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.т.н., профессор

Н.Д. Рогалев <u>29. 01</u> 20<u>29</u> г. М.П. ПО ПОВЕРЕННОСТИ ОТЧЕТИТАХ ПРОРЕКТОРА ПО НАУЧНОЙ О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ В ОЛОВ А.В.

Системы управления солнечно-дизельными комплексами по теме:

РАЗРАБОТКА МЕТОДИК ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА, ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА (промежуточный, этап 2)

Государственное задание FSWF-2022-0006

Москва 2023

по теме № 1006220 выполненной кафедрой гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии

Руководитель органа информации

Заведующий кафедрой ГВИЭ /канд. техн. наук, доцент/

Руководитель НИОКТР /заведующий лабораторией, канд. техн. наук/

Ответственный исполнитель /ст. науч. сотр., канд. техн. наук/

Mennes

С.С. Бондарева

Т.А. Шестопалова

А.Г. Васьков

for I

П.С. Шуркалов

ilty

# СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

# Руководитель НИОКТР

Заведующий лабораторией, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Г. Васьков (введение, разделы 1-6, заключение)

Отв. исполнитель

Старший научный сотрудник, канд. техн. наук

Исполнители:

Ведущий инженер

Инженер-исследователь

Инженер-исследователь

Инженер-исследователь

Инженер-исследователь

Инженер-исследователь

Инженер-исследователь

Инженер-исследователь

Инженер-исследователь

Инженер-исследователь

(подпись, дата)

(подинсь, дата)

(подпись, дата)

(подпись, дата)

Lan (подпись, дата)

Е.Л. Шуверов (подразделы 3.3, 3.4)

(подразделы 5.2 и 5.3)

П.С. Шуркалов

И.Н. Айнуллоева (подразделы 1.5-1.7, 3.1, 3.2, приложение В)

К.А. Андреева (подразделы 1.1-1.5)

А.А. Васильева (раздел 2)

О.В. Кофанова (подразделы 3.5, 3.6)

Д.А. Кузнецов (подраздел 6.1)

Д.А. Мочалов (подразделы 5.2 и 5.3)

М.А. Пугачева (подраздел 6.3)

А.С. Сигель (подразделы 6.4 и 6.6, приложение А)

Д.А. Харитонов (подразделы 5.1, 5.4, приложение Б)

Инженер-исследователь

Техник

Нормоконтроль

(подпись, дата)

(подпись, дата)

B

(подпись, дата)

А.Д. Шувалов (подраздел 4.3)

Л.О. Ладанов (раздел 4)

А.Г. Васьков

### РЕФЕРАТ

Отчет 352 с., 1 кн., 110 рис., 46 табл., 178 источн., 3 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 две методики: прогнозирования солнечного излучения; оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечно-дизельного комплекса, позволяющую обеспечить снижение экономических издержек (топливных затрат) при эксплуатации солнечно-дизельных комплексов.

Результатами этапа 2 НИОКР являются: результаты анализа изменчивости энергетических характеристик дизельных агрегатов; методика прогнозирования солнечного излучения на сутки вперёд; эскизное описание аппаратно-программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения; методика оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечно-дизельного комплекса.

Результаты могут быть применены как самостоятельно для проведения планирования режимов работы как существующих, так и проектируемых солнечно-дизельных комплексов, так и на последующих этапах НИОКР для разработки системы управления солнечнодизельным комплексом верхнего уровня.

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ8
1 Автоматизация управления автономными гибридными энергетическими комплексами10
1.1 Общие положения10
1.2 Структура солнечно-дизельных комплексов13
1.2.1 Классификация солнечно-дизельных комплексов13
1.2.2 Конфигурации солнечно-дизельных комплексов18
1.3 Классификация систем управления энергопотреблением в микросетях
1.4 Система управления энергопотреблением в солнечно-дизельных комплексах26
1.4.1 EMS на основе объектов невозобновляемой генерации
1.4.2 EMS на основе СНЭ27
1.4.3 EMS на основе механизмов регулирования спроса27
1.4.4 Гибридные EMS28
1.5 Математическая формулировка EMS28
1.5.1 Целевые функции29
1.5.2 Ограничения
1.6 Методы оптимизации EMS31
1.7 Постановка задачи исследования37
2 Исследование изменчивости энергетических характеристик дизельных агрегатов
2.1 Техническое описание макета ВИЭ МЭИ
2.2 Теоретические расчёты41
2.3 Снятие характеристик ДГУ44
2.4 Итоги испытаний
З Методика прогнозирования солнечного излучения на основе данных метеорологического
прогноза53
3.1 Постановка задачи
3.2 Синтез структурной схемы методики прогнозирования выработки солнечной
фотоэлектрической станции (СФЭС)53
3.3 Анализ требований к прогнозной информации54
3.4 Анализ исходных данных55
3.4.1 Данные локальных измерений55
3.4.2 Данные из внешних источников61
3.4.3 Данные технических характеристик СФЭС63

3.4.4 Выбор подхода к прогнозированию	65
3.5 Разработка математических моделей	72
3.5.1 Косвенное прогнозирование	72
3.5.2 Прямое прогнозирование	87
3.5.3 Метрики оценки качества вероятностных прогнозов	02
3.6 Калибровка ЧПП-прогнозов1	04
4 Эскизное описание аппаратно-программного комплекса сверхкраткосрочного	
прогнозирования солнечного излучения1	06
4.1 Общие положения1	06
4.2 Аппаратная часть комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного	
излучения1	07
4.3 Программная часть комплекса сверкраткосрочного прогнозирования солнечного	
излучения1	11
4.3.1 Общее описание программных компонентов1	11
4.3.2 Алгоритм работы программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозировани	1Я
солнечного излучения1	15
4.3.3 Результаты экспериментального исследования работы программного комплекса	
сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения	22
5 Эскизное описание аппаратно-программного комплекса автоматизированного управления	
СДК1	28
5.1 Общее описание макета СДК1	28
5.2 Общие положения системы управления1	29
5.2.1 Общие положения1	29
5.2.2 Основные функции типовых микропроцессорных систем управления1	30
5.2.3 Основные режимы работы1	33
5.3 Управление дизель-генераторными установками1	36
5.3.1 Управление двигателем1	36
5.3.2 Основные элементы и параметры регулятора частоты вращения1	38
5.3.3 Автоматический регулятор напряжения1	45
5.4 Управление режимов работы ДЭС1	55
5.4.1 Техническое описание ДГУ1	55
5.4.2 Особенности управления ДГУ1	55
5.5 Моделирование режимов работы СЭС1	58

5.5.1 Техническое описание имитаторов СЭС	158
5.5.2 Особенности управления имитаторами СЭС	162
6 Методика оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечн	0-
дизельного комплекса	178
6.1 Общая характеристика систем управления режимом функционирования солне	чно-
дизельного комплекса	178
6.2 Алгоритм работы системы принятия решения по управлению режимом работь	ы
солнечно-дизельного комплексами	
6.3 Методика прогнозирования работы СДК на сутки вперёд	
6.3.1 Особенности решения задачи прогнозирования мощности солнечной	
электростанции при работе системы управления в реальном времени	184
6.3.2 Обеспечение баланса мощности	185
6.4 Методика выбора состава включённого генерирующего оборудования дизельн	ой
электростанции, реализуемая при прогнозировании режима работы СДК	189
6.4.1 Инициализация параметров ДГУ	190
6.4.2 Создание переменных решения	193
6.4.3 Определение целевой функции	194
6.5 Методика выбора состава включённого генерирующего оборудования дизельн	ой
электростанции, реализуемая в режиме реального времени	198
6.6 Оценка эффективности применения предложенных решений	200
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	211
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	216
ПРИЛОЖЕНИЕ А Исходные коды разработанных программных компонентов	230
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Технические характеристики элементов имитационной модели со	лнечно-
дизельного комплекса	248
ПРИЛОЖЕНИЕ В Подготовленные в рамках выполнения НИОКР публикации	257

## ВВЕДЕНИЕ

Управление функционирования солнечно-дизельного режимом комплекса осуществляется в режиме реального времени, что требует быстрой реакции автоматической системы управления (АСУ) на происходящие в локальной энергосистеме изменения параметров технологических процессов (ТП). Основой работы любой современной АСУ ТП солнечно-дизельных комплексов является безусловное соблюдение баланса мощности в каждый момент времени. Сложность обеспечения этого требования в реальных условиях эксплуатации сопряжена с несколькими причинами: стохастичностью поступления солнечной радиации и, как следствие, изменчивостью мощность солнечной электростанции (СЭС); стохастичностью величины потребляемой мощности, чаще всего в условиях функционирования локальных энергетических систем определяемой коммунально-бытовым сектором; значительной инерционностью дизель-генераторных установок (ДГУ), особенно в зимний период времени. В случае многоагрегатных дизельных электростанций (ДЭС) при обеспечении баланса мощности дополнительная сложность заключается в необходимости осуществления внутристанционной оптимизации ДЭС (выбора наиболее энергоэффективного состава работающий агрегатов), что включает не только определение количества включённых ДГУ и их станционных номеров, но и распределение нагрузки между ними по критерию минимизации удельного расхода топлива.

Разрешение указанных сложностей возможно при наличии системы прогнозирования изменений солнечного излучения и предварительной подготовке энергетического оборудования ДЭС к изменению режима работы. Для достижения этой цели в техническом задании на второй этап НИОКР были поставлены следующие задачи:

провести аналитическую оценку существующих решений в части автоматизации управления автономными гибридными энергетическими комплексами;

1) провести экспериментальное исследование изменчивости энергетических характеристик дизельных агрегатов;

2) разработать методику прогнозирования солнечного излучения на основе данных метеорологического прогноза;

 разработать методику оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечно-дизельного комплекса по критерию минимизации эксплуатационных затрат;

4) разработать эскизную документацию на аппаратно-программный комплекс сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения, позволяющий осуществлять прогноз на ближайшие 5 минут работы солнечно-дизельного комплекса.

1 Автоматизация управления автономными гибридными энергетическими комплексами

## 1.1 Общие положения

В настоящее время довольно много сил и капиталовложений отводится на разработку, проектирование и реализацию проектов автономных систем электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1]. Интерес к внедрению возобновляемых источников в первую очередь связан с планом перехода мировой энергетической отрасли к низкоуглеродной экономике [2].

К тому же автономные системы могут широко применяться в регионах, которые отрезаны от объединенной системы энергоснабжения и находятся в удаленных или труднодоступных регионах России. По данным аналитического доклада «Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России» Аналитического центра при правительстве РФ от марта 2020 года [3] почти две трети территории страны так и не были обеспечены централизованным электроснабжением и до сих пор снабжаются с помощью распределенной энергетики.

Соответственно необходимо обеспечить жителей труднодоступных и изолированных территорий России достаточным объемом качественной электроэнергии, а также снизить тарифы на электричество (одной из главных проблем остается высокая цена производства энергии, что связано с трудностями на доставку дизельного топлива, а также большого расхода топлива на производство энергии, что нередко связано с устареванием дизельных энергоустановок).

По данным МинЭнерго [4] большое количество населенных пунктов дальнего востока снабжаются электричеством именно дизельными станциями. Для того, чтобы снизить негативное воздействие вредных выбросов, а также снизить стоимость получаемой электроэнергии прибегают к их модернизации, а также строительству новых гибридных энергоустановок. Совместно с ДЭУ (дизельные электрические установки) дополнительно используют установку на основе возобновляемых источников энергии, чаще всего это ветроустановка или солнечная станция, а также систему накопления энергии.

Основным источником энергии на нашей планете бесспорно является Солнце. Не только продукты его многомиллиардной жизни представляют из себя ценность, но и сам световой поток несет в себе колоссальное количество энергии, которую мы также можем использовать и используем. И хоть в современном мире солнечная энергетика занимает далеко не главенствующее место, но именно данное направление можно эффективно

использовать в гибридных комплексах, что создает реальную возможность для улучшения технико-экономических и экологических показателей автономных систем электроснабжения. И это подтверждается проектами, которые уже реализованы и работают в дальневосточном регионе нашей страны, например, в Верхоянском районе республики Саха (Якутия).

Солнечная электростанция (СЭС) — это сооружение, которое преобразует солнечную радиацию в электрическую энергию (постоянный или переменный ток). Самый распространенный тип солнечных электростанций основан на плоских фотоэлектрических преобразователях солнечной радиации в постоянный ток. В зависимости от применяемой схемы, постоянный ток может инвертироваться в переменный или использоваться для заряда аккумуляторных батарей.

Чаще всего в распределенной энергетике СЭС работают как автономные системы. Такая станция не зависит от электросети и хранит всю неиспользованную дополнительную энергию в аккумуляторных батареях, которые могут выдавать энергию в сеть, когда солнца недостаточно или его вовсе нет.

Во многих источниках именно работа «солнечной» части энергокомплекса и ее влияние на снижение расходов дизеля рассматривается наиболее подробно, однако влияние систем накопления энергии также имеет большое влияние на работу солнечно-дизельного комплекса (СДК).

Система накопления энергии (СНЭ) позволяет перекрывать пики потребляемой мощности, т.е. выравнивать график нагрузки потребления, а также позволяет обеспечивать бесперебойную работу электросети. Однако мало где исследуется влияние СНЭ на работу СДК, хотя они также могут работать в различных режимах, иметь различный состав и свойства.

К тому же в современных системах стараются оптимизировать и автоматизировать процесс, что невозможно сделать в максимально полной мере без полного понимания процессов, а также исследования возможностей и влияния каждой из подсистем. Аппаратнопрограммный комплекс систем генерации, хранения и потребления энергии, система управления ими образуют микросеть.

Микросеть по определению представляет собой группу взаимосвязанных нагрузок и объектов распределенной генерации, которая действует как единый контролируемый объект по отношению к внешней сети и может подключаться и отключаться от нее. Основываясь на этом определении, инфраструктуру объектов распределенной генерации можно рассматривать как микросеть, если они удовлетворяют трем различным характеристикам:

они должны иметь четко определенные электрические границы, должен существовать главный контроллер для управления и управления распределенной генерацией и нагрузками как единым управляемым объектом, и установленная генерирующая мощность должна превышать пиковую критическую нагрузку, т.е. предусматривать работу в изолированном режиме (рисунок 1).



Рисунок 1 — Классификация микросетей

Существуют четко обозначенное стимулирование для использования распределенной генерации для сокращения выбросов парниковых газов, повышения эффективности энергосистемы, а также ее надежности, конкурентной энергетической политики и отсрочки модернизации системы передачи и распределения [5]. Общая концепция микросети показана на рисунке 2.



Рисунок 2 — Компоненты микросети

#### 1.2 Структура солнечно-дизельных комплексов

1.2.1 Классификация солнечно-дизельных комплексов

Фотоэлектрические гибридные энергетические комплексы (электростанции, энергосистемы) — это системы выработки электроэнергии, состоящие из централизованных или распределенных генерирующих установок, работающих за счет ресурсов Солнца и ископаемых источников энергии, полупроводникового электрооборудования, контроллеров, нагрузки, распределительных линий и, иногда, накопителей энергии. В литературе взаимосвязанные установки также называются микросетями и могут быть либо подключены к основной энергосистеме, либо автономно работать в островном режиме, обеспечивая электроэнергией одного или нескольких потребителей. Тем не менее, их общей чертой является то, что большая часть электроэнергии вырабатывается и потребляется внутри микросети.

Кроме этого, в зависимости от сложности, мощности и уровня услуг, которые такие комплексы могут предоставить, фотоэлектрические гибридные энергосистемы часто

включают в себя систему диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), а также передовые вычислительные алгоритмы для управления производством электроэнергии. В данном случае такие энергосистемы называются интеллектуальными микросетями. Пример структуры фотоэлектрического гибридного энергокомплекса, имеющего подключение к крупной энергосистеме, представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 — Структура фотоэлектрического гибридного энергокомплекса, имеющего подключение к крупной энергосистеме

Качественное разделение микросетей на классы может быть сделано различными способами в зависимости от их мощности, структуры, шины подключения, доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и т.д. Например, в [6] рассматривается классификация микросетей в зависимости от их мощности и от того, подключены ли они к надежной или неустойчивой сети, или же вообще не имеют такого подключения (см. рисунок 4). Согласно этой классификации, к типу 1 относятся микросети (см. рисунок 3), работающие на потребителей критической инфраструктуры, таких как медицинские клиники, которые нуждаются в надежном и бесперебойном энергоснабжении. Тип 2 — это микросети, подключенные к ненадежным сетям. В этом случае энергоустановки на основе ВИЭ используются в качестве замены или же они компенсируют потребление ископаемого топлива традиционными энергоустановками, которые в противном случае будут осуществлять энергоснабжение нагрузки во время отключений. Тип 3 включает крупные изолированные микросети, которые допускают параллельное использование нескольких источников энергии без какого-либо ограничения по установленной мощности, а тип 4 — это микросети меньшего масштаба с небольшим количеством источников энергии [7]. В дальнейшем основное внимание в отчете уделяется только микросетям 2-го типа, где фотоэлектрические модули (ФЭМ) располагаются за счетчиком электроэнергии и осуществляют резервирование как основной энергосистемы, так и генераторных установок, работающих на ископаемом топливе [8].



Рисунок 4 — Классификация микросетей

С точки зрения проектирования и эксплуатации, наиболее актуальной является классификация гибридных энергокомплексов в соответствии с уровнем выработки электроэнергии установками солнечной энергетики (или другого вида ВИЭ) в микросети (см. таблицу 1. Например, при объединении фотоэлектрической генерации, электросети и генераторной установки, работающей на ископаемом топливе, доля «солнечной» энергии по отношению к общему количеству вырабатываемой электроэнергии может быть низкой, средней или высокой. Эта классификация также влияет на технологическую сложность системы и требования к системе управления, которые необходимы в каждом отдельном случае для обеспечения необходимых надежности и эффективности комплекса [8].

ви	Ориентиро-	Отношение ориентиро-			
do	вочная	вочной мощности			
Tel	🖥 📔 годовая 📔 солнечной генераци		Основные характеристики		
Ka	доля, %	коэффициенту нагрузки, %			
			1) ДЭУ находится в работе в течение		
			всего рабочего цикла.		
			2) Малое или полное снижение		
			выработки ФЭМ.		
БП			3) Отсутствие необходимости в		
Df			контроллере управления.		
В	< 20	< 50	4) Незначительное сокращение расхода		
ИЗК			топлива.		
E E			5) Низкие капитальные затраты и		
			высокая внутренняя норма доходности		
			(IRR).		
			6) Незначительные экологические		
			преимущества и низкая экономия		
			1) ДЭУ находится в работе в течение		
		> 50	всего рабочего цикла.		
ы			2) Необходимость в простом контроллере		
do.	20-50		управления или небольшом накопителе		
БЕ			энергии для регулирования		
HH3			частоты/напряжения.		
pe			3) Необходимость учета вращающегося		
			резерва.		
			4) Существенные экологические и		
			экономические преимущества		
			1) ДЭУ работают изредка требуется		
			сложный контроллер для управления		
ST/O			системой.		
ВД	> 50		2) Требуются АКБ для		
) Ka		> 150	перераспределения электроэнергии,		
			вырабатываемой ФЭМ.		
B			3) Высокий САРЕХ и низкий ОРЕХ.		
			4) Высокие экологические и		
			экономические преимущества		
			1) ДЭУ выступает в качестве резерва.		
			2) Требуется сложный контроллер для		
			управления системой.		
	Автономны		3) Требуются АКБ для		
	й комплекс		перераспределения электроэнергии,		
	> 80		вырабатываемой ФЭМ.		
			4) Высокий САРЕХ и низкий ОРЕХ.		
			5) Высокие экологические и		
			экономические преимущества		

Таблица 1 — Л	Лоля солнечной	генерации в г	чбрилных эн	ергокомплексах

Доля ВИЭ оказывает большое влияние на окончательное решение, принимаемое с учетом технических, экономических и экологических аспектов. Так гибридные энергокомплексы с низкой долей солнечной энергии требуют постоянной работы дизельной энергетической установки (ДЭУ) или наличия стабильного подключения к основной электросети, а также простой системы управления — данное решение аналогично классическим фотоэлектрическим электростанциям, имеющим подключение к энергосистеме (см. рисунок 5). Таким образом, энергоснабжение нагрузки в такой системе осуществляется за счет ДЭУ, которая всегда включена, а ФЭМ обеспечивают снижение потребления ископаемого топлива в дневные часы. При этом генераторная установка работает в допустимом диапазоне мощности. В связи с этим такие гибридные системы довольно быстро окупаются, но не используют в полной мере имеющиеся возобновляемые ресурсы [8].

