабочей мощности СФЭМ и его выработки для заданных условий»

Расчет ряда среднечасовой рабочей мощности единичного СФЭМ проводится по формуле (6):

$$N_i^{\text{СФЭМ}} = \begin{cases} \text{если } \mathcal{E}_i^{\beta_Y} > \mathcal{E}_{\text{мин}}, & \text{то: } \eta_i \cdot F_{\text{СФЭМ}} \cdot \mathcal{E}_i^{\beta_Y} \\ \text{если } \mathcal{E}_i^{\beta_Y} < \mathcal{E}_{\text{мин}}, & \text{то: } 0 \end{cases}, \quad (6)$$

где η_i – эффективность (КПД) СФЭМ принимается равной η_{max} – максимальное значение КПД СФЭМ при стандартных условиях, указываемое в паспортных данных производителем; $F_{\text{СФЭМ}}$ – площадь СФЭМ, м²; $\mathcal{E}_i^{\beta_Y}$ – удельный приход суммарной солнечной радиации на произвольно ориентированную приемную площадку площадью 1 м² за выбранный промежуток времени, час; $\mathcal{E}_{\text{мин}}$ – минимальное (критическое) значение солнечной радиации, при которой работает СФЭМ. При расчете коэффициента эффективности η_i не учитываются различные виды потерь: потери на соединение, потери передачи и т.д.

Моделирование часового ряда среднечасовой рабочей мощности СФЭМ с учетом температуры производится по формуле (6), в которой η_i пересчитывается с учетом температуры по формуле (7) [15]:

$$\eta_{ti} = \eta_{\text{max}} \cdot \eta_{pt} \left\{ 1 - \beta_{ti} (T_c - T_r) - \beta_{ti} \cdot \mathcal{E}_i^{\beta_Y} \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) (1 - \eta_{\text{max}} \cdot \eta_{pt}) \right\} \quad (7)$$

где η_{pt} – принимается равным 1, если СФЭМ работает в точке максимальной мощности; T_c – температура внутри солнечных элементов СФЭМ; T_r – стандартная температура (25⁰С); β_{ti} – температурный коэффициент эффективности, зависящий от материала СФЭМ, и меняется для кремниевых СФЭМ в пределах от 0,003 до 0,006 на один градус Цельсия (1⁰ С) и задается в паспортных данных производителем. В случае отсутствия информации по β_{ti} в программном комплексе принимается по умолчанию: для аморфного кремния (технология тонких пленок) – 0,003; для поликристаллического и монокристаллического кремния – 0,006.

Температура внутри СФЭМ определяется на основе энергетического баланса, предложенного Duffie в 1991, по формуле (8) [15]:

$$T_c = T_a + \mathcal{E}_i^{\beta_Y} \cdot \left(\frac{\tau\alpha}{U_l} \right), \quad (8)$$

где T_a – температура окружающей среды (°С); U_l – коэффициент тепловых потерь (Вт/м² на 1⁰ С); τ – коэффициент пропускания; α – коэффициент поглощения СФЭМ.

Общий коэффициент тепловых потерь $\left(\frac{\tau\alpha}{U_l} \right)$ определяется при стандартной температуре (NOCT) по формуле (9) [15]:

$$\frac{\tau\alpha}{U_l} = \frac{NOCT - 20}{800}, \quad (9)$$

Параметры η_{pt} , β_{ti} , NOCT, $F_{\text{СФЭМ}}$ являются параметрами, которые зависят от типа модуля и должны быть указаны в качестве входной информации. Если производителем не указан параметр NOCT, то он в программном комплексе принимается равным 47⁰ С.

Реализация программного комплекса

Программный комплекс «Расчет выработки солнечного модуля» разработан на языке C++. Источник данных БД «NASA» находится в сети Интернет, поэтому для полноценной работы программы требуется подключение к сети.

Минимальные системные требования:

Операционная система Windows 7 или выше, Linux;

- Open Gl 4.2 или выше;

- Процессор 1.5 ГГц;

- Оперативная память 500 Мб и больше.

Используемые сторонние библиотеки:

- Для связи с БД «NASA» используется библиотека «curl» [16];

- Для взаимодействия с БД «NASA» используется формат передачи данных .csv [17];

- Работа с форматом происходит с помощью библиотеки «csv-parser» [18];

- Для чтения/записи из Excel используется «OpenXLX» [18];

- Графическая часть программы реализована с помощью «Cepheid engine» [19].

Верификация программного комплекса «Расчет выработки СФЭМ»

Верификация программного комплекса «Расчет выработки СФЭМ» проводилась по эксплуатационным данным девяти СЭС, расположенных на территории России (рис. 2). В таблице 2 приводятся основные данные по рассматриваемым СЭС, а в таблице 3 основные параметры солнечных модулей, установленных на выбранных СЭС. Также в качестве исходной информации по всем СЭС были эксплуатационные данные за 2021 год в виде рядов среднечасовой мощности ($N_{i\text{СЭС}}$).



Рис. 2. Местоположение выбранных СЭС на карте РФ Fig. 2. Location of considered Solar Power Plants at the map of the Russian Federation

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Таблица 2
Table 2

Основные данные по рассматриваемым СЭС
Basic data on the studied SES

№	Название СЭС	Координаты СЭС		Мощность СЭС, МВт	$\mathcal{E}_{\text{СЭС}}^{\text{БУ}}$ год, млн. кВт·ч	Марка СФЭМ	$n_{\text{СФЭМ}}$	$\mathcal{E}_{\text{СЭС}}^{\text{БУ}}$ год, кВт·ч/м ²
		φ, с.ш.	ψ, в.д.					
1	Заводская	46,39	48,51	15	21,0	HVL-270/HJT	56600	1339
2	Промстрой-материалы	46,39	47,98	15	20,5	HVL-290/HJT	53000	1325
3	Самарская	53,02	49,81	75	94,8	HVL-300/HJT	250000	1299
4	Старомарьевская	45,09	42,18	100	131,9		349560	1292
5	Лучистая (Луч-1)	48,75	44,19	25	31,8		83333	1308
6	Астерион	48,68	44,78	15	19,6		50000	1342
7	Медведица	49,04	44,46	25	30,4		83333	1248
8	Чкаловская	51,70	55,40	30	39,2		100000	1343
9	Фунтовская	46,24	48,14	60	80		200000	1369

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Поскольку фактические данные по ориентации СФЭМ на площадках СЭС (оптимальный угол наклона и азимут) и измеренные часовые значения суммарной СР на площадках СЭС неизвестны, то ряд часовых сумм суммарной СР, принимаемых в качестве фактических значений, рассчитывался для существующих ориентаций СФЭМ на СЭС $\mathcal{E}_i^{\text{БУ}}$ по формуле (10):

$$\mathcal{E}_i^{\text{БУ}} = \frac{N_{i\text{СЭС}}}{n_{\text{СФЭМ}} \cdot \eta_i \cdot \eta_0 \cdot F_{\text{СФЭМ}}}, \quad (10)$$

где $n_{\text{сфэм}}$ – количество СФЭМ в составе СЭС; η_o – суммарные потери СЭС, в данном расчете принимались 8%. Формула (10) справедлива при одинаковых условиях работы всех модулей в составе СЭС.

Просуммировав $\mathcal{E}_{\text{г}}^{\text{г}}$, определили годовой приход суммарной СР в точках расположения СЭС при фактической ориентации СФЭМ $\mathcal{E}_{\text{г}}^{\text{г}}$ (табл. 2).

Таблица 3

Table 3

Параметры фотоэлектрических модулей

Parameters of photovoltaic modules

Марка модуля	HVL-270/HJT	HVL-290/HJT	HVL-300/HJT
Технология	Гетероструктурная		
Пиковая мощность, Вт	270	290	300
Геометрические размеры, АхВхН мм	1671х1002х35	1671х1002х42	1671х1002х42
Площадь, м ²	1,67	1,67	1,67
Максимальный КПД, %	0,18	0,19	0,19

*Источник: <https://www.hevelsolar.com/> Source: <https://www.hevelsolar.com/>.

В рассматриваемых точках расположения СЭС с использованием программного комплекса «Расчет выработки СФЭМ» были скачаны ряды часовых сумм суммарной и диффузной СР из БД «NASA SSE» за 2021 год. По этим данным для девяти СЭС были выполнены расчеты по определению оптимального угла наклона приемной площадки $\beta_{\text{оп}}$ при ориентации строго на юг ($\gamma = 0$), годовой суммарной СР на наклонную площадку площадью 1 м² под оптимальным углом $\mathcal{E}_{\text{г}}^{\text{г}}$, годовой выработки единичной модели СФЭМ ($\mathcal{E}_{\text{сфэм}}^{\text{г}}$) и СЭС ($\mathcal{E}_{\text{сэс}}^{\text{г}}$). Определение выработок СЭС проводилось при допущениях: одинаковая выработка от всех СФЭМ и суммарные потери для всех СЭС принимались 8%. Результаты расчетов представлены в таблице 4.

Таблица 4

Table 4

Расчетные показатели СЭС, полученные с использованием программного комплекса «Расчет выработки СФЭМ»

Calculated indicators of SES obtained using the program complex "Calculation of SFEM output"

№	Название СЭС	Координаты СЭС		$\beta_{\text{оп}}$, гр.	$\mathcal{E}_{\text{г}}^{\text{г}}$, кВт·ч/м ²	$\mathcal{E}_{\text{сэс}}^{\text{г}}$, млн. кВт·ч
		φ, гр.ш	ψ, гр.вд			
1	Заводская	46,4	48,5	25	1512	23,7
2	Промстройматериалы	46,4	47,97	25	1480	22,9
3	Самарская	53,02	49,81	30	1342	98,0
4	Старомарьевская	45,08	42,17	25	1441	147,1
5	Лучистая (Луч-1)	48,75	44,18	25	1401	34,1
6	Астерион	48,68	44,78	25	1400	20,4
7	Медведица	49,04	44,46	25	1293	31,4
8	Чкаловская	51,70	55,40	25	1529	44,6
9	Фунтовская	46,24	48,14	30	1510	88,1

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the authors.

Анализ проводился в двух направлениях:

1. Адекватность данных «NASA SSE» в точках девяти эксплуатируемых СЭС;
2. Точность методик, заложенных в программный комплекс.

Параметром сравнения была относительная погрешность (δ) годовой суммарной солнечной радиации, приходящей на оптимально ориентированные СФЭМ, за 2021 год и годовой выработки СЭС. Результаты сравнения представлены в таблице 5.

Было установлено, что относительные отклонения годовой суммарной солнечной радиации на оптимально ориентированные СФЭМ и годовые выработки СЭС, рассчитанные по программному комплексу, не превышают 14% от значений, полученных по эксплуатационным данным выбранных СЭС. Следует отметить, что величина ошибки может быть как ниже, так и выше из-за принятых допущений. В любом случае выяснение причин полученных значений относительных погрешностей требует специальных изысканий. Тем не менее, ошибка глобальной базы данных с открытым доступом NASA SSE в точках эксплуатируемых СЭС не превышает 15%, что считается вполне

удовлетворительным для оценки потенциала в этих точках и расчета характеристик СЭС [9]. Следовательно, для оценки годовых значений суммарной СР и выработки СЭС, можно считать допустимыми данные БД «NASA» и верифицировать методики, реализованные в программном комплексе.

Таблица 5

Table 5

Результаты сравнения годовой суммарной СР и выработки СЭС по эксплуатационным данным и расчетным программно-аналитического комплекса
Results of comparison of annual total SR and SES output according to operational data and calculated by the software system

№	Название СЭС	Э _{СЭС} год	Э _{СЭС} год	δ	Э _{СЭС} год	Э _{СЭС} год	δ
		МВт·ч	МВт·ч	%	кВт·ч/м ²	кВт·ч/м ²	%
1	Заводская	21,0	23,7	12,91	1339	1512	12,91
2	Промстройматериалы	20,5	22,9	11,70	1325	1480	11,70
3	Самарская	94,8	98,0	3,31	1299	1342	3,31
4	Старомарьевская	131,9	147,1	11,55	1292	1441	11,55
5	Лучистая (Луч-1)	31,8	34,1	7,07	1308	1401	7,07
6	Астерион	19,6	20,4	4,32	1342	1400	4,32
7	Медведица	30,4	31,4	3,54	1248	1293	3,54
8	Чкаловская	39,2	44,6	13,85	1343	1529	13,85
9	Фунтовская	80,0	88,1	10,24	1369	1510	10,24

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the authors.

Выводы (Conclusions)

Разработка программного комплекса «Расчет выработки солнечного модуля (СФЭМ)» проводилась в рамках проекта «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006.

Программный комплекс используется студентами направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» при выполнении НИР, курсового проектирования, выпускных квалификационных работ, так же может быть использован специалистами проектных организаций.

На разработанный программный комплекс получено Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ [20]. Программный комплекс «Расчет выработки СФЭМ» имеет обширный потенциал для доработки. В первую очередь авторским коллективом планируется развитие функционала программного комплекса добавлением поддержки сервиса PV-GIS и подключением БД «НПС».

Верификация программного комплекса проводилась по данным девяти эксплуатируемых СЭС на территории РФ. Было установлено, что относительные отклонения годовой суммарной солнечной радиации на оптимально ориентированные СФЭМ и годовые выработки СЭС, рассчитанные по программному комплексу, не превышают 14% от измеренных значений на площадках эксплуатируемых СЭС. Это обосновывает адекватность глобальной базы данных с открытым доступом NASA SSE в точках эксплуатируемых СЭС и верифицирует методики, реализованные в программном комплексе.

Литература

1. SOLARGIS PROSPECT. Доступно по: https://apps.solargis.com/prospect/map?show-registration=1&c=53.284922,122.629395,7&s=53.488046,126.848145&m=solargis-gti_opta&l=true. Ссылка активна на 28 мая 2024.
2. Data Access Viewer – NASA POWER. Доступно по: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer>. Ссылка активна на 28 мая 2024.
3. Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). Доступно по: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>. Ссылка активна на 28 мая 2024.
4. Репозиторий библиотек csv-parser на GitHub. Доступно по: <https://github.com/vincentlaucsb/csv-parser>. Ссылка активна на 28 мая 2024.
5. Photovoltaic Geographical Information System (PV-GIS). Доступно по: https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_pvgis.htm. Ссылка активна на 28 мая 2024.

6. Шакиров В.А., Яковкина Т.Н., Курбацкий В.Г. Методика оценки выработки электроэнергии солнечными электростанциями с использованием данных многолетних наблюдений метеостанций // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24 № 4. С. 858–875.
7. Бабаев Б.Д. Расчет выработки электроэнергии местной солнечной электростанцией при оптимальных параметрах // Вестник Дагестанского государственного университета. Серия 1: Естественные науки. 2021. Т. 36. № 3. С. 21–28.
8. Meteonom Software. Доступно по: <http://meteonom.ru> Ссылка активна на 28 мая 2024.
9. The NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data Set. Доступно по: <https://power.larc.nasa.gov>. Ссылка активна на 28 мая 2024.
10. Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Малинин Н.К., Шестопалова Т.А. База данных НПС. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2022622870. 15.11.2022. Доступно по: <https://new.fips.ru/register-doc-view/fipsServlet?DB=DB&m=7408&DocNumber=2022622870&TypeFile=html>. Ссылка активна на 28 мая 2024.
11. Al-Rawahi N.Z., Zurigat Y.H., Al-Azri N.A. Prediction of Hourly Solar Radiation on Horizontal and Inclined Surfaces for Muscat/Oman // The Journal of Engineering Research. 2011. Vol. 8, N2. pp. 19-31.
12. Maleki S.A.M., Hizam H., Gomes C. Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited // Energies. 2017. Vol. 10, N1, pp. 134-162.
13. Шакиров В.А. Методика оценки прихода суммарной солнечной радиации на наклонные поверхности с использованием многолетних архивов метеорологических данных // Журнал «Системы. Методы. Технологии». 2017. № 4. С. 115-121.
14. Митрофанов С.В. Выбор оптимального угла наклона солнечных панелей для размещения их в произвольном регионе // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2023. Т. 23, №1, С. 5-11.
15. Diaf S., Diaf D., Belhamel M. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system // Energy Policy. Elsevier. 2007. Vol. 35, N11. pp. 5708-5718.
16. Репозиторий библиотеки curl на GitHub. Доступно по: <https://github.com/curl/curl>. Ссылка активна на 28 мая 2024.
17. Репозиторий библиотеки csv-parser на GitHub. Доступно по: <https://github.com/vincentlaucsb/csv-parser>. Ссылка активна на 28 мая 2024.
18. Репозиторий библиотеки OpenXLSX на GitHub. Доступно по: <https://github.com/troldal/OpenXLSX/tree/b80da42d1454f361c29117095ebe1989437db390>. Ссылка активна на 28 мая 2024.
19. Репозиторий библиотеки Cerheid_engine_alfa на GitHub. Доступно по: https://github.com/ARXIV-4PDA/Cerheid_engine_alfa. Ссылка активна на 28 мая 2024.
20. Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Кузнецов Д.А., Шестопалова Т.А. Программа для расчета выработки солнечного модуля. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2023684449. 17.11.2023. Доступно по: <https://new.fips.ru/register-doc-view/fipsServlet?DB=EVM&m=3490&DocNumber=2023684449&TypeFile=html>. Ссылка активна на 28 мая 2024.

Авторы публикации

Дерюгина Галина Владимировна – старший преподаватель каф. «Гидроэнергетики и Возобновляемых Источников Энергии» (ГВИЭ) НИУ «МЭИ», г. Москва, Россия, Email: derugina63@mail.ru.

Игнатьев Евгений Витальевич – канд. техн. наук, доцент каф. «Гидроэнергетики и Возобновляемых Источников Энергии» (ГВИЭ) НИУ «МЭИ», г. Москва, Россия, ORCID*: <http://orcid.org/0000-0001-8274-0288> Email: jeniya_ig@mail.ru.

Кузнецов Даниил Андреевич – магистрант каф. «Гидроэнергетики и Возобновляемых Источников Энергии» (ГВИЭ) НИУ «МЭИ», г. Москва, Россия, Email: dan810810@ya.ru.

References

1. SOLARGIS PROSPECT. Available at: https://apps.solargis.com/prospect/map?show-registration=1&c=53.284922,122.629395,7&s=53.488046,126.848145&m=solargis-gti_opta&l=true. Accessed: 28 May 2024.
2. Data Access Viewer – NASA POWER. Available at: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer>. Accessed: 28 May 2024.
3. Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). Available at: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>. Accessed: 28 May 2024.

4. Plan and design better PV systems with professional solar software. PV*SOL and PV*SOL premium. Available at: <https://pvsol.software/en/>. Accessed: 28 May 2024.
5. Photovoltaic Geographical Information System (PV-GIS). Available at: https://www.pvsyst.com/help/meteo_source_pvgis.htm. Accessed: 28 May 2024.
6. Shakirov V.A., Yakovkina T.N., Kurbatsky V.G. Methodology for assessing electricity generation by solar power plants using data from long-term observations of meteorological stations. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2020; 24(4):858-875. (In Russ). doi:10.21285/1814-3520-2020-4-858-875.
7. Babaev B.D. Calculation of electricity generation by a local solar power plant with optimal parameters. *Proceedings of Dagestan State University*. 2021; 36(3):21-28. (In Russ). doi: 10.21779/2542-0321-2021-36-3-21-28.
8. Meteonorm Software. Available at: <http://meteonorm.ru>. Accessed: 28 May 2024.
9. The NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data Set. Available at: <https://power.larc.nasa.gov>. Accessed: 28 May 2024.
10. Deriugina G.V., Ignatev E.V., Malinin N.K., Shestopalova T.A. *Baza dannyh NPS*. Certificate of State registration of database RUS №2022622870. 15.11.2022. Available at: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=DB&rn=7408&DocNumber=2022622870&TypeFile=pdf. Accessed: 28 May 2024. (In Russ).
11. Al-Rawahi N.Z., Zurigat Y.H., Al-Azri N.A. Prediction of Hourly Solar Radiation on Horizontal and Inclined Surfaces for Muscat/Oman. *The Journal of Engineering Research*. 2011; 8(2):19-31. doi: 10.24200/tjer.vol8iss2pp19-31.
12. Maleki S.A.M., Hizam H., Gomes C. Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited. *Energies*. 2017; 10(1):134-162. doi: 10.3390/en10010134.
13. Shakirov V.A. A technique for estimating global solar radiation on inclined surfaces using multi-year archives of meteorological data. *Systems. Methods. Technologies*. 2017; 4:115-121. doi: 10.18324/2077-5415-2017-4-115-121.
14. Mitrofanov S.V. Choosing the optimal angle of inclination of solar panels in an arbitrary region. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2023; 23(1):5-11. (In Russ). doi: 10.14529/power230101.
15. Diaf S., Diaf D., Belhamel M. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy: Elsevier*. 2007; 35(11):5708-5718. doi: 10.1016/j.enpol.2007.06.020.
16. Library repository curl на GitHub. Available at: <https://github.com/curl/curl>. Accessed: 28 May 2024.
17. Library repository csv-parser на GitHub. Available at: <https://github.com/vincentlaucsb/csv-parser>. Accessed: 28 May 2024.
18. Library repository OpenXLXS на GitHub. Available at: <https://github.com/troldal/OpenXLXS/tree/b80da42d1454f361c29117095ebe1989437db390>. Accessed: 28 May 2024.
19. Library repository Cepheid_engine_alfa на GitHub. Available at: https://github.com/ARXIV-4PDA/Cepheid_engine_alfa. Accessed: 28 May 2024.
20. Deriugina G.V., Ignatev E.V., Kuznetsov D.A., Shestopalova T.A. *Programma dlya rascheta vyrabotki solnechnogo modulya*. Certificate of State registration of computer program RUS №2023684449. 17.11.2023. Available at: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&rn=3490&DocNumber=2023684449&TypeFile=html. Accessed: 28 May 2024. (In Russ).

Authors of the publication

Galina V. Deriugina – National Research University "MPEI", Moscow, Russia, Email: derugina63@mail.ru.

Evgenii V. Ignatev – National Research University "MPEI", Moscow, Russia, ORCID*: <http://orcid.org/0000-0001-8274-0288> Email: jeniya_ig@mail.ru.

Daniil A. Kuznetsov – National Research University "MPEI", Moscow, Russia, Email: dan810810@ya.ru.

Шифр научной специальности: 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Получено 10.04.2024 г.

Отредактировано 17.05.2024 г.

Принято 24.05.2024 г.

DOI: 10.34831/EP.2024.30.82.007

Оптимальный режим работы многоагрегатной дизельной электростанции

Васильева А. А.¹, инженер-исследователь,
Васьков А. Г.², к.т.н., зав. лабораторией,
Сигель А. С.³, инженер-исследователь ("СУ СДК" ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ"),
Шестопалова Т. А.⁴, к.т.н., зав. кафедрой (ГВИЭ ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ"),
Шуркалов П. С.⁵, к.т.н., старший научный сотрудник
("СУ СДК" ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ")

В статье рассмотрены способы математического моделирования зависимостей расхода топлива от загрузки дизельных генераторных установок, учёт которых при моделировании режимов работы солнечно-дизельных энергокомплексов может позволить снизить потребление дизельного топлива и количество часов работы дизельных генераторов.

Ключевые слова: оптимизация, дизельная электростанция, солнечно-дизельный энергокомплекс, удельный расход топлива, распределение нагрузки.

Optimal operation of the diesel power plant

Vasileva A. A.¹, research engineer of CSSDC laboratory,
Vaskov A. G.², PhD, head of CSSDC laboratory,
Siegel A. S.³, research engineer of CSSDC laboratory,
Shestopalova T. A.⁴, PhD, head of HRES department,
Shurkalov P. S.⁵, PhD, senior researcher of CSSDC laboratory (MPEI).

The article considers methods of mathematical modeling of dependencies of fuel consumption on the load of diesel generating sets, the accounting of which in modeling the modes of operation of solar-diesel energy complexes can reduce the consumption of diesel fuel and the number of hours of operation of diesel generators.

Keywords: optimization, diesel power plant, solar-diesel power complex, specific fuel consumption, load distribution.

Проблема эксплуатации дизельных электростанций в России. В России остро стоит проблема энергоснабжения отдалённых населённых пунктов, не имеющих присоединения к объединённой энергосистеме. Согласно [1], изолированные объекты генерации существуют в 23 регионах страны. Чаще всего в составе изолированных энергетических систем в качестве основного источника энергии используются дизельные электростанции (ДЭС).

Общей проблемой эксплуатации всех ДЭС является высокий расход топлива, что приводит к повышенным эксплуатационным расходам. Существует несколько способов снижения объёмов использования дорогостоящего топлива. Например, можно заменить устаревшее оборудование действующей электростанции на более современное или же внедрить энергосберегающие технологии.

Кроме того, прибегают к строительству гибридных электростанций, где к основному генерирующему оборудованию ДЭС добавляется вспомогательное генерирующее оборудование (ветро- или солнечная электростанция). Электростанции на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) позволяют чаще отключать дизель-генераторы, либо частично их разгружать, что даёт выигрыш в абсолютном расходе дизельного топлива. Однако ввиду того, что величина удельного расхода топлива ДЭС во многом определяется распределением мощности между включёнными в работу дизельными агрегатами, удельный расход дизельного топлива той или иной дизельной генераторной установки (ДГУ) из-за этого может увеличиваться, то есть оборудование будет работать менее эффективно.

Согласно [2] для ДГУ, работающих параллельно друг с другом или в составе крупной энергосистемы, распределение нагрузки активной мощности (кВт) является функцией регулятора двигателя, а распределение реактивной мощности (кВАр) — функцией возбуждения генератора. Поэтому данный вопрос, как правило, изучается по-отдельно-

¹ VasilevaAA@mpei.ru

² VaskovAC@mpei.ru

³ SigelAS@mpei.ru

⁴ ShestopalovaTA@mpei.ru

⁵ ShurkalovPS@mpei.ru

сти. Однако в контексте данной статьи наибольший интерес представляет именно распределение активной мощности между ДГУ, в связи с чем вопрос распределения реактивной мощности далее не рассматривается.

Математическое моделирование ДГУ. На сегодняшний день существуют разные модели, которые используются для математического моделирования ДГУ. Из их общего числа можно выделить два вида математического моделирования:

- поэлементное моделирование ДГУ;
- моделирование ДГУ посредством расчёта величины потребляемого топлива.

Поэлементное математическое моделирование ДГУ в основном применяется для анализа переходных процессов, происходящих в энергосистеме с дизельными генераторами. Для оценки режимов работы энергетических комплексов, в состав которых входят ДГУ, настолько детальное моделирование редко применяется.

Моделирование ДГУ посредством расчёта величины потребляемого ими топлива является гораздо более простым способом. Так расход топлива дизель-генератора зависит от номинальной мощности генератора и фактической выходной мощности, выдаваемой им. Использование кривой расхода топлива, предоставляемой производителем ДГУ, является точным способом определения расхода топлива при любой нагрузке дизель-генератора. Однако, как правило, в паспортных характеристиках ДГУ производители указывают лишь значение расхода топлива при номинальной мощности и не включают саму кривую расхода топлива. Особенно это касается генераторов малой мощности [3].

Для решения этой проблемы существует несколько способов расчёта расхода топлива дизель-генератора:

- расчёт с использованием эмпирических коэффициентов;
- расчёт в соответствии с методикой, утвержденной Министерством энергетики Российской Федерации [4];
- расчёт в соответствии с методикой компании АО “Лонмади” [5].

Расчёт с использованием эмпирических коэффициентов. Согласно [3] расход топлива ДГУ в л/ч может быть рассчитан по формуле (1):

$$FC_G = A_G P_G + B_G P_{R-G}, \quad (1)$$

где P_G , P_{R-G} — соответственно выходная и номинальная мощности ДГУ (кВт); A_G , B_G — коэффициенты, рассчитываемые по кривой расхода топлива [л/(кВт · ч)].

Как правило, значения коэффициентов A_G и B_G принимаются следующими: $A_G = 0,246$ л/(кВт · ч) и $B_G = 0,08145$ л/(кВт · ч) [3]. Согласно [6], результаты расчёта расхода топлива ДГУ по этим значениям хорошо согласуются с предоставляемыми производителями дизель-генераторов значениями расходов при номинальной мощности ДГУ.

Для перерасчёта расхода топлива в удельный расход условного топлива [гр.у.т./(кВт · ч)] используется формула (2):

$$b_{у.т.} = 1,45 \cdot \frac{FC_G \rho}{P_G}, \quad (2)$$

где $\rho = 860$ кг/м³ — плотность дизельного топлива; 1,45 — коэффициент перевода дизельного топлива в условное топливо (о.е.).

Метод расчёта, утвержденный Министерством энергетики Российской Федерации. Согласно [4], при отсутствии результатов испытаний дизель-генераторов или паспортных данных установок допускается принимать изменение расхода топлива при работе в ненормальных режимах работы путём введения режимного коэффициента (см. формулу (3)):

$$K_{реж\ i} = 0,9 + \frac{0,1}{N_{ф\ i} / N_{ном\ i}}, \quad (3)$$

где $N_{ф\ i}$ — средняя прогнозируемая нагрузка i -го дизель-генератора за соответствующий период (кВт); $N_{ном\ i}$ — паспортная мощность i -й ДГУ (кВт).

При этом удельный расход условного топлива [гр.у.т./(кВт · ч)] будет рассчитываться по формуле (4):

$$b_i^{ДГУ} = b_{ном\ i}^{ДГ} K_{реж\ i} \frac{Q_p^H}{7000}, \quad (4)$$

где $Q_p^H = 10180$ ккал/кг — теплота сгорания топлива.

Показатель расхода топлива ДГУ по паспорту (в технических условиях) [гр./(кВт · ч)] рассчитывается по формуле (5):

$$b_{ном\ i}^{ДГ} = \frac{b_{ном}^Д}{\eta_{ном}^Г}, \quad (5)$$

где $b_{ном}^Д$ — показатель расхода топлива по дизель-генератору [гр./(кВт · ч)]; $\eta_{ном}^Г$ — КПД ДГУ (о.е.).

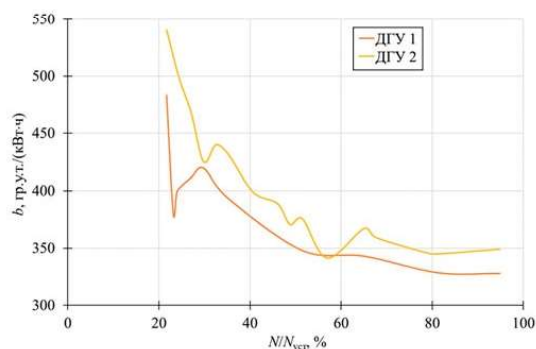


Рис. 1. Зависимости удельного расхода топлива от мощности дизельных агрегатов

Метод расчёта компании АО “Лонмади”. Расчёт расхода топлива по данной методике предполагает использование коэффициентов, учитывающих нагрузку на дизель-генератор и степень его износа [5].

Расход топлива может быть определен по формулам (6) или (8):

$$b_i^{\text{ДГУ}} = \frac{g_{\text{ном}} \cdot H \cdot C \cdot 1,36}{\eta_{\Gamma}} + \frac{B_x}{\Xi}, \quad (6)$$

где $g_{\text{ном}}$ — удельный расход топлива при мощности в 75 % от номинальной (по паспорту ДГУ) [гр./кВт · ч]; H, C — коэффициенты, учитывающие нагрузку и изношенность двигателя соответственно (о.е.) (приведены в [5]); η_{Γ} — КПД генератора в зависимости от режима работы (о.е.); Ξ — планируемая выработка электроэнергии (кВт · ч).

Расход топлива при работе ДГУ на холостом ходу рассчитывается по формуле (7):

$$B_x = 0,15 N_{\text{ном}} \cdot g_{\text{ном}} \cdot K_x \cdot C \cdot n, \quad (7)$$

где $N_{\text{ном}}$ — номинальная мощность генератора (л.с.); $K_x = 0,21$ о.е. — коэффициент расхода на холостом ходу для ДГУ мощностью менее 1000 л.с.; n — планируемое число запусков двигателя.

$$b_i^{\text{ДГУ}} = \frac{1,05 K \cdot g_{\text{ном}}}{\eta_{\Gamma}} + \frac{1,05 K_x \cdot g_{\text{ном}} \cdot N_{\text{ном}} \cdot 0,15}{\Xi}, \quad (8)$$

Таблица 1

Технические характеристики расходомеров Eurosens Deltfa RS 100

$Q_{\text{мин}}, \text{ л/ч}$	$Q_{\text{ном}}, \text{ л/ч}$	$Q_{\text{макс}}, \text{ л/ч}$	Погрешность, %
10	50	100	± 1

где K — коэффициент, учитывающий увеличение расхода из-за колебания нагрузки, (о.е.) и рассчитываемый по формуле (9):

$$K = 0,87 + 0,13 \cdot \frac{N_{\text{ном}}}{N_{\text{ср}}}, \quad (9)$$

где $N_{\text{ср}}$ — средняя мощность ДГУ (л.с.).

Постановка цели исследования. Как уже было отмечено ранее, общей проблемой эксплуатации всех ДЭС является высокий расход топлива, который во многом определяется распределением мощности между включенными в работу дизельными генераторами. В связи с этим авторским коллективом была поставлена цель: разработать методику и соответствующую математическую модель выбора оптимального состава включенных в работу энергоустановок ДЭС. Критерий выбора — минимум суммарного удельного расхода топлива ДЭС.

Так как в паспортных характеристиках ДГУ зависимости расхода топлива от мощности генератора приводятся довольно редко, то первой задачей исследования являлся выбор наиболее подходящего метода расчёта такой зависимости. Выбор осуществлялся среди способов, рассмотренных выше, а апробация результатов — с помощью имеющегося в распоряжении авторского коллектива экспериментального энергокомплекса.

Экспериментальный энергетический комплекс представляет собой ДЭС, оснащенную двумя дизельными энергоустановками на основе двигателя Perkins 1103A-33T мощностью 36,9 кВт с синхронным генератором LSA 42.3-S5-J6/4m Leroy Somer 40 кВт. Дизельные агрегаты работают на управляемую электрическую нагрузку, представляющую собой набор теплоэлектронагревателей. Мощность нагрузки может изменяться от 0,2 до 51,2 кВт.

Измерительная часть энергокомплекса представлена установленными на каждой ДГУ расходомерами Eurosens Deltfa RS 100. Основные технические характеристики расходомеров представлены в табл. 1.

В паспортных характеристиках ДГУ энергокомплекса отсутствуют зависимости расхода топлива от мощности, поэтому необходимая информация была получена экспериментальным путём с использованием имеющегося измерительного оборудования. В процессе “снятия” зависимостей дизельные генераторы трижды нагружались в диапазоне от 22 до 95 % номинальной мощности, а полученные результаты были в итоге осреднены. Соответствующие графики представлены на рис. 1.

На основе полученных результатов был сделан вывод, что характеристики удельного расхода условного топлива могут отличаться у одинаковых по

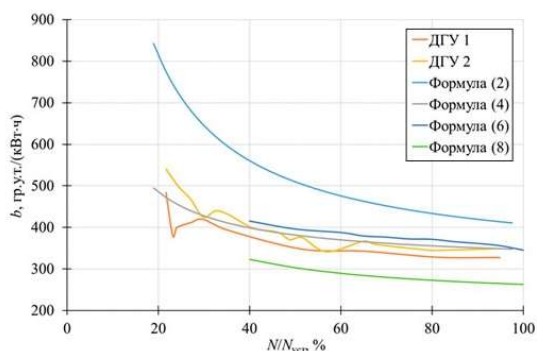


Рис. 2. Измеренные и расчётные зависимости изменения удельного расхода топлива

мощности и условиям эксплуатации ДГУ. По результатам эксперимента они в среднем отличаются на 11,78 %. Таким образом показано, что одинаковые модели дизельных агрегатов обладают различными характеристиками и для повышения эффективности режима работы ДЭС необходимо использовать алгоритм определения оптимальной неравномерной загрузки агрегатов.

Выбор математической модели ДГУ. Для выбора наиболее подходящего метода расчёта удельного расхода топлива ДГУ были произведены вычисления с использованием формул (2), (4), (6) и (8). Результаты расчётов представлены на рис. 2 и в табл. 2.

При проведении расчётов использовались следующие паспортные данные ДГУ:

$$b_{\text{ном}}^{\text{д}} = 216 \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}; \quad g_{\text{ном}} = 220 \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}; \\ \eta_{\text{ном}}^{\text{г}} = 90,5 \text{ \%}.$$

Согласно табл. 2, наименьшие отклонения расчётных значений от фактических даёт метод расчёта, утверждённый Министерством энергетики Российской Федерации (формула (4)). Данный метод в дальнейшем используется для получения исходных данных, необходимых для оптимизации состава включенных в работу энергоустановок ДЭС.

Математическая модель выбора оптимального состава включенных в работу энергоустановок ДЭС. Математическая модель выбора оптимальной загрузки дизельных энергоустановок ДЭС была разработана на языке программирования Python. Основными исходными данными, необходимыми для осуществления оптимизации работы ДЭС являются следующие:

- типоразмер ДГУ, их основные технические характеристики (номинальная мощность, соответствующее ей потребление топлива и зависимость расхода топлива от мощности генератора) и количество агрегатов каждого типа;
- минимальное и максимальное значения нагрузки;
- величина шага, с которым будет изменяться нагрузка от минимального до максимального значения при проведении соответствующих расчётов.

Основным критерием распределения нагрузки между дизель-генераторами является минимум включенных в работу агрегатов, т.е. $n_{\text{ДГУ}}^{\text{раб}} \rightarrow \min$.

Таблица 2

Значения относительной погрешности между расчётными и измеренными зависимостями изменения удельного расхода топлива (%)

Загрузка ДГУ, %	Сравнение с ДГУ 1				Сравнение с ДГУ 2			
	Формула (2)	Формула (4)	Формула (6)	Формула (8)	Формула (2)	Формула (4)	Формула (6)	Формула (8)
21,68	60,44	2,22	—	—	43,47	12,56	—	—
24,39	79,98	13,16	—	—	44,99	8,84	—	—
27,10	65,62	7,04	—	—	45,75	5,81	—	—
29,81	54,37	2,24	—	—	52,31	0,87	—	—
35,23	51,31	4,48	5,55	17,82	37,86	4,80	8,27	25,12
51,49	44,90	9,19	13,83	12,90	34,14	1,08	5,38	19,36
65,04	34,99	6,66	10,57	17,09	26,08	0,39	3,27	22,57
81,30	31,46	8,13	13,04	16,97	25,13	2,92	7,59	20,97
94,85	26,26	6,47	8,46	19,26	18,53	0,05	1,82	24,20
Среднее	49,92	6,62	10,29	16,81	36,47	4,15	5,27	22,45

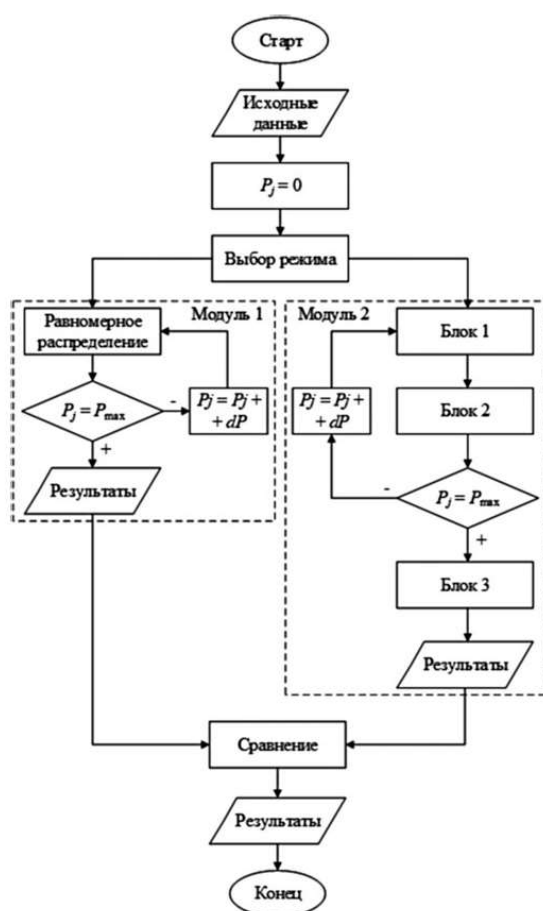


Рис. 3. Блок-схема математической модели

Основным результатом оптимизации работы ДЭС являются: оптимальный состав работающих ДГУ при заданном значении нагрузки, соответствующие ему значения загрузки каждой из ДГУ и величина потребляемого топлива, как каждым дизельным агрегатом, так и всей ДЭС в целом

Математическая модель включает в себя 2 модуля.

Модуль 1. “Равномерное распределение нагрузки”. Принцип работы данного модуля заключается в определении согласно формуле (10) удельной мощности ДЭС (о.е.) в зависимости от нагрузки:

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{уд}} = \frac{P_{\text{потр}}}{N_{\text{ДЭС}}^{\text{уст}}}, \quad (10)$$

где $P_{\text{потр}}$ — нагрузка потребителя (кВт); $N_{\text{ДЭС}}^{\text{уст}}$ — установленная мощность ДЭС (кВт).

Мощность каждого из включённых в работу дизель-генераторов определяется по формуле (11):

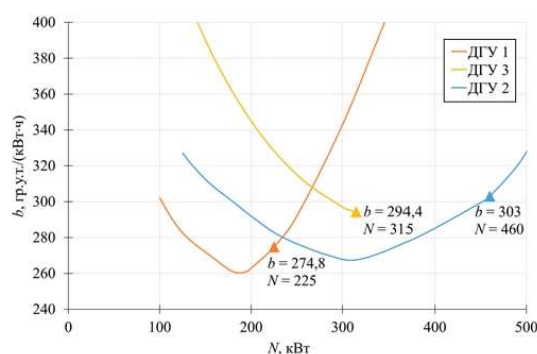


Рис. 4. Удельные характеристики расхода дизелей с их оптимальной нагрузкой

$$N_{\text{ДГУ}i} = N_{\text{ДГУ}i}^{\text{ном}} N_{\text{ДЭС}}^{\text{уд}}, \quad (11)$$

где i — номер ДГУ; $N_{\text{ДГУ}}^{\text{ном}}$ — номинальная мощность ДГУ (кВт).

Значения расхода топлива и его удельные величины определяются по расходным характеристикам и формулам, упомянутым в разделе “Математическое моделирование ДГУ”.

Модуль 2. “Неравномерное распределение нагрузки”. Данный модуль состоит из нескольких блоков и отвечает за создание “карты возможных вариантов состава работающих ДГУ ДЭС”, а также за выбор оптимального варианта. “Карта” создается с учётом каждого значения нагрузки потребителя $P_{\text{потр}}$, которая может изменяться от минимального до максимального значения с некоторым шагом (см. исходные данные).