Гибридные энергетические комплексы с средней долей солнечной генерации имеют более высокую техническую сложность и, следовательно, требуют более высоких инвестиционных затрат и более сложной системы управления. При этом особое внимание стоит уделять регулированию частоты и напряжения, а также тому, чтобы ДЭУ работали в зоне оптимальных мощностей.

В гибридных системах с высокой долей солнечной генерации ДЭУ или основная электросеть используются для энергоснабжения потребителей только изредка. Основное же энергоснабжение осуществляется от ФЭМ. При этом такой системе требуется сложное оборудование для управления и диспетчеризации источников энергии и нагрузки, удаленного мониторинга оборудования и т.д. Аккумуляторные батареи (АКБ) и соответствующий контроллер также являются необходимыми компонентами такой системы.

Принцип работы гибридного энергокомплекса с высокой долей солнечной генерации заключается в том, что пока ФЭМ и система накопления энергии способны снабжать электроэнергией потребителей, ДЭУ не используется. В случае наличия подключения к основной энергосистеме, электроэнергия из нее также не будет потребляться. Что касается обеспечения необходимого качества электроэнергии, то эта проблема решается за счет использования инверторного оборудования (инвертора АКБ, двунаправленного инвертора и пр.), осуществляющего преобразование постоянного тока в переменный и поддержание необходимых напряжения и частоты (см. рисунок 5, справа).



Рисунок 5— Результаты моделирования режиов работы гибридного энергокомплеса с низкой, средней и высокой долей солнечной генерации

При этом помимо повышения качества энергоснабжения и надежности, использование высокой доли энергоустановок возобновляемой энергетики дает значительные экологические и социальные преимущества, среди которых существенное снижение выбросов парниковых газов, независимость от ископаемого топлива и энергетическая безопасность [8].

1.2.2 Конфигурации солнечно-дизельных комплексов

Солнечно-дизельные гибридные энергетические комплексы (системы) осуществляют выработку электроэнергии переменного тока путем объединения дизельной энергетической установки и фотоэлектрического массива с инвертором. При этом фотоэлектрическая часть системы может работать как поочередно, так и параллельно с ДЭУ [9]. Согласно [10] в зависимости от конфигурации гибридные энергосистемы могут быть подразделены на З категории: последовательная гибридная система, гибридная система с коммутацией и параллельная гибридная система

Обзор трех наиболее распространенных топологий гибридных энергосистем представлен в [9]. Ниже рассматриваются типовые конфигурации солнечно-дизельных гибридных энергокомплексов.

В последовательной гибридной энергетической системе (см. рисунок 6) энергия, вырабатываемая дизельным генератором и массивом фотоэлектрических модулей, используется для зарядки аккумуляторных батарей (АКБ). Для энергоснабжения нагрузки дизель-генератор подключается к инвертору последовательно, т.к. напрямую ДЭУ не может быть подключена к потребителю. Инвертор в свою очередь преобразует постоянный ток от аккумуляторных батарей в переменный и подает его на нагрузку. При этом емкость аккумуляторных батарей и мощность инвертора должны быть достаточны для обеспечения потребителя электроэнергией в пиковые часы нагрузки. Мощность дизельного генератора должна быть достаточной не только для удовлетворения спроса в часы пика энергопотребления, но и для одновременной зарядки батарей [11].



Рисунок 6 — Последовательный гибридный солнечно-дизельный энергокомплекс

В целом последовательная гибридная система может работать как в ручном, так и в автоматическом режиме. В последнем случае необходимо наличие соответствующего датчика напряжения батареи и системы управления пуском и остановом ДЭУ [9].

Преимуществами системы являются [9]:

1) Не требуется дополнительное преобразование электроэнергии, вырабатываемой различными источниками системы, в переменный ток. Таким образом, обеспечивается относительная простота схемы.

2) Энергоснабжение нагрузки не прерывается при запуске дизель-генератора.

3) В зависимости от назначения системы в ее состав могут входить инверторы с синусоидальной, квази-синусоидальной или квадратной волной.

4) ДЭУ может работать в оптимальном режиме в процессе зарядки аккумуляторных батарей, емкость которых еще не достигла 75-85 % от номинального значения.

Недостатками системы являются [9]:

1) Инвертор не может работать параллельно ДЭУ, и поэтому должен быть рассчитан на пиковую нагрузку потребителя.

2) Из-за частого разряда-заряда АКБ их срок службы сокращается.

3) Циклический профиль разряда-заряда АКБ требует большой емкости аккумуляторных батарей для уменьшения глубины разряда.

4) Поскольку вся электроэнергия проходит через АКБ и инвертор общая эффективность системы снижается.

5) Выход из строя инвертора приводит к полному прекращению энергоснабжения потребителя.

В гибридной энергосистеме с коммутацией (см. рисунок 7) аккумуляторные батареи также могут заряжаться как от дизель-генератора, так и от фотоэлектрического массива. При этом энергоснабжение потребителя может осуществляться непосредственно от дизельного генератора, тем самым снижается количество циклов разряда-заряда АКБ. Если выходная мощность ДЭУ превышает потребности нагрузки, то избыточная электроэнергия используется для подзарядки АКБ. В период низкого спроса на электроэнергию дизельгенератор отключается, а нагрузка питается от массива ФЭМ и аккумуляторных батарей. При сравнении общей эффективности преобразования энергии системы с коммутацией более эффективны, чем последовательные энергосистемы [11].



Рисунок 7 – Гибридный солнечно-дизельный энергокомплекс с коммутацией

В целом, несмотря на некоторые ограничения схемы, конфигурация энергокомплекса, представленная на рисунке 7 остается одной из наиболее распространенных [9]. Основным же ограничение данной схемы является то, что потребитель может работать либо от ДЭУ, либо через инвертор от ФЭМ и АКБ. Параллельная работа основных источников электроэнергии невозможна [9].

Энергосистема может работать как в ручном, так и в автоматическом режиме. Хотя последний вариант является наиболее предпочтительным ввиду повышенной сложности электрической схемы. Как и в случае с последовательной гибридной системой, автоматическое управление системой с коммутацией может быть реализовано за счет соответствующего датчика напряжения АКБ и системы управления пуском и остановом ДЭУ [9].

К преимуществам системы относятся [9]:

1) В зависимости от назначения системы в ее составе могут использоваться инверторы с синусоидальной, квази-синусоидальной или квадратной волной.

2) Оба источника энергии могут осуществлять энергоснабжения потребителя напрямую.

Недостатками системы являются [9]:

1) При переключении с одного источника переменного тока на другой происходит кратковременное прекращение энергоснабжения нагрузки.

2) ДЭУ и инвертор должны быть рассчитаны на пиковую нагрузку потребителя.

3) Отсутствует возможность оптимизации использования топливных и возобновляемых энергоресурсов.

Параллельная гибридная система показана на рисунке 8. Дизельный генератор данной системы может осуществлять энергоснабжение потребителя напрямую. ФЭМ и АКБ также имеют возможность снабжать электрическую нагрузку энергией — для этого они соединены последовательно с инвертором двустороннего действия (двунаправленным инвертором) [11].



Рисунок 8 – Параллельный гибридный солнечно-дизельный энергокомплекс

Параллельная конфигурация гибридной системы позволяет всем источникам энергии «работать» на потребителя как по-отдельности при низкой или средней нагрузке, так и совместно — в часы пиковых нагрузок — путем синхронизации инвертора с ДЭУ. При этом во время низкого спроса на электроэнергию избыточная энергия от фотоэлектрического массива используется для подзарядки аккумуляторных батарей. Двунаправленный инвертор может также заряжать АКБ при избытке энергии от дизель-генератора (режим «выпрямителя») и работать как преобразователь постоянного тока в переменный (режим «инвертора») в обычных условиях работы системы. В условиях же перегрузки ДЭУ инвертор может осуществлять «сглаживание» пиковых нагрузок [9]. Согласно сравнению гибридных энергетических систем, представленном в [10], параллельная конфигурация имеет ряд преимуществ перед другими топологиями: оптимальное удовлетворение спроса на электроэнергию со стороны потребителя; повышение эффективности дизельной энергоустановки; минимизация технического обслуживания дизеля; возможность снижения номинальной мощности дизель-генератора, емкости аккумуляторных батарей, мощностей инвертора и ФЭМ; возможность обеспечения потребителя электроэнергией в пиковые часы нагрузок.

При этом данные преимущества могут быть достигнуты только в том случае, если работа отдельных компонентов системы будет контролироваться интеллектуальной<sup>1</sup> гибридной системой управления энергоснабжением. Хотя современное поколение параллельных систем включает в себя системные контроллеры различной сложности и проработанности, они не оптимизируют работу всей системы в целом. Существующие в настоящее время параллельные гибридные энергетические системы могут включать следующие функции управления [9]: управление перетоками энергии в зависимости от спроса со стороны нагрузки (например, низкий, средний, высокий спрос на электроэнергию); отключение АКБ при низком напряжении для предотвращения переразряда; контролируемый заряд аккумуляторных батарей для обеспечения быстрой зарядки, избегая при этом «газообразования», которое может возникнуть из-за перезаряда; контролируемый «форсированный заряд» свинцово-кислотных батарей с залитым электролитом через некоторые промежутки времени (2-6 недель) для снижения негативных последствий, связанных с расслоением электролита; управление батареей на основе измерений напряжения для оценки уровня заряда (SOC — State of charge); управление перетоками энергии через двунаправленный инвертор для обеспечения зарядки аккумуляторных батарей от невозобновляемых источников энергии при средней нагрузке и наличии избыточной энергия от ДЭУ, таким образом обеспечивается максимальная эффективность работы дизельгенератора; автоматическое управление пуском и остановом дизельной энергоустановки; распределение нагрузки между инвертором и ДЭУ.

Стоит отметить, что у большинства коммерчески доступных параллельных гибридных энергетических комплексов данные функции управления системой реализованы в микроконтроллере, который используется для синхронизации и управления двунаправленным инвертором [10], [12]. Хотя такое решение и является экономически

<sup>1</sup> Термин «интеллектуальный» в данном случае относится к применению искусственного интеллекта для оперативного управления гибридными энергетическими системами. Передовые системные контроллеры могут использовать нечеткую логику, искусственные нейронные сети или экспертные знания для оптимизации процесса принятия решений.

оправданным, оно в свою очередь вынуждает Заказчика полагаться на поставщика инверторного оборудования при проектировании всей гибридной системы, тем самым снижая надежность отдельных компонентов системы. Более того, это предполагает, что система управления комплексом является дополнительной функцией контроллера, управляющего инвертором, а отдельным центральным блоком управления всей гибридной энергосистемой. Как отмечается в [13] для снижения затрат и повышения надежности энергокомплексов следует стремиться к стандартизации на уровне компонентов таких систем. Данное решение является более предпочтительным, чем стандартизация на уровне комплексов в целом. Из этого следует, что при проектировании гибридных энергетических систем должна применяться концепция «технологии модульности энергосистемы», что в свою очередь поспособствует серийному производству блоков подсистем для использования в качестве гибко интегрируемых компонентов энергокомплексов [9].

В последние годы значительное улучшение характеристик гибридных энергетических систем было обусловлено [9]: повышением КПД фотоэлектрических модулей; разработкой не обслуживаемых герметичных аккумуляторов для систем возобновляемой энергетики; разработкой индивидуальных решений для широкого спектра применений; возросшей конкуренцией и опытом в данной области и это привело к значительному прогрессу в производстве эффективных, надежных типовых компонентов, предназначенных для использования в системах возобновляемой энергетики, таких как двунаправленные инверторы, системы отслеживания точки максимальной мощности, зарядные устройства и пр.

Дальнейшие улучшения могут быть достигнуты за счет оптимизации процессов проектирования и управления гибридными энергетическими системами. В заключение следует подчеркнуть, что только параллельная конфигурация из трех, рассмотренных выше, позволяет реализовать оптимальную6 стратегию управления, которая способна значительно улучшить работу всей системы в целом [9].

# 1.3 Классификация систем управления энергопотреблением в микросетях

В процессе эксплуатации микросетей часто возникают сложности в удовлетворении спроса на электроэнергию из-за отсутствия достаточных источников выработки энергии. Это препятствие вызвано прерывистым характером нагрузок и генерации энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии [14]. Для решения этой проблемы необходима система управления производством и распределением электроэнергии (EMS — Energy management system). Согласно стандарту МЭК 61970 (Международная электротехническая

комиссия) [15] EMS — это компьютерная система, включающая программную платформу, с набором приложений, обеспечивающих функциональность, необходимую для эффективной работы объектов производства и распределения электроэнергии с гарантией безопасности энергоснабжения при минимальных затратах.

EMS микросетей не являются исключением и должны обладать теми же функциями. Обычно EMS микросетей состоят из модулей прогнозирования нагрузки и возобновляемой генерации, человеко-машинного интерфейса (HMI — Human-machine interface) и системы диспетчеризации, управления и сбора данных (SCADA — Supervisory Control And Data Acquisition) и среди прочего обеспечивают эффективную реализацию стратегии принятия решений путем направления оптимальных решений в виде управляющего воздействия на каждый из компонентов микросети, будь то генерирующее оборудование, накопители электроэнергии или потребители (если имеется возможность регулирования нагрузок).

Управление микросетью представляет собой сложную многокритериальную систему контроля, в которой должны решаться задачи разных технических областей, временных масштабов и физических уровней.

Иерархически систему управления микросетью можно разделить на три уровня (см. рисунок 9).



Рисунок 9 — Иерархия системы управления микросетью

Первичный уровень: контроль мощности, напряжения и тока. Обычно на этом уровне выполняются установки, задаваемые контроллерами верхнего уровня. Управляющие воздействия осуществляются через интерфейс ПК.

Вторичный уровень: контроль качества электроэнергии, восстановление напряжения/частоты, компенсация гармоник и т.д. Кроме того, на этом уровне контролируется синхронизация и обмен электроэнергией с сетью или другими микросетями (если микросеть работает в централизованном режиме).

Третичный уровень: цель третичного контроля — внести автоматизированный интеллектуальный поиск и принятие решений в системе. С этой целью третичное управление пытается оптимизировать работу микросети на основе целевых показателей, которыми чаще всего выступают экономические показатели и производительность. Для выполнения функций оптимизации ключевым фактором являются непрерывный доступ к переменным во времени исходным данным и наличие доступной вычислительной мощности. Соответствующие алгоритмы принятия решений используются для обработки собранной информации и принятия надлежащих действий [16].

# 1.4 Система управления энергопотреблением в солнечно-дизельных комплексах

Целью EMS является определение состояния оптимальной эксплуатации объектов распределенной генерации для питания электрических нагрузок. EMS может работать в двух режимах: централизованном и децентрализованном. В централизованном режиме центральный контроллер нацелен на оптимизацию обмениваемой мощности микросети на основе рыночных цен и ограничений безопасности.

В децентрализованном режиме распределенная генерация и управляемые нагрузки обладает большей степенью свободы. Компоненты микросети пытаются максимизировать производительность, взаимодействуя друг с другом. Первоочередной задачей EMS как в централизованном, так и в децентрализованном режиме является обеспечение баланса выработки и потребления в микросети. EMS не может согласовать генерацию и нагрузку, если общая нагрузка превышает максимальную мощность объектов распределенной генерации и не предпринимаются никакие другие дополнительные действия. В этом случае может возникнуть необходимость импорта электроэнергии из внешней сети, если такая возможность имеется. Различные вспомогательные компоненты сети, такие как ДЭС, системы накопления электроэнергии (СНЭ) и механизмы регулирования спроса на электроэнергию, используются для преодоления несоответствия выработки и потребления электроэнергию в микросетях.

EMS можно классифицировать по используемым системам резервирования:

- 1) EMS на основе объектов невозобновляемой генерации;
- 2) EMS на основе СНЭ;
- 3) EMS на основе регулирования спроса;
- 4) гибридные EMS.

1.4.1 EMS на основе объектов невозобновляемой генерации

В случае выхода из строя или недоступности использования СНЭ рекомендуется использовать энергоустановки на основе невозобновляемых источников энергии, включая ДЭС или газотурбинные электростанции. ДЭС состоит из дизельного двигателя и электрического генератора. Эффективный подбор ДЭС зависит от различных факторов, таких как тип нагрузки, стоимость топлива, стоимость транспортировки и т.д. [17].

1.4.2 EMS на основе СНЭ

EMS сталкиваются с трудностями в управлении энергоустановками на основе возобновляемых источников энергии, таких как энергия ветра и солнца. Эта проблема возникает из-за неопределенного характера доступной энергии, которая вызвана разницей между производством электроэнергии в реальном времени и прогнозными величинами [18]. Одним из решений этой проблемы является использование СНЭ [19]. В большинстве случаев СНЭ поддерживают баланс мощности между производством и потреблением, накапливая и сохраняя энергию в непиковые часы и разряжаясь в пиковые [20].

В работе [21] рассматривается использование ИНС (искусственная нейронная сеть) для прогнозирования выработки ВЭС совместно с многокритериальным управлением выработкой в микросети с учетом неопределенностей ветровой генерации при наличии СНЭ. В работе [22] исследовалась EMS микросети с рассмотрением использования СНЭ и решением проблемы оптимизации на основе распределенного искусственного интеллекта. В статье [23] решена проблема управления энергопотреблением микросетей с эксплуатацией аккумуляторных батарей как резервного источника энергии. Для покрыть неопределенности в отношении энергии ветра и солнца, был использован метод точечной оценки.

1.4.3 EMS на основе механизмов регулирования спроса

Другой способ справиться с несбалансированностью производства и потребления в микросетях — использование механизмов регулирования спроса на электроэнергию. Все действия, направленные на согласование спроса и предложения за счет изменения времени и/или формы профиля электрической нагрузки потребителей, называется регулированием

спроса [24]. Механизмы регулирования спроса (в нашем случае, электрических нагрузок на стороне потребителя) можно разделить на следующие категории:

1) Регуляция на основе энергоэффективности: снижение потребления за счет повышения эффективности электроснабжения.

2) Реагирование на спрос: модификация профиля нагрузки потребителей в ответ на изменения цены на электроэнергию или стимулирующих платежей, которые направлены на снижение потребления в дорогостоящие часы или в те моменты, когда надежность системы находится под угрозой [25].

1.4.4 Гибридные EMS

В этой категории рассматриваются комбинации вышеупомянутых категорий. В статье [26] вероятностная координация объектов распределенной генерации, СНЭ и регулирования спроса представлена в микросети путем снижения нагрузки при наличии рисков безопасности. Одновременная реализация СНЭ и механизма регулирования спроса рассматривается как многокритериальная проблема в работе [27].

Решение проблемы функционирования EMS для микросети состоит из различных этапов, куда входит прогнозирование и моделирование неопределенностей, математическая формулировка целевых функций и ограничений, выбор метода оптимизации для решения проблемы и математическое моделирование исследуемой микросети по оптимизированным параметрам. Некоторые неопределенные параметры (например, выработка ВИЭ-генераторов) в проблеме оптимального функционирования EMS микросети могут быть предсказаны в различных временных горизонтах, таких как краткосрочный, среднесрочный и долгосрочный. Прогнозирование можно производить с использованием широчайшего спектра инструментов: классических подходов, методов машинного обучения и т.д.