Блок 1. “Возможные варианты состава оборудования”. Блок осуществляет генерацию всех возможных комбинаций работающих ДГУ при нагрузке $P_{\text{потр}}$ с учётом критерия $n_{\text{ДГУ}}^{\text{раб}} \rightarrow \min$ и условия $N_{\text{ДЭС}}^{\text{уст}} \geq P_{\text{потр}}$.

Блок 2. “Возможные варианты загрузки оборудования”. Блок отвечает за генерацию всех возможных вариантов загрузки ДГУ для каждой из ранее сформированных комбинаций состава оборудования. При распределении нагрузки между дизель-генераторами принимается, что их мощность может изменяться с тем же шагом, что и нагрузка потребителя. В процессе генерации вариантов загрузки ДГУ также осуществляется расчёт потребления топлива каждой ДГУ и ДЭС в целом, а также значения удельного расхода топлива.

На основе результатов работы блоков 1 и 2 формируется “карта возможных вариантов состава работающих ДГУ ДЭС”, сохраняется в соответствующий файл и, в последствии, может быть использо-

вана для оперативного выбора оптимального состава оборудования в зависимости от заданной нагрузки потребителя.

Блок 3. “Выбор оптимального состава оборудования”. В зависимости от нагрузки потребителя блок 3 осуществляет выбор из ранее составленной “карты” вариант, для которого характерен минимальный суммарный удельный расход топлива. Таким образом, результатом работы данного блока является состав ДЭС с минимальным количеством задействованных в работе дизель-генераторов и минимальным потреблением топлива.

В общем виде блок-схема разработанной математической модели представлена на рисунке 3. Как видно из рисунка, в зависимости от требований оператора математическая модель может выполнять следующий ряд операций:

- определение оптимального состава включенных в работу ДГУ при условии их равномерной загрузки;
- определение оптимального состава включенных в работу ДГУ при условии их неравномерной загрузки;
- выбор наиболее эффективного режима работы ДЭС из первых 2-х вариантов (выбор между равномерной и неравномерной загрузкой ДГУ).

Пример результата работы математической модели при определении оптимального распределения нагрузки в 1000 кВт по 3-м разным дизель-генераторам ДЭС представлен на рис. 4.

Апробация математической модели. Для апробации математической модели в качестве объекта исследования был выбран существующий солнечно-дизельный энергокомплекс (СДЭК), расположенный в городе Верхоянск в Якутии (координаты: 67° 33' с.ш., 133° 23' в.д.).

Основная исходная информация, которая была использована:

- характеристики дизельных генераторов СДЭК (табл. 3);

Таблица 3
Характеристика дизельных генераторов СДЭК в г. Верхоянск

Тип агрегата	Марка двигателя	Мощность, кВт
АД-400	КТА19-G4	400
АД-400	КТА19-G4	400
АД-520	КТА38-G2A	520
АД-520	КТА38-G2A	520
ДГА-315	6ЧН 25/34	315
ДГА-315	6ЧН 25/34	315

- суточные графики нагрузки для характерных дней каждого месяца года;

- суточные графики выработки электроэнергии солнечными модулями СДЭК.

Согласно [7], выбраны следующие основные критерии выбора оптимального состава включенных в работу дизель-генераторов СДЭК:

- количество выработанной электроэнергии ДЭС;
- коэффициент использования установленной мощности (КИУМ);
- удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпущенную электроэнергию.

Основные результаты исследования. Апробация математической модели осуществлялась для вариантов с равномерным распределением нагрузки между ДГУ СДЭК и с оптимальным распределением нагрузки. Основные результаты представлены в табл. 4.

Из табл. 4 видно, что между 2-мя рассмотренными вариантами имеется небольшое различие в выработке электроэнергии — порядка 0,19 %. Это обусловлено особенностью работы разработанного алгоритма, а именно – шагом оптимизации. В данном случае значения нагрузки изменялись с шагом в 5 кВт, погрешность в результатах расчетов менее чем в 1 % можно считать несущественной.

Кроме вышеупомянутых критериев работы ДГУ СДЭК были проанализированы и другие: абсолютный расход топлива и количество включений дизельных генераторов. Результаты приведены в табл. 5.

На основе анализа результатов из табл. 4 и 5 были сделаны следующие основные выводы касательно эффективности оптимального распределения нагрузки между ДГУ по сравнению с равномерным распределением:

- удельный расход топлива снизился на 2,68 %;
- абсолютный расход топлива снизился на 16,06 %;
- количество включений ДГУ снизилось на 42,86 %.

Таким образом, предлагаемый вариант позволяет добиться более экономичного использования ископаемого топлива, т.к. за счёт снижения количества

Таблица 4
Основные результаты апробации математической модели

Распределение нагрузки между ДГУ	Выработка, кВт · ч	КИУМ, %	УРУТ, гр.ул./(кВт · ч)
Равномерное	107465	15,11	371,4
Оптимальное	107665	15,14	361,4

Таблица 5
Основные результаты по работе ДГУ при разных вариантах распределения нагрузки

Равномерное распределение нагрузки					
ДГУ	Время работы, ч	Количество включений, шт.	Выработка, кВт · ч	КИУМ, %	Абсолютный расход, л
1	68	18	25404	22,05	7385
2	23	5	8520	7,40	2314
3	51	13	24265	16,20	10373
4	0	0	0	0,00	0
5	135	27	34098	37,59	11579
6	52	21	15179	16,73	4543
Итого	397	84	107465	15,11	36196
Оптимальное распределение нагрузки					
ДГУ	Время работы, ч	Количество включений, шт.	Выработка, кВт · ч	КИУМ, %	Абсолютный расход, л
1	165	21	39440	34,24	11344
2	109	10	43600	37,85	11749
3	51	13	24305	16,23	7166
4	0	0	0	0	0
5	1	1	80	0,09	30,74
6	3	3	240	0,26	92,22
Итого	397	48	107665	15,14	30382

ва включений снижается расход топлива на холостой ход ДГУ. Кроме этого, уменьшается и вероятность аварий.

Несмотря на положительные результаты проведенного исследования, следует отметить, что всё ещё имеется большой простор для доработки разработанной математической модели. Так на данный момент она не учитывает неоптимальную работу ДГУ при загрузке менее 50 % от номинальной мощности агрегата, не способна осуществлять прогнозирование нагрузки и подсчёт расхода дизельного топлива на холостой ход, а износ ДГУ задается вручную на этапе ввода исходных данных. В дальнейших исследованиях предполагается добавить в модель и эти возможности для более точного

моделирования режимов работы не только ДЭС, но и СДЭК.

Выводы

Автоматизированные системы управления СДЭК должны предусматривать возможность управления в едином цикле всем используемым оборудованием: солнечным и батарейным инвертором, дизельными агрегатами. Проведённая работа показала, что равномерное распределение активной мощности между ДГУ ДЭС не является оптимальным решением. Снизить величину удельного расхода топлива позволяет предложенный в статье подход, основанный на поиске точки минимального удельного расхода топлива для всей ДЭС. Это возможно при неравномерной загрузке ДГУ. Предложенное в статье решение позволяет снизить объём потребляемого топлива на несколько процентов.

Соблюдение этических норм

Финансирование: исследование, приведшее к этим результатам, получило финансирование от Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках грантового соглашения № FSWF-2022 – 0006.

Список литературы

1. *Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России: аналитический доклад, март 2020 / Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации*, 2020. — 78 с.
2. *Mahon L. L. J. Diesel Generator Handbook*. Butterworth-Heinemann Ltd, 1992. — 656 p.
3. *Ismail M. S., Moghavvemi M., Mahlia T. M. I. Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate*. Energy Conversion and Management, 2013. Vol. 69. Pp. 163 – 173.
4. *Приказ от 30 декабря 2008 г. № 323 “Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии”* (с изменениями на 30 ноября 2015 г.) / Министерство энергетики Российской Федерации, 2015. — 75 с.
5. *Как считается расход топлива дизельного генератора* // АО “Лонмади”. 2023. URL: <https://www.jcbgenerators.ru/tekhnicheskaya-biblioteka/kak-schitaetsya-raskhod-topлива-dizelnogo-generatora.html> (дата обращения: 10.04.2023).
6. *Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín, José M. Yusta-Loyo, José A. Domínguez-Navarro, Ignacio J. Ramírez-Rosado, Juan Lujano, Ismael Aso*. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage. Applied Energy, Elsevier, 2011. Vol. 88(11). Pp. 4033 – 4041.
7. *Правила технической эксплуатации дизельных электростанций (ПТЭД) / Министерство топлива и энергетики Российской Федерации*, 1993. — 51 с.

Эффективность солнечного инвертора в условиях реальной эксплуатации

УДК 621.311.25:620.92

При проектировании и оценке параметров уже работающих солнечных электростанций удобно использовать средневзвешенные характеристики, например, среднее значение КПД ее элементов. В паспортных данных инверторного оборудования часто указываются только либо максимальное значение КПД, либо средневзвешенное значение КПД, определенное в соответствии с европейским стандартом DIN EN 50524. Значение этого средневзвешенного КПД определяется на основе статистической обработки данных о работе инвертора при частичной загрузке. Ни одна из этих величин не учитывает реальные условия эксплуатации (в первую очередь — климатические), характерные для территории Российской Федерации. В статье предложена первичная оценка средневзвешенного значения КПД, полученного для СЭС, работающей на территории г. Москвы. Для этого авторами была разработана система мониторинга актинометрических и метеорологических показателей и режима работы солнечной электростанции. Система мониторинга включает в свой состав сервисы анализа, хранения и визуализации данных. За более чем два года работы системы был сохранен и обработан огромный объем данных. Одним из значимых результатов стала возможность проведения оценки эффективности солнечного инвертора в условиях реальной эксплуатации.

Айнуллоева И.Н., инженер-исследователь научно-исследовательской лаборатории «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

Васьков А.Г., к.т.н., доцент, заведующий научно-исследовательской лабораторией «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

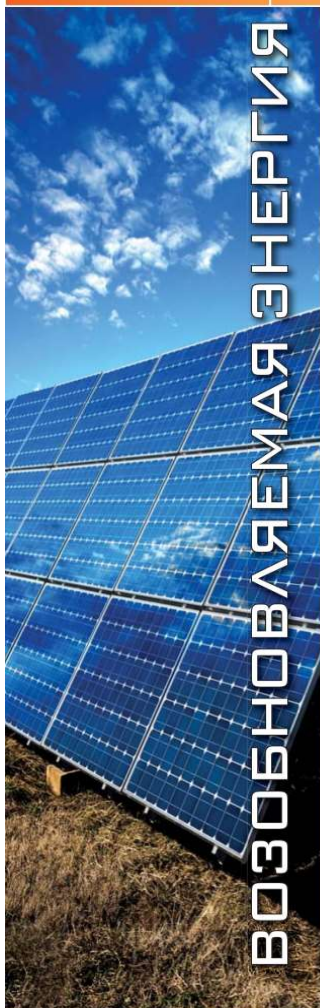
Долматов В.А., инженер-исследователь научно-исследовательской лаборатории «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

Ключевые слова: солнечная электростанция, инвертор, эффективность, КПД, мониторинг

Солнечная энергия стала одним из самых распространенных источников энергии в мире. В последние годы наблюдается впечатляющий рост установленной мощности солнечных электростанций (СЭС). Это связано с развитием новых технологий, снижением стоимости фотоэлектрических модулей (ФЭМ) и реализацией государственных программ поддержки отрасли, а также стремлением к уменьшению зависимости от ископаемого топлива и снижению выбросов парниковых газов.

По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), в 2022–2027 годах объем возобновляемых источников энергии вырастет почти на 2400 ГВт, что соответствует всей установленной мощности Китая сегодня. Это на 85% больше, чем за предыдущие пять лет, и почти на 30% выше, чем прогнозировалось в прошлогоднем отчете. Ожидается, что в течение прогнозируемого периода на долю возобновляемых источников энергии придется более 90% глобального роста электроэнергетических мощностей [1].

Затраты на производство солнечной энергии могут быть снижены за счет уменьшения не только стоимости производства ФЭМ и инверторов, но и за счет повышения производительности фотоэлектрической системы. В связи с этим все большее внимание уделяется эффективности фото-



ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГИЯ

электрических инверторов. Для оценки эксплуатационной эффективности инвертора предложено несколько способов, основанных на мониторинге напряжения в точке максимальной мощности [2].

Однако проектные оценки базируются на единственном подходе — в качестве наиболее важного показателя для сравнения инверторного оборудования используется КПД солнечного инвертора $\eta_{E_{in}}$, определенный в соответствии с европейским стандартом DIN EN 50524 [3].

КПД инвертора, определенный в соответствии со стандартом DIN EN 50524, — это усредненная эксплуатационная эффективность при годовом распределении электроэнергии, соответствующая климату средней части Европы. Этот подход был предложен Объединенным исследовательским центром на основе оценок климата г. Испре (Италия), и теперь этот параметр указывается в паспорте практически любого инвертора. Значение этого средневзвешенного КПД получается путем назначения процента времени, в течение которого инвертор находится в определенном диапазоне рабочей мощности [4].

В работе [5] указаны основные проблемы в оценке эффективности солнечного инвертора, связанные с влиянием распределения излучения во времени в зависимости от места установки, зависимостью эффективности преобразования от входного напряжения постоянного тока и влиянием качества отслеживания точки максимума мощности. Для определения типичных условий работы фотоэлектрического преобразователя необходим хороший набор метеорологических данных — для точной характеристики условий эксплуатации необходимы, как минимум, данные об освещенности в плоскости ФЭМ и температуре модуля в течение целого года. Авторами при расчетах были приняты следующие допущения:

- измеренная освещенность соответствует освещенности в плоскости ФЭМ для оптимального угла наклона (все выводы, сделанные в данных работах, применимы к установкам без систем слежения);

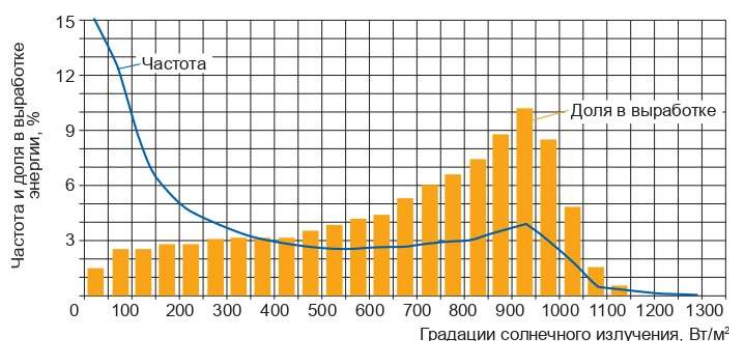


Рис. 1. Относительные частоты СИ в 2000 году, а также годовые энергетические доли отдельных градаций СИ во Фрайбурге [6]

- используемая модель вольт-амперной характеристики соответствует ФЭМ из кристаллического кремния с коэффициентом заполнения 0,75 и температурным коэффициентом $\beta = -0,4\%/K$;
- все инверторы, использованные в исследовании для сравнения $\eta_{E_{in}}$, имели максимальную выходную мощность не более 5 кВт.

В результате работ был сделан вывод, что при усреднении европейского КПД во всем диапазоне рабочего инвертора вносятся погрешности. Поэтому предоставление пользователю данных о максимальном и минимальном достижимых КПД позволило бы получить ценную информацию (насколько хорош инвертор в конкретной географической точке). На величину КПД существенное влияние оказывает местоположение и рассматриваемый год — это влияние оценивается величиной порядка 0,3%. Стоит отметить, что для проведения исследований влияния местоположения на средневзвешенный КПД необходимы данные измерений с высокой частотой дискретизации (период дискретизации — менее 1 мин). Полученные результаты подтверждают, что даже при учете только общего КПД в качестве критерия эффективности сравнение инверторов представляет собой непростую задачу.

Итак, пиковый КПД инвертора не так уж важен с точки зрения оператора фотоэлектрической станции. Решающим для доходности станции является средний КПД за весь год. Для наглядности на рисунке 1 приведен пример

2000 года с измеренной частотой возникновения различных градаций солнечного излучения (СИ) на площадке г. Фрайбурга (Германия) (сплошная линия). Вертикальные столбики представляют собой доли энергии, которые соответствующие градации СИ вносят в общую годовую выработку энергии. Так, первая полоса показывает, что работа СЭС при облучении СИ в диапазоне от 0 до 50 Вт/м² приводит к получению почти 1,5% от годового объема вырабатываемой энергии. СИ в диапазоне от 0 до 500 Вт/м² в течение года обеспечивает около 30% от всей выработанной энергии [6]. Измерения СИ проводились через малые интервалы времени — осреднялись за 10 секунд — что позволяет рассматривать их как мгновенные значения.

Интересно отметить, что низкие градации СИ, наблюдаемые в течение года, дают относительно высокие доли в суммарной годовой выработке энергии. Для инвертора это означает, что он часто работает в области пониженной нагрузки.

В стандарте [3] определен $\eta_{E_{in}}$, в котором учтены отдельные значения КПД при частичной нагрузке в зависимости от того, насколько часто они встречаются в Центральной Европе [6]:

$$\eta_{E_{in}} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%} \quad (1)$$

Из проведенного анализа стало понятно, что использование $\eta_{E_{in}}$ в несоответствующих климатических условиях приводит к возникновению систематической

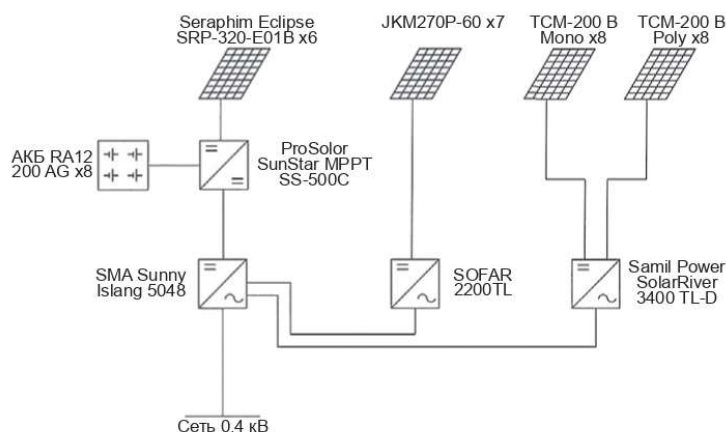


Рис. 2. Структурная схема учебно-экспериментальной СЭС НИУ «МЭИ»

ошибки в оценке эффективности фотоэлектрических систем. Актуальной задачей является анализ эффективности солнечного инвертора в условиях реальной эксплуатации на территории Российской Федерации. Понятно, что Москва характеризуется более холодным климатом с более длительными и холодными зимами по сравнению с климатом г. Испры (Италия) и многими регионами Центральной Европы. Это может сказаться на производительности СЭС в зимний период из-за более низкой интенсивности солнечного излучения и большего количества облаков и пасмурных дней.

В Национальном исследовательском университете «МЭИ» функционирует учебно-экспериментальная СЭС, на которой проведены исследования эффективности работы инверторного оборудования в климатических условиях Центральной России за почти два года эксплуатации. Результаты показали значительное отличие реальной эффективности инверторного оборудования от заявленной производителем. Полученные оценки, хотя и долж-

ны быть уточнены на примере большего количества СЭС, могут быть использованы при проектировании новых фотоэлектрических систем.

УЧЕБНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ СЭС НИУ «МЭИ»

В данном разделе приведено краткое техническое описание учебно-экспериментальной СЭС НИУ «МЭИ». Комплекс представляет из себя солнечную электростанцию и метеостанцию. Электростанция имеет 5 независимых батарей ФЭМ разной мощности, 2 сетевых инвертора, 1 гибридный и 1 контроллер заряда АКБ. Гибридный инвертор SMA Sunny Island работает в качестве источника бесперебойного питания, объединяя сетевые инверторы, систему накопления энергии и электроэнергетическую систему.

На рисунке 2 приведена структурная схема СЭС. На схеме обозначены ФЭМ, их модели и основные данные, указана система измерения на основе датчиков тока, подключенных к системе мониторинга ABB CMS-700, ком-

мутационно-защитные устройства и их номиналы, инверторное оборудование с указанием основных характеристик, линии постоянного и переменного тока.

В 2021 году собственными силами был разработан аппаратно-программный комплекс, осуществляющий мониторинг режима работы СЭС (далее — система мониторинга). Система мониторинга функционирует на основе промышленных стандартов:

- в основе «нижнего уровня» лежит общепринятый протокол Modbus, что позволяет получать информацию напрямую от контроллеров инвертора;
- средний уровень реализован на основе протокола MQTT — протокола передачи сообщений, который разработан для обмена данными между устройствами с ограниченными ресурсами и при использовании слабого канала связи;
- верхний уровень представлен графическим интерфейсом пользователя и интерфейсом доступа к базе данных, в которой хранятся данные мониторинга режима работы СЭС.

В процессе развития системы мониторинга удалось добиться возможности сохранения в базу данных измеряемых величин с дискретностью в 1 секунду, то есть практически мгновенных значений.

Перечень сохраняемых в базе данных значений:

- выходной ток батареи ФЭМ;
- выходное напряжение батареи ФЭМ;
- выходная мощность батареи ФЭМ;
- выходной ток инвертора;
- выходное напряжение инвертора;
- выходная мощность инвертора;
- поток суммарного СИ в горизонтальной плоскости.

Для дальнейшей оценки энергетической эффективности инвертора был выбран сетевой инвертор Samil Power SolarRiver 3400TL-D (технические характеристики приведены в таблице 1).

К сетевому инвертору Samil Power SolarRiver 3400TL-D подключено две батареи ФЭМ по 8 последовательно соединенных ФЭМ следующих моделей:

Табл. 1. Технические характеристики инвертора
Samil Power SolarRiver 3400TL-D

Техническая характеристика	Значение
Максимальный КПД	97,4 %
$\eta_{E_{in}}$ (КПД в соответствии со стандартом DIN EN 50524)	96,5 %
Максимальная мощность со стороны постоянного тока	3400 Вт
Максимальная мощность со стороны переменного тока	3200 Вт
Количество входов со стороны постоянного тока	2 шт. (не более 2200 Вт каждый)

- ТСМ-200В пиковой мощностью 198 Вт (напряжение холостого хода — 43 В; ток короткого замыкания — 5,35 А; размеры — 1580×815×40 мм);
- ТСМ-200В пиковой мощностью 200 Вт (напряжение холостого хода — 42 В; ток короткого замыкания — 5,70 А; размеры — 1338×988×40 мм).

ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕРТОРА

Оценка средневзвешенного КПД проводилась в следующем порядке:

- 1) анализ полноты ряда данных мониторинга СИ;
- 2) определение частоты появления градаций СИ;
- 3) расчет мгновенных значений КПД инвертора;
- 4) сопоставление моментов времени измерения КПД и появления соответствующего значения СИ.

На рисунке 3 представлено графическое отображения данных мониторинга величины СИ и выходной мощности батарей ФЭМ. Видны периоды, в которые

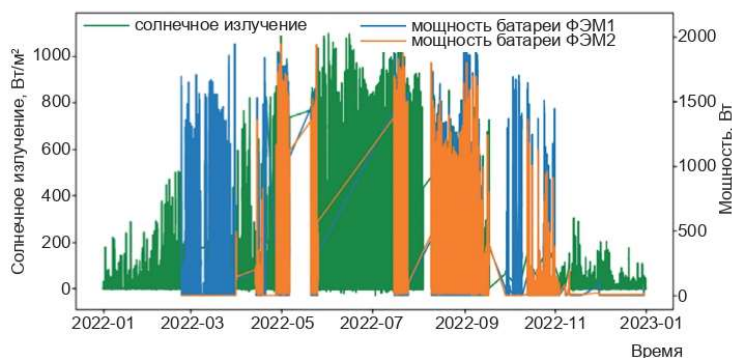


Рис. 3. Данные мониторинга СИ за 2022 год

по техническим причинам отсутствуют данные.

Стоит отметить, что на полноту ряда данных влияет сразу множество факторов:

- ночное время, так как в данном режиме показания равны нулю;
- технические работы, в ходе которых отключались батареи ФЭМ;
- программные проблемы, из-за которых не осуществлялась запись данных;
- обледенение ФЭМ в зимний период времени.

Мгновенный КПД инвертора определялся как отношение выходной мощности инвертора к суммарной выходной мощности обеих батарей ФЭМ:

$$Eff = \frac{P_{AC}}{P_{DC1} + P_{DC2}} \cdot 100\%. \quad (2)$$

Уровень загрузки инвертора определен как отношение суммарной выходной мощности обеих батарей ФЭМ к его паспортному значению номинальной мощности со стороны постоянного тока, составляющей 3400 Вт:

СТАЛКЕР 80-24 КОМПЛЕКС ТРАССОПОИСКОВЫЙ ПРИЕМНИК ПТ-24 GPS - Встроенный GPS/ГЛОНАСС модуль; - высокоточное позиционирование (до 1 см) совместно с RTK планшетом PrinCe LT700H; - использование смартфона вместо внешнего GPS-трекера. ФУНКЦИЯ «КОМПАС» С РЕЖИМОМ «ВТОРАЯ ЛИНИЯ» Одновременное схематическое отображение на дисплее искомой коммуникации и трассы с протекающим током 50, 100 или 300 Гц. «50 Гц» «1024 Гц» - Время работы — до 20 часов; - увеличенный сверхяркий цветной дисплей.	ПЗФ-300 ИЗМЕРИТЕЛЬ ПАРАМЕТРОВ УЗО И СОПРОТИВЛЕНИЯ СЕТИ Гарантия 3 года Межповерочный интервал 2 года Связь с ПК через Bluetooth Степень защиты IP54 Встроенная память на 10 000 измерений Магнитный держатель - Проверка параметров общих и селективных УЗО типов А, АС с номинальными дифференциальными токами 10, 30, 100, 300 и 500 мА при протекании синусоидального и пульсирующего постоянного тока с углом задержки фазы 0°, 90° и 135°; - измерение полного сопротивления петли «фаза-нуль» и «фаза-фаза» от 0,01 до 300 Ом с вычислением активного, реактивного сопротивления и прогнозируемого тока КЗ от 0,001 до 24 (41) кА; - измерение сопротивления металловязи от 0,01 до 20 Ом; - измерение напряжения переменного тока L-N от 10 до 450 В, L-PE и N-PE от 10 до 300 В; - измерение напряжения прикосновения при протекании номинального дифференциального тока УЗО; - проведение испытаний в автоматическом режиме по заранее выбранной программе.	НОВИНКА
ГЕНЕРАТОР ПТ-80 - Мощность и ток до 80 Вт, 12 А; - фиксированные частоты ПТ-80: 273, 526, 1024, 8928, 32768 Гц; - выбор произвольной частоты от 300 до 10 000 Гц для работы с приемниками других производителей; - встроенный индуктор обеспечивает наведение сигнала 33 кГц в линию с поверхности земли; - дистанционное управление генератором через сеть GSM; - отложенный старт. RTK планшет	ПСИ-2510, ПСИ-2530 МЕГАОММЕТРЫ Гарантия 18 месяцев Межповерочный интервал 2 года Магнитный держатель Степень защиты IP54 QR код - Испытательные напряжения: 100, 250, 500, 1000, 2500 В (ПСИ-2510), от 50 до 2500 В (шаг 10 В) (ПСИ-2530); - измерение сопротивления изоляции от 1 кОм до 1 ТОм; - автоматический расчет коэффициента абсорбции; - измерение напряжения постоянного и переменного тока; - автоматическое снятие остаточного напряжения на объекте после окончания измерения и индикация его уровня; - встроенная память на 10000 измерений, связь с ПК (ПСИ-2530).	

РАДИО-СЕРВИС



426000, г. Ижевск, а/я 10047, ул. Пушкинская, 268, тел.: (3412) 43-91-44, факс: (3412) 43-92-63, e-mail: office@radio-service.ru, www.radio-service.ru

СДЕЛАНО В РОССИИ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

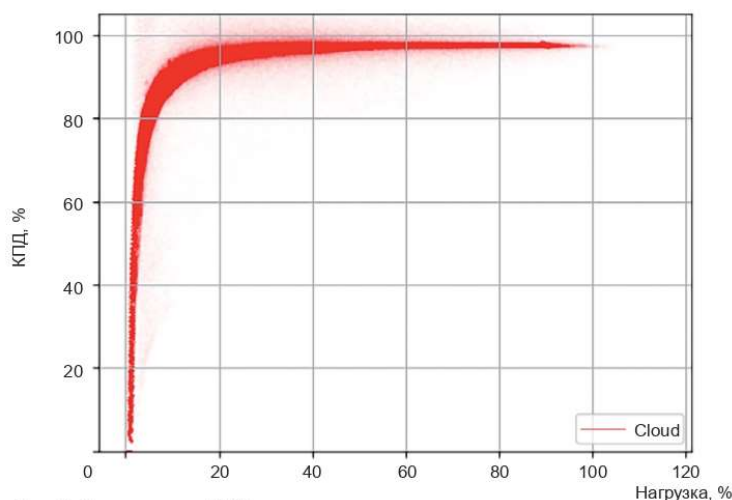


Рис. 4. Зависимость КПД от загрузки инвертора

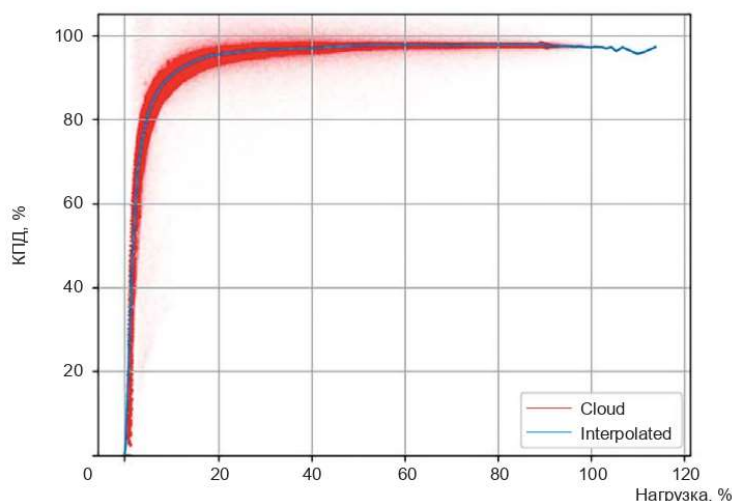


Рис. 5. Зависимость КПД инвертора от его загрузки с нанесенной интерполяционной кривой

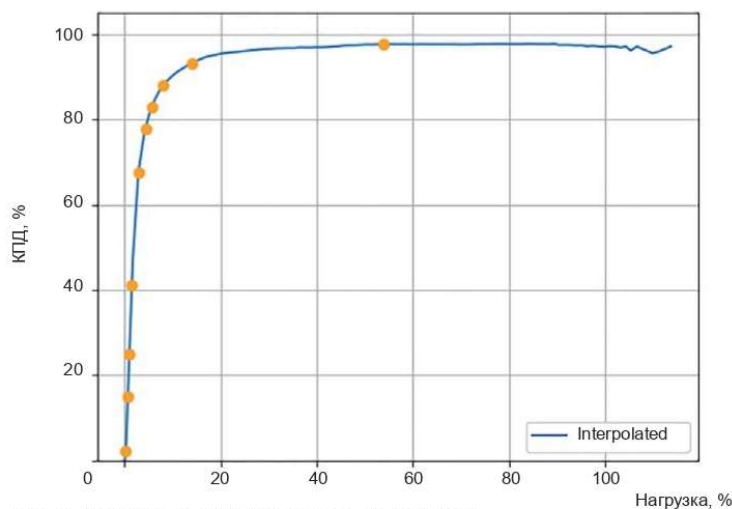


Рис. 6. Зависимость КПД инвертора от нагрузки

$$K_{load} = \frac{P_{DC1} + P_{DC2}}{3400} \cdot 100\%. \quad (3)$$

На рисунке 4 изображена зависимость КПД инвертора от его загрузки, полученная без предварительной обработки данных мониторинга работы СЭС НИУ «МЭИ».

Из-за большого разброса измеренных значений, особенно в области низкой загрузки (это связано с шумами датчиков тока) получить аналитическую зависимость не получилось. Было принято решение о кусочно-линейной аппроксимации зависимости КПД инвертора от его загрузки (рисунок 5).

Итоговым шагом является поиск характерных точек отношения КПД инвертора к нагрузке на него (рисунок 6).

В табличном виде полученная зависимость КПД инвертора от его загрузки приведена в таблице 2, где видно, что инвертор начинает работать с максимальным КПД при нагрузке чуть больше 50%, и далее его КПД держится на максимальном значении. Таким образом подтверждено влияние работы с низкой загрузкой инвертора на его общую эффективность.

Для оценки вероятности возникновения периодов времени с низкой загрузкой инвертора проводился расчет распределения вероятности прихода СИ на площадку и определение доли выработки энергии в данных градациях. Для решения этой задачи временной ряд наблюдений за СИ разбивается на градации по 50 Вт/м², подсчитываются случаи попадания измеренных значений в каждую из них и рассчитывается вероятность появления градации F_{res_grad} как отношение количества измерений в рамках градации к общему количеству измерений.

На рисунке 7 представлен график распределения вероятности прихода СИ на площадке СЭС и данные о выработке энергии за соответствующие периоды времени.

Как видно из рисунка, наиболее «вероятными» градациями СИ являются градации 0–50 Вт/м² и 50–100 Вт/м². Это объясняется длительными периодами работы

в условиях низкой освещенности в утренние и вечерние часы, а также в пасмурную погоду, характерную для осенне-зимнего периода года. Интересно отметить, что максимальная доля выработанной энергии приходится на градации СИ от 550 Вт/м² до 800 Вт/м².

Рабочая мощность батарей ФЭМ определяется следующим соотношением:

$$P_{\text{ФЭМ}} = G \cdot A_{\text{ФЭМ}} \times n \cdot \text{КПД}_{\text{ФЭМном}} = G \cdot K, \quad (4)$$

где G — текущее значение интенсивности СИ, Вт/м²; $A_{\text{ФЭМ}}$ — площадь единичного ФЭМ, м²; n — количество ФЭМ в батарее, шт.; $\text{КПД}_{\text{ФЭМном}}$ — номинальный (паспортный) КПД ФЭМ, о.е.; $K = A_{\text{ФЭМ}} \cdot n \cdot \text{КПД}_{\text{ФЭМном}} = 1,29 \text{ м}^2 \cdot 16 \text{ шт.} \cdot 0,15 \text{ о.е.} = 3,17$.

Средневзвешенное значение рабочей мощности инвертора в рамках градации определяется по формуле:

$$P_i = \frac{\text{Frec}_{\text{irrad}} \cdot K}{3400}, \quad (5)$$

где 3400 — номинальная мощность инвертора, Вт.

Для полученных средневзвешенных значений мощности инвертора $\bar{P}_i$ по зависимости КПД инвертора от его загрузки (рисунок 6) определяются средневзвешенные значения КПД и соответствующие значения вероятности возникновения такой загрузки. Полученный таким образом набор данных представлен в таблице 3.

Таким образом итоговое среднегодовое значение КПД инвертора можно определить по соотношению:

$$\text{КПД}_{\text{инв}} = \sum_{i=1}^{18} \text{Eff}_i \cdot F_i = 90,748\%. \quad (6)$$

Полученное значение среднегодового КПД равно 90,748%, что на 6,652% ниже по сравнению с максимальным и на 5,752% ниже по сравнению с $\eta_{E_{\text{н}}}$, которые заявлены в паспортных характеристиках к инвертору Samil Power SolarRiver 3400TL-D.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

За более чем два года работы системой мониторинга СЭС НИУ «МЭИ» было сохранено огромное количество цифровых

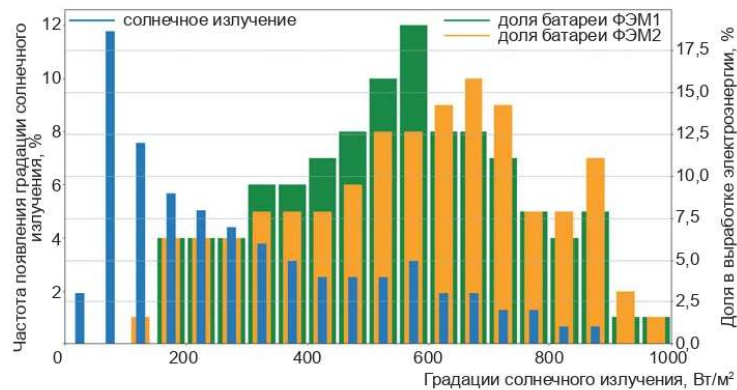


Рис. 7. График распределения вероятности прихода солнечной радиации на площадку и выработка энергии за данные градации

данных [7]: с актинометрической станции — более 14 миллионов записей; по режиму работы сетевого инвертора Samil Power SolarRiver 3400TL-D — более 60 миллионов записей с дискретностью в 1 секунду.

Проведенные исследования показали важность уточнения способа оценки эффективности инверторного оборудования.

Указываемые в паспортных данных значения не рекомендуется применять в связи с тем, что они не учитывают влияние климатических особенностей на работу фотоэлектрической системы. При использовании паспортных данных проектные показатели СЭС могут быть превышены более чем 5,752% по сравнению с реальным режимом работы,

Табл. 2. Характеристики инвертора по характерным точкам

КПД, %	10	20	30	50	75	80	85	90	95	97,72	97,18
Нагрузка, %	0,25	0,66	0,98	1,5	2,85	4,34	5,64	11,37	17,33	53,92	100

Табл. 3. Вероятность возникновения режима работы инвертора с определенной эффективностью

i	Загрузка инвертора, $K_{\text{load}}, \%$	Средневзвешенное значение КПД инвертора, $\text{Eff}, \%$	Вероятность возникновения, $F_i, \%$
1	2,33	54,4	3
2	6,99	86,2	19
3	11,6	91,6	12
4	16,3	94,4	9
5	20,9	95,5	8
6	25,6	96,1	7
7	30,3	96,6	6
8	34,9	96,7	5
9	39,6	96,9	4
10	44,3	97,1	4
11	48,9	97,5	4
12	53,6	97,6	5
13	58,2	97,6	3
14	62,9	97,6	3
15	67,5	97,6	2
16	72,2	97,6	2
17	76,9	97,6	1
18	81,5	97,6	1

что для фотоэлектрических систем является огромной величиной.

Исследования, проводимые на основе данных мониторинга оборудования, работающего в реальных условиях эксплуатации, должны быть продолжены — авторы считают, что

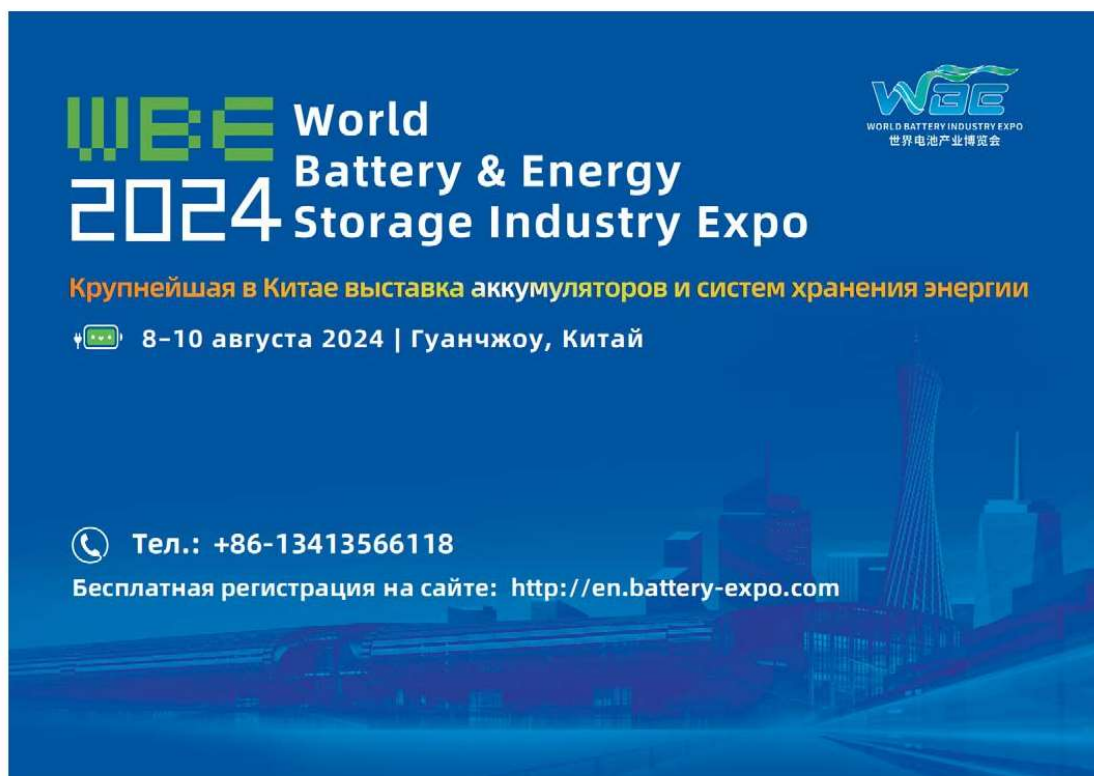
и увеличение анализируемого периода работы, и использование данных с других электростанций может позволить предложить обоснованную методику расчета средневзвешенной эффективности инверторного оборудования. Приведенный в статье пример показал необхо-

димость проведения подобной работы.

Исследование проводилось в рамках проекта «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006. 

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. International Energy Agency. Solar PV. URL: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>.
2. Baumgartner F.P., Scholz H., Breu A., Roth S. MPP voltage monitoring to optimise grid connected system design rules. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, France, 7-11 June 2004. URL: https://home.zhaw.ch/~bauf/pv/papers/baumgartner_2004_06_MPPV_paris.pdf.
3. European standard DIN EN 50524 (VDE 0126-13):2010-04. DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE.
4. Openmod. European Efficiency. URL: https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/European_Efficiency.
5. Bletterie B., Bründlinger R., Häberlin H., et al. Redefinition of the European efficiency – finding the compromise between simplicity and accuracy. URL: <https://www.researchgate.net/publication/229042648>.
6. Mertens K. Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice. John Wiley & Sons Ltd, 2014, pp. 180-181.
7. Данные мониторинга режима работы учебно-экспериментальной СЭС НИУ «МЭИ». URL: <https://cloud.mail.ru/public/EL57/UpAbMUZcC> / The operating mode monitoring data of the training and experimental solar power plant of the National Research University MPEI. URL: <https://cloud.mail.ru/public/EL57/UpAbMUZcC>.