## 1.5 Математическая формулировка EMS

Управление производством и распределением электроэнергии в микросетях — это задача оптимизации, которая направлена на корректное планирование работы объектов распределенной генерации, СНЭ и нагрузок (которые могут быть контролируемыми) с учетом различных целевых функций и ограничений [28].

Для оптимизации работы микросети с точки зрения покрытия графика нагрузки, использования возобновляемых источников энергии и экономических индикаторов применяется офлайн-оптимизация и оптимизация в режиме реального времени с учетом прогнозирования стохастических величин.

Офлайн-оптимизация (автономная) основывается на априорном «знании» погодных условий и заранее установленном графике нагрузки.

При онлайн-оптимизации (оптимизация в реальном времени) график нагрузки, погодные условия и расходы на топливо меняются с течением времени. Оптимизация в реальном времени необходима для определения оптимального решения независимо от изменения этих параметров (при любом возможном значении каждой переменной). Однако для реализации онлайн-алгоритмов требуется инструмент вычисления производительности, так как скорость выполнения оптимизационного процесса в этом случае ограничена длиной временного шага упреждения системы управления.

1.5.1 Целевые функции

Управление микросетью производится на основе поиска оптимальных решений различных целевых функций. Такие функции могут включать в себя капитальные или эксплуатационные затраты микросети. Затраты, связанные с топливом, техническим обслуживанием, запуском и остановом, импортами электроэнергии в случае дефицита, обычно считаются эксплуатационными расходами [29].

Проблема оптимизации может быть как одномерной (оптимизация одной целевой функции), так и многомерной (или многокритериальной) — при двух и более целевых функциях. В процессе оптимизации выбранный алгоритм занимается поиском минимума или максимума целевой функции (-ий). Ниже приведены примеры формулировок целевых функций для задач одномерной оптимизации режима работы микросетей с ВИЭ:

1) минимизация: суммарные расходы на протяжении жизненного цикла микросети [30], объемы выбросов газов (CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> и т.д.) [31], потери мощности (активной и реактивной) [32], деградация характеристик на протяжении жизненного цикла микросети [33];

2) максимизация: объемы прибыли [34], надежность электроснабжения (минимизация вероятности прекращения электроснабжения) [31], чистый дисконтированный доход [31].

3) В таблице 2 приведены целевые функции многокритериальной оптимизации.

Таблица 2 — Целевые функции многокритериальной оптимизации	1
--	---

Первая целевая функция	Вторая целевая функция	
	Максимизация показателей надежности	
минимизация эксплуатационных затрат	Минимизация выбросов газов	
Минимизация капиталовложений	Минимизация расхода ископаемого топлива	

На рисунке 10 приведены примеры целевых функций в постановке задачи многокритериальной оптимизации режима работы микросетей.



Рисунок 10 — Методы оптимизации

Проблема многокритериальной оптимизации состоит из нескольких задач, которые должны разрешаться одновременно. Иными словами, это процесс поиска компромисса между конфликтующими целевыми функциями.

1.5.2 Ограничения

На управление энергопотреблением в микросети могут влиять различные ограничения. Например, должны соблюдаться максимальные и минимальные значения генерирующих энергоблоков для обеспечения их безопасной и экономичной работы [35]. Соблюдение баланс между производством электроэнергии и ее потреблением — еще одно важнейшее ограничение. Кроме того ограничены и скорость заряда и разряда СНЭ. Нарушение этих ограничений может привести к разрушительным последствиям в виде полного выхода из строя или снижения срока службы и эффективности СНЭ. Технические ограничения микросети включают напряжение на шинах, безопасные диапазоны изменения частоты, ограничения на пуск и останов, а также ограничения линейных изменений. В случаях наличия регулируемых нагрузок, необходимо учитывать ограничения, связанные с программой аварийного восстановления. Ограничения могут формулироваться в форме равенства. Например, ограничение баланса мощности:

$$P_{\text{hasp},t} = \sum_{i}^{N} P_{i,t}, \qquad (1)$$

где *N* — общее число генерирующих объектов;

*P*<sub>*i*</sub> — мощность *i* -й генерирующей установки.

К ограничения типа неравенства можно отнести пределы номинальных значений мощности регулируемого генерирующего оборудования:

$$P_{i,\min} \le P_{i,t} \le P_{i,\max}.$$
(2)

Также должны быть учтены ограничения линейных скоростей набора и снятия нагрузки, минимальное время работы/простоя, максимальное количество пусков и остановов и т.д.

## 1.6 Методы оптимизации EMS

Оптимизация — это процедура нахождения минимального или максимального значения функции путем перебора переменных с учетом ограничений. Функция оптимизации называется целевой и обычно рассчитывается с использованием инструментов моделирования. Метод оптимизации не всегда гарантирует нахождение оптимального решения. Иногда нахождение глобального оптимума не может быть реализовано из-за особенностей задачи.

Выбор метода оптимизации зависит от типа целевой функции [36]. Оптимальные параметры микросети определяются при минимальных эксплуатационных затратах и могут зависеть от технических и экологических ограничений. Минимизация затрат становится возможной благодаря стратегии управления энергопотреблением (EMS), выбору состава генерирующего оборудования, экономической диспетчеризации (ED — economic dispatch) и оптимальному перетоку мощности (OPF — optimal power flow), которые являются частями оптимальной стратегии эксплуатации микросетей. Неопределенность, связанная с выработкой возобновляемых источников энергии может повлиять на показатели рентабельность. Энергоустановки на основе ВИЭ сложно поддаются контролю и управлению. Прогнозирование выработки энергоустановок данного типа - важная задача в

рамках повышения эффективности работы микросетей, в том числе и в формулировке оптимизационной проблемы [37].

Итак, оптимизация направлена на поиск наилучшего возможного варианта из набора определенных решений, которые являются наиболее рентабельными или имеют наивысшую достижимую производительность при установленных ограничениях. Существует множество подходов к решению проблем оптимизации. Основные и наиболее распространенные из них сведены в таблицу 3.

Таблица 3— Методы оптимизации, применяемые в области исследования микросетей [36], [38]

Классические методы	Методы искусственного интеллекта		
<ol> <li>Линейное программирование (LP).</li> <li>Нелинейное программирование (MLP).</li> <li>Квадратное программирование (QP).</li> <li>Метод внутренней точки (IP).</li> <li>Ньютоновские методы (NR)</li> </ol>	<ol> <li>Искусственные нейронные сети (ANN).</li> <li>Нечеткая логика (FL).</li> <li>Генетические алгоритмы (GA).</li> <li>Моделирование естественного отбора (EP).</li> <li>Алгоритм муравьиной колонии (ACO)</li> <li>Метод роя частицами (PSO).</li> <li>Динамическое программирование (DP)</li> <li>Метод имитации отжига (SA).</li> <li>Дифференциальная эволюция(DE)</li> </ol>		

Во многих случаях классические методы оптимизации не способны отыскать оптимальное решение сформулированной задачи. Альтернативной может выступить применение широкого спектра интеллектуальных методов, как весьма перспективного класса инструментов оптимизации. Основное преимущество подходов на основе ИИ (искусственный интеллект) — это возможность сочетать более одного метода: в поиске лучшего первичного решения, затем в поиске лучшего решения и, при необходимости, в определении субоптимальных решений.

Обзор различных методов оптимизации и методов определения установленной мощности микросети приведен в статье [39], где представлено всестороннее исследование по поиску наилучшего компромисса между показателями капитальных и эксплуатационных затрат и надежностью микросетей.

Обзор [40], в котором авторы рассматривают разнообразные оптимизационные алгоритмы к выбору параметров гибридных энергокомплексов, фокусируется как изолированных, так и на подключенных к сети локальных энергосистемах. Исследуются

критерии подбора номинальных параметров компонентов микросети, связанных с эксплуатационными расходами и надежностью электроснабжения.

В обзоре [41] анализируются стратегии выбора установленной мощности компонентов микросетей, основанные на методах оптимизации, включая оценку затрат и индекс эксплуатационной надежности. В обзоре [42] авторы сосредотачиваются на методах вычислительных методах оптимизации установленной мощности генерирующего оборудования микросетей.

Одним из наиболее распространенных методов оптимизации, используемых в области изучения режимов работы микросетей и их параметров, является метод роя частиц (PSO – particle swarm optimization) [43].

PSO основан на рое (популяции) из N частиц. Эти частицы случайным образом размещаются в пространстве поиска D. Каждая частица i определяется своим положением  $X_{ij}$  = ( $X_{i1}$ ,  $X_{i2}$ ,...,  $X_{iD}$ ) и скоростью  $V_{ij}$  = ( $V_{i1}$ ,  $V_{i2}$ ,..., $V_{iD}$ ) в пространстве поиска D. Индекс i изменяется от 1 до N, а индекс j — от 1 до D. Частицы перемещаются на каждой итерации, с учетом их наилучшего положения и наилучшего положения окрестности. Уравнения скорости (формула 3) и положения (формула 4) представлены следующим образом:

$$V_{ij}^{k+1} = wV_{ij}^{k} + c_1 r_1 (P_{best} - X_{ij}^{k}) + c_2 r_2 (G_{best} - X_{ij}^{k}).$$
(3)

$$X_{ij}^{k+1} = X_{ij}^{k} + V_{ij}^{k+1}, (4)$$

где *w* — инерционный вес;

*c*<sub>1</sub> и *c*<sub>2</sub> — коэффициенты ускорения;

 $r_1$  и  $r_2$  — случайные числа в диапазоне от 0 до 1;

 $X_{ij}^{k}$  — вектор положения *i*-й частицы в *j*-й размерности на *k*-й итерации;

 $P_{\mathit{best}}$  — вектор наилучшего найденного положения частицы;

*G*<sub>best</sub> — вектор наилучшего положения найденный всеми частицами системы.

Выбор параметров и критериев останова влияет на производительность алгоритма PSO (см. рисунок 11). Критерий останова является фундаментальным для оптимизации PSO, поскольку выполнение алгоритма не должен завершаться до достижения глобального оптимума. При этом алгоритм должен автоматически завершиться при нахождении оптимального решения во избежание потери вычислительных ресурсов во время выполнения. Следовательно, выбор критерия останова имеет большое влияние на продолжительность процесса оптимизации. В литературе представлены различные критерии останова, такие как порог допущения, количество оценок функции и максимальное количество итераций.



Рисунок 11 — Классический алгоритм роя частиц

Чтобы продемонстрировать, что выбранный алгоритм обеспечивает нахождение решения быстрее остальных, обычно рекомендуется проводить оценку производительности алгоритма для всех задач оптимизации. Ключевыми показателями при сопоставлении алгоритмов оптимизации являются: эффективность (вычислительные затраты и качество решения), устойчивость и гибкость.

Эффективность:

1) Вычислительные затраты — это время , необходимое алгоритму для схождения к оптимальному решению. В частности, для алгоритма роя частиц критическими параметрами в отношении вычислительных затрат являются количество частиц в рое и число итераций.

2) Под качеством решения понимается его близость к оптимальному решению. Если оптимальное решение неизвестно, качество решения бывает сложно оценить. Данная проблема весьма распространена при работе с методами оптимизации. При ее возникновении обычно требуется сравнение с решением, полученным с помощью другого метода.

Устойчивость (работоспособность) — важный критерий оценки производительности алгоритма. Она относится к способности алгоритма находить оптимальное решение для любого случая при различных тестовых задачах. Надежный алгоритм также должен быть относительно нечувствительным к небольшим изменениям значений параметров.

Для определения гибкости алгоритма используется множество определений. Можно определить гибкость, как адаптивность алгоритма для автоматической подстройки и адаптации с учетом неопределенностей для генерации наилучших возможных решений.

В зависимости от целей исследования проблемы управления энергоснабжением могут охватывать стороны предложения (производство энергии) или спроса (потребление энергии) микросети или всю локальную энергосистему. В литературе предлагаются различные стратегии оптимизации управления энергопотреблением. Эти стратегии оптимизации в основном ориентированы на минимизацию затрат, включая затраты на техническое обслуживание, эксплуатацию и топливо, а также, в отдельных случаях, импорт энергии извне.

В работе [44] описана возможность применение PSO для решения оптимизационной задачи управления электроснабжением в микросети в реальном времени с интервалом обновления в 3 минуты. В качестве целевой функции в проведенной авторами симуляции выбрана минимизация себестоимости электроснабжения. Проведено сравнение PSO с методом квадратичного программирования.

В отчете [45] продемонстрирована применимость PSO для многокритериальной оптимизации. Процесс обновления составлял 30 секунд на период одних суток. Конфликтующими целевыми функциями были выбраны себестоимость электроэнергии и выбросы газов. Алгоритм PSO был сопоставлен с генетическим алгоритмом оптимизации в пользу первого.

Выбор состава генерирующего оборудования (unit commitment) является немаловажной подзадачей в проблеме оптимизация системы управления электроснабжением в микросети. Проблема составления «графика» работы генерирующего оборудования может быть сформулирована как нелинейная задача оптимизации с бинарными переменными 0/1, означающими статус «включен» и «выключен». Решение этой задачи носит принципиально важный характер по причине того, что частые и необоснованные пуски и остановы приводят к сокращению службы оборудования, а, следовательно, и к повышению операционных затрат микросети. Состав генерирующего оборудования должен в полной мере обеспечивать покрытие графика нагрузки.

В работе [46] представлен пример решения проблемы выбора состава генерирующего оборудования при помощи модифицированного PSO с использованием весовых коэффициентов. В отчете [47] предложена гибридная методика с использованием эволюционного алгоритма и PSO для поиска оптимального состава генерирующего оборудования микросети на сутки вперед, причем, ввиду наличия ветроэлектрической станции, авторами рассмотрены стохастический и детерминированный подходы.

Примеры применения PSO в оптимизации в контексте работы микросетей можно обнаружить и в решениях задач перетока мощностей между несколькими микросетями. Этот вопрос был исследован в работах [48], [49].

В таблице 4 приведено сравнение основных методов оптимизации.

Таблица	4 —	Сравнительный	анализ	методов	оптимизации,	применяемых	В	области
исследов	ания ми	икросетей [50]						

Метод оптимизации	Преимущества	Недостатки		
MILP (частично- целочисленное линейное программирование)	Линейное программирование (LP) является быстрым способ решения задач, а линейные ограничения приводят к выпуклой области поиска, которая во многих случаях гарантирует получение глобального оптимального решения	Ограниченные возможности для задач с недифференцируемыми и / или непрерывными целевыми функциями и необходимостью стохастического анализа		
MINLP (частично- целочисленное нелинейное программирование)	Метод дает возможность получить более одного оптимального решения на выбор, что является преимуществом по сравнению с MILP	Высокие вычислительные затраты		
Динамическое программирование	Проблема разбивается на подзадачи, что позволяет последовательно подбирать оптимальное решение для каждой из них	Сложная реализация из-за большого количества рекурсивных функций		
Генетические алгоритмы	Генетические алгоритмы Сравнительно высокая скорость сходимости. Широко используются во многих сферах			
Алгоритм роя частиц	лгоритм роя частиц Высокая производительность в задачах рассеивания и оптимизации			
Алгоритм искусственной пчелиной колонии	Алгоритм Надежный популяционный алгоритм, искусственной прост в реализации. Адекватная тчелиной колонии скорость сходимости			
## 1.7 Постановка задачи исследования

Разработка системы управления режимом работы солнечно-дизельного комплекса — сложная многокритериальная задача, включающая в себя несколько этапов:

1) Математическое моделирование работы СДК необходимо для осуществления планирования его режима работы, оптимизации использования фотоэлектрической и дизельной электротсанций, системы накопления энергии; математическая модель должна быть верифицирована — указанные результаты приведены в настоящем отчёте по Этапу 1.

2) Имитационное моделирование позволит протестировать предлагаемые решения в условиях, приближенным к реальным — в рамках настоящей НИР будет дано техническое описание используемого оборудования (результаты — в настоящем отчёте по Этапу 1) и разработана автоматическая система управления им (работы будут проводиться в рамках Этапов 2 и 3).

3) Отличительной новизной предлагаемых решений является учёт прогноза солнечного излучения при планировании режима работы СДК и проведение внутристанционной оптимизации дизельной электростанции (работы будут проводиться в рамках Этапов 2 и 3).

2 Исследование изменчивости энергетических характеристик дизельных агрегатов

## 2.1 Техническое описание макета ВИЭ МЭИ

Двигатель внутреннего сгорания (ДВС) работает в широком диапазоне изменения частоты вращения, который определяется допустимыми условиями работы двигателя и потребителя и ограничен физическими и техническими факторами (температурой, механической напряжённостью деталей, совместной работой вспомогательного оборудования и т.д.). На каждом скоростном режиме эффективная мощность (т.е. та мощность, которая передаётся коленчатому валу с учётом потерь) двигателя может изменяться от 0 до максимального значения. Мощность при заданной частоте вращения изменяют специальным устройством топливного насоса, при помощи которого изменяют подачу топлива за цикл [51].

Потребляемая мощность изменяется в зависимости от режима работы силовой установки по определённому закону. Если меняются условия работы потребителя, например, сопротивление внешней сети, то меняется соотношение между мощностью, расходуемой потребителем, и частотой вращения. Ранее установившийся баланс мощностей нарушается, появляется избыток или недостаток мощности, что вызывает изменение частоты вращения и кинетической энергии системы. Частота вращения системы будет увеличиваться или уменьшаться до тех пор, пока вновь не восстановится баланс мощностей, при котором наступит новый установившийся режим. В случае работы двигателя на электрогенератор, питающий сеть с подключенными к ней электродвигателями, осветительными установками и т.п., требуется, чтобы независимо от потребляемой мощности (нагрузки) число периодов и напряжение были постоянными. Этого достигают, поддерживая постоянную частоту вращения [51].

Двигатели, служащие для привода электрических генераторов разрабатывают так, чтобы частота вращения вала при изменении нагрузки менялась возможно меньше. Поэтому работу таких двигателей оценивают по характеристикам, полученным при постоянной частоте вращения вала, которые называют нагрузочными характеристиками. На графике, представляющем нагрузочную характеристику, по оси абсцисс откладывают один из параметров, по которому судят о нагрузке (эффективная мощность, крутящий момент, среднее эффективное давление), а по оси ординат — показатели работы двигателя.

Основным параметром, оценивающим экономичность работы двигателя, является удельный эффективный расход топлива. Для дополнительной оценки работы двигателя на

график наносят кривые индикаторного удельного расхода топлива, индикаторного и эффективного КПД, механического КПД и часового расхода топлива. При работе двигателя по нагрузочной характеристике фактором внешнего воздействия на его рабочий процесс является только количество топлива или смеси, поступающих в цилиндр за цикл. В дизелях это осуществляют изменением продолжительности подачи и давления впрыска [51].

С увеличением нагрузки при постоянной частоте вращения механический КПД растёт, вследствие чего удельный эффективный расход топлива снижается.

При осуществлении действительного цикла топливо, окислитель и продукты сгорания претерпевают физические и химические изменения. При наполнении цилиндра в зависимости от типа двигателя в цилиндр поступает окислитель (атмосферный воздух) и свежая смесь. В процессе сжатия рабочим телом является смесь из свежей смеси и продуктов сгорания, оставшихся в цилиндре после завершения предыдущего цикла. В процессе расширения и выпуска рабочее тело-продукты сгорания топлива [51].

На рисунке 12 изображены нагрузочные характеристики двигателей.



Рисунок 12 — Нагрузочные характеристики дивгателей

В зависимости от способа регулирования мощности, условий работы двигателя, способа смесеобразования и условий сгорания топлива соотношение количеств топлива и воздуха, поступающих в цилиндр двигателя, может изменяться. Количество воздуха, находящегося в цилиндре, может быть больше или меньше стехиометрического количества (теоретически необходимого количества воздуха для сгорания единицы газообразного топлива). Коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  — это отношение действительного количества воздуха к стехиометрическому. Полное сгорание топлива на практике возможно только при  $\alpha > 1$ . При режимах работы, где  $\alpha < 1$ , топливо окисляется только частично, экономичность ухудшается. [51]

Нагрузочные характеристики дизелей с наддувом и без наддува аналогичны.