WBE World Battery & Energy Storage Industry Expo 2024

Крупнейшая в Китае выставка аккумуляторов и систем хранения энергии

 **8-10 августа 2024 | Гуанчжоу, Китай**

 **Тел.: +86-13413566118**

Бесплатная регистрация на сайте: <http://en.battery-expo.com>



Выбор состава включённого генерирующего оборудования солнечно-дизельного комплекса

А.Г. Васьков¹

¹Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

Резюме. Цель – разработка методики выбора состава включенного генерирующего оборудования солнечно-дизельного комплекса, обеспечивающей оптимизацию его режима работы по критерию минимизации удельного расхода топлива на дизель-генераторных установках. При разработке программных средств применялся принцип решения в режиме реального времени задачи целочисленного нелинейного программирования, заключающейся в поиске минимума эксплуатационных издержек при работе комплекса. При этом учитывались ограничения на режим работы электротехнического оборудования. Для дизельной электростанции: мощность – не меньше минимально допустимой, равной 30% от номинальной мощности; распределение мощности между дизель-генераторными установками – с учетом индивидуальных расходных характеристик. Для системы накопления электрической энергии: допустимое изменение емкости – от 50 до 100%; скорость заряда/разряда ограничена величиной «1С». Для солнечной электростанции учитывалось изменение коэффициента полезного действия инвертора в зависимости от его загрузки, прогнозируемой на период 24 ч. В исследованиях использовалось натурное оборудование имитационного макета солнечно-дизельного комплекса, состоящего из двух дизель-генераторных установок 12 и 30 кВт, имитатора солнечной электростанции мощностью 6,6 кВт, системы накопления энергии, имитатора активной нагрузки мощностью до 50 кВт. Приведено описание алгоритмических основ работы автоматизированной системы управления, способствующей обеспечению энергетической эффективности эксплуатируемых солнечно-дизельных комплексов. Показано, что разработанная SCADA-система позволяет обеспечить моделирование любых режимов работы солнечно-дизельного комплекса в условиях, приближенных к реальным. Установлено, что в зависимости от условий функционирования солнечно-дизельного комплекса и параметров оборудования (количество дизель-генераторных установок и их номинальные мощности, емкость и мощность системы накопления электрической энергии, установленная мощность сетевой солнечной электростанции) повышение точности моделирования его режима работы может достигать 30%. Таким образом, полученные результаты моделирования режима работы солнечно-дизельного комплекса показывают возможность существенного уточнения оценок эксплуатационных параметров подобных энергетических объектов благодаря учету реальных энергетических характеристик дизель-генераторных установок.

Ключевые слова: солнечная электростанция, дизельная электростанция, солнечно-дизельный комплекс, прогнозирование, управление, оптимизация

Благодарности. Исследование проводилось в рамках проекта «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006.

Для цитирования: Васьков А.Г. Выбор состава включённого генерирующего оборудования солнечно-дизельного комплекса // iPolytech Journal. 2024. Т. 28. № 4. С. 550–562. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-4-550-562>. EDN: YEVSMD.

POWER ENGINEERING

Original article

Selection of generating equipment for a solar-diesel complex

Aleksey G. Vaskov¹

¹National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russia

Abstract. A methodology for selecting the composition of generating equipment included in a solar-diesel complex to optimize its operating mode by minimizing the specific fuel consumption of diesel generator units is described. Software developed according to the principle of real-time integer nonlinear programming is used to calculate the minimum operating costs during the operation of the complex. Various restrictions on the operating modes

of electrical equipment were taken into account. For a diesel power plant having a minimum capacity not less than 30% of the nominal capacity, the distribution of capacity between diesel generator units takes into account individual consumption characteristics. For an electrical energy storage system whose permissible change in capacity varies from 50 to 100%, the charge/discharge rate is limited to "1C". For the solar power plant, the change in inverter efficiency was taken into account depending on its load as predicted for a 24-hour period. The research used a model to simulate full-scale equipment of a solar-diesel complex comprising two diesel generator units of 12 and 30 kW, a solar power plant simulator having a capacity of 6.6 kW, an energy storage system, and an active load simulator with a capacity of up to 50 kW. An algorithmic description of the operational principles of an automated control system for ensuring the energy efficiency of solar-diesel complexes in operation is provided. The developed SCADA system is suitable for modeling the operating modes of a solar-diesel complex under conditions close to actual. Depending on the operating conditions of the solar-diesel complex and the equipment parameters (the number of diesel generator units and their nominal capacities, the capacity and power of the electrical energy storage system, as well as the installed capacity of the grid solar power plant), operating mode modeling accuracy can be increased by as much as 30%. Thus, the obtained results of modeling the operating mode of a solar-diesel complex demonstrate the possibility of significantly refining the estimates of the operating parameters of such energy facilities by taking into account the actual energy characteristics of diesel generator units.

Keywords: solar power plant, diesel power plant, solar-diesel complex, forecasting, control, optimization

Acknowledgements. The research was carried out within the framework of the project "Solar-diesel complex control systems" with the support of the grant from Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation no. FSWF-2022-0006.

For citation: Vaskov A.G. Selection of generating equipment for a solar-diesel complex. *iPolytech Journal*. 2024;28(4):550-562. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-4-534-562>. EDN: YEVSMG.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день на территории Российской Федерации находится в эксплуатации несколько десятков солнечно-дизельных комплексов (СДК), проектируются и строятся новые. Большинство из них расположено в изолированных и труднодоступных территориях². Традиционным источником энергии в таких местах являются дизельные электростанции (ДЭС), применение которых сопряжено с рядом трудностей технического (высокий износ оборудования) и экономического (высокая стоимость дизельного топлива) характера. В связи с этим в состав изолированных энергетических систем внедряются солнечные электростанции (СЭС), позволяющие заместить некоторую долю ДЭС в общем энергетическом балансе.

С точки зрения проектирования и эксплуатации «СДК различной структуры и параметров можно разделить на три категории в соответствии с уровнем выработки электроэнергии солнечной электростанцией в локальной энергосистеме:

СДК с долей СЭС в годовой выработке электроэнергии до 20% и мощностью СЭС, не превышающей 50% от мощности локальной энергосистемы. Для таких СДК характерны следующие особенности: ДЭС находится в работе в течение всего рабочего

цикла; отмечается относительно небольшое сокращение расхода топлива, что приводит к незначительным экологическим преимуществам и невысокой экономической эффективности; при этом в таком СДК отсутствует необходимость наличия центрального контроллера управления – управление режимом работы СДК реализуется на основе штатных возможностей контроллеров дизель-генераторных установок (ДГУ) и солнечных инверторов.

СДК с долей СЭС в годовой выработке электроэнергии от 20 до 50% и мощностью СЭС более 50% от мощности локальной энергосистемы. Для таких СДК характерны следующие особенности: ДЭС находится в работе в течение всего рабочего цикла; присутствует необходимость наличия простого контроллера управления и/или небольшого накопителя энергии для регулирования частоты и напряжения.

СДК с долей СЭС в годовой выработке электроэнергии более 50...80% и мощностью СЭС порядка 100...150% от мощности локальной энергосистемы и более. Для таких СДК характерны следующие особенности: ДЭС работает непостоянно; обязательно требуется система накопления энергии (СНЭ) для перераспределения электроэнергии, вырабатываемой СЭС; обязатель-

²Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России. Режим доступа: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/analitika/генерации_в_ИТТ.pdf (дата обращения: 19.04.2024).

на централизованная система управления СДК»³.

Последняя категория СДК является наиболее «интересной» для реализации, т.к. позволяет получить наивысший экономический эффект и обеспечить относительно невысокий срок окупаемости проекта. Однако на сегодняшний день отсутствуют типовые решения в области создания необходимых для эффективной эксплуатации СДК централизованных систем управления.

ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

Целью исследования является разработка алгоритмических основ функционирования централизованной автоматизированной системы управления (АСУ) режимом работы СДК, осуществляющей в режиме реального времени выбор оптимального состава включенного генерирующего оборудования с учетом прогноза выработки электроэнергии на СЭС. Функциональными особенностями предлагаемой АСУ являются:

- функциональный блок краткосрочного (на сутки вперед с часовыми интервалами времени) прогнозирования солнечного излучения, который выполняется при использовании данных численного прогноза погоды;
- функциональный блок оптимизации состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса с учетом выбора наиболее энергетически эффективного состава работающих дизель-генераторных установок.

Разработанный экспериментальный аппаратно-программный комплекс должен обеспечить реализацию указанных функциональных блоков в условиях, приближенных к реальным.

МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для исследования способов повышения энергетической эффективности СДК в 2022 г. Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ») создал молодежную лабораторию, сотрудниками которой являются студенты и аспиранты; лаборатория

выполняет научно-исследовательскую и опытно-конструкторскую работу, целью которой является разработка программного комплекса, осуществляющего быструю и надежную оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования гибридного энергокомплекса в близких к реальным условиях эксплуатации. «Для апробации результатов работы в НИУ «МЭИ» используется учебно-экспериментальный имитационный макет солнечно-дизельного комплекса (далее – Макет).

Макет состоит из двух дизель-генераторных установок (электроагрегаты дизельные ПСМ АД12 мощностью 12 кВт и ПСМ АД30 мощностью 30 кВт), имитатора солнечной электростанции мощностью 6,6 кВт, подключенного к сети через сетевой трехфазный инвертор SMA SUNNY TRIPOWER 12000TL и системы накопления энергии на основе 12 стационарных, необслуживаемых, герметизированных аккумуляторов емкостью 200 Ач каждый и трех батарейных инверторов Victron Quattro 48/10000/14С-100/100. Функциональная схема Макета представлена на рис. 1, а основные технические характеристики³ его элементов – в табл. 1».

В связи с большим разнообразием используемого в СДК оборудования для достижения независимости верхнего уровня АСУ от нижнего принято решение о создании логической «развязки» между этими двумя уровнями. Такая «развязка» реализована в формате микросервисной архитектуры, в парадигме которой разработан набор независимо функционирующих программных блоков, обменивающихся информацией через сервер базы данных. Таким образом, для верхнего уровня АСУ исполнительные механизмы представлены стандартным и неизменным набором технических параметров, значения которых могут быть получены на нижнем уровне в совершенно независимом режиме. При разработке АСУ для любого нового объекта этот подход будет требовать лишь модернизации исходных кодов микросервисов, обеспечивающих «общение» с оборудованием нижнего уровня, в то время

³Разработка методик прогнозирования солнечного излучения и оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечно-дизельного комплекса. Режим доступа: <https://mpei.ru/Structure/Universe/IHRE/structure/heares/susdc/Documents/%D0%9E%D1%82%D1%87%D1%91%D1%82%20%D0%AD%D1%82%D0%B0%D0%BF%202.pdf> (дата обращения: 19.04.2024).

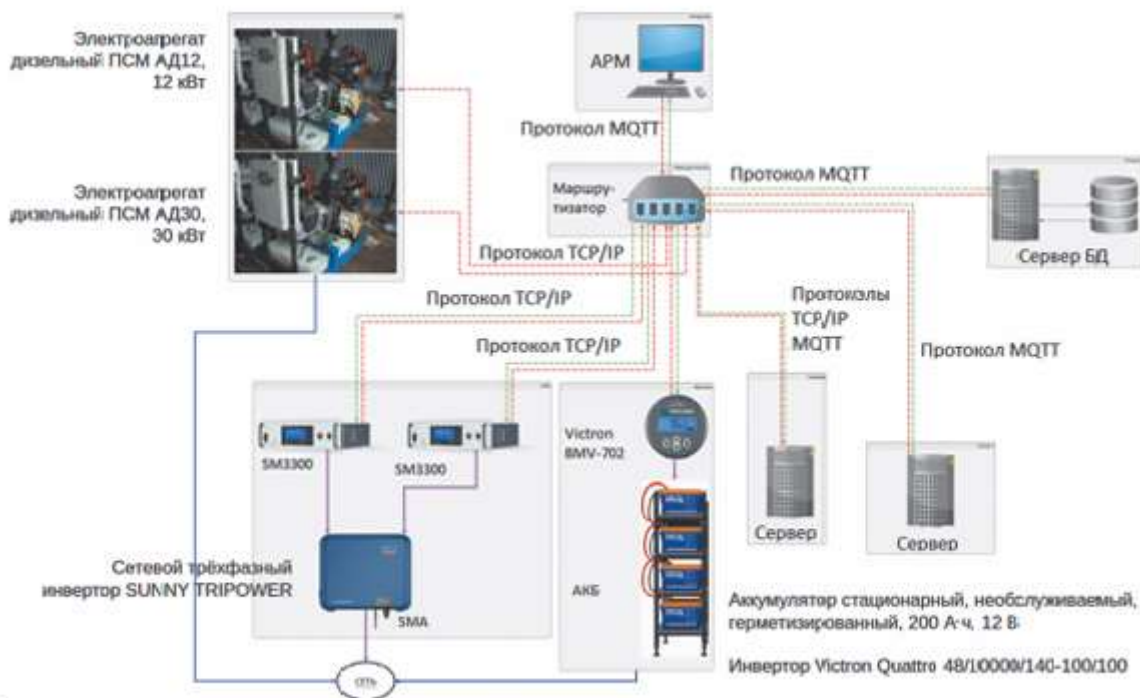


Рис. 1. Функциональная схема имитационного Макета солнечно-дизельного комплекса

Fig. 1. Flowchart of the solar-diesel complex simulation Layout

Таблица 1. Основные технические характеристики элементов Макета солнечно-дизельного комплекса

Table 1. Basic technical specifications of the solar-diesel complex Layout elements

Элемент СДК	Технические характеристики
ДГУ № 1	Номинальная мощность 12 кВт Минимально допустимая мощность 3,6 кВт (30%)
ДГУ № 2	Номинальная мощность 30 кВт Минимально допустимая мощность 9,0 кВт (30%)
Солнечный инвертор	Номинальная мощность 12 кВт
Батарейный инвертор	Номинальная мощность 30 кВт
Аккумуляторная батарея	Номинальная емкость 19,2 кВт·ч Минимально допустимый уровень заряда 50%

как система принятия решений останется универсальной.

Для проведения экспериментальных исследований была разработана SCADA-система, предназначенная для управления Макетом. С использованием функционала данной разработанной системы перед проведением эксперимента задаются почасовые графики потребления энергии, величины прихода солнечного излучения (СИ) и температуры поверхности фотоэлектрического модуля в течение суток. Далее, с заранее установленным периодом времени эти наборы значений передаются на управляемое оборудование: нагрузочный модуль и имитатор солнечной электростанции. Таким образом,

обеспечивается моделирование суточного изменения нагрузки и выработки электроэнергии солнечной электростанцией. Также функционал SCADA-системы позволяет производить пуск и остановку ДГУ, осуществлять мониторинг их состояния и остальных элементов Макета.

Особенности управления режимом работы Макета солнечно-дизельного комплекса, реализованные с помощью SCADA, описаны ниже.

ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

Основной алгоритмической идеей системы управления работой любой энергосистемы

является обеспечение качества энергии: поддержание частоты и величины напряжения на номинальном уровне [1, 2]. Но в случае изолированных энергетических систем, в которых очень сильно взаимное влияние источников энергии друг на друга и на потребителей (и наоборот), работа по ведению режима в формате реакции на уже произошедшие отклонения не позволяет обеспечить принятия оптимальных решений по выбору состава включенного генерирующего оборудования. Иными словами, обеспечивается качественное энергоснабжение, но не достигается максимального экономического эффекта.

Изменить этот подход возможно лишь добавлением в алгоритм работы системы управления СДК функционального модуля, обеспечивающего предварительное выполнение прогноза режима работы СДК на некоторый период времени вперед (как правило – на сутки вперед). Такой подход позволяет заблаговременно подготовить энергетическое оборудование к изменению мощности, включению или отключению.

Вторая функциональная особенность разработанной АСУ заключается в следующем. При распределении мощности между ДГУ чаще всего используется равномерное распределение, когда каждая из установок работает с такой же удельной загрузкой, что и остальные [3]. Теоретически неоднократно показано, что это решение дает оптимум с точки зрения минимизации расхода топлива только при одинаковых энергетических характеристиках ДГУ. Как показали исследования, проведенные на Макете, это не соответствует действительности, а значит, в алгоритме управления СДК необходима реализация процедуры поиска оптимальной загрузки ДГУ.

Ниже дано краткое описание используемых решений.

В основе процесса управления лежит известное требование о выполнении баланса мощности, выраженное следующим уравнением [4]:

$$P_{\text{нагр}}(t) = N_{\text{дэс}}(t) + N_{\text{сэс}}(t) \pm N_{\text{снэ}}(t), \quad (1)$$

где $P_{\text{нагр}}(t)$ – совокупная мощность электроприемников (нагрузка), кВт; $N_{\text{сэс}}(t)$ – мощность солнечной электростанции, определяется исходя из интенсивности солнечного излучения, кВт; $\pm N_{\text{снэ}}(t)$ – мощность заряда/разряда СНЭ, кВт, определяется исходя из соотношения мощности СЭС и нагрузки, а также с учетом уровня заряда аккумуляторных батарей (АКБ); $N_{\text{дэс}}(t)$ – мощность ДЭС, резервная мощность, кВт.

Важные особенности решения уравнения баланса мощности, учитываемые при управлении СДК, заключаются в следующем:

1. Считается, что значение потребляемой мощности $P_{\text{нагр}}(t)$ известно заранее из прогноза нагрузки.

2. Мощность СЭС $N_{\text{сэс}}(t)$ определяется также заранее из имеющегося прогноза прихода солнечного излучения в соответствии с методиками, изложенными в [5–8].

3. Мощность заряда/разряда СНЭ $\pm N_{\text{снэ}}(t)$ определяется исходя из соотношения мощности СЭС и нагрузки, а также с учетом текущего уровня заряда АКБ $SOC(t)$ [9, 10].

4. Мощность ДЭС $N_{\text{дэс}}(t)$ как резервного источника энергии определяется в последнюю очередь и распределяется между используемыми ДГУ по критерию минимизации расхода топлива^{4,5} [11–13].

Одним из основных элементов предлагаемой АСУ является модель прогнозирования режима работы СДК. Задача прогнозирования решается на ближайшие сутки с часовыми интервалами времени $\Delta t = 1$ ч.

Для решения этой регрессионной задачи, в которой предиктант – среднечасовая плотность потока солнечного излучения, а предикторы – различные геометрические и метеорологические параметры, так или иначе коррелирующие с прогнозируемой величиной, использована нейросетевая модель с архитектурой многослойного перцептрона. Обучающая выборка состоит из совмещенных данных наземных измерений интенсивности солнечной радиации и архива метеоданных со значениями общей облачности, относительной влажности, температуры воз-

⁴ГОСТ Р 55006-2012. Стационарные дизельные и газопоршневые электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия. Введ. 20.09.2012. М.: Стандартинформ, 2014.

⁵ГОСТ Р 55007-2012. Стационарные дизельные и газопоршневые электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Энергоэффективность. Введ. 01.01.2014. М.: Стандартинформ, 2014.

духа для девяти географических точек на территории России.

Полученная математическая модель [14] имеет следующие величины ошибок прогнозирования: MAE = 123,3 Вт/м², RMSE = 177,9 Вт/м² и nRMSE = 16,1%, которые являются результатами тестирования модели на новых (не участвующих при обучении и тестировании модели) данных метеопрогноза (для г. Новочебоксарск метеопровайдер – «Расписание Погоды»⁶).

Указанный подход требует обязательного доступа к данным метеопрогноза, что в условиях реальной эксплуатации СДК не всегда возможно по различным причинам (например, из-за отсутствия интернет-связи, доступа к сайту метеопровайдера и т.п.). В качестве резервного способа получения прогноза прихода СИ используется прямое моделирование с помощью функционала верифицированной библиотеки PVLIB [15], предикторами в этом случае являются перисд времени, на который осуществляется прогноз, географические координаты места размещения СДК и заранее полученный и локально размещенный в базе данных АСУ ТП ряд актинометрических и метеорологических данных в формате TMY. Например, источником необходимых данных может являться сервис PVGIS⁷, предоставляющий следующую информацию: температура воздуха на высоте два метра над поверхностью земли; относительная влажность; сумма суммарного солнечного излучения, падающего в горизонтальной плоскости; сумма прямого солнечного излучения, падающего в горизонтальной плоскости; сумма диффузного солнечного излучения, падающего в горизонтальной плоскости; скорость и направление ветра на высоте 10 м над поверхностью земли; атмосферное давление.

Процедура выбора состава включенного генерирующего оборудования позволяет определить состав включенных агрегатов и распределение мощности между ними, обеспечивает выполнение условия минимизации удельного расхода топлива на ДЭС, реализованного в виде микросервиса, итерационно работающего на базе программиру-

емого логического контроллера Raspberry Pi.

При одинаковых энергетических характеристиках всех ДГУ, установленных на ДЭС, задача распределения мощности между ними решается просто – ДГУ загружаются равномерно. Это обеспечивает равенство удельных расходов топлива на каждой из включенных под нагрузку машин. При этом достигается максимальная энергетическая эффективность ДЭС в целом. Однако, как только возникает ситуация, в которой ДГУ имеют отличные друг от друга энергетические характеристики (модели используемых ДГУ изначально разные или сказались влияние режимных и конструктивных факторов), задача поиска наиболее эффективного соотношения мощностей отдельных ДГУ усложняется.

Проведенные в НИУ «МЭИ» исследования показали, что различия между энергетическими характеристиками ДГУ даже одинаковых моделей могут достигать 12%. Необходимая информация была получена экспериментальным путем с использованием имеющегося в составе Макета измерительного оборудования. В процессе получения зависимостей расхода топлива от загрузки ДГУ трижды нагружались в диапазоне от 22 до 95% номинальной мощности, а полученные результаты были в итоге усреднены. Полученные зависимости представлены на рис. 2, дополнительно для сравнения на этом рисунке показаны «смоделированные различными расчетными способами энергетические характеристики»³ для данной модели ДГУ.

При поиске оптимальной стратегии диспетчеризации СДК основными параметрами, которые следует учитывать, являются эффективность и характеристики расхода топлива, наиболее сильно влияющие на экономические показатели проекта. Таким образом, выбранный состав включенного генерирующего оборудования должен обеспечивать минимизацию эксплуатационных издержек за весь рассматриваемый период времени [16, 17], а целевая функция оптимизации может быть записана следующим образом:

⁶Расписание погоды. Режим доступа: <https://rp5.ru/> (дата обращения: 21.04.2024).