Далее рассмотрим отчёт об испытаниях, проведённых на дизель-генераторных установках ветро-дизельного комплекса полигона ВИЭ МЭИ.

Две дизель-генераторные установки (ДГУ) Perkins 1103А-33Т с синхронным генератором LSA 42.3-S5-J6/4m Leroy Somer (рисунок 13) с одинаковыми паспортными характеристиками, представленными в таблице 5:

Таблица 5 — Характеристики исследуемого оборудования [52,53]

Номинальная мощность, кВт		КПД генерато	ора	Удельный расход топлива			
Двигатель	Генератор	Относительная нагрузка, %	КПД, %	Относительная нагрузка, %	УРДТ, г/кВт*ч		
	40	25	88,5	50	213		
26.0		50	91,3	75	216		
36,9	40	75	91,1	100	222		
		100	90,1				



Рисунок 13 — Шкаф управления ДГУ (слева) и ДГУ в контейнере (справа)

Целью испытаний является исследование характеристик удельного расхода дизельгенераторных установок для сравнения с теоретическими значениями, полученными на основе методик из Приказа №323 Министерства Энергетики РФ, АО Лонмади и зарубежных источников; также производится проверка гипотезы об отличии характеристик дизельгенераторных установок с одинаковыми паспортными данными.

#### 2.2 Теоретические расчёты

Прежде чем перейти к натурным испытаниям, следует провести теоретические расчёты по нескольким методикам, чтобы определить, какая из них является наиболее точной и может использоваться в дальнейшем в случаях, когда проведение испытаний не представляется возможным.

Первая методика рекомендована Министерством энергетики России в приказе №323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии» [54].

$$b_{i}^{\mathcal{M}\mathcal{F}\mathcal{Y}} = \frac{b_{HOM}^{o}}{\eta_{HOM}^{c}} \cdot (0,9 + \frac{0,1}{N_{\phi i}/N_{HOM}}) \frac{Q_{p}^{H}}{7000},$$
(5)

где  $b_{HOM}^{\partial}$  — показатель расхода топлива по дизелю;

 $\eta_{HOM}^{2}$  — КПД генератора;

 $N_{\phi i}$  — средняя прогнозируемая нагрузка *i*-м ДГ за соответствующий период;

 $N_{HOM,i}$  — паспортная мощность *i*-того ДГ;

*Q*<sup>*н*</sup><sub>*p*</sub>=10180 *ккал/кг* — теплота сгорания топлива.

Методика АО Лонмади базируется на использовании эмпирических коэффициентов, таблица 6 [55].

Таблица 6	— Значение	коэффициентов,	учитывающих	нагрузку	на	дизель-гинератор	И
степень его і	износа [55]						

Нагрузка относительно номинальной мощности, %	Коэф. Н	Коэф. С
100	1,00	1,015-1,020
95	1,025-1,035	1,020-1,030
90	1,030-1,040	1,030-1,035
85	1,040-1,055	1,030-1,040
80	1,050-1,055	1,035-1,045

# Продолжение таблицы 6

Нагрузка относительно номинальной мощности, %	Коэф. Н	Коэф. С
75	1,050-1,065	1,035-1,050
70	1,055-1,060	1,040-1,050
65	1,060-1,075	1,040-1,050
60	1,070-1,080	1,050-1,060
50	1,085-1,090	1,050-1,070
40	1,115-1,125	1,060-1,080

В данной методике используют формулу (6) или (7) [55].

$$b = \frac{g_{HOM} \cdot H \cdot C \cdot 1,36}{\eta_{e}},\tag{6}$$

где *g*<sub>ном</sub> — удельный расход топлива при номинальной мощности в 75% по паспорту;

Н — коэффициент, учитывающий нагрузку;

С — коэффициент изношенности двигателя;

 $\eta_{\scriptscriptstyle e}$ — КПД генератора в зависимости от режима работы.

$$b = \frac{1,05 \cdot 0,87 + 0,13 \cdot \frac{N_{HOM}}{N_{cp}} \cdot g_{HOM}}{\eta_c},$$
(7)

где  $N_{_{HOM}}$  — номинальная мощность генератора в л.с.;

 $N_{\it cp}$  — среднее значение выдаваемой мощности в л.с.;

 $g_{{}_{\scriptscriptstyle HOM}}$  — удельный расход топлива при номинальной мощности в 75% по паспорту;

 $\eta_{z}$  — КПД генератора в зависимости от режима работы.

Третья методика также использует коэффициенты и считает абсолютный расход по формуле (8) [56]:

$$FC_G = A_G \cdot P_G + B_G \cdot P_{R-G}, \tag{8}$$

где *P<sub>G</sub>* — выходная мощность ДГУ;

Р<sub>*R-G*</sub> — номинальная мощность ДГУ;

 $A_G = 0,246 \ \pi/\kappa Bm \cdot u \ B_G = 0,08145 \ \pi/\kappa Bm \cdot u - коэффициенты кривой расхода топлива. Затем абсолютный расход переводится в удельный по формуле (9):$ 

$$b_{y.m.} = 1,45 \cdot \frac{Q \cdot \rho}{N},\tag{9}$$

где *Q*=10180 *ккал/кг* — теплота сгорания топлива;

 $\rho = 860 \, \kappa r / M^3$  — плотность летнего дизельного топлива;

*N* — текущая мощность в кВт.

Ожидаемая характеристика удельного расхода условного топлива на экспериментальном оборудовании будет приблизительно соответствовать одной из приведённых на рисунке 14.



Рисунок 14 — Ожидаемая характеристика удельного расхода условного топлива ДГУ

По предложенным методам можно сделать следующие выводы:

1) зарубежная методика значительно отличается в сторону завышения результата;

2) 1 методика АО Лонмади даёт результаты, близкие к методике МинЭнерги в диапазоне от 50 до 100%;

3) 2 методика АО Лонмади значительно отличается в сторону занижения результата;

4) в целом, наиболее предпочтительной является методика МинЭнерго, т.к. все данные для неё можно найти в паспорте оборудования, она позволяет проводить вычисления для более широкого диапазона нагрузки, использование данной методики рекомендовано министерством.

Для подтверждения гипотезы о наилучшей методике, были проведены испытания на реальных дизель-генераторных установках, см. подраздел 2.3.

## 2.3 Снятие характеристик ДГУ

Управление дизель-генераторными установками осуществляется с помощью программного обеспечения Citect SCADA, интерфейс представлен на рисунке 15.

В данной схеме изменению подвергалась только на мощность нагрузки потребителя. Она увеличивалась с интервалом 10-15 секунд таким образом, чтобы мощность на ДГУ плавно изменялась; время между измерениями выдерживалось для устранения погрешности в результате переходных процессов. Контроль мощности осуществлялся посредством дисплея управляющего шкафа ДГУ, рисунок 16. Над шкафом расположен расходомер eurosens Delta RS 100, который показывает значение абсолютного расхода дизельного топлива за час работы с текущей нагрузкой на валу ДГУ, характеристики представлены в таблице 7.

## Таблица 7 — Характеристики расходомера [57]

Модель счётчика	Q <sub>min</sub> , л/ч	Q <sub>ном</sub> , л/ч	Q <sub>max</sub> , л/ч	Кол-во имп/литр	Погрешность
Delta RS 100	1	50	100	200	±1,2%

На схеме SCADA изображены 4 ДГУ, однако ДГУ 1 и ДГУ 2 работают только на собственные нужды ветроэнергетической установки, поэтому провести испытание возможно только на двух идентичных ДГУ — номер 3 и 4.



Рисунок 15 — Интерфейс программы управления ДГУ



Рисунок 16 — Дисплей ДГУ и расходомера

По техническим причинам с ДГУ № 3 удалось провести испытание только 1 раз, в то время как с ДГУ № 4 – 4 раза (2 раза повышение нагрузки и 2 раза понижение нагрузки). В результате были получены характеристики, представленные на рисунке 17. По формуле (9) были получены зависимости, изображённые на рисунках 18 и 19.



Рисунок 17 — Реальные характеристики абсолютного расхода ДГУ № 3 и ДГУ № 4



Рисунок 18 — Первое испытание ДГУ № 3 и ДГУ № 4



Рисунок 19 — Результаты испытания ДГУ № 4

Для проведения сравнения методик расчёта и экспериментальных данных, данные по 4 экспериментам были осреднены для однородных значений 3 и 4 агрегатов. Полученные данные представлены на рисунке 20 и в таблице 8.



Рисунок 20 — Теоретические и экспериментальные данные

Погрешность усреднённых значений для ДГУ 4 с ДГУ 3					1 методика		2 методика		3 методика		
3 ДГУ N, кВт	b, г у.т./кВт* ч	4 ДГУ N, кВт	b, г у.т./кВт *ч	N, %	δ, %	δ 3, %	δ4,%	δ 3, %	δ4,%	δ 3, %	δ4,%
8	483,21	8	540,37	21,68	11,83	60,44	43,47	6,37	4,88		
9	401,81	9	498,80	24,39	24,14	79,98	44,99	22,42	1,38		
10	411,51	10	467,63	27,10	13,64	65,62	45,75	15,04	1,23		
11	419,45	11	425,11	29,81	1,35	54,37	52,31	9,03	7,58		
13	393,28	13	431,65	35,23	9,76	51,31	37,86	10,21	0,41	2,34	
19	347,85	19	375,74	51,49	8,02	44,90	34,14	11,21	2,95	5,38	
24	342,93	24	367,17	65,04	7,07	34,99	26,08	7,08	0,01	3,55	
30	328,38	30	345,00	81,30	5,06	31,46	25,13	7,45	2,27	6,95	
35	327,78	35	349,16	94,85	6,52	26,26	18,53	5,64	0,83	3,88	
				Среднее	9,71	49,92	36,47	10,49	2,39	4,42	

Таблица 8 — Отклонение значений математических моделей и реальных агрегатов

#### 2.4 Итоги испытаний

После проведения испытаний можно сделать следующие выводы:

1) Характеристики удельного расхода ДГУ одной мощности на самом деле могут различаться; в данном случае их различие составляет 13,68%; при осреднении характеристик, различие будет составлять 9,71%.

2) Наиболее точно характеристики ДГУ описывает 1 методика АО Лонмади, однако из-за не вполне ясного метода выбора коэффициентов С и Н и их получения, а также менее широкого диапазона нагрузки, методика МинЭнерго является предпочтительной.

3) Наиболее неподходящей является методика из зарубежной литературы, формула (4), средняя погрешность по этим данным примерно 43%.

В программе, принимающей решения по работе текущих агрегатов используется формула (5) по методике МинЭнерго. В качестве входных данных программа принимает минимальную и максимальную мощность ДГУ, КПД генератора, а также расход дизельного топлива при номинальной мощности. По формуле (5) строится характеристика из 401 точки.

По данному методу были получены характеристики для ДГУ Perkins 1103А-33Т с синхронным генератором LSA 42.3-S5-J6/4m Leroy Somer, которые затем сравнивались со снятыми характеристиками. Результаты представлены в таблицах 9-10 и на рисунке 21.



	F F	/ / -	
Ν, κΒτ	b <sub>изм</sub> , г/кВт∙ч	b <sub>прог</sub> , г/кВт∙ч	delta, %
8	333,3	322,0	-3,4
8,2	304,1	319,2	4,9
8,4	276,4	317,4	14,8
8,6	260,0	314,8	21,1
8,8	273,6	312,3	14,1
9	277,1	310,0	11,9
10	283,8	301,0	6,0
11	289,3	293,0	1,3
13	271,2	280,8	3,5
19	239,9	259,9	8,4
24	236,5	250,6	5,9

Таблица 9 — Отклонения значения программы от 3 ДГУ

1 экс	сперимен	т повыше	ение	2 э	ксперимен	т повышен	ие	1 эксперимент понижение			2 эксперимент понижени			ie	
N, кВт	b <sub>изм</sub> , г/кВт∙ч	b <sub>прог</sub> , г/кВт∙ч	δ, %	N, кВт	b <sub>изм</sub> , г/кВт∙ч	b <sub>прог</sub> , г/кВт∙ч	δ, %	N, кВт	b <sub>изм</sub> , г/кВт∙ч	b <sub>прог</sub> , г/кВт∙ч	δ, %	N, кВт	b <sub>изм</sub> , г/кВт∙ч	b <sub>прог</sub> , г/кВт∙ч	δ, %
8	397,8	322,0	-19,0	8	365,5	322,0	-11,9	7	393,1	337,6	-14,1	7	344,0	337,6	-1,9
8,15	401,0	320,1	-20,2	9	344,0	310,0	-9,9	7,5	366,9	329,3	-10,3	8	354,8	322,0	-9,2
8,3	404,1	318,3	-21,2	11	312,7	293,0	-6,3	7,8	352,8	325,0	-7,9	9	344,0	310,0	-9,9
8,45	356,2	316,5	-11,2	12	293,8	286,4	-2,5	8,1	345,1	321,0	-7,0	11	273,6	293,0	7,1
8,6	360,0	314,8	-12,6	13	291,1	280,8	-3,5	8,4	337,9	317,4	-6,1	13	304,3	280,8	-7,7
8,75	373,5	313,1	-16,2	15	269,5	271,9	0,9	8,7	326,2	313,1	-4,0	15	280,9	271,9	-3,2
9	353,6	310,0	-12,3	17	263,1	265,3	0,9	9	334,4	310,0	-7,3	17	273,2	265,3	-2,9
10	335,4	301,0	-10,3	18	253,2	262,5	3,7	10	309,6	301,0	-2,8	18	258,0	262,5	1,7
12	315,3	286,4	-9,2	19	248,9	259,9	4,4	12	301,0	286,4	-4,9	19	258,0	259,9	0,8
13,5	293,0	278,3	-5,0	21	229,3	255,6	11,5	14	282,6	276,0	-2,3	21	241,6	255,6	5,8
19	271,6	259,9	-4,3	24	268,8	250,6	-6,8	19	258,0	259,9	0,8	23	231,8	252,1	8,8
25	258,0	249,1	-3,4	26	241,5	247,8	2,6	24	254,4	250,6	-1,5	24	236,5	250,6	5,9
30	246,5	243,4	-1,3	28	236,5	245,5	3,8	29	246,1	244,4	-0,7	25	237,4	249,1	4,9
35	248,2	239,3	-3,6	30	235,1	243,4	3,5	35	240,8	239,3	-0,6	27	245,3	246,5	0,5
				35	233,4	239,3	2,5					29	231,3	244,4	5,7
												30	232,2	243,4	4,8
												33	234,5	240,8	2,7

Таблица 10 — Отклонения значения программы от 4 ДГУ

Средняя погрешность составила -1,93%, самые большие погрешности наблюдаются в зоне малых нагрузок от минимальной мощности до примерно 50% от номинальной нагрузки. Хотя наблюдаются сильные расхождения и при более высоких нагрузках, которые могут быть связаны с погрешностью измерения или приборов. Минимальное отклонение составило 0,8%, максимальное -21,2%. Минимальное отклонение наблюдается в экспериментах с равномерной загрузкой с шагом 1-3 кВт (ДГУ №4 — 2 эксперимент).

3 Методика прогнозирования солнечного излучения на основе данных метеорологического прогноза

## 3.1 Постановка задачи

Обратная сторона многообразия способов решения какой-либо научно-технической задачи — высокий риск временных затрат на поиски наиболее подходящих вариантов в погоне за итоговой эффективностью.

# 3.2 Синтез структурной схемы методики прогнозирования выработки солнечной фотоэлектрической станции (СФЭС)

Как было неоднократно упомянуто ранее, прогнозирование солнечного излучения и нередко основанное на нем прогнозирование выработки солнечных электростанций на сегодняшний день является предметом повышенного интереса со стороны многих исследователей со всего мира. В связи с этим разработано огромное число самых разнообразных подходов к решению проблемы, однако для каждого конкретного отдельно взятого случая следует выбирать уже из ограниченного списка известных на сегодняшний день методик или предлагать собственную. Чаще всего ограничения связаны с ретроспективными исходными данными и их характеристиками, а иногда и вообще с их наличием. Не последнюю роль в этом вопросе играют также и доступные вычислительные мощности.

Среди главных критериев выбора подхода к прогнозированию выработки СФЭС можно выделить следующие:

1) Характеристики исходных данных (величина и качество выборки данных, ее дискретность и полнота).

2) Целевой горизонт прогнозирования (сверхкраткосрочный, краткосрочный, среднесрочный, долгосрочный).

3) Дискретизация прогноза (в зависимости от области применения на одном и том же горизонте прогнозирования к модели могут предъявляться различные требования по дискретности).

4) Требуемый тип представления прогнозных данных (детерминированный (точечный) или вероятностный).

Основными этапами предлагаемой в работе методики являются анализ требований потребителей прогнозной информации; изучение имеющихся исходных данных; выбор, построение и верификация математических моделей и внедрение их в эксплуатацию.



Рисунок 22 — Основные стадии прогнозирования выработки СЭС

## 3.3 Анализ требований к прогнозной информации

Способ или вариант решения задачи прогнозирования выработки СФЭС формируется ИЗ требований конечного пользователя: прогнозную информацию исходя можно рода продукт, который обуславливается определенными рассматривать как своего критериями. В настоящем исследовании рассматриваются исключительно солнечные фотоэлектрические станции, в контексте прогнозирования их выработки на сутки вперед. Во многих странах мира крупные СФЭС промышленного масштаба функционируют в составе объединенной энергосистемы и являются участниками рынков электроэнергии. Пристальное внимание в отрасли уделяется почасовым прогнозам на суточном горизонте, поскольку основные объёмы торговли осуществляются на рынках на сутки вперед (РСВ). Неизбежно возникающие фактические отклонения обрабатываются балансирующим рынком (БР). Собственники СФЭС в рамках рыночного регламента, формируют и подают ценовые заявки, обрабатываемые операторами рынков. Качественные требования к прогнозной информации в разных странах отличаются, причём отдельную роль в этом могут играть и системы поддержки солнечной энергетики [58]. При разработке моделей прогнозирования необходимо отстраиваться ОТ регламентируемых требований K прогнозной информации. Охарактеризовать требования к формируемым ценовым заявкам можно с использованием параметров, предложенные в исследованиях [59,60]: горизонт прогнозирования t<sub>н</sub>, период упреждения прогноза t<sub>L</sub>, период обновления t<sub>U</sub> и интервальность прогноза (иногда называемая дискретностью или разрешением) t<sub>R</sub>.

В таблице 11 приведены требования к прогнозам для РСВ некоторых стран мира.

Carpana	Параметры прогноза						
Страна	t <sub>L</sub>	t <sub>H</sub>	t <sub>R</sub>	t <sub>U</sub>			
Россия	10,5 ч	24 ч	1ч	24ч			
Китай	н/д	24 ч	15 мин	н/д			
Германия	н/д	24 ч	н/д	н/д			
США	н/д	24 ч	н/д	н/д			
Австралия	н/д	24 ч	н/д	н/д			
Испания	н/д	24 ч	н/д	н/д			

Таблица 11 — Требования к прогнозной информации РСВ

Менее распространенным требованием является также и тип предоставляемого прогноза. В вышеуказанной таблице перечислены требования к детерминистическим прогнозам выработки СФЭС, однако со временем администратора рынков электроэнергии и мощности могут требоваться и вероятностные прогнозы.

#### 3.4 Анализ исходных данных

Для того, чтобы определиться с наиболее подходящими методами и моделями прогнозирования исходя из сформулированных требований к прогнозам, следует провести анализ доступных исходных данных и на основании определяемых далее условий и требований принять решение о выборе того или иного подхода к прогнозированию.

Общий массив исходных данных можно разделить на данные локальных измерений; данные, получаемые из внешних источников, и технические характеристики СФЭС. К первым можно отнести результаты измерений, осуществляемых непосредственно в месте расположения объекта. Ко вторым — данные численного прогноза погоды, спутниковые снимки облачности и т.д. К третьим — прочие сведения о СФЭС, включая технические спецификации оборудования.