⁷Photovoltaic Geographical Information System. Режим доступа: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en (дата обращения: 21.04.2024).

$$\min OPEX = \sum_{t=1}^{24} \left(C \cdot \sum_{i=1}^{n_{\text{ДГУ}}} [K_i \cdot N_{\text{ДГУ}i}(t) + B_i] \right) \quad (2)$$

где t – номер расчетного интервала времени (продолжительность интервала принята равной 1 ч, расчетный период времени – 24 ч); $i = 1 \dots n_{\text{ДГУ}}$ – порядковый номер ДГУ в составе ДЭС; C – цена за 1 л дизельного топлива, руб; $N_{\text{ДГУ}i}(t)$ – рабочая мощность i -й ДГУ в текущем расчетном интервале времени, кВт; K_i и B_i – коэффициенты линеаризованной зависимости абсолютного расхода топлива i -й ДГУ от ее рабочей мощности $N_{\text{ДГУ}i}(t)$, о.е.

Обычно производители указывают нормы расхода топлива в спецификации двигателя. Для ДЭС, состоящей из нескольких ДГУ, необходимо использовать индивидуальные характеристики расхода топлива. Пример таких характеристик для ДЭС, входящей в состав Макета, приведен на рис. 2.

Как видно из рис. 2, зависимость абсолютного расхода топлива Q от загрузки ДГУ $N_{\text{ДГУ}}$ имеет линейный характер: $Q = K \cdot N_{\text{ДГУ}} + B$, в соотношении коэффициенты K и B в первом

приближении могут быть получены из спецификации производителя, а более точно – из анализа данных энергетических испытаний. Соответствующие коэффициенты кривой расхода топлива для обеих ДГУ Макета приведены в табл. 2.

При работе СДК должны соблюдаться следующие ограничения, формирующие задачу оптимизации:

1. В каждый расчетный интервал времени должно выполняться уравнение баланса мощности:

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ДГУ}}} N_{\text{ДГУ}i}(t) + \sum_{j=1}^{n_{\text{ЯЭЗ}}} N_{\text{PV}j}(t) - \sum_{k=1}^{n_{\text{СЭЗ-зап}}} N_{\text{СЭЗ}k}^{\text{зап}}(t) + \sum_{k=1}^{n_{\text{СЭЗ-раз}}} N_{\text{СЭЗ}k}^{\text{раз}}(t) = P(t), \quad (3)$$

где $P(t) = P_{\text{потр}}(t) + P_{\text{СН}}(t)$ – прогнозная суммарная активная нагрузка, определяемая полезной нагрузкой потребителей энергии и собственными нуждами СДК, кВт; $N_{\text{PV}i}(t)$ – прогнозная мощность, вырабатываемая солнечной электростанцией, кВт; $N_{\text{СЭЗ}k}^{\text{зап/раз}}(t)$ –

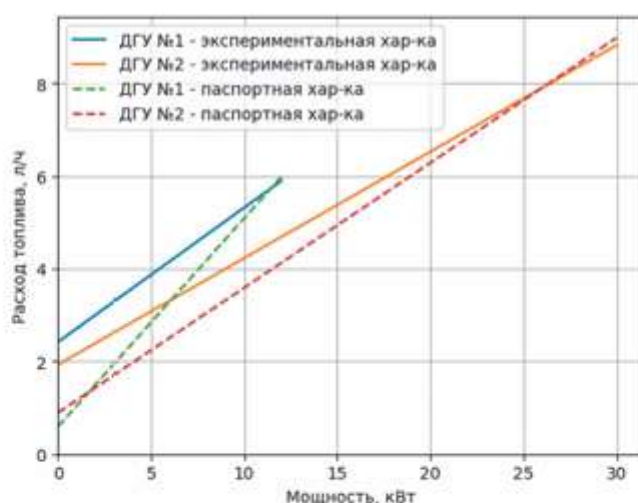


Рис. 2. Кривые расхода топлива для дизель-генераторных установок Макета солнечно-дизельных комплексов

Fig. 2. Fuel consumption curves for diesel generator installations of the solar-diesel complex Layout

Таблица 2. Коэффициенты кривой расхода топлива

Table 2. Coefficients of the fuel consumption curve

ДГУ	Паспортные данные		Экспериментальные данные	
	K , о.е.	B , о.е.	K , о.е.	B , о.е.
ДГУ 12 кВт	0,45	0,59	0,29	2,42
ДГУ 3С кВт	0,27	0,89	0,23	1,93

зарядная/разрядная мощность системы накопления энергии, кВт; $k = 1 \dots n_{\text{инв}}$ – порядковый номер солнечного инвертора; $k = 1 \dots n_{\text{бат.инв}}$ – порядковый номер батарейного инвертора.

2. Готовность к работе i -й ДГУ в течение всего расчетного периода T :

$$a_{\text{дгу}i} \cdot N_{\text{дгу}i}(t) - N_{\text{дгу}i}(t) = 0, \quad (4)$$

где $a_{\text{дгу}i}$ – бинарный коэффициент доступности i -й ДГУ в момент времени t .

3. Производители дизельных генераторов рекомендуют избегать использования генераторов с мощностью менее 25–30% от их номинальной выходной мощности¹⁰. Работа дизель-генератора на более низкой выходной мощности снижает его эффективность и может привести к более частым работам по техническому обслуживанию из-за негативного воздействия на работу дизельного двигателя. Таким образом, рабочая мощность ДГУ в каждый момент времени должна быть больше минимально допустимой и меньше максимально-допустимой мощности:

$$N_{\text{дгу}i}^{\min} \leq N_{\text{дгу}i}(t) \leq N_{\text{дгу}i}^{\max}. \quad (5)$$

Это ограничение также может быть записано следующим образом – удельная загрузка i -й работающей ДГУ в момент времени t должна быть больше или равна $N_{\text{дгу}}^{\text{уд.} \min} = N_{\text{дгу}i}^{\min} / N_{\text{дгу}i}$:

$$\begin{cases} u_{\text{дгу}i}(t) = 1 \\ N_{\text{дгу}i}(t) / N_{\text{дгу}i}^{\max} \geq N_{\text{дгу}}^{\text{уд.} \min}, \end{cases} \quad (6)$$

где $u_{\text{дгу}i}(t)$ – бинарный коэффициент доступности i -й ДГУ в момент времени t (1 – ДГУ доступна; 0 – ДГУ недоступна).

4. Частые пуски и остановки генератора увеличивают износ дизельной генераторной установки. Таким образом, ограничение минимального времени включения и простоя дизельной генераторной установки благотворно влияет на минимизацию затрат на техническое обслуживание. Ограничения на минимальное время включения и простоя могут быть сформулированы описанным ниже образом [18].

Ограничение по частоте пусков и остановов ДГУ сформулировано на основе крите-

рия минимизации затрат на пуски и остановки. Затраты на пуск i -й ДГУ:

$$SU_i(t) \geq SU_i \cdot (u_{\text{дгу}i} - u_{\text{дгу}i-1}), \quad (7)$$

где SU_i – затраты на пуск i -го дизель-генератора, руб.

Затраты на останов i -й ДГУ:

$$SD_i(t) \geq SD_i \cdot (u_{\text{дгу}i} - u_{\text{дгу}i-1}), \quad (8)$$

где SD_i – затраты на останов i -го дизель-генератора, руб.

5. В случае начала работы (запуска) i -я ДГУ должна последовательно работать не менее заданного числа часов:

$$[h_i^{\text{up}}(t-1) - T_i^{\text{up}}] \cdot (u_{\text{дгу}i} - u_{\text{дгу}i-1}) \geq 0, \quad (9)$$

где $h_i^{\text{up}}(t-1)$ – число последовательных часов в течение которых i -я ДГУ была в работе на момент окончания предыдущего расчетного интервала времени – $(t-1)$ -го часа; T_i^{up} – минимально допустимое число последовательных часов работы i -й ДГУ.

Минимальное число последовательных часов простоя i -й ДГУ:

$$\begin{aligned} & [h_i^{\text{down}}(t-1) - T_i^{\text{down}}] \cdot \\ & \cdot (u_{\text{дгу}i} - u_{\text{дгу}i-1}) \geq 0, \end{aligned} \quad (10)$$

где $h_i^{\text{down}}(t-1)$ – число последовательных часов в течение которых i -я ДГУ простаивала на момент окончания предыдущего расчетного интервала времени – $(t-1)$ -го часа; T_i^{down} – минимально допустимое число последовательных часов простоя i -й ДГУ.

6) Готовность к работе СНЭ:

$$a_{\text{снэ}k} \cdot N_{\text{снэ}k}^{\text{зар/раз}}(t) - N_{\text{снэ}k}^{\text{зар/раз}}(t) = 0, \quad (11)$$

где $a_{\text{снэ}k}$ – бинарный коэффициент доступности k -й СНЭ в момент времени t .

7) Поддержание уровня заряда СНЭ в допустимых пределах [4, 19, 20]:

$$\begin{aligned} & (1 - DOD_k^{\min}) \leq \eta_k^S \cdot SOC_k(t-1) + \\ & + \frac{100 \cdot \Delta t}{C_k} \cdot \left(N_{\text{снэ}k}^{\text{зар}}(t) \eta_k^{\text{зар}} + \frac{N_{\text{снэ}k}^{\text{раз}}(t)}{\eta_k^{\text{раз}}} \right) \leq \\ & \leq SOC_k^{\max}, \end{aligned} \quad (12)$$

¹⁰ГК ТСС: правильный выбор дизельной генераторной установки. Режим доступа: https://xn--80aaigboe2bzaiqsf7i.xn--p1ai/upload/articles/pdf/sphereoilandgas_2019-5_tss.pdf (дата обращения: 10.04.2024).

где η_k^s – коэффициент саморазряда k -й СНЭ, %; C_k – емкость k -й СНЭ, кВт·ч; DOD_k^{min} – минимально допустимая глубина разряда, %; SOC_k – уровень заряда k -й СНЭ, %; $\eta_k^{зар}$, $\eta_k^{разр}$ – КПД СНЭ при заряде и разряде АКБ, %.

В. Ограничение допустимой скорости (мощности) разряда/заряда k -й СНЭ:

$$\begin{aligned} N_{СНЭk}^{зар}(t) &\leq N_{СНЭk}^{зарmax}; \\ N_{СНЭk}^{разр}(t) &\leq N_{СНЭk}^{разрmax}, \end{aligned} \quad (13)$$

где $N_{СНЭk}^{зарmax}$, $N_{СНЭk}^{разрmax}$ – максимально-допустимые значения мощности заряда и разряда k -й СНЭ.

9. Невозможность одновременного разряда и заряда СНЭ:

$$N_{СНЭk}^{зар}(t) \cdot N_{СНЭk}^{разр}(t) = 0. \quad (14)$$

10. Готовность к работе j -го инвертора СЭС:

$$a_{СЭСj} \cdot N_{PVl}(t) - N_{PVl}(t) = 0, \quad (15)$$

где $a_{СЭСj}$ – бинарный коэффициент доступности j -го инвертора СЭС в момент времени t .

В связи с указанными техническими ограничениями на режимы работы оборудования СДК и видом целевой функции, задача выбора состава включенного генерирующего оборудования относится к задачам смешанного целочисленного нелинейного программирования (MINLP).

Для решения задач смешанного целочисленного нелинейного программирования может быть использовано достаточно большое количество программных продуктов. К свободно распространяемым решениям относится библиотека Pyomo для языка программирования Python, представляющая интерфейс ко многим решателям оптимизационных задач:

1. Couenne, IPOPT – свободно распространяемые решатели задач нелинейного программирования.

2. SNOPT, CONOPT – коммерческие решатели задач нелинейного программирования.

Основная цель оптимизации планирования заключается в нахождении набора диспетчерских решений, при которых эксплуатационные расходы на СДК минимизируются, и выполняются все ограничения. Для решения поставленной оптимизационной задачи использовался решатель Couenne.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Чтобы проиллюстрировать способ решения задачи прогнозирования оптимального режима работы СДК с использованием предложенной формулировки, был рассмотрен пример СДК, показанный на рис. 1 с параметрами, указанными в табл. 1.

В этом исследовании используются почасовые данные о солнечной радиации за четыре характерных дня в соответствии с данными ТМУ из геоинформационной системы PVGIS и данные об электрической нагрузке для типичного автономного потребителя, расположенного на территории Дальневосточного федерального округа.

Режим работы СДК за каждый «характерный» день был рассчитан двумя способами:

1) без выполнения оптимизации суточного плана работы и с использованием паспортных характеристик расхода топлива ДГУ;

2) с учетом реальных топливных характеристик ДГУ выполнялась оптимизация планового суточного режима работы.

Численные результаты расчетов приведены в табл. 3. Пример суточного режима работы СДК с указанием периодов работы

Таблица 3. Сравнительные результаты режимов работы солнечно-дизельного комплекса

Table 3. Comparative results of solar-diesel complex operating modes

День	Оптимизация режима работы СДК	Выработка энергии СЭС, кВт·ч в день	Выработка энергии ДЭС, кВт·ч в день	Расход топлива, л	δ , %
Характерный зимний день	нет	9,19	835,26	296,95	-3,65
	да	9,99	845,75	307,79	
Характерный день весенне-осеннего периода	нет	51,78	661,43	227,09	-14,51
	да	56,29	668,21	260,03	
Характерный летний день	нет	57,15	183,12	117,97	-30,24
	да	58,74	192,91	153,64	

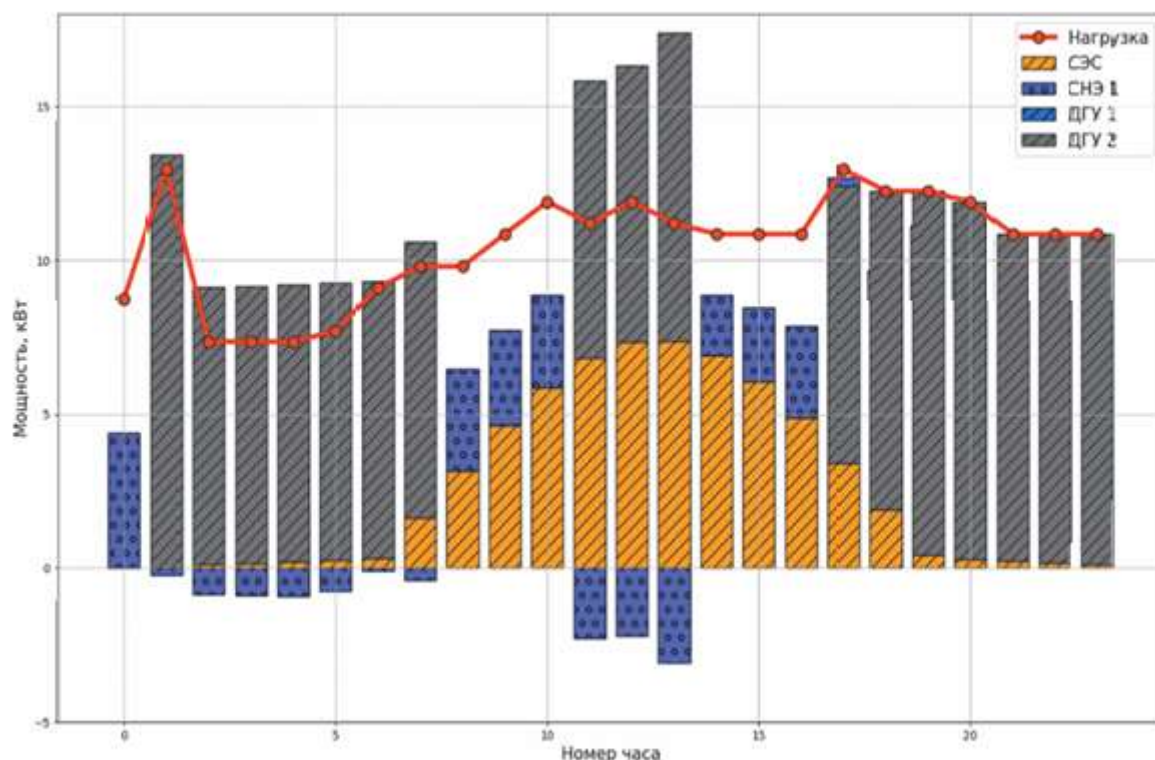


Рис. 3. Пример суточного режима работы солнечно-дизельного комплекса

Fig. 3. An example of solar-diesel complex daily operating mode

основного энергетического оборудования в графическом виде представлен на рис. 3.

Анализ приведенных в табл. 3 результатов моделирования суточного режима работы СДК показывает:

- за характерный зимний день расход топлива может быть уточнен на 3,65%;
- за характерный день весенне-осеннего периода расход топлива может быть уточнен на 14,51%;
- за характерный летний день расход топлива может быть уточнен на 30,24%.

Таким образом, при упрощенном методе управления режимом работы без проведения его предварительной оптимизации и без учета реальных энергетических характеристик ДГУ такой важнейший показатель работы, как расход топлива (напрямую влияющий на экономическую эффективность про-

екта СДК), может быть занижен на величину до одной трети, что даст инвестору неверное представление об экономической эффективности проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный способ выбора состава включенного генерирующего оборудования СДК отличается от существующих тем, что учитывает прогноз солнечного излучения на весь период планирования, а также обеспечивает оптимальное распределение мощности между ДГУ дизельной электростанции с учетом их индивидуальных характеристик.

Анализ полученных результатов показал, что использование предложенного способа определения режима работы СДК приводит, соответственно, к уточнению эффективности на величину до 30%.

Список источников

1. Beli A., Benbouzid M., Berkouk E.-M., Amirat Y. On energy management control of a PV-diesel-ESS based microgrid in a stand-alone context // Energies. 2018. Vol. 11. Iss. 8. P. 2164. <https://doi.org/10.3390/en11082164>.
2. Mohamed M.M., Zoghby H.M.EI., Sharaf S.M., Mosa M.A. Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel microgrid // Journal of Energy Storage. 2022. Vol. 51. P. 104317. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104317>.

3. Виноградов А.А. Анализ влияния непропорционального распределения нагрузки между параллельно работающими генераторами на коэффициент мощности нагрузки каждого генератора // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. 2018. Т. 10. № 2. С. 411–419. <https://doi.org/10.21821/2309-5180-2018-10-2-411-419>. EDN: XOOCUH.
4. Djohra S., Aries N. Cost optimization of a wind-solar-diesel system with battery storage // *Journal of Renewable Energies*. 2022. Vol. 25. Iss. 1. P. 127–151. <https://doi.org/10.54966/jreen.v25i1.1076>.
5. King D.L., Boyson W.E., Kratochvil J.A. Photovoltaic array performance model. 2004. Режим доступа: <https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/043535.pdf> (дата обращения: 30.09.2024).
6. Soto W., Klein S., Beckman W. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance // *Solar Energy*. 2006. Vol. 80. P. 78–88. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2005.06.010>.
7. King D.L., Gonzalez S., Galbraith G.M., Boyson W.E. Performance model for grid-connected photovoltaic inverters. 2007. <https://doi.org/10.2172/920449>.
8. Diaf S., Diaf D., Belhamel M., Haddadi M., Louche A. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system // *Energy Policy*. 2007. Vol. 35. Iss. 11. P. 5708–5718. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.020>.
9. Марьенков С.А. Применение технологии накопления электрической энергии для увеличения надежности системы электроснабжения на базе возобновляемых источников электрической энергии // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 6-2. С. 103–107. <https://doi.org/10.18454/IJ.2016.48.094>.
10. Булатов Р.В., Насыров Р.Р., Бурмейстер М.В. Применение систем накопления электроэнергии для повышения коэффициента использования установленной мощности электростанций на базе возобновляемых источников энергии в составе электрических систем // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2021. № 6. С. 74–80. EDN: XKDFJJ.
11. Елистратов В.В., Конищев М.А., Денисов Р.С., Богун И.В. Арктическая ветродизельная электростанция с интеллектуальной системой автоматического управления // *Электричество*. 2022. № 2. С. 29–37. <https://doi.org/10.24160/0015-5380-2022-2-29-37>. EDN ZWLNQR.
12. Карамов Д.Н. Математическое моделирование автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 9. С. 133–140. EDN: UJWFLH.
13. Рыбаков В.В., Пешехонов Н.Е., Воронин А.Е. К вопросу повышения эффективности функционирования дизельных электростанций // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2020. № 9. С. 488–494. EDN: VLBIYU.
14. Narynbaev A.F., Kremer V.A., Vaskov A.G. Evaluating day-ahead solar radiation forecasts from ICON, GFS, and MeteoFrance global NWP models // *Applied Solar Energy*. 2024. Vol. 60. No. 3. P. 491–500. <https://doi.org/10.3103/S0003701X24600152>.
15. Holmgren W.F., Hansen C.W., Mikofski M.A. Pvlib python: a python package for modeling solar energy systems // *The Journal of Open Source Software*. 2018. No. 3. P. 884. <https://doi.org/10.21105/joss.00884>.
16. Лаврик А.Ю., Жуковский Ю.А., Лаврик А.Ю., Буддыско А.Д. Особенности выбора оптимального состава ветро-солнечной электростанции с дизельными генераторами // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 1. С. 10–17. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-1-10-17>.
17. Kusakana K. Daily operation cost minimization of photovoltaic-diesel-battery hybrid systems using different control strategies // *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (Yokohama, 9–12 November 2015)*. Yokohama: IEEE, 2015. P. 003609–003613. <https://doi.org/10.1109/IECON.2015.7392661>.
18. Orero S.O., Irving M.R. Large scale unit commitment using a hybrid genetic algorithm // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 1997. Vol. 19. Iss. 1. P. 45–55. [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(96\)00028-2](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(96)00028-2).
19. Sidorov D., Muftahov I., Tomin N., Karamov D., Panasetsky D., Dreglea A. A dynamic analysis of energy storage with renewable and diesel generation using Volterra equations // *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2020. Vol. 16. Iss. 5. P. 3451–3459. <https://doi.org/10.1109/TII.2019.2932453>.
20. Cristóbal-Monreal I.R., Dufo-López R. Optimisation of photovoltaic-diesel-battery stand-alone systems minimising system weight // *Energy Conversion and Management*. 2016. Vol. 119. P. 279–288. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.050>.

References

1. Belila A., Berbouzid M., Berkouk E.-M., Amirat Y. On energy management control of a PV-diesel-ESS based microgrid in a stand-alone context. *Energies*. 2018;11(8):2164. <https://doi.org/10.3390/en11082164>.
2. Mohamed M.M., Zoghby H.M.EI., Sharaf S.M., Mosa M.A. Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel microgrid. *Journal of Energy Storage*. 2022;51:104317. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104317>.
3. Vincogradov A.A. Analysis of influence of non-proportional distribution of load between parallelly operating generators for the power factor of loading of each generator. *Vestnik gosudarstvennogo universiteta morskogo*

- i rechnogo flota imeni admirala S.O. Makarova*. 2018;10(2):411-419. (In Russ.). <https://doi.org/10.21821/2309-5180-2018-10-2-411-419>. EDN: X00CUH.
4. Djohra S., Aries N. Cost optimization of a wind-solar-diesel system with battery storage. *Journal of Renewable Energies*. 2022;25(1):127-151. <https://doi.org/10.54966/jreen.v25i1.1076>.
5. King D.L., Boyson W.E., Kratochvil J.A. Photovoltaic array performance model. Available from: <https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/043535.pdf> [Accessed 30th September 2024].
6. Soto W., Klein S., Beckman W. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*. 2006;80:78-88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>.
7. King D.L., Gonzalez S., Galbraith G.M., Boyson W.E. Performance model for grid-connected photovoltaic inverters. 2007. <https://doi.org/10.2172/920449>.
8. Diaf S., Diaf D., Belhamel M., Haddadi M., Louche A. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy*. 2007;35(11):5708-5718. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.020>.
9. Marenkov S.A. Applying of electrical energy storage technologies to increase the reliability of power system based on renewable energy sources. *International Research Journal*. 2016;6-2:103-107. (In Russ.). <https://doi.org/10.18454/IRJ.2016.48.094>.
10. Bulatov R.V., Nasyrov R.R., Burmeyer M.V. Application of energy storage systems for the purpose of improving the installed capacity utilization factor of power plants based on renewable energy sources within electric systems. *Electric Power. Transmission and Distribution*. 2021;6:74-80. (In Russ.). EDN: XKDFJJ.
11. Elistratov V.V., Konishchev M.A., Denisov R.S., Bogun I.V. An Arctic wind-diesel power plant with an intelligent automatic control system. *Elektrichestvo*. 2022;2:29-37. (In Russ.). <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2022-2-29-37>. EDN: ZWLNQR.
12. Karamov D.N. Mathematical modeling of an autonomous power supply system using renewable energy sources. *Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2015;9:133-140. (In Russ.). EDN: UJWFLH.
13. Rybakov V.V., Peshkhonov N.E., Voronin A.E. On the issue of improving the efficiency of diesel power plants. *Proceedings of the Tula State University*. 2020;9:488-494. (In Russ.). EDN: VLBIYU.
14. Narynbayev A.F., Kremer V.A., Vaskov A.G. Evaluating day-ahead solar radiation forecasts from ICON, GFS, and MeteoFrance global NWP models. *Applied Solar Energy*. 2024;60(3):491-500. <https://doi.org/10.3103/S0003701X24600152>.
15. Holmgren W.F., Hansen C.W., Mikofski M.A. Pvlb python: a python package for modeling solar energy systems. *The Journal of Open Source Software*. 2018;3:884. <https://doi.org/10.21105/joss.00884>.
16. Lavrik A.Y., Zhukovsky Y.L., Lavrik A.Y., Buldysko A.D. Features of the optimal composition of a wind-solar power plant with diesel generators. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22(1):10-17. (In Russ.). <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-1-10-17>.
17. Kusakana K. Daily operation cost minimization of photovoltaic-diesel-battery hybrid systems using different control strategies. In: *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. 9-12 November 2015, Yokohama. Yokohama: IEEE; 2015, p. 003609-003613. <https://doi.org/10.1109/IECON.2015.7392661>.
18. Orero S.O., Irving M.R. Large scale unit commitment using a hybrid genetic algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 1997;19(1):45-55. [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(96\)00028-2](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(96)00028-2).
19. Sidorov D., Muftahov I., Tomin N., Karamov D., Panasetsky D., Dreglea A. A dynamic analysis of energy storage with renewable and diesel generation using Volterra equations. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2020;16(5):3451-3459. <https://doi.org/10.1109/TII.2019.2932453>.
20. Cristóbal-Monreal L.R., Dufo-López R. Optimisation of photovoltaic-diesel-battery stand-alone systems minimising system weight. *Energy Conversion and Management*. 2016;119:279-288. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.050>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Васьков Алексей Геннадьевич,

к.т.н.,

доцент кафедры гидроэнергетики и

возобновляемых источников энергии,

Национальный исследовательский

университет «МЭИ»,

111250, г. Москва,

ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1, Россия

✉ VaskovAG@mpei.ru

<https://orcid.org/0000-0003-4664-8008>

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Aleksey G. Vaskov,

Cand. Sci. (Eng.),

Associate Professor of the Department

of Hydropower and Renewable Energy Sources,

National Research University "Moscow Power

Engineering Institute",

14/1, Krasnokazarmennaya St., Moscow

111250, Russia

✉ VaskovAG@mpei.ru

<https://orcid.org/0000-0003-4664-8008>

Андреева К.А., Васьков А.Г., Айнуллоева И.Н., Романюк Н.С. Моделирование зарядных и разрядных характеристик аккумуляторных батарей на основе натурных данных // Журнал «Окружающая среда и энерговедение» (ОСЭ). – 2024. – № 4. – С. 73-84, DOI: 10.24412/2658-6703-2024-3-73-84.

Ссылка на скачивание: <http://jeees.ru/wp-content/uploads/2025/01/JEEES-4-2024-A4.pdf>

73

Журнал «Окружающая среда и энерговедение» (ОСЭ) №4(2024)

УДК 621.311.243:621.311.001.57

DOI: 10.24412/2658-6703-2024-4-73-84

EDN: KGNFXM

Моделирование зарядных и разрядных характеристик аккумуляторных батарей на основе натурных данных

- ^{1,1} Андреева Ксения Александровна [0009-0000-4666-6623],
^{1,2} Васьков Алексей Геннадьевич [0000-0003-4664-8008],
^{1,3} Айнуллоева Инора Назмуллоевна [0009-0000-3550-5816],
^{1,4} Романюк Никита Сергеевич [0009-0000-5769-5091]

¹ Научно-исследовательский университет МЭИ, Россия, Москва

E-mail: ¹ AndreevaXA@mpei.ru, ² VaskovAG@mpei.ru,

³ AinulloyevaIN@mpei.ru, ⁴ RomaniukNS@mpei.ru

Аннотация. В современном мире в удаленных и труднодоступных районах строятся большое количество автоматизированных гибридных энергетических комплексов, имеющих в своем составе дизельную электростанцию (ДЭС) и электростанцию на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), зачастую солнечные электростанции (СЭС). Однако, из-за стохастического характера выработки СЭС, для надежной работы гибридной системы необходимо дополнительно использовать систему накопления энергии (СНЭ), а также прогнозировать режим работы комплекса. В данной работе было проведено исследование по моделированию зарядных и разрядных характеристик СНЭ по натурным данным, полученным на опытной полигоне НИУ МЭИ, для возможности обеспечения более точного прогнозирования режима работы СНЭ в составе солнечно-дизельного комплекса.

Ключевые слова: солнечно-дизельный комплекс, система накопления энергии, моделирование, планирование режима.

1 Введение

Все чаще в удаленных и труднодоступных районах России (северная часть Красноярского края, северная часть Якутии, Камчатский край) строятся новые гибридные энергетические комплексы или модернизируются старые дизельные

станции. Для этого устанавливаю источники генерации на основе возобновляемых источников энергии (солнечные или ветряные станции), а также системы накопления энергии. Надежная работа таких гибридных энергетических комплексов обеспечивается за счет использования прогнозирования режима работы на сутки вперед. Для этого необходимо знать и уметь рассчитывать параметры каждого элемента комплекса, в особенности системы накопления энергии, включающей в себя батарею аккумуляторов. Точная и надежная оценка состояния заряда аккумулятора позволяет корректно проводить управление гибридной системой в целом, а также более точно рассчитывать прогноз работы системы накопления энергии (СНЭ) в составе солнечно-дизельного комплекса (СДК).

Работа СНЭ имеет ограничения, связанные с невозможностью бесконечно разряжать или заряжать АКБ, так как это может привести к отрицательным последствиям, а иногда и к необратимым процессам в самих батареях. Также чрезмерный перезаряд может послужить причиной аварии, в ходе которой аккумуляторные батареи могут взорваться. К таким ограничениям можно отнести ограничение по емкости аккумуляторной батареи (АКБ) (Сдост), а также ограничение на значения мощностей заряда и разряда АКБ ($N_{зар}/N_{разр}$) [1]. Однако этих параметров недостаточно для точного прогнозирования работы СНЭ. Дополнительно необходимо иметь возможность определять скорость заряда и разряда СНЭ, чтобы более точно определять уровень заряда батарей в конце расчетного периода времени.

Различными исследователями предложено большое количество методов, по оценке уровня заряда батарей [2-15]. Но многие из них мало применимы на практике, так как используют дополнительные встраиваемые системы, или дают большую погрешность в измерениях.

2 Материальная база

На базе макета СДК НИУ «МЭИ» (рис. 1) был проведен ряд испытаний совместной работы солнечно-дизельной станции и системы накопления энергии с целью получения зависимостей, определяющих ограничения на скорость заряда и разряда СНЭ.

Первая группа испытаний включала в себя разряд аккумуляторов с постоянной мощностью с промежуточной дозарядкой до 100%. Для этого на совместную работу включались СНЭ, инвертор, включающий в себя зарядное устройство (ЗУ), и нагрузочный модуль (НМ). Ограничение по разрядной мощности задавалось с помощью уставок, выставляемых при помощи внешнего приложения НМ и системы SCADA.

Вторая группа испытаний проводилась для различных мощностей заряда АКБ. В процессе использовались только сеть, СНЭ и инвертор. Ограничение зарядной мощности было произведено токовой уставкой ЗУ. Для используемых батарейных инверторов минимальная возможная уставка тока разряда составляет 10 А,

что соответствует 3,7 кВт зарядной мощности. Было проведено четыре испытания с разными значениями зарядных мощностей, между которыми аккумуляторные батареи (АКБ) разряжались с помощью НМ до 55-60%.



Рис. 1. Макет солнечно-дизельного комплекса НИУ «МЭИ»

3 Определение скорости разряда

В ходе эксперимента по определению скорости разряда СНЭ осуществлялся постоянный мониторинг четырех показателей на СНЭ – мощность (P), с которой разряжалась батарея, разрядный ток (I) и напряжение (U), а также уровень заряда (SOC). Интересующие значения уровня заряда были построены в виде графика, представленного на рисунке 2.

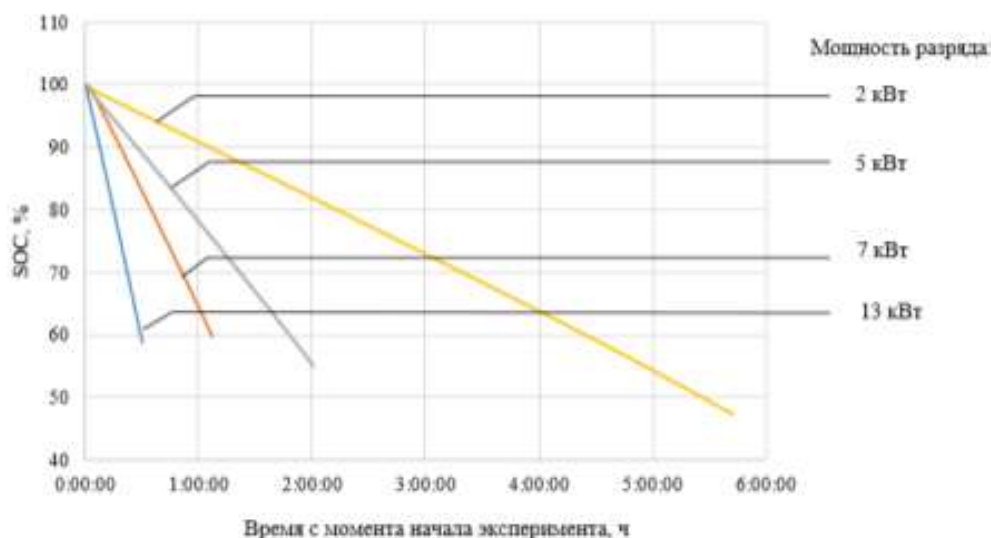


Рис. 2. Уровень заряда АКБ

Визуальный анализ полученной зависимости показывает, что она может быть аппроксимирована линейной функцией. На рисунке 3 можно увидеть, что прямые, полученные опытным путем и построенные по аппроксимирующей формуле очень близки. Максимальное отклонение от опытных данных составило всего 0,65%.

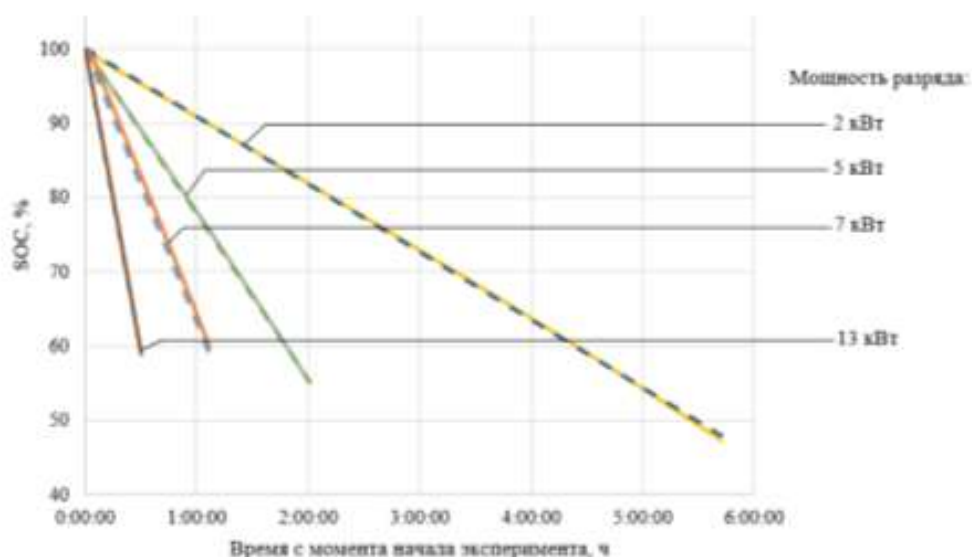


Рис. 3. Сравнение данных, полученных опытным и теоретическим путями

Если рассматривать полученные функции как стандартные уравнения линейной зависимости (табл. 1), то видно, что правая часть всех уравнений отличается только угловым коэффициентом. Из этого можно сделать вывод, что возможно построить зависимость этого коэффициента от мощности разряда (рис. 4).

Таблица 1. Полученные уравнения линейной аппроксимации

Разрядная мощность	Уравнение прямой
2 кВт	$\Delta SOC = -218,8 \cdot \Delta t + SOC_0$
5 кВт	$\Delta SOC = -532,91 \cdot \Delta t + SOC_0$
7 кВт	$\Delta SOC = -886,99 \cdot \Delta t + SOC_0$
13 кВт	$\Delta SOC = -1946,9 \cdot \Delta t + SOC_0$

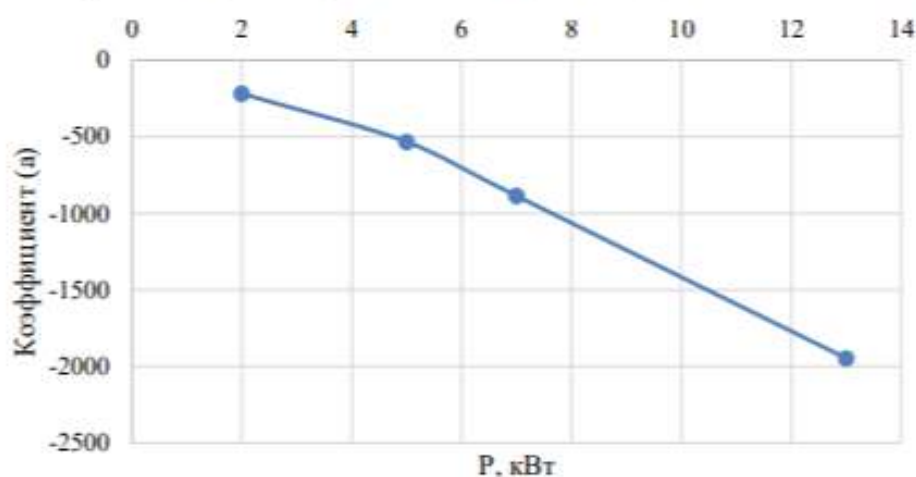


Рис. 4. Зависимость коэффициента a от мощности разряда батареи

Полученная зависимость уже не линейная, поэтому для аппроксимации ее функции необходимо использовать полиномиальную линию тренда. На графике (рис. 5) представлены два варианта выбора полинома для данной кривой.

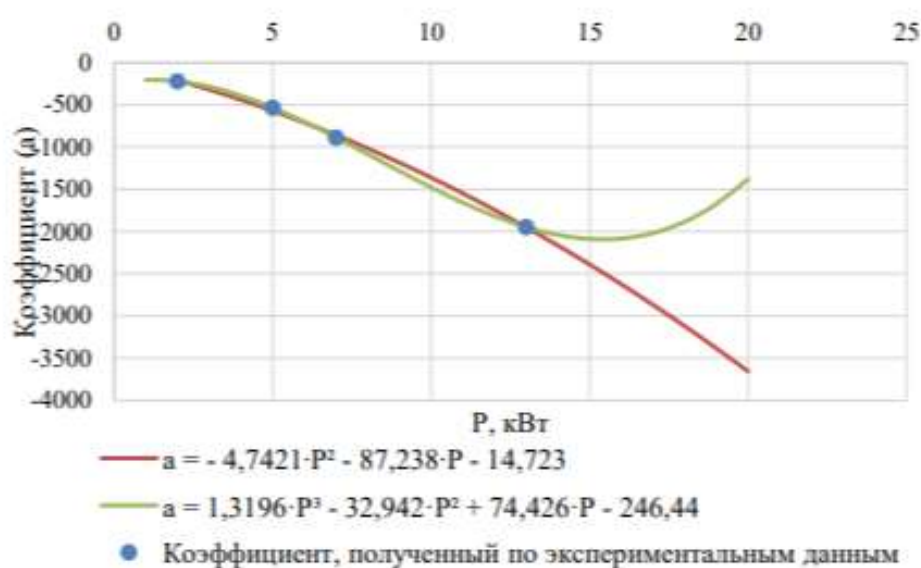


Рис. 5. Зависимость коэффициента a от значения мощности разряда

В первом варианте рассматривается полином второй степени. Расхождение между точками от 0,17 до 6,86 %. Во втором варианте рассматривается полином

третьей степени. Максимальное отклонение 0,002%. Второй вариант даст меньшее отклонение от экспериментальных точек, однако, при построении на одном графике обоих полиномов на больший диапазон значений мощности разряда, понятно, что полином третьей степени дает недостоверный результат при больших мощностях. Соответственно, для моделирования необходимо использовать полином второй степени.

Таким образом, вычислить уровень заряда при разряде АКБ можно по формулам (1).

$$\begin{cases} SOC_l = \Delta SOC + SOC_{l-1} \\ \Delta SOC = a \cdot \Delta t \\ a = -4,7421 \cdot P^2 - 87,238 \cdot P - 14,723 \end{cases} \quad (1)$$

4 Верификация математической модели

Для проверки полученной модели расчета уровня заряда АКБ на практике было проведено испытание, в ходе которого моделировалась межсезонная нагрузка. Для этого были взяты данные характерных суток действующего солнечно-дизельного комплекса в Верхоянске и промасштабированы до значений, которые возможно протестировать на макете СДК НИУ «МЭИ» (рис. 6). Каждый час моделировался в течение 2 минут.