3.4.1 Данные локальных измерений

Эксплуатация солнечных электростанций подразумевает обязательное наличие системы мониторинга различных метеорологических параметров, главным из которых является поток солнечного излучения. Точные и непрерывные измерения величины

плотности потока солнечного излучения (интенсивности солнечной радиации или энергетической освещенности) в комплексе со стандартными измерениями выходных характеристик солнечной электростанции позволяют осуществлять мониторинг и контроль производительности, дают возможность архивировать собираемую информацию о функционировании электростанции при различных погодных условиях, что безусловно может оказаться полезным при создании моделей прогнозирования [61].

Величина суммарного солнечного излучения измеряется пиранометром (рис. 23). Поток прямой солнечной радиации измеряют при помощи пиргелиометра — радиометра на базе термопарной батареи с полем зрения 5° и плоским окуляром (рис. 24).



Рисунок 23 — Пиранометр ISO 9060 СМР6 [62]



Рисунок 24 — Пиргелиометр, установленный на трекере системы слежения за Солнцем [63]

Для того чтобы прибор был постоянно направлен на центр солнечного диска, он должен быть установлен на высокоточной автоматической системе слежения за солнцем (трекере). Рассеянная составляющая солнечной радиации может измеряться с помощью второго пиранометра установленного на трекере с дополнительным затеняющим устройством, которое движется вместе с трекером и предотвращает попадание прямого солнечного излучения на измерительный прибор (рис. 24) [64]. Комбинация из инструментов для измерения суммарного потока, прямого и рассеянного солнечного излучения составляет основу подобной разновидности станции метеомониторинга (рис. 24). Типы пиранометров и пиргелиометров, их рабочие характеристики и методы калибровки определены Всемирной метеорологической организацией (ВМО) и Международной организацией по стандартизации (ISO).

Основным и минимальным требованием к станциям солнечного мониторинга является наличие горизонтально установленного пиранометра для измерения суммарной плотности энергии солнечного излучения. Он служит эталоном для данной установки или местности. Пиранометры должны соответствовать классу ISO «вторичный эталон» (или выше).

Для измерения солнечного излучения в плоскости установленных неподвижно солнечных модулей необходим второй пиранометр. Обычно он, как и солнечные модули, устанавливается под оптимальным для данной местности углом наклона к горизонту для измерения суммарной солнечной радиации, приходящей на наклонную поверхность.

В случае, если фотоэлектрические модули оснащены системой слежения за Солнцем, требуется установка следящего пиранометра первого класса по классификации ISO, который будет измерять суммарную нормальную солнечную радиацию [64].



Рисунок 25 — Комплект пиранометров с затеняющими дисками на трекерах [65]



Рисунок 26 — Система SunTraker 3000 SMS фирмы Hukseflux [66]

Стандарт [67], идентичный международному стандарту МЭК 61724:1998.

«Контроль за эксплуатационными характеристиками фотоэлектрических систем. Руководящие указания по измерению, передаче и анализу данных» (IEC 61724:1998 «Photovoltaic system performance monitoring — Guidelines for measurement, data exchange and analysis») распространяется на фотоэлектрические (ФЭ) системы и устанавливает требования к мониторингу их эксплуатационных характеристик.

Приборы, используемые для измерения солнечной радиации должны соответствовать стандарту ISO 9060:2018.

С точки зрения любого исследования, так или иначе касающегося прогнозирования в солнечной энергетике, выработка электроэнергии (или среднечасовая мощность) СФЭС является основным предиктантом. Безусловно, значительный ряд научных работ посвящен прогнозированию плотности потока солнечного излучения с последующим пересчетом получаемого прогноза в мощность СФЭС. Тем не менее, поскольку СФЭС — это прежде всего генерирующий объект, ключевым объектом интереса является именно учёт вырабатываемой электрической энергии.

Для целей измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации обычно используется автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. Измерительноинформационный комплекс на первом уровне включает в себя измерительные трансформаторы напряжения, измерительные трансформаторы тока, многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии и вторичные измерительные цепи. Второй уровень — информационно-вычислительный комплекс в составе системы обеспечения единого времени с устройством синхронизации времени, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование. На верхнем (втором) уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и TH, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов [68].

Согласно вышеупомянутому стандарту [67], наряду с измерениями плотности потока солнечного излучения, следует фиксировать значения температуры ФЭМ, температуры окружающего воздуха и скорости ветра на высоте и в месте, где условия типичны для фотоэлектрической установки. Перечень параметров сведен в таблицу 12.

Параметр	Обозначение	Единица измерения						
Метеорология								
Общая освещенность в плоскости ФЭ установки	G <sub>1</sub>	$BT \cdot M^2$						
Температура окружающего воздуха внутри конструкции, защищающей от излучения	$T_{am}$	°C						
Скорость ветра	$S_{W}$	м/с						
ФЭ установ	зка							
Выходное напряжение	VA	В						
Выходной ток	IA	А						
Выходная мощность	P <sub>A</sub>	кВт						
Температура фотоэлектрического модуля	T <sub>m</sub>	°C						
Угол наклона датчика	фт	градусы						
Угол расположения датчика к азимуту	фA	градусы						
Подключение к сети э	нергосистемы							
Напряжение сети	Vu	В						
Ток, поступающий сеть	$I_{TU}$	А						
Ток, потребляемый из сети	$\mathrm{I}_{\mathrm{FU}}$	А						
Мощность, выдаваемая в сеть	P <sub>TU</sub>	кВт						
Мощность, потребляемая из сети	P <sub>FU</sub>	кВт						

Таблица 12 — Перечень параметров, измеряемых локально согласно стандарту [67]

Особую роль играют данные наблюдений за облаками — именно облачный покров является главным фактором стохастических колебаний величины приходящего солнечного излучения на поверхность Земли. Согласно определению, количество облаков — это часть неба, покрытая облаками одного типа (яруса) или различных типов (ярусов). Оценка производится с точностью до октанта (восьмая часть) или балла (десятая часть).

Традиционно измерение количества облаков проводится посредством визуального наблюдения. Инструментальные методы находятся в стадии разработки и используются в оперативной практике для некоторых применений при оценке небольшого количества облаков. Оценки количества облаков в каждом конкретном слое и общего количества облаков производятся с учетом точки наблюдения.

Общее количество облаков, или общее покрытие небосвода определяется как его часть, покрытая всеми видимыми облаками. Следовательно, оценка общего количества облаков состоит в определении общей видимой площади неба, покрытой облаками.

Инструментальные наблюдения за облачным покровом ведутся с помощью лазерных облакомеров, пирометров и камер обзора небосвода (рисунок 27). Применительно к солнечной энергетике наибольшее распространение получили именно последние, благодаря алгоритмическим возможностям обработки серий снимков, которые могут применяться для оценки оптической плотности облаков, расчета количества и траекторий их движения относительно солнечного диска.



Рисунок 27 — Камера обзора небосвода [15]

При необходимости построения математических моделей прогнозирования выработки фотоэлектрических станций, возникает потребность в как можно более подробных и детальных архивных данных наблюдений за облачным покровом, однако в подавляющем большинстве случаев данные такого рода доступны с ближайшей метеорологической станции или аэропорта. Сбор данных об облачном покрове непосредственно в точке размещения фотоэлектрических систем облегчает построение математических моделей прогнозирования солнечной радиации на различных временных горизонтах в зависимости от преследуемых целей.

N₂	Параметр	Важность
1	Grop	Обязателен
2	В <sub>норм</sub>	Опционален
3	$\mathrm{D}_{\mathrm{rop}}$	Опционален
4	G <sub>накл</sub>	Обязателен
5	Р <sub>СФЭС</sub>	Обязателен

Таблица 13 — Важность параметров

## 3.4.2 Данные из внешних источников

Под данными из внешних источников здесь и далее будут подразумеваться данные, получаемые из дополнительных ресурсов и прямым образом относящиеся к географическому местоположению СФЭС.

Численный прогноз погоды (ЧПП) является основным источником исходной информации при прогнозирования в солнечной энергетике при периоде заблаговременности свыше 6 часов [59,69] благодаря систематической симуляции ключевых физических процессов в атмосфере Земли.

Модели прогнозирования погоды можно систематизировать на основании различных критериев. На основании охватываемой прогнозом территории выделяют глобальные и региональные модели. Существует разделение моделей на термотропные, баротропные, гидростатические и негидростатические в зависимости от концептуального взгляда на атмосферу и выделения атмосферных процессов, оказывающих преобладающее влияние на формирование прогнозной модели [70]. Глобальные прогнозные модели охватывают прогнозом всю площадь Земли, наиболее распространены модели GFS (Global Forecast System — Глобальная система прогнозирования), ЕСМWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts — Европейский центр среднесрочных прогнозов погоды), UKMET (модель Национальной метеорологической службы Соединенного Королевства), NOGAPS (Navy Operational Global Atmospheric Prediction System — Оперативная глобальная система

прогнозирования атмосферы Военно-морского флота США), GEM (Global Environmental Multiscale Model — модель Канадского метеорологического центра) [71].

В отличие от ветроэнергетики, в солнечном сегменте энергетической метеорологии по прежнему существуют значительные ограничения, связанные в первую очередь с отсутствием в стандартном прогнозе погоды величин, связанных с интенсивностью солнечной радиации. Это зачастую затрудняет процесс интеграции результатов ЧПП в процессе использования моделей косвенного прогнозирования выработки СФЭС на этапе применения подхода пошагового моделирования мощности СФЭС по данным интенсивности солнечной радиации на горизонтальной поверхности.

Сложности касаются и моделей прямого прогноза выработки СФЭС. Для построения регрессионных моделей, как правило, требуется массив данных достаточной полноты и репрезентативности. В солнечной энергетике так называемая обучающая выборка обычно состоит из локальных измерений прогнозируемой величины-предиктанта, соотнесенных с метеорологическими величинами-предикторами по временны́м критериям. Отдельно следует подчеркнуть следующее: используемые метеорологические величины-предикторы могут быть как результатами измерений и/или моделирования, так и результатами ЧПП с какой-либо зафиксированной заблаговременностью. Второй вариант предпочтительнее, так как построение экзогенной регрессионной модели вне зависимости от используемого метода прежде всего нацелено на установление корреляционных связей и закономерностей, и естественное наличие расхождений между спрогнозированными предикторами и значениями измерений предиктанта может быть успешно «усвоено» обучаемой предсказательной моделью. С получением ретроспективной прогнозной информации и связаны основные трудности разработки моделей прямого прогноза выработки СФЭС.

Насколько известно автору, источников ретроспективных данных метеорологических прогнозов, охватывающих хотя бы половину территории Российской Федерации, на текущий момент нет. По запросу «архивы прогнозов погоды» чаще всего можно обнаружить историю фактической погоды или результаты моделирования (повторного анализа). Агрегаторы метеоданных объясняют отсутствие предоставления услуг по хранению ретроспективы прогнозов большими объемами регулярно генерируемой информации, которая требует значительных накопительных ресурсов. Единственным способом получения ретроспективы прогнозной метеоинформации для определенной географической точки остается самостоятельное накопление подобного рода данных путем их регулярного сбора с соответствующих ресурсов.

Результирующая точность ЧПП находится в зависимости не только от используемой модели, но и от географических координат местности, для которой осуществляется прогноз [72]. Остановимся на наиболее хорошо зарекомендовавших себя глобальных моделях ЧПП, результаты которых публикуются в свободном доступе.

Модель Global Forecast System (GFS) — глобальная модель численного прогнозирования погоды, разработаная Национальным управлением океанических и атмосферных исследований США (National Oceanic and Atmospheric Administration — NOAA) при содействии Национальных центров прогнозирования состояний окружающей среды (National Centers for Environmental Prediction — NCEP). Прогнозы модели публикуются в 00, 06, 12 и 18 часов всемирного координированного времени (UTC). GFS учитывает широкий спектр атмосферных параметров, таких как поглощение водяного пара, озона, кислорода и метана, а также оптическую плотность облаков, альбедо и т.д. [73]. Горизонтальное разрешение расчетной сетки модели GFS составляет примерно 13 км, а вертикальное делится на 127 слоев [74].

Модель ICON (Icosahedral Nonhydrostatic Model) — глобальная модель численного прогнозирования погоды, являющаяся разработкой Немецкой метеорологической службы (Deutscher Wetterdienst — DWD) и Института метеорологии им. Макса Планка. Прогнозы модели ICON размещаются в свободном доступе. Модель имеет собственное разрешение сетки 13 км и включает 90 уровней атмосферы, достигая максимальной высоты в 75 км. Прогнозирование осуществляется четыре раза в день: в 00, 06, 12 и 18 ч UTC. Горизонт прогноза составляет +180 часов для запусков в 00 и 12 ч UTC и +120 часов для запусков в 06 и 18 ч UTC. Временной интервал — 1 час для периодов прогноза до +78 часов и 3 часа на горизонте за пределами +81 часа [75].

3.4.3 Данные технических характеристик СФЭС

В контексте прогнозирования под техническими характеристиками СФЭС понимается набор параметров, достаточный для пересчёта метеорологических величин в выходную мощность СФЭС. Существует несколько способов такого моделирования: от использования единичных наивных расчетных выражений до применения подхода последовательного математического моделирования («model chain»). Необходимые и достаточные станционные технические характеристики СФЭС сведены в таблицу 14.

N₂	Параметр	Обозначение	Единицы измерения
1	Географическая широта местоположения СФЭС	фсфэс	градусы
2	Географическая долгота местоположения СФЭС	Ψсφэс	градусы
3	Устанвленная мощность СФЭС	$P_{yctC\Phi \ni C}$	кВт
4	Количество ФЭМ	n <sub>ΦЭM</sub>	ШТ.
5	Угол наклона ФЭМ к горизонту	ф <sub>ФЭМ</sub>	градусы
6	Азимутальный угол установки ФЭМ	$\psi_{\Phi \ni M}$	градусы
7	Количество солнечных инверторов	п <sub>инв</sub>	ШТ.

Таблица 14 — Необходимые станционные технические характеристики СФЭС

Перечислим необходимые и достаточные для моделирования паспортные данные ФЭМ на примере модели СЕС [76] в таблице 15, а соответствующие данные инверторов по модели [65] — в таблице 16.

N⁰	Параметр	Обозначение	Обозначение в	Единицы
		в тексте	pvlib	измерения
1	Тип ячейки ФЭП (монокристаллический, поликристаллический, аморфный)	_	celltype	_
2	Напряжение ФЭМ в точке максимальной мощности	$U_{\text{MPP}}$	v_mp	В
3	Ток ФЭМ в точке максимальной мощности	$I_{MPP}$	i_mp	А
4	Напряжение холостого хода (XX) ФЭМ	U <sub>OC</sub>	V_OC	В
5	Ток короткого замыкания (КЗ) ФЭМ	I <sub>SC</sub>	i_sc	А
6	Температурный коэффициент тока КЗ ФЭМ	$\alpha_{ m SC}$	alpha_sc	A/°C
7	Температурный коэффициент напряжения XX ФЭМ	β <sub>oc</sub>	beta_voc	B/°C
8	Температурный коэффициент мощности ФЭМ в точке максимальной мощности	үмрр	gamma_pmp	%/°C
9	Количество последовательно соединенных ячеек ФЭП	n <sub>series</sub> cells	cells_in_series	шт.
10	Референсная температура окружающей среды	T <sub>ref</sub>	temp_ref	°C

Таблица 15 — Паспортные данные ФЭМ, необходимые для моделирования

При последовательном моделировании выходной мощности СФЭС на клеммах инверторов потребуются их паспортные данные наряду с характеристиками используемых ФЭМ.

Nº	Параметр	Обозначение в тексте	Обозначение в pvlib	Единицы измерения
1	Номинальная мощность DC	P <sup>inv</sup> DC <sub>nom</sub>	Pnom	Вт
2	Номинальное входное напряжение DC	U <sup>inv</sup> DC <sub>nom</sub>	Vnom	В
3	Максимальное входное напряжение DC	U <sup>inv</sup> DC <sub>max</sub>	Vmax	В
4	Минимальное входное напряжение DC	U <sup>inv</sup> DC <sub>min</sub>	Vmin	В
5	Максимальное рабочее напряжение DC массива ФЭМ	U <sup>inv</sup> DC <sub>max</sub> *	Vdcmax	В
6	Максимальное напряжение DC слежения за точкой максимальной мощности (MPPT)	U <sup>inv</sup> MPPT <sub>max</sub>	MPPTHi	В
7	Минимальное напряжение DC MPPT	$U^{\mathrm{inv}}$ MPPT <sub>min</sub>	MPPTLow	В
8	Максимальная выходная мощность АС	P <sup>inv</sup> AC <sub>max</sub>	Pacmax	Вт
9	Мощность, потребляемая инвертором в темное время суток	P inv self	Pnt	Вт

Таблица 16 — Паспортные данные инверторов, необходимые для моделирования

В некоторых случаях может возникнуть необходимость моделирования выработки СФЭС с учетом потерь в кабельных линиях и повышающих трансформаторах, что создаст потребность в дополнительной исходной информации.

3.4.4 Выбор подхода к прогнозированию

Как подчеркивалось ранее, имеющиеся в распоряжении исходные данные прямым образом влияют на выбор не только общего подхода к прогнозированию, но и на задействование определенных моделей в зависимости от ситуации.

Проанализировать исходные данные позволит раздельная оценка различного рода сценариев, с которыми может столкнуться заинтересованное лицо при разработке моделей прогнозирования выработки СФЭС.

Введем понятия полноты и качества исходных данных по аналогии с ключевыми свойствами информации.

В рамках рассматриваемой в исследовании задачи обозначим полноту исходных данных как показатель соответствия массива исходной информации специфическим установленным требованиям, касающимся состава исходных данных.

Традиционно для проведения экспертной оценки полноты исходных данных рекомендуется брать за основу вербально-числовую шкалу Харрингтона, как универсальный инструмент характеристики степени выраженности критериального свойства, имеющий широкое применение [77]. В рассматриваемом случае использование шкалы нецелесообразно, поскольку критерии оценки полноты могут быть сформулированы в виде четких условий наличия или отсутствия определенных данных. Оценку исходных данных достаточно приводить в виде двух состояний: полноты и неполноты.

В п.п. 3.4 было предложено разбить исходную информацию на три блока: данные локальных измерений, технические характеристики СФЭС и данные из внешних источников. Каждый из этих блоков имеет обязательные параметры. Отсутствие любого из них будет являться выполнением условия неполноты исходных данных, а следовательно и невозможности применить оптимальный подход к прогнозированию выработки СФЭС.

Качество информации есть совокупность основных ее свойств, в число которых обычно включают:

1) адекватность — соответствие содержательной информации состоянию объекта;

2) актуальность — сохранение первоначальной ценности для потребителя с течением времени;

3) полнота — обеспечение достаточности данных для создания новой информации на их основе и решения определенной задачи;

4) достоверность — обеспечение соответствия реальных информационных единиц их истинному значению [78].

Для рассматриваемой задачи под качеством исходных данных подразумеваются показатели адекватности, достоверности и соответствия требованиям временных характеристик. Оценка первых двух показателей является трудоемким процессом по причине необходимости в статистическом анализе массивов данных. В первом приближении для ускорения принятия решения достаточно рассмотрения требований к временным характеристикам исходных данных, которые можно представить в виде следующих условий:

$$t_R^{ucx} \ge t_R^{mpe6}.$$
 (10)

$$L_{ucx} \ge L_{mpeb},$$
 (11)

где  $t_R^{ucx}$  и  $L_{ucx}$  — дискретность и объём массивов исходных данных соответственно.

При отдельном рассмотрении условия (10) и (11) обладают равным удельным весом, однако при последовательном рассмотрении различных сценариев проверка соответствия периодичностей массивов исходных данных требуемым величинам в свою очередь ограничена следующим свойством большинства моделей прогнозирования:

$$t_R^{ucx} \leq t_R^{nport}.$$
 (12)

Таким образом, невыполнение условия (10) равносильно отсутствию данных локальных измерений вообще, что, однако, не подразумевает полную невозможность решения задачи прогнозирования выработки СФЭС.