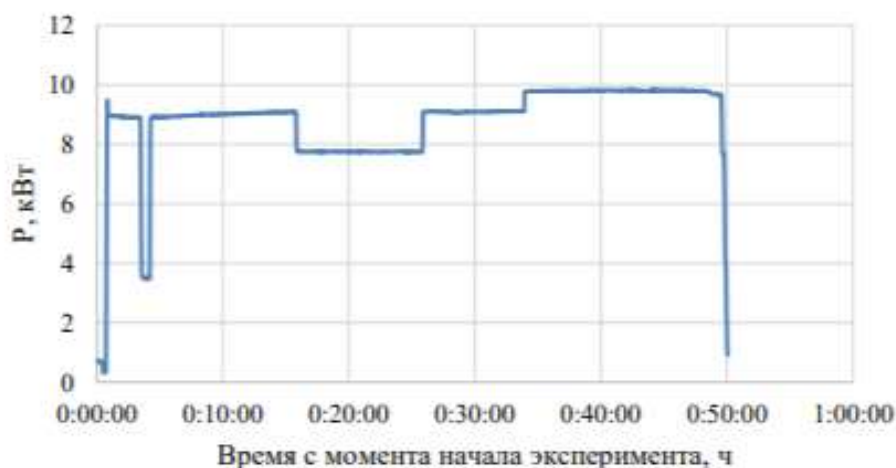


Рис. 6. Мощность, обеспечиваемая СНЭ

После этого были просчитаны угловые коэффициенты и уровень заряда в течение работы комплекса по заданному графику нагрузки. На большей части диапазона экспериментальные значения полностью совпадают с теоретическими. Однако, ближе к концу эксперимента АКБ разряжается чуть быстрее, чем по теоретическим расчетам. Максимальное отклонение от опытных данных составило 0,6%, а среднеквадратичное отклонение 0,18%.

Полученное отклонение незначительно, что позволяет сделать вывод, что полученные формулы можно использовать для проведения расчетов уровня заряда аккумуляторной батареи при прогнозировании работы СДК на сутки вперед.

5 Определение скорости заряда и верификация

Полученное отклонение незначительно, что позволяет сделать вывод, что полученные формулы можно использовать для проведения расчетов уровня заряда аккумуляторной батареи при прогнозировании работы СДК на сутки вперед.

Аналогично нахождению скорости разряда АКБ, проводились испытания и анализ для получения скорости заряда аккумуляторных батарей. Полученные уравнения (2) представлены ниже.

$$\begin{cases} SOC_i = \Delta SOC + SOC_{i-1} \\ \Delta SOC = a \cdot \Delta t \\ a = -2,6382 \cdot P^2 + 130,67 \cdot P - 7,5352 \end{cases} \quad (2)$$

Однако при верификации уравнений (рис. 7) были получены расхождения. Это может быть вызвано тем, что вывод формулы проводился при заряде постоянной мощностью и не учитывал свойство зарядного устройства со временем менять режим заряда, уменьшая скорость заряда в зависимости от уровня заряда АКБ. Для увеличения точности расчетов по формулам, было принято решение подбирать коэффициенты, учитывающие это влияние.

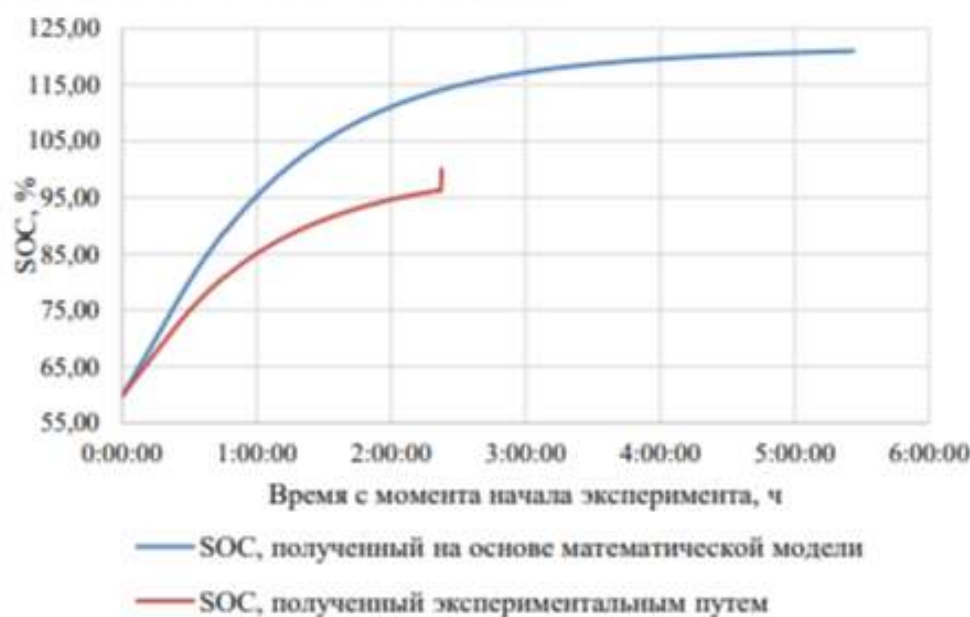


Рис.7. Уровень заряда СНЭ

Для начала были выбраны диапазоны, в зависимости от которых будет меняться коэффициент – начиная от 50% уровня заряда до 100% и с шагом в 10%. Начальный коэффициент в 50% был принят из показателя напряжения, который при меньших значениях уровня заряда снижался до недопустимых значений. В зависимости от начального уровня заряда каждой итерации подбирался такой коэффициент уменьшения мощности, чтобы теоретически посчитанная кривая максимально близко приближалась к экспериментальной кривой и суммарное среднеквадратичное отклонение составляло не более 0,5. Подобранные коэффициенты представлены в табл. 2.

Таблица 2. Коэффициенты, учитывающие влияние уровня заряда на скорость заряда АКБ

Уровень заряда АКБ	Коэффициент
50-60 %	1
60-70 %	0,75
70-80 %	0,7
80-90 %	0,65
90-100 %	0,6

Как видно из графиков приведенный расчет совпадает с экспериментальным графиком, однако после 96,3% уровень батареи резко возрастает до 100%, а расчетный график продолжает постепенно возрастать в течение времени до 100%. Скорее всего такой скачок экспериментальных данных возникает из-за деградационных процессов внутри АКБ. Если рассматривать график до этого момента, то среднеквадратичное отклонение составляет 0,13, а с учетом резкого возрастания – 0,24.

Далее был проведен опыт, который учитывает и заряд, и разряд. Полученные результаты представлены на рисунке 8.

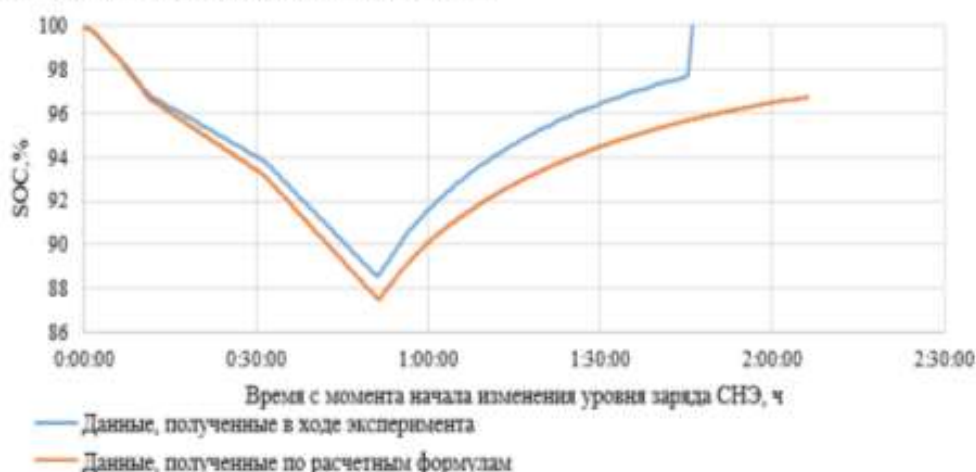


Рис. 8. Уровень заряда СНЭ

Как видно, со временем погрешность расчета растет. В данном случае максимальная погрешность составила 2%, что допустимо для использования данных

формул при прогнозировании режима работы. Однако при прогнозировании расчет выполняется каждый час, в ходе которого снимаются данные с работающего оборудования. В таком случае погрешность для ближайшего часа нарастает уже не так сильно (рис 9-10).

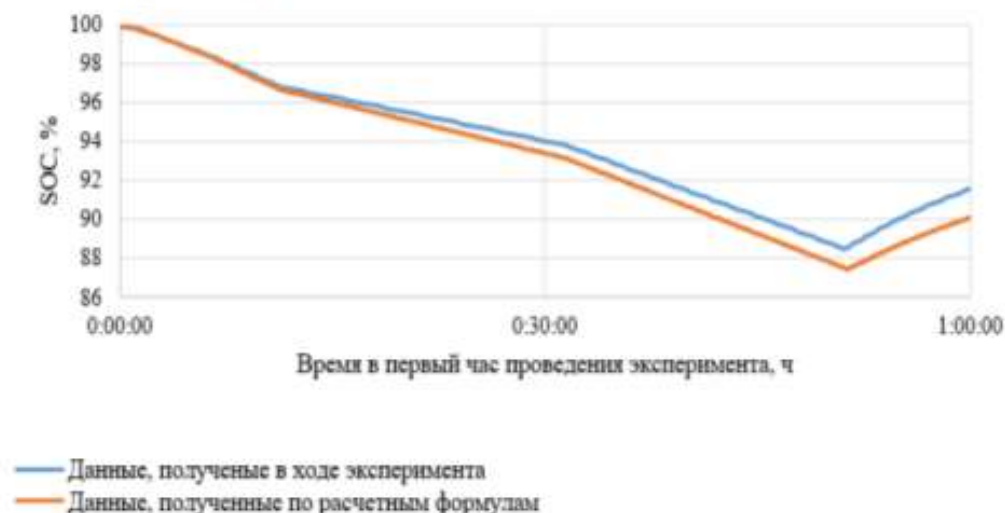


Рис. 9. Уровень заряда СНЭ в первый час эксперимента

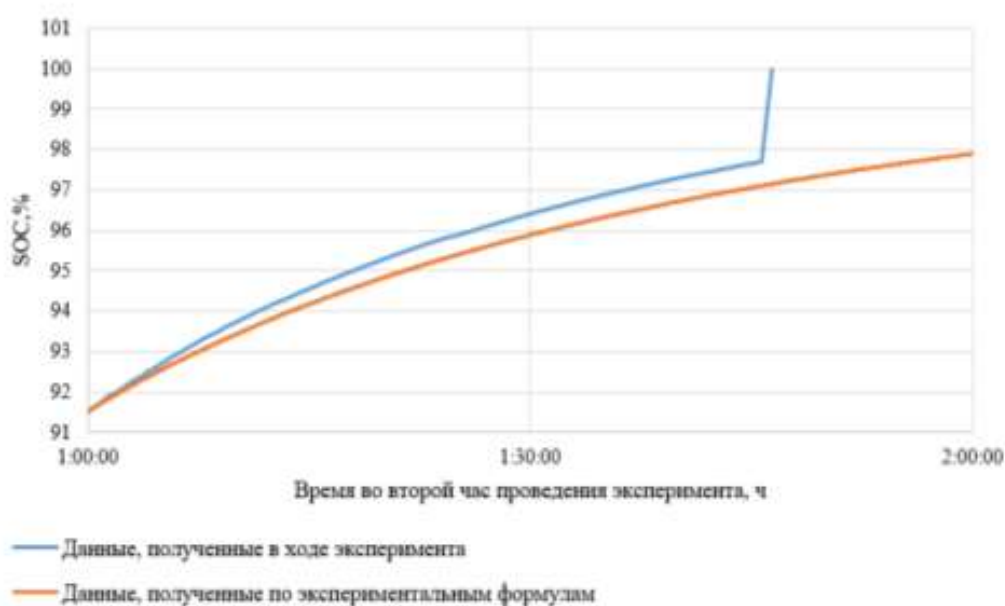


Рис. 10. Уровень заряда СНЭ во второй час эксперимента

Как видно из графиков, в пределах часа погрешность изменяется от 0,6% (второй час) до 1,5% (первый час). Соответственно можно сделать вывод что полученные формулы могут использоваться для конкретных целей краткосрочного прогнозирования даже с учетом роста погрешности во времени.

6 Выводы

Полученные в ходе исследования формулы расчета уровня заряда и разряда СНЭ имеют небольшие погрешности относительно данных, полученных экспериментально. Также стоит учитывать, что при увеличении времени моделирования работы СДК отклонение может возрастать, особенно если АКБ уже не новые. Однако при прогнозировании режима работы СДК с дискретностью в час отклонение теоретического значения от экспериментального результата не значительно. Таким образом данная математическая модель может быть использована для повышения точности прогнозирования режима работы и повышения надежности электроснабжения гибридных комплексов, используемых в труднодоступных районах.

Благодарность

Исследование проводилось в рамках проекта «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006.

Литература

1. Андреева, К. А. Оценка влияния параметров системы накопления энергии на эффективность работы солнечно-дизельных комплексов с генерацией на основе возобновляемых источников энергии / К. А. Андреева, А. Г. Васильков // *Электроэнергия. Передача и распределение*. – 2023. – № 6(81). – С. 82-91. – EDN JVZRLR.
2. Xiong R. et al. Critical Review on the Battery State of Charge Estimation Methods for Electric Vehicles // *IEEE Access*. 2018. Vol. 6. P. 1832–1843.
3. Chiasson J., Vairamohan B. Estimating the state of charge of a battery // *IEEE Trans. Control Syst. Technol.* 2005. Vol. 13, № 3. P. 465–470.
4. Anbuky H., Pascoe P. E. VRLA battery state-of-charge estimation in telecommunication power systems // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2000. № 47. P. 565–573.
5. Sato S., Kawamura A. A new estimation method of state of charge using terminal voltage and internal resistance for lead acid battery // *Proc. Power Convers. Conf.-Osaka 2002 Cat No02TH8579*. Osaka, Japan: IEEE, 2002. Vol. 2. P. 565–570.
6. Rodrigues S., Munichandraiah N., Shukla A.K. A review of state-of-charge indication of batteries by means of A.C. impedance measurements // *Journal of Power Sources*. 2000. № 87. P. 12–20.
7. Huet F. A review of impedance measurements for determination of the state-of-charge or state-of-health of secondary batteries // *Journal of Power Sources*. 1998. № 70. P. 56–69.
8. How D.N.T. et al. State of Charge Estimation for Lithium-Ion Batteries Using Model-Based and Data-Driven Methods: A Review // *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 136116–136136.

9. Rosewater D.M. et al. Battery Energy Storage Models for Optimal Control // IEEE Access. 2019. Vol. 7. P. 178357–178391.
10. Sindhuja S., Vasanth K. Modified coulomb counting method of SOC estimation for uninterruptible power supply system's battery management system // 2015 International Conference on Control, Instrumentation, Communication and Computational Technologies (ICCICCT). 2015. P. 197–203.
11. Linda O., William E. J., Huff M. Intelligent neural network implementation for SOCI development of Li/CFx batteries // Proceedings of the 2nd International Symposium on Resilient Control Systems (ISRC '09). 2009. P. 57–62.
12. Malkhandi S. Fuzzy logic-based learning system and estimation of state-of-charge of lead-acid battery // Eng. Appl. Artif. Intell. 2006. Vol. 19, № 5. P. 479–485.
13. Xu L., Wang J.P., Chen Q.S. Kalman filtering state of charge estimation for battery management system based on a stochastic fuzzy neural network battery model // Energy Conversion and Management. 2012. № 53. P. 33–39.
14. Wang J. et al. Combined state of charge estimator for electric vehicle battery pack // Control Engineering Practice. 2007. № 15. P. 1569–1576.
15. Kim J., Cho B.H. State-of-Charge Estimation and State-of-Health Prediction of a Li-Ion Degraded Battery Based on an EKF Combined With a Per-Unit System // IEEE Trans. Veh. Technol. 2011. Vol. 60, № 9. P. 4249–4260.

References

1. Andreeva, K. A. Ocenka vliyaniya parametrov sistemy nakopleniya energii na effektivnost' raboty solnechno-dizel'nykh kompleksov s generaciej na osnove vozobnovlyemykh istochnikov energii / K. A. Andreeva, A. G. Vas'kov // Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie. – 2023. – № 6(81). – p. 82-91. – EDN JVZRLR.
2. Xiong R. et al. Critical Review on the Battery State of Charge Estimation Methods for Electric Vehicles // IEEE Access. 2018. Vol. 6. P. 1832–1843.
3. Chiasson J., Vairamohan B. Estimating the state of charge of a battery // IEEE Trans. Control Syst. Technol. 2005. Vol. 13, № 3. P. 465–470.
4. Anbucky H., Pascoe P. E. VRLA battery state-of-charge estimation in telecommunication power systems // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2000. № 47. P. 565–573.
5. Sato S., Kawamura A. A new estimation method of state of charge using terminal voltage and internal resistance for lead acid battery // Proc. Power Convers. Conf.-Osaka 2002 Cat No02TH8579. Osaka, Japan: IEEE, 2002. Vol. 2. P. 565–570.
6. Rodrigues S., Munichandraiah N., Shukla A.K. A review of state-of-charge indication of batteries by means of A.C. impedance measurements // Journal of Power Sources. 2000. № 87. P. 12–20.
7. Huet F. A review of impedance measurements for determination of the state-of-charge or state-of-health of secondary batteries // Journal of Power Sources. 1998. № 70. P. 56–69.
8. How D.N.T. et al. State of Charge Estimation for Lithium-Ion Batteries Using Model-Based and Data-Driven Methods: A Review // IEEE Access. 2019. Vol. 7. P. 136116–136136.
9. Rosewater D.M. et al. Battery Energy Storage Models for Optimal Control // IEEE Access. 2019. Vol. 7. P. 178357–178391.
10. Sindhuja S., Vasanth K. Modified coulomb counting method of SOC estimation for uninterruptible power supply system's battery management system // 2015 International Conference on Control, Instrumentation, Communication and Computational Technologies (ICCICCT). 2015. P. 197–203.

11. Linda O., William E. J., Huff M. Intelligent neural network implementation for SOCI development of Li/CFx batteries // *Proceedings of the 2nd International Symposium on Resilient Control Systems (ISRC '09)*. 2009. P. 57–62.
12. Malkhandi S. Fuzzy logic-based learning system and estimation of state-of-charge of lead-acid battery // *Eng. Appl. Artif. Intell.* 2006. Vol. 19, № 5. P. 479–485.
13. Xu L., Wang J.P., Chen Q.S. Kalman filtering state of charge estimation for battery management system based on a stochastic fuzzy neural network battery model // *Energy Conversion and Management*. 2012. № 53. P. 33–39.
14. Wang J. et al. Combined state of charge estimator for electric vehicle battery pack // *Control Engineering Practice*. 2007. № 15. P. 1569–1576.
15. Kim J., Cho B.H. State-of-Charge Estimation and State-of-Health Prediction of a Li-Ion Degraded Battery Based on an EKF Combined With a Per-Unit System // *IEEE Trans. Veh. Technol.* 2011. Vol. 60, № 9. P. 4249–4260.

Modeling Charge and Discharge Characteristics of Batteries Based on Field Data

^{1,1} Ksenia Andreeva, ^{1,2} Alexey Vaskov, ^{1,3} Inora Ainulloyeva, ^{1,4} Nikita Romaniuk

¹National Research University "Moscow Power Engineering Institute",
Moscow, Russia

E-mail: ¹AndreevaXA@mpei.ru, ²VaskovAG@mpei.ru,
³AinulloyevaIN@mpei.ru, ⁴RomaniukNS@mpei.ru

Abstract. In the modern world, a large number of hybrid energy complexes are being built in remote and hard-to-reach areas, which include a diesel power plant (DPP) and a power plant based on renewable energy sources (RES), often solar power plants (SPP). However, due to the stochastic nature of SPP generation, an additional energy storage system (ESS) is required for the reliable operation of the hybrid system, and the operating mode of the complex must be predicted. In this paper, a study was conducted to model the charging and discharging characteristics of the ESS using data obtained at the experimental energy complex of the National Research University MPEI, in order to provide a more accurate prediction of the operating mode of the ESS as part of the solar-diesel complex.

Keywords: solar-diesel complex, PV-genset-battery, energy storage system, modeling, mode planning.

Acknowledgements

The research was carried out within the framework of the project "Solar-diesel complex management Systems" with the support of grant No. FSWF-2022-0006 from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024663616
Российская Федерация. Программный комплекс «Сервис краткосрочного прогнозирования
выработки электроэнергии сетевой солнечной электростанцией» : № 2024662614 : заявл.
03.06.2024 : опубл. 07.06.2024 / А.Ф. Нарынбаев, А.Г. Васьков, А.С. Сигель, В.А. Кремер;
заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ».

Ссылка на скачивание:
https://www.elibrary.ru/download/elibrary_67984838_77566964.PDF

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

RU2024663616

Номер регистрации (свидетельства): 2024663616 Дата регистрации: 07.06.2024 Номер и дата поступления заявки: 2024662614 03.06.2024 Дата публикации и номер бюллетеня: 07.06.2024 Бюл. № 6	Автор(ы): Нарынбаев Алишер Фархатович (KG), Васьков Алексей Геннадьевич (RU), Сигель Александр Станиславович (RU), Кремер Владислав Алексеевич (RU) Правообладатель(и): федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (RU)
--	--

Название программы для ЭВМ:
Программный комплекс «Сервис краткосрочного прогнозирования выработки электроэнергии
сетевой солнечной электростанцией»

Реферат:
Программа предназначена для выполнения автоматизированного прогноза выработки
электроэнергии сетевой солнечной электростанцией (СЭС). Область применения программы:
применяется как при планировании режима работы СЭС, работающей на оптовом рынке
электроэнергии и мощности (на рынке на сутки вперёд), так и для планирования режима работы
СЭС, входящей в состав изолированной энергосистемы. Функциональные возможности
программы: горизонт прогнозирования — до 72 часов, расчётные интервалы времени — 1 час.
Прогнозирование осуществляется на основе данных метеопрогноза, получаемого автоматически
от выбранного пользователем метеопровайдера. Тип ЭВМ: IBM PC-совмест. ПК с процессорами
Pentium или аналогичными им. Программа кроссплатформенна.

Язык программирования:	Python
Объем программы для ЭВМ:	8,49 МБ