Как результат, анализ качества исходных данных можно приводить в виде одной из трех оценок:

1) строгое соответствие — удовлетворение условиями (10), (11) и критериям адекватности и достоверности;

2) средняя степень соответствия — удовлетворение условию (10) и критериям адекватности и достоверности;

3) несоответствие — неудовлетворение условию (10) и критериям адекватности и достоверности.

Наиболее удобной категоризацией является рассмотрение косвенного и прямого подходов к прогнозированию выработки СФЭС. В качестве примера рассмотрим наиболее нежелательный сценарий с позиции решения задачи по разработке модели прогнозирования — с неполнотой и несоответствием исходных данных, как наиболее простой с точки зрения разветвления условий. После оценки данных локальных измерений следующими шагами на пути к выбору подхода являются проверка наличия технических характеристик СФЭС (таблица 14) и архивных данных ЧПП. В рассматриваемом негативном сценарии отсутствуют как характеристики электростанции, так и накопленные прогнозные метеоданные. На рисунке 28 изображена блок-схема такого сценария, которая отражает основные этапы выбора подхода к прогнозированию.



Рисунок 28 — Наиболее негативный сценарий

Полное отсутствие исходной информации в практических случаях маловероятно. Тем не менее, и в этом случае задача прогнозирования остаётся решаемой, пусть и со значительными допущениями и сравнительно высокой погрешностью. В качестве наивной (упрощенной) модели косвенного прогнозирования может использоваться любое из приводимых далее выражений. Для упрощенных расчетов в работе [79] авторы предлагают рассчитывать мощность СФЭС, используя следующее выражение:

$$P_{C\Phi\ni C} = \hat{G}_{Hakn} \cdot A_{C\Phi\ni C}^{M} \cdot \eta_{\Phi\ni M} \cdot \eta_{uHB}, \qquad (13)$$

где  $\hat{G}_{Hakn}$  — прогноз интенсивности СИ в плоскости ФЭМ;

 $A^{\scriptscriptstyle M}_{C\Phi \ni C}$  — площадь массива  $\Phi \ni M$ ;

 $\eta_{\Phi \supset M}$  — оценочный КПД фотоэлектрических модулей;

 $\eta_{\text{инв}}$  — оценочный КПД солнечных инверторов.

Существуют несколько вариантов, позволяющих учитывать влияние температуры окружающей среды в прогноз мощности СФЭС. Так, в работе [80] используется следующее выражение:

$$P_{C\Phi\ni C} = \frac{\hat{G}_{\mu\alpha\kappa\eta}}{1000} \cdot P_{\Phi\ni M,STC}^{M} \cdot (1 + \gamma_{\Phi\ni M} (T_{\Phi\ni M} - 25^{\circ} C)) \cdot \eta_{uhe}, \qquad (14)$$

где  $P^{\scriptscriptstyle M}_{\Phi \ni M,STC}$  — мощность, генерируемая массивом ФЭМ при стандартных условиях;  $T_{\Phi \ni M}$  — температура ФЭМ;

*γ*<sub>*ΦЭМ</sub> — температурный коэффициент ФЭМ, значение которого допускается принять равным -0,4%/°С [81] в случае отсутствия исходной информации.</sub>* 

В статье [82] предложено рассчитывать мощность СФЭС следующим образом:

$$P_{C\Phi\supset C} = \hat{G}_{HaKA} \cdot A_{C\Phi\supset C}^{M} \cdot \eta_{\Phi\supset M} \cdot (1 - 0,0035 \cdot (T_{\Phi\supset M} - 25^{\circ}C)),$$
(15)

при этом:

$$T_{\Phi \ni M} = T_{o \kappa p} + \hat{G}_{Ha \kappa n} \cdot \left(\frac{A}{B \cdot W_s^{0,8}} + 2\right) - 2, \qquad (16)$$

где  $W_s$  — скорость ветра;

*А*, *В* — эмпирические константы, для открытой местности принимаемые равными 46 и 0,41 соответственно.

Как видно из приведенных выражений,  $t_r^{npoen}$  полностью зависит от метода получения  $\hat{G}_{\mu a \kappa n}$ . Известно, что при прогнозировании на сутки вперёд для получения прогноза интенсивности СИ или выработки СФЭС рекомендуется использовать данные ЧПП [83,84]. Однако величина  $\hat{G}_{\mu a \kappa n}$  недоступна в составе расширенного метеопрогноза в явном виде, то есть ее необходимо получать расчетным путём. Вопросы подобных пересчётов рассматриваются далее.

Предложенные условия и порядок их проверки приводят к 34 сценариям, подводящим к 7 различным вариантам косвенного прогнозирования и 2 способам прямого. Схема принятия решения о выборе подхода и метода прогнозирования приведена на рисунке 29.

В случае удовлетворения условий (10) и (11), то есть после проверки полноты данных, первоочередной задачей является качественная оценка локальных измерений, которая заключается в простой проверке вхождения обязательных параметров  $G_{zop}$  и  $P_{C\Phi \supset C}$  в массив исходной информации. Отсутствие или неполнота технических характеристик СФЭС вынудит прибегать к наивным методам косвенного прогнозирования. Наличие или отсутствие архива данных ЧПП сказывается на возможности калибровки (пост-обработки) прогнозов. Наибольшей вероятности получения оптимальных результатов можно ожидать в сценариях 25-27 и 31-32 как в случаях полноты исходной информации со строгим соответствием качественным требованиям.



Рисунок 29 — Схема принятия решения о выборе подхода к прогнозированию

## 3.5 Разработка математических моделей

На основании рассмотренных ранее требований к прогнозу и ограничениях, налагаемых возможной неполнотой исходной информации производится выбор наиболее подходящего подхода к решению задачи. Рассмотрим каждый в подробностях, предварительно разделив методы на косвенные и прямые.

Оба класса подходов к прогнозированию выработки СФЭС достаточно хорошо известны и нашли широкое применение в отрасли, однако сравнение приемлемого уровня полноты, надежности и достоверности (на момент проведения настоящего диссертационного исследования) в тематической литературе представлено не было [85]. Как следствие, даже в случае наличия всей требуемой исходной информации определиться с выбором наперёд нельзя, поскольку в силу разного рода обстоятельств производительность подходов может заметным образом колебаться.

3.5.1 Косвенное прогнозирование

Пересчет значений объёмов первичного энергетического ресурса в целевой является наиболее важным этапом при решении задач моделирования и прогнозирования режимов производительности энергоустановок на основе возобновляемых видов энергии. В англоязычной литературе для обозначения подобного пересчета в солнечной энергетике закрепился собирательный термин «irradiance to power conversion», под которым объединяют группы методов пересчёта «сырых» данных о поступлении солнечного излучения в электрическую мощность фотоэлектрического преобразователя или выходную мощность СФЭС. Как упоминалось ранее, прогнозирование выработки СФЭС при помощи косвенных прогностических моделей прежде всего подразумевает необходимость компонентного математического моделирования, что можно рассматривать как полностью самостоятельную задачу.

Сведём в таблицу 17 сценарии со схемы на рисунке 29, подводящие к использованию косвенного подхода к прогнозированию. Отличия между методами сводятся к возможностям извлечения выгоды из такой ценной исходной информации, как технические характеристики СФЭС и архив ЧПП для географического местоположения электростанции.
Таблица 17 — Сценарии, подводящие к использованию косвенного подхода к прогнозированию выработки СФЭС

	Данные локальных измерений				Технические А	Архив	
N⁰	$t_R^{ucx} \leq t_R^{mpeb}$	$L_{ucx} \ge L_{mpeb}$	GHI	$P_{C\Phi \ni C}$	характеристики СФЭС	данных ЧПП	Метод
32	да	да	есть	есть	есть	есть	Последовательное мат.
31	да	да	нет	есть	есть	есть	моделирование с калибровкой
12	да	нет	есть	есть	есть	есть	
14	да	нет	нет	нет	есть	есть	Последовательное мат.
15	да	нет	нет	есть	есть	есть	первичной калибровкой
13	да	нет	есть	нет	есть	есть	
28	да	да	есть	есть	есть	нет	
29	да	да	нет	есть	есть	нет	
30	да	да	нет	нет	есть	есть	
17	да	нет	есть	есть	есть	нет	Последовательное мат.
18	да	нет	нет	нет	есть	нет	калибровки
19	да	нет	нет	есть	есть	нет	
20	да	нет	есть	нет	есть	нет	
1	нет	-	-	-	есть	-	
34	да	да	есть	нет	нет	есть	Наивная модель с
33	да	да	нет	нет	нет	есть	калибровкой
9	да	нет	нет	нет	нет	есть	
10	да	нет	нет	есть	нет	есть	Наивная модель с
11	да	нет	есть	нет	нет	есть	первичной калибровкой
12	да	нет	есть	есть	есть	есть	
3	да	нет	нет	нет	нет	нет	
4	да	нет	нет	есть	нет	нет	
5	да	нет	есть	нет	нет	нет	
6	да	нет	есть	есть	нет	нет	Наивная модель без калибровки
7	да	да	нет	нет	нет	нет	in in the population of the po
8	да	да	есть	нет	нет	нет	
2	нет	-	-	-	нет	-	

Нетрудно заметить, что позиции разработки моделей прогнозирования наиболее предпочтительными и перспективными вариантами являются сценарии № 31 и № 32, как

обеспечивающие максимальную полноту информации в отправной точке. Важность технических характеристик СФЭС в косвенном подходе к прогнозированию практически равносильна ценности локальных измерений, так как пересчет «сырых» значений солнечной радиации в мощность электростанции требует внушительного объёма таких данных. Рассмотрим в деталях суть последовательного математического моделирования выработки СФЭС. Согласно таблице 17 и рисунку 29 данный метод рекомендуется автором для сценариев № 1, 12-15, 17-20, 28-32. Ограничения вариантов № 2-12, 33,34 вынуждают прибегать к применению наивных моделей (13-15).

Математическое моделирование физического процесса фотоэлектрического преобразования является многоступенчатым процессом, и если при прямом подходе неопределенность в выборе расчетной модели возникает единожды, то в данном случае на каждом этапе моделирования перед исследователем предстает выбор из нескольких опций, которые в конечном итоге могут привести к различным модельным комбинациям. Концепция косвенного прогнозирования мощности СФЭС при помощи последовательного мат. моделирования приведена на рисунке 30.

В англоязычной литературе устоявшийся термин для таких комбинаций (или групп) используемых физических моделей — «model chain» [86]. Используемое словосочетание указывает на отсутствие взаимозаменяемости между стадиями моделирования, то есть порядок следования является строгим. Количество задействованных в комбинации моделей сильно варьируется в зависимости от спектра доступных исходных данных. Принимая во внимание тот факт, что модели, используемые на каждом этапе, независимы между собой, можно рассматривать тысячи различных комбинаций в попытках отыскать оптимальное сочетание для каждого отдельно взятого случая. Согласно исследованию [87], разница в производительности худшей и наилучшей комбинаций моделей может 37 достигать 10% (как в случае учета среднеквадратичной ошибки, так и в отношении применения нормированной метрики средней абсолютной погрешности). Поиск комбинации математических моделей с наилучшей производительностью аналогичен процессу оптимизации гиперпараметров моделей машинного обучения, используемых в прямом подходе к прогнозированию выработки СФЭС. Неоспоримым преимуществом подхода косвенного прогноза является его полная независимость от ретроспективы измерений, и, как следствие, возможность приступать к внедрению моделей прогнозирования одновременно с завершающей стадией подготовительных работ по вводу солнечной электростанции в эксплуатацию.



Рисунок 30— Концепция косвенного прогнозирования мощности СФЭС при помощи последовательного мат. моделирования

Тем не менее, как уже упоминалось ранее, для максимизации этого преимущества последовательное математическое моделирование требует детальных сведений о технических параметрах СФЭС и используемого на ней оборудования. Перечень необходимой технической информации о СФЭС указан в таблице 14.

Даже при высокой точности прогноза прихода солнечной радиации можно получить значительную погрешность прогноза выработки СФЭС, если не принимать во внимание условия работы станции. Нередко следует брать во внимание локальные физикогеографические условия эксплуатации СФЭС (характеристики атмосферного воздуха, характерные высоты снежного покрова, горизонт затенения) [88,89].

В зависимости от типа и конфигурации фотоэлектрической системы отдельными строками можно обособить расчет небесного положения Солнца и оценку менее значимых потерь, не рассматриваемых в общем случае (под общим случаем здесь подразумеваются ФЭС наземной установки).

Вследствие того, что в настоящем исследовании физическое моделирование работы СФЭС рассматривается в контексте прогнозирования выработки электроэнергии, то в качестве исходных данных принимаются результаты ЧПП.

Ранее было отмечено, что обычно в повсеместно доступном метеопрогнозе общего назначения отсутствует интенсивность солнечной радиации и ее производные. В случае отсутствия возможности использования ЧПП с расширенным составом метеорологических величин (специализированный метеопрогноз), моделирование должно включать в себя нулевой шаг — осуществление прогнозирования величины Grop исходя из прогнозных величин доступных метеопараметров (например, температуры воздуха, относительной влажности, облачности и т.д.). Очевидно, погрешность итогового прогнозирования при этом может значительности возрасти. Если же метеопрогноз включает в себя составляющие солнечной радиации, то данный этап из схемы, указанной на рисунке 30, можно опустить. Любопытно, что отсутствие в составе метеопрогноза, например, скорости ветра, сказывается на итоговой точности незначительно [90]. Основными критериями подбора оптимальных моделей для каждого из перечисленных вариантов являются итоговая точность прогноза ивычислительная сложность. Отбор может осуществляться из десятков или даже сотен моделей, представленных в литературе [87]. Сузить круг поисков может добавление к двум критериям третьего распространенности модели в тематических ОСНОВНЫМ исследованиях. В библиотеке pvlib [91] для языка программирования Python реализован необходимый инструментарий осуществления для пошагового математического

моделирования процесса фотоэлектрического преобразования. Для каждого рассматриваемого этапа в pvlib представлено по несколько базовых моделей. Безусловно, модели, реализованные в пакете не являются абсолютно универсальными и применимыми повсеместно. Тем не менее, при построении прогностических моделей с нуля или в условиях нехватки исходных данных, применение pvlib может оказаться весьма полезным. Детальное рассмотрение процесса решения задачи косвенного прогнозирования выработки СФЭС проведём на примере использования библиотеки pvlib.

Положение Солнца на небосводе в любой момент времени относительно горизонтальной приемной площадки описывается следующими параметрами: угол высоты Солнца над горизонтом  $\alpha_s$ , зенитный угол Солнца  $\theta_z$ , азимутальный угол Солнца  $\gamma_s$ , часовой угол  $\omega$ . Высота Солнца над горизонтом измеряется в градусах между проекцией прямого солнечного излучения на плоскость горизонта и направлением на Солнце, то есть Солнце находится на горизонте при  $\alpha_s = 0^\circ$ , а в зените, например, в экваториальных широтах, при  $\alpha_s = 90^\circ$ . Зенитным называется угол  $\theta_z$  между линией, перпендикулярной поверхности земли, и направлением на Солнце. Зенитный угол и угол высоты Солнца связаны следующим соотношением [92]:

$$\alpha_s + \theta_z = 90^\circ. \tag{17}$$

Где зенитный угол  $\theta_z$  вычисляется, как

$$\cos\theta_{z} = \sin\varphi \cdot \sin\delta + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\omega.$$
<sup>(18)</sup>

Углом склонения Солнца называют угол  $\delta$  между линией, соединяющей центры Солнца и Земли, и ее проекцией на плоскость экватора. Угол  $\delta$  можно вычислить по эмпирической формуле Купера [93]:

$$\delta = 23,45 \sin\left[\frac{360}{365}(n+284)\right],\tag{19}$$

где *п* — порядковый номер дня в году.

Солнечный азимут — это угол на горизонтальной плоскости между проекцией потока солнечного излучения и линией направления север-юг. Положительные значения  $\gamma_s$ 

указывают на то, что Солнце находится к западу от юга, а отрицательные — на положение Солнца к востоку относительно юга.

Часовой угол  $\omega$  характеризует собой расстояние, на которое поворачивается Земля с момента солнечного полдня в рассматриваемой географической точке. Часовой угол изменяется на 15 градусов в час и равен нулю в солнечный полдень, отрицательному значению — до пересечения меридиана и положительному значению — после пересечения меридиана. Угол  $\omega$  может быть рассчитан по следующему выражению [94]:

$$\omega = \frac{2\pi}{24} [TST(\psi) - 12], \qquad (20)$$

где TST (true solar time) — истинное солнечное время на долготе местности. Для нахождения солнечного азимута используется следующее выражение [39]:

$$\cos \gamma_s = \frac{\sin \alpha_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \varphi}.$$
 (21)

Углом падения СР называют угол  $\theta$  между потоком прямого солнечного излучения и нормалью к наклонной приемной поверхности.  $\theta$  для приемной поверхности с углом наклона  $\beta$  и азимутом  $\gamma$  вычисляется следующим образом:

$$\cos\theta = \sin\delta \cdot \sin\varphi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + + \cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \cos\gamma \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \sin\omega.$$
(22)

 $\theta = \theta_z$  при  $\beta = 0^\circ$ .

Следует различать азимутальный угол фотоэлектрических модулей и азимутальный угол Солнца. Вместо зенитного угла допустимо использование угла падения солнечной радиации. Исчерпывающее представление алгоритма расчета положения Солнца на небе можно найти в работе [95].

В библиотеке pvlib расчет небесного положения Солнца реализован в виде соответствующей функции solarposition.get\_solarposition() метода location.Location.get\_solarposition(). Обязательные аргументы функции — время и дата, широта и долгота местности.

Модели разложения используются для оценки прямой  $B_{rop}$  и рассеянной  $D_{rop}$  составляющих интенсивности суммарной солнечной радиации на горизонтальной поверхности  $G_{rop}$ . Перечисленные величины связаны между собой следующим соотношением:

$$G_{zop} = B_{zop} + D_{zop} = B_{HOPM} \cos \theta_z + D_{zop}.$$
(23)

На практике чаще всего известна лишь величина  $G_{zop}$ . Для получения прямой и рассеянной составляющих требуется применение моделей разложения. Большинство таких моделей оценивают коэффициент (индекс) рассеянной составляющей  $k_d$  как функцию от коэффициента прозрачности атмосферы  $k_t$  (в англоязычной литературе соответствующий термин — clearness index). Для описания процесса вычисления перечисленных коэффициентов обратимся к соответствующим выражениям, позволяющим рассчитать необходимые базовые величины.

Интенсивность солнечной радиации на входе в атмосферу Земли на широте  $\varphi$  в заданный момент времени вычисляется по следующему выражению [92]:

$$G_0 = G_{SC} E_0 (\sin \delta \cdot \sin \varphi + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega), \qquad (24)$$

где  $E_0 = 1 + 0,033 \cdot \cos(\frac{360 n}{365})$  — фактор коррекции эксцентриситета Земли;

*п* — порядковый номер дня в году;

*G*<sub>SC</sub> — солнечная постоянная, принимаемая равной 1367 Вт/м<sup>2</sup> [92].

Соответственно, суточная сумма заатмосферной солнечной радиации, приходящей на горизонтальную площадку на данной широте соответствует предложенной в [96] формуле, приведенной к расчету суточных значений:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot G_{SC} \cdot E_0 \cdot \left(\frac{\pi \,\omega_3}{180} \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_3\right), \tag{25}$$

где  $\omega_3$  — часовой угол захода Солнца, вычисляемый, как  $\omega_3$  =  $\arccos(-tg \, \varphi \, tg \, \delta)$ .

Как было упомянуто ранее, изменчивость такой физической величины, как плотность потока солнечного излучения на поверхности Земли, в любой отдельно рассматриваемый момент времени обусловлена двумя компонентами: случайной (описывающей состояние атмосферы в данной географической точке) и детерминированной (описывающей взаимное расположение Земли и Солнца и поддающейся описанию при помощи перечисленных выше астрономических уравнений).

При рассмотрения рядов данных интенсивности солнечного излучения на поверхности Земли с точки зрения классической теории анализа временных рядов, можно выделить три составляющие: трендовую, сезонную и нерегулярную. При анализе исходных данных наибольший интерес в нашем случае представляет сезонная компонента, представляющая собой описание регулярных изменений временного ряда. Сезонность прихода солнечного излучения на поверхность Земли представлена двумя периодами (или циклами): годовым и суточным.

Под нормализацией временных рядов данных интенсивности солнечной радиации на поверхности Земли понимается внесение поправок путём удаления сезонной составляющей. Индексы ясного неба и прозрачности атмосферы используются в том числе и в целях осуществления подобного рода нормализации.

Индекс прозрачности атмосферы описывает влияние облачности и других атмосферных явлений на интенсивность солнечной радиации. Данный коэффициент выделяет только ту часть трендовой составляющей, которая обусловлена геометрическими эффектами положения Солнца на небе.

Индекс прозрачности атмосферы рассчитывается посредством следующего отношения [97]:

$$k_t = \frac{G}{G_0},\tag{26}$$

где *G* — интенсивность солнечной радиации у поверхности Земли.

Предварительная обработка временных рядов данных по солнечной радиации при помощи индекса прозрачности атмосферы не представляет большой сложности – как видно из выражения (24) для расчета  $G_0$  не требуется дополнительных сопутствующих параметров (достаточно задаться географической широтой и порядковым номером дня в году). Тем не менее, как свидетельствует исследование [98], случаи применения коэффициента прозрачности атмосферы при построении моделей прогнозирования в солнечной энергетике достаточно редки. Поскольку при предварительной обработке данных временных рядов необходимо избавляться также от трендовой составляющей, связанной с влиянием изменения атмосферной массы АМ (длины пути солнечного излучения сквозь

атмосферу), вводят дополнительный параметр — индекс ясного неба, который вычисляется согласно следующему выражению:

$$k_{cs} = \frac{G}{G_{cs}},\tag{27}$$

где *G*<sub>сs</sub> — интенсивность солнечной радиации при абсолютно ясном небе;

*G* — то же при оцениваемых условиях.

Для получения *G*<sub>cs</sub> расчетным путём используются так называемые модели ясного неба, принимающие на вход данные о состоянии атмосферы. Подробное исследование по теме проведено в работах [98,99].

Отдельно стоит упомянуть и такой параметр, как индекс ясности для солнечных фотоэлектрических станций, который выражается в следующем виде [47]:

$$k_{C\Phi\ni C}^{cs} = \frac{P_{C\Phi\ni C}}{P_{C\Phi\ni C}^{cs}},$$
(28)

где  $P_{C\Phi \ni C}^{cs}$  — смоделированные значения выходной мощности СФЭС при условиях ясного неба;

*P*<sub>СФЭС</sub> — фактические значения мощности СФЭС.

Возвращаясь к вопросу моделей разложения  $G_{zop}$  на составляющие, отметим, что согласно обширному исследованию 140 различных моделей разложения, проведенному в работе [100], количество исходных параметров указывается, как основная описательная характеристика таких моделей. Больше половины моделей основаны на  $k_t$ , более развернутые и сложные модели требуют 5 или 6 входных параметров. С точки зрения решения задачи прогнозирования выработки СФЭС прежде всего заслуживают внимания модели входные данные для которых доступны в специализированном метеопрогнозе (либо могут быль извлечены из него). Перечень таких моделей сведен в таблицу 18.

Модель пересчета суммарной солнечной радиации с горизонтальной поверхности на наклонную с произвольной ориентацией основываются на выходных предыдущего пункта —  $B_{_{rop}}$  и  $D_{_{rop}}$ .  $G_{_{накл}}$  есть сумма прямой рассеянной отраженной компонент:

$$G_{_{HaKA}} = B_{_{HOPM}} \cos \theta_z + R_d D_{_{POP}} + \rho R_r G_{_{POP}}, \qquad (29)$$

где  $R_d$  — коэффициент преобразования рассеянной составляющей СР;

ho — альбедо поверхности земли;

*R*<sub>r</sub> — коэффициент преобразования для отраженной составляющей СР.

Таблица 18 — Модели разложения *G*<sub>гор</sub> на составляющие [101–105]

N⁰	Модель	Входные данные	Функция в pvlib	
1	Эрбса	$k_t$	pvlib.irradiance.erbs	
2	Скартвейта	$k_t$ , $\theta_z$		
3	Максвелла-1 (DISC)	$k_t$ , AM	pvlib.irradiance.disc	
4	Максвелла-2 (DIRINT)	$\dot{k_t}$ , $\theta_z$ , $W_s$ , $\Delta k_t$	pvlib.irradiance.dirint	
5	Максвелла-Переза (DIRINDEX)	$\dot{k_t}$ , $\theta_z$ , $W_s$ , $\Delta k_t$ , $G_{rop}^{cs}$	pvlib.irradiance.dirindex	

Преобразование прямой составляющей солнечной радиации на произвольно ориентированной поверхности носит чисто геометрический характер, как видно из вышеуказанного уравнения. Отраженная составляющая в большинстве случаев принимается изотропной и оценивается в зависимости от  $G_{\mu_{aka}}$  и альбедо поверхности земли  $\rho$  [106]:

$$R_r = \frac{1 - \cos \theta_z}{2}.$$
(30)

Основная особенность моделей пересчета  $G_{rop}$  в  $G_{накл}$  — в подходе к оценке рассеянной составляющей СР. Изотропность и анизотропность в этом случае описывают оценку равномерного рассеивания СР по небосводу и учёт областей вокруг солнечного диска соответственно.

Одно из наиболее простых выражений пересчёта — изотропная модель. Лю и Джордана [107]:

$$R_d = \frac{1 + \cos\beta}{2}.$$
(31)

Модели пересчёта, рекомендуемые в рамках последовательного моделирования, сведены в таблицу 19 по критерию производительности и распространенности в обзорной литературе [87,106,108].

N⁰	Модель	Функция в pvlib		
1	Лю и Джордана			
2	Хэя и Дэвиса	pvlib.irradiance.haydavies		
3	Клачера	pvlib.irradiance.klucher		
4	Райндля	pvlib.irradiance.reindl		
5	Переза	pvlib.irradiance.perez		

Таблица 19 — Модели пересчета GHI в GTI [107,109–112]

Моделирование температуры ячейки ФЭМ — важный этап ввиду значительного влияния температуры на характеристики производительности фотоэлектрических преобразователей. Мощность ФЭМ, указываемая в спецификации, соответствует стандартным условиям ( $G_{\text{накл}} = 1000 Bm/m^2$ ,  $T_{okp} = 20 °C$ ). В течение подавляющего большинства времени реальные условия эксплуатации ФЭМ отличаются от стандартных. Мощность ФЭМ находится в обратной зависимости от его температуры. Температуру ячейки ФЭМ можно рассматривать как зависимость от температуры окружающего воздуха, солнечной радиации и скорости ветра. Например, наиболее простое описание этой зависимости предложено в работе [113]:

$$T_{\phi \ni M}^{_{\mathcal{H}}} = T_{o \kappa p} + \frac{T_{NOCT} - 20}{80} G_{_{Ha \kappa n}}, \qquad (32)$$

где  $T_{_{NOCT}}$  — номинальная температура эксплуатации ФЭМ при  $G_{_{Hakn}}$ =800  $Bm/m^2$ ,  $T_{_{okp}}$ =20  $^{\circ}C$  и  $W_s$ =1m/c.

Список рекомендуемых моделей температуры ячейки ФЭМ приводится в таблице 20. Перечень сформирован по критериям производительности и распространенности моделей в литературе [114].

Математические модели производительности ФЭМ описывают эффекты солнечной окружающего радиации температуры воздуха, оказывающие влияние И на производительность. Существуют категории моделей: эмпирические две таких (оценивающие мощность в точке максимальной мощности по ее эмпирической зависимости энергетической освещенности и температуры ячейки ФЭМ) физические ОТ И (основывающиеся на одно- и двухдиодных моделях ФЭП) [119].

N⁰	Модель	Входные данные	Функция в pvlib
1	Росса	$G_{\scriptscriptstyle HAKN}$ , $T_{\scriptscriptstyle OKP}$ , $T_{\scriptscriptstyle NOCT}$	pvlib.temperature.ross
2	Фэймана	$G_{_{HAK\! A}}$ , $T_{_{OK\! P}}$ , $W_{_S}$	pvlib.temperature.faiman
3	Фуэнтеса	$G_{_{HaK\! N}}$ , $T_{_{OK\! P}}$ , $T_{_{NOCT}}$ , $W_{_{S}}$ , $\eta_{_{m}}$	pvlib.irradiance.fuentes
4	Кинга	$G_{_{HAK\! A}}$ , $T_{_{OK\! P}}$ , $W_{_S}$	pvlib.irradiance.sapm_cell
5	Маттея	$G_{\rm {\tiny HAKA}}$ , $T_{\rm {\tiny OKP}}$ , $W_{\rm {\tiny S}}$	_

Таблица 20 — Температурные модели [113,115–118]

К примеру, наиболее простой вариант моделирования — эмпирическая модель Эванса [120]:

$$\eta_{\Phi \ni M} = \eta_{\Phi \ni M}^{pe\phi} (1 - \gamma_{pe\phi} (T_{\Phi \ni M}^{s_{4}} - T_{pe\phi})), \qquad (33)$$

где  $\eta_{\Phi \ni M}$  — производительность ФЭМ при референсной температуре окружающей среды  $T_{_{pe\phi}}$  .

В качестве физической модели рекомендуется использование однодиодной модели Де Сото [121].

Таблица 21 — Модели производительности ФЭМ [120,121]

N₂	Модель	Входные данные
1	Де Сото (однодиодная)	pvlib.pvsystem.singlediode
2	Эванса	

Потери на затенение по-прежнему остаются одним из самых сложных компонентов моделирования, и, если, например, самозатенение рядов ФЭМ от прямой составляющей солнечной радиации полностью поддается геометрическому расчету, то для моделирования затенения крупного массива ФЭМ, вызываемого движением облаков, необходимо прибегать к специализированным методам, подобно описанному в исследовании [122]. Рассмотрение подобных методов в контексте прогнозирования мощности СФЭС на сутки вперед не имеет смысла поскольку данных ЧПП — основных опорных данных для данного горизонта прогнозирования — окажется попросту недостаточно. В случае полного отсутствия данных о пространственном расположении и геометрии массива ФЭМ моделирование затенения не

производится. В остальных случаях можно прибегнуть к упрощенной (без учета затенения рассеянной составляющей СР) модели, описанной в работе [123].

С помощью математических моделей инверторов можно оценить потери DC—AC преобразования и ограничения мощности и напряжения. Вопросы выхода за расчетные пределы по входному напряжению инверторов обычно рассматриваются в тех случаях, когда при проектировании массивов ФЭМ не учитывались соответствующие MPP-характеристики. Ограничения по выходной мощности обуславливается стандартной практикой, когда мощность массива ФЭМ, подключаемого к контуру, превышает номинальную мощность последнего. В этом случае мощность, получаемая от массива ФЭМ, ограничивается выходной мощностью инвертора (соответствующий термин в англоязычной литературе — clipping). Данные о КПД инверторов обычно приводятся в технической спецификации в виде кривых производительности при трех и более уровнях напряжения. Приведенные в таблице 22 модели позволяют перейти от кривых производительности к моделям в математическом преставлении.

N⁰	Модель	Входные данные	Функция в pvlib
1	Дриеса №1 (квадратичная)	$P_{DC}$	
2	Дриеса №2	$P_{_{DC}}$ , $V_{_{DC}}$	pvlib.inverter.adr
3	Кинга	$P_{_{DC}}$ , $V_{_{DC}}$	pvlib.inverter.sandia
4	PVWatts	$P_{_{DC}}$ , $P_{_{DC0}}$ , $\eta_{_{nom}}$ , $\eta_{_{ref}}$	pvlib.inverter.pvwatts

Таблица 22 — Модели инверторов [124–126]

Возможность учёта прочих потерь, не перечисленных выше, находится в зависимости от состава исходной информации о моделируемой СФЭС. Расчет потерь в кабелях производится посредством подсчета падения напряжения при стандартных условиях. Обычно эта информация содержится в проектной документации СФЭС. В ней же можно обнаружить и данные, касающиеся потерь в силовых трансформаторах. К прочим также относят потери, возникающие из-за поверхностного загрязнения ФЭМ, их электрического несоответствия и кратковременной деградации, вызванной светом (LID — light induced degradation) [87].

Последовательное математическое моделирование выработки СФЭС, как было указано выше, состоит из пяти основных стадий, на каждой из которых существует

неопределенность в выборе конкретной математической модели. Изобразим на рисунке 31 этапы моделирования с вариантом моделей из таблиц 18-22.

5 этапов последовательного моделирования содержат в общей сложности 21 математическую модель. Зададим каждому этапу и математической модели в нём номера в соответствии с рисунком 31. Тогда комбинации моделей можно представить в виде пятизначных кодов. Например, код 11111 будет соответствовать следующей комбинации: разложение  $G_{гор}$  — модель Эрбса, пересчёт  $G_{гор}$  в  $G_{накл}$  — модель Лю и Джордана, моделирование температуры ячейки ФЭМ — модель Росса, моделирование производительности ФЭМ — модель Де Сото, моделирование инверторов — модель Дриеса № 1.



Рисунок 31 — Математическое модели и этапы последовательного моделирования

Общее количество уникальных комбинации составит 5×5×2×5 = 1250. Для поиска оптимальной комбинации предлагается использовать последовательный перебор с вычислением среднеквадратичной ошибки (RMSE) для каждой из пар «факт-предсказание». Комбинация с наименьшим значением RMSE будет считаться оптимальной. Подробности о метрике RMSE приведены в п.п. 3.6 настоящего исследования.

При прогнозировании по найденной оптимальной комбинации в тех случаях, когда доступен расширенный метеопрогноз, этап разложения  $G_{rop}$  на составляющие можно опустить, поскольку параметры  $\hat{B}_{HOPM}$ ,  $\hat{B}_{rop}$ ,  $\hat{D}_{rop}$  будут доступны в явном виде. Для сценария №31, при котором данные измерений  $G_{Hakn}$  недоступны, в качестве альтернативы при поиске оптимальной комбинации математических моделей можно воспользоваться  $\hat{G}_{Hakn}$  из архива ЧПП, при этом этап №1 можно опустить, если данные ЧПП являются расширенными.

3.5.2 Прямое прогнозирование

При использовании прямого подхода к расчёту выработки СФЭС задаются гипотезой о наличии корреляционной связи между выходной мощностью электростанции и имеющимися в наборе данных сопутствующими метеорологическими параметрами (разумеется, прежде всего необходимо отталкиваться от наличия данных локальных измерений солнечного излучения).

Концепция прямого подхода к прогнозированию выработки СФЭС изображена на рисунке 32, а сценарии, подводящие к его использованию, сведены в таблицу 23. Требуемая исходная информация, используемая при прямом прогнозировании не отличается от оной для косвенного подхода.

Ограничения по составу исходных данных накладываются свойствами регрессионной модели. Например, если при ее построении использовались стандартные метеорологические

величины  $\begin{pmatrix} T_{o \kappa p 1} C_{o \delta u 1} H_{o m H 1} P_{a m M 1} W_{s 1} W_{d 1} O_{a m M 1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ T_{o \kappa p l} C_{o \delta u l} H_{o m H l} P_{a m M l} W_{s l} W_{d l} O_{a m M l} \end{pmatrix},$ то в качестве входных данных должен

использоваться этот и только этот набор параметров. На практике ключевым предиктором является  $G_{rop}$ , в чем можно удостовериться из работ [69,127]. В случаях, когда модель строилась исходя из данных стандартного метеопрогноза с сопоставленными данными локальных измерений  $G_{rop}$ , в зависимости от доступного ЧПП может потребоваться построение дополнительных моделей прогнозирования  $G_{rop}$  для последующей подачи этой величины на вход основной регрессионной модели.



Рисунок 32 — Концепция прямого прогнозирования мощности СФЭС

Таблица 23 — Сценарии, подводящие к использованию прямого подхода к прогнозированию выработки СФЭС

	Данные локальных измерений				Технические	Архив	
N⁰	$t_R^{ucx} \leq t_R^{mpeb}$	$L_{ucx} \! \ge \! L_{mpeb}$	GHI	$P_{C\Phi  i C}$	характеристики СФЭС	данных ЧПП	Метод
26	да	да	есть	есть	есть	есть	Регрессионная
25	да	да	нет	есть	нет	есть	модель с
27	да	да	есть	есть	нет	есть	калибровкой
22	да	да	есть	есть	нет	нет	Регрессионная
23	да	да	нет	есть	нет	нет	модель без
24	да	да	есть	есть	есть	нет	калибровки

Пусть дан массив исходных данных Z размером *l*×*m*, включающих в себя векторы предикторов X<sub>m-1</sub> и вектор предиктанта Y. Тогда формализованное определение обобщенного регрессионного уравнения можно привести в следующем виде:

$$Y = f(X_{m-1} + \varepsilon), \tag{34}$$

где *f* — регрессионная функция;

*є* — вектор ошибок регрессии.

Классическая линейная задача регрессии в векторной форме при этом выглядит следующим образом:

$$Y = Xw + \varepsilon, \tag{35}$$

где *w* — вектор искомых коэффициентов.

Уравнение линейной регрессии для каждого і-го наблюдения:

$$Y_{i} = \omega_{0} + \omega_{1} X_{1i} + \omega_{2} X_{2i} + \dots + \omega_{m-1} X_{(m-1)i} + \varepsilon_{i}.$$
(36)

В случае моделей прямого прогноза предиктантом Y является выходная мощность СФЭС  $P_{C\Phi \ni C}$ , при этом независимыми переменными X, как правило, являются сопутствующие метеорологические величины. При рассмотрении мощности СФЭС как предиктанта, а набора метеоданных — в качестве независимых переменных (предикторов), пересчет солнечного излучения в мощность СФЭС является частным случаем применения регрессионного анализа.

Обычно поиск зависимостей между вышеописанными параметрами осуществляется с привлечением методов машинного обучения, в частности широчайшее применение в отрасли нашли методы обучения с учителем. При построении моделей можно столкнуться с необходимостью выбора регрессионной модели из множества доступных. Выбор конкретной модели может быть сопряжен с определенными трудностями, поскольку обоснование с точки зрения производительности усложняется широким многообразием доступных в литературе результатов и метрик, зачастую непригодных к сравнению между собой. Этот факт объясняется тем, что модели прямого подхода в процессе построения «адаптируются» к конкретному массиву обучающих данных, содержащих в себе в неявном виде такие зависимости, как вариабельность рядов метеоданных, степень ошибочности метеопрогнозов и физические характеристики солнечной электростанции. Соответственно, надежные выводы можно делать лишь опираясь на полноценное сравнение различных моделей машинного обучения на одном и том же массиве обучающих данных.

Авторы масштабного исследования [128] утверждают, что в их случае наиболее предпочтительна модель многослойного перцептрона (MLP — Multilayer Perceptron), как

разумный компромисс между вычислительной сложностью и степенью ошибочности. Проведенный анализ, указывает также и на важность процедуры выбора предикторов, и, что особенно важно, на превалирующую роль состава предикторов в сравнении производительностей различных моделей. Следовательно, при разработке моделей прямого прогнозирования, основной внимание нужно заострять не на процедуре выбора регрессионной модели, а на предварительной обработке данных и выборе предикторов.

Неплохие результаты при прогнозировании выработки СФЭС демонстрирует метод градиентного бустинга над регрессионными деревьями решений (Gradient Boosting over Regression Trees), о чем свидетельствуют работы [129–132]. В качестве методов в рамках прямого подхода к прогнозированию выработки СФЭС рассмотрим вышеупомянутые модели машинного обучения с учителем.

Искусственные нейронные сети как метод машинного обучения нашли весьма широкое применение в области солнечной энергетики [59]. Типовая структура искусственной нейронной сети (ИНС) включает в себя входной слой с *n* входными сигналами; скрытый (вычислительный слой); выходной слой, состоящий из *i* нейронов; сумматор; синаптические веса  $\omega_{i,j}$ ; порог  $\theta_i$  и функцию активации  $\varphi_i$ . Функционирование нейронной сети делится на два этапа: обучение (тренировка) и генерирование результата.



Рисунок 33 — Модель искусственного нейрона

Результат на выходном нейроне определяется, как:

$$y_{i} = \varphi_{i} \left( \sum_{j=1}^{n} \omega_{i,j} \cdot x_{i,j} - \theta_{i} \right)$$
(37)

Функция активации  $\varphi_i$  равна единице при  $\sum_{i=1}^n \omega_{i,j} \cdot x_{i,j} > \theta_i$  и нулю при

 $\sum_{j=1}^n \omega_{i,j}{\cdot} x_{i,j}{<} \theta_i$  .

В качестве функции активации часто применяются такие нелинейные функции, как сигмоида  $\sigma(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$  или гиперболический тангенс  $f(x) = \tanh x$  [133].

В процессе обучения нейронной сети числовые значения весов и смещений корректируются для получения целевого результата путем минимизации ошибок между предсказанным и фактическим значением из обучающей выборки. Наиболее используемым методом обучения нейронных сетей является алгоритм обратного распространения ошибки, в котором минимизация целевой функции производится методом градиентного спуска, то есть на каждой итерации изменение весов происходит следующим образом:

$$\omega_{N+1} = \omega_N - \alpha \Delta_\omega E(\omega), \qquad (38)$$

где E — целевая функция ошибки, зависящая от весовых коэффициентов нейронной сети  $\omega$  и скорости обучения  $\alpha$ .

Таким образом, в данном методе веса нейронной сети обновляются в направлении, противоположном направлению градиента целевой функции с шагом, определяемым скоростью обучения. В качестве достоинств метода градиентного спуска можно выделить, в первую очередь, простоту реализации, а также тот факт, что метод гарантированно сходится к глобальному или локальному минимуму для выпуклых и невыпуклых функций соответственно. Алгоритм стохастического градиентного спуска (SGD — stochastic gradient descent) предполагает обновление весовых коэффициентов нейронной сети с использованием единственного примера і обучающей выборки на каждом шаге:

$$\omega_{N+1} = \omega_N - \alpha \Delta_\omega E(\omega; x^{(i)}; y^{(i)}), \qquad (39)$$

где  $(x^{(i)}; y^{(i)})$  — набор обучающих данных.

SGD не производит лишних вычислений, т.к., в отличие от классического градиентного спуска, функция ошибок алгоритма считается не по всей обучающей выборке, а только по одному примеру, из чего следует, что алгоритм обучается значительно быстрее, а

также допускает возможность обучения «на лету», т. е. новые примеры могут подаваться на вход сети непосредственно в процессе обучения.

Существует также группа квазиньютоновских методов второго порядка, основанных на вычислении вторых частных производных целевой функции ошибок: например, алгоритм bfgs (алгоритм Бройдена-Флетчера-Гольдфарба-Шанно). Такие методы обладают значительно более точной и быстрой сходимо- стью, однако являются более сложными в реализации и требуют больших затрат памяти. Помимо этого, существуют также и группы импульсных и адаптивных методов оптимизации целевой функции ошибки (например, adam — метод адаптивной оценки моментов) [134].

ИНС развиваются по выбранному алгоритму обучения и обучаются эпохами, которые представляют собой полный цикл всех обучающих данных, присутствующих в сети.

Степень ошибочности характеризуется несколькими методами оценки, среди которых распространен метод вычисления среднеквадратичной ошибки (MSE). MSE определяется после каждой эпохи, и процесс обучения заканчивается, когда величина метрики достигает минимального порогового значения [135].

Многослойный персептрон (MLP) — это алгоритм обучения с учителем, обобщающий функцию, которую можно выделить из набора данных, где п — размерность входных данных, а о – размерность выходных данных. По набору признаков и целевому значению функции у, MLP может обобщить аппроксиматор нелинейной функции для задач классификации или регрессии.

Градиентный бустинг — метод машинного обучения, применяемый для задач классификации и регрессии. В данном методе модель предсказания строится в форме ансамбля слабых предсказывающих моделей, обычно деревьев решений. Бустинг является общим методом для повышения производительности любого алгоритма машинного обучения. Суть его заключается в обучении каждой последующей модели с использованием данных об ошибках предыдущих моделей и дальнейшем снижении ошибок. Данный метод теоретически можно использовать для любого слабого алгоритма в целях снижения обучения [136].

В простом варианте градиентного бустинга деревьев решений строится модель следующего вида:

$$a_n(x) = \sum_{t=1}^n b_t(x),$$
 (40)

при этом можно допустить и  $a_0(x)=0$ .

Если построен  $a_t(x)$ , то алгоритм  $b_t(x)$  обучается на выборке

$$[x_{i}, -L'(y_{i}, a_{i}(x_{i}))]_{i=1}^{m}.$$
(41)

Из чего следует, что  $a_{t+1}(x) = a_t(x) + b_t(x)$ . При этом L(y, a) — функция потерь.

Поскольку архивы данных чаще всего представляют из себя «сырые» наборы автоматически заполняемых таблиц, на первом этапе важнейшей задачей является предварительная обработка данных (в англоязычной литературе именуемая как data preprocessing). В общем случае предварительная обработка данных состоит из пяти основных действий: фильтрации данных, отбора, масштабирования, преобразования и разбиения на группы. На стадии фильтрации производится детекция пропусков в данных. Если пропуски составляют незначительную часть массива данных, то они могут быть удалены. В противном случае применяются методы восстановления пропущенных значений в рядах данных с использованием метода замещения скользящим средним и метода *k*-ближайших соседей [137].

Другим немаловажным мероприятием на данной стадии является поиск и удаление из выборки данных выбросов или аномалий. Для обнаружения подобных значений в данных в зависимости от характера их распределения используют такие статистические методы, как квантильный анализ [138], поиск по стандартному отклонению [139], метод *k*-средних с построением диаграмм размаха [140]. Стадия отбора данных включает в себя выделение выбор наиболее информативных признаков (относительно предиктанта). Среди наиболее распространенных подходов к отбору признаков — метод оценки коэффициента корреляции Пирсона [141], метод общей информации [142], бустинг над деревьями решений [143]]. Для выделения признаков наряду с традиционными статистическими методами обычно применяют системы автокодирования [144] и состязательные сети [145].



Рисунок 34 — Стадии предварительной обработки данных

Для метрических алгоритмов машинного обучения неотъемлемым элементом предварительной обработки данных является масштабирование или нормализация. Широкое распространение получили два способа масштабирования данных: нормализация по максимальным и минимальным значениям выборки и *z*-оценка [137].

Нормализация признаков проводится с использованием следующей формулы:

$$X_{i,j}^{*} = \frac{X_{i,j} - X_{j}^{min}}{X_{j}^{max} - X_{j}^{min}},$$
(42)

где  $X_{i,j}$  — исходное *i*-е значение *j*-го признака;

 $X_{j}^{min}$  и  $X_{j}^{max}$  — соответственно минимальное и максимальное значения *j*-го признака по всей выборке.

Преобразование данных в контексте построения моделей машинного обучения — это преобразование категориальных признаков в числовые. При прогнозировании в солнечной

энергетике в большинстве случаев преобразование данных используется при предварительной обработке метеорологических параметров, заданных в виде словесных состояний.

Разбиение данных, которое чаще всего подразумевает кластеризацию по определенным правилам, может оказаться полезным при сегментации и классификации для отсечения заведомо невозможных или маловероятных прогнозных ситуаций.

Не последнюю роль в повышении производительности прямых предсказательных моделей играет и процедура оптимизации гиперпараметров. Параметрами моделей машинного обучения называют численные «настройки», которые корректируются в ходе оптимизации в процессе обучения (например, параметрами являются веса нейронов в ИНС). Итоговые значения этих параметров являются результатом обучения модели.

Гиперпараметры модели — такие ее параметры, значения которых задаются до начала обучения модели и не изменяются в процессе обучения (например, количество скрытых слоёв нейронной сети).

Для подбора гиперпараметров необходимо разделить массив данных на три части:

- 1) тренировочный (обучающий) набор данных (для обучения модели);
- 2) валидационный набор данных (для расчета ошибки и выбора наилучшей модели);
- 3) тестовый набор данных (для тестирования лучшей модели).

Одним из наиболее простых и распространенных алгоритмов настройки гиперпараметров является так называемый «поиск по сетке» (Grid Search). Grid Search принимает на вход модель и различные значения гиперпараметров (сетку гиперпараметров). Далее, для каждого возможного сочетания значений гиперпараметров, метод вычисляет ошибку и в итоге выбирает сочетание, при котором ошибка минимальна. К примеру, в библиотеке scikit-learn поиск по сетке реализован в виде функции GridSearchCV, включающей в себя процедуру k-fold кросс-валидации.

Кросс-валидация или скользящий контроль — процедура эмпирического оценивания обобщающей способности алгоритмов. С помощью кросс-валидации эмулируется наличие тестовой выборки, которая не участвует в обучении, но для которой известны правильные ответы. k-fold кросс-валидация состоит из следующих этапов:

1) Обучающая выборка разбивается на *k* непересекающихся одинаковых по объему частей.

2) Производится *k* итераций. На каждой итерации происходит следующее:

a) Модель обучается на *k* – 1 части обучающей выборки.

б) Модель тестируется на части обучающей выборки, которая не участвовала в обучении.

Каждая из *k* частей единожды используется для тестирования. Как правило, *k* = 10 (5 в случае малого размера выборки).

Рассмотрим основную информацию об программных библиотеках для разработки моделей прямого прогноза.

Keras — открытая нейросетевая библиотека, написанная на языке программирования Python. Она представляет собой высокоуровневую надстройку над фреймворками Deeplearning4j, TensorFlow и Theano. Нацелена на оперативную работу с сетями глубинного обучения, при этом спроектирована так, чтобы быть компактной, модульной и расширяемой [146].

scikit-learn — широко распространенная открытая библиотека машинного обучения, nfr;t написанная на языке программирования Python. scikit-learn включает в себя различные алгоритмы классификации, регрессии и кластеризации и позволяет взаимодействовать с другими библиотеками численного моделирования, такими как pandas, numpy, scipy [147].

Для оценки точности прогнозов в солнечной энергетике используются различные количественные показатели. Определение наиболее подходящего из них частично зависит от целей конечного потребителя прогнозной информации: системным операторам нужны метрики, которые точно отражают стоимость ошибок прогнозирования, в то время как исследователям требуются индикаторы относительной эффективности различных моделей прогноза и одной модели в различных условиях. В дополнение к выбору метрики решающее значение имеют соответствующий набор тестовых данных и процедура анализа. Во-первых, набор тестовых данных должен исключать все данные, которые использовались для обучения моделей и разработки методов пост-обработки, чтобы оценка проводилась на независимых данных. Во-вторых, данные должны анализироваться с помощью соответствующих процедур проверки качества, чтобы гарантировать то, что оценка отражает точность прогноза, а не проблемы с наблюдениями за данными, используемыми для проверки прогнозирующей модели [148,149].

Название	Язык программирования	Функционал	Преимущества	Недостатки
Keras	Python	Работа с нейронными сетями глубинного обучения	Лицензия МІТ, модульность, простота использования, высокая читаемость кода	Невысокая гибкость API, ограничение библиотекой Tensorflow

Таблица 24 — Характеристика фреймворка для машинного обучения [150]

В метеорологии сформулировано три аспекта, определяющих качественный прогноз [151]:

1) Согласованность — соответствие прогнозов и субъективных оценок.

2) Качество — соответствие прогнозов наблюдениям.

3) Ценность — постепенно нарастающая выгода конечных пользователей от использования прогнозной информации.

Перечисленные характеристики применимы и к прогнозам в энергетической метеорологии. Рассмотрим второй аспект подробнее. Понятие качества прогноза общеизвестно и универсально. Качество или точность прогнозов характеризуется разностью между фактическими и спрогнозированными значениями прогнозируемого параметра. В солнечной энергетике прогнозируемым параметром может быть интенсивность солнечного излучения, суммы прихода солнечного излучения за определенные промежутки времени, мощность и/или выработка электроэнергии СЭС. Выбор прогнозируемого параметра сам по себе никак не влияет на ход вычислений абсолютных значений метрик, но при переходе к относительным значениям путем нормализации существуют дополнительные особенности, которые будут перечислены далее.

В дополнение к выбору метрики решающее значение имеют процедура предварительной обработки данных и наличие обособленного набора тестовых данных. Проведение предварительной обработки данных призвано минимизировать риск того, что в оценках качества прогнозов будет содержаться информация о, например, результатах некачественных измерений. Тестовая выборка не должна включать в себя данные, которые использовались для обучения прогностических моделей, так как верификация должна проводиться на полностью независимых (новых для модели) данных.

В научно-технической литературе из области солнечной энергетики можно обнаружить примеры использования по меньшей мере 18 разного рода метрик оценки

точности прогнозов. Наиболее распространенными являются показатели среднеквадратичной (RMSE — Root Mean Square Error) и средней абсолютной ошибки (MAE — Mean Absolute Error) [152]. Оба этих показателя позволяют оценить обобщенную точность прогнозов. Помимо точности, оцениваются такие характеристики прогнозной информации, как смещение, уровень неопределенности, прогнозирующая способность (forecasting skill), определяемые посредством вычисления средней ошибки смещения (MBE — Mean Bias Error), показателя прогнозирующей способности (forecasting skill score) и дисперсии.

Прежде чем переходить к формулировкам наиболее распространенных и хорошо зарекомендовавших себя метрик, разделим их на две категории. К первой категории отнесем метрики оценки точности детерминистических (точечных) прогнозов, ко второй — то же, но для вероятностных прогнозов.

Традиционно большинство исследований, касающихся прогнозирования в области солнечной энергетики, фокусируются на детерминистских (точечных) моделях [59]. Подобные модели предоставляют по одному значению прогнозируемой величины на временной шаг горизонта прогнозирования.

Для точечных прогнозов базовыми метриками являются уже упоминавшиеся ранее в тексте MAE и RMSE. В одном ряду с этими статистическими показателями можно упомянуть также MBE и среднюю абсолютную ошибку в процентах (MAPE — Mean Absolute Percantage Error).

Пусть дана выборка данных, содержащая l пар значений фактических  $(G_i)$  и спрогнозированных  $(G_i^{-})$  величин плотности потока солнечного излучения. Тогда метрики могут быть представлены в формулировках, которые приводятся далее.

Как следует из названия метрики, средняя абсолютная ошибка есть среднее значение абсолютной разности между парами значений фактических и спрогнозированных величин, которое может быть выражено в виде следующего соотношения:

$$MAE = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^{l} |\hat{G}_i - G_i|.$$
(43)

Как видно из (43), значения МАЕ отрицательно ориентированы (чем меньше значение, тем качественнее прогноз) и обладают той же размерностью, что и прогнозируемая величина.

В тематических исследованиях нередко встречается и средняя абсолютная ошибка в процентном выражении:

$$MAPE = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^{l} \left| \frac{\hat{G}_i - G_i}{G_i} \right| \cdot 100\%.$$
(44)

Преимущество этого метода оценки заключается в том, что будучи заведомо нормализованным, он позволяет напрямую сравнивать степень ошибочности между разными прогнозными моделями. Недостаток состоит в неспособности МАРЕ отличить ошибочность от малых значений прогнозируемой величины, например, от небольших значений интенсивности солнечной радиации, которые наблюдаются рано утром или на закате [153]. Метрика МАРЕ ориентирована отрицательно.

В сравнении с оценкой МАЕ, в которой все ошибки имеют одинаковый удельный вес среднеквадратичная ошибка более сурова к наличию выбросов (или экстремальных отклонений) и значительной вариабельности в данных:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{l} \sum_{i=1}^{l} (\hat{G}_i - G_i)^2}.$$
(45)

Показатель RMSE, как и MAE, отрицательно ориентирован и косвенно оценивает величину разброса ошибок. Смещение между прогнозами и действительностью также негативно сказывается на обоих показателях.

Усредненная степень смещения рассчитывается как

$$MBE = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^{l} (\hat{G}_i - G_i).$$
(46)

Положительные значения MBE свидетельствуют о переоценке в прогнозах, соответственно негативные значения указывают на недооценку. Метрика MBE является центрированной (чем ближе значение к нулю, тем лучше).

В отличие от методов верификации из области традиционной метеорологии, в солнечной энергетике нормализация (приведение к определенному масштабу) метрик оценки точности прогнозов является распространенной практикой [153,154]. Перечислим основные способы нормализации рассмотренных выше «размерных» (абсолютных) метрик. Для верификации и сравнения моделей прогнозирования плотности потока солнечного излучения применяются

$$nRMSE_{avg} = \frac{\sqrt{\frac{1}{l}\sum_{i=1}^{l} (\hat{G}_i - G_i)^2}}{\bar{G}} \cdot 100\%.$$
(47)

$$nRMSE_{min/max} = \frac{\sqrt{\frac{1}{l}\sum_{i=1}^{l} (\hat{G}_{i} - G_{i})^{2}}}{G_{max} - G_{min}} \cdot 100\%.$$
(48)

$$nRMSE_{e.t} = \sqrt{\frac{1}{l} \sum_{i=1}^{l} \left(\frac{\hat{G}_i - G_i}{G_{0i}}\right)^2} \cdot 100\%.$$
(49)

$$nMAE_{avg} = \frac{\sqrt{\frac{1}{l}\sum_{i=1}^{l} |\hat{G}_{i} - G_{i}|}}{\bar{G}} \cdot 100\%.$$
(50)

$$nMAE_{min/max} = \frac{\sqrt{\frac{1}{l}\sum_{i=1}^{l} |\hat{G}_{i} - G_{i}|}}{G_{max} - G_{min}} \cdot 100\%.$$
(51)

$$nMAE_{e.t} = \sqrt{\frac{1}{l} \sum_{i=1}^{l} \left| \frac{\hat{G}_i - G_i}{G_{0i}} \right|} \cdot 100\%.$$
(52)

$$nMBE_{avg} = \frac{\sqrt{\frac{1}{l}\sum_{i=1}^{l} |\hat{G}_{i} - G_{i}|}}{\bar{G}} \cdot 100\%.$$
(53)

$$nMBE_{min/max} = \frac{\sqrt{\frac{1}{l}\sum_{i=1}^{l} |\hat{G}_{i} - G_{i}|}}{G_{max} - G_{min}} \cdot 100\%.$$
(54)

$$nMBE_{e.t} = \sqrt{\frac{1}{l} \sum_{i=1}^{l} \left| \frac{\hat{G}_i - G_i}{G_{0i}} \right|} \cdot 100\%,$$
(55)

где  $\bar{G}$ ,  $G_{max}$ ,  $G_{min}$  — среднее арифметическое, максимальное и минимальное значения фактических величин интенсивности солнечного излучения соответственно;

*G*<sub>0*i*</sub> — интенсивность солнечного излучения за пределами атмосферы, рассчитываемый для заданной географической точки и момента времени, соответствующего *i*-й паре выборки спрогнозированных и фактических величин.

Если прогнозируемой величиной является мощность и/или выработка электроэнергии, нормализацию можно проводить по установленной мощности СЭС. Например, выражение для вычисления значения метрики nRMSEmin/max тогда будет иметь следующий вид:

$$nRMSE_{min/max} = \frac{\sqrt{\frac{1}{l}\sum_{i=1}^{l} (P_{C\Phi \ni Ci} - P_{C\Phi \ni C})^2}}{P_{C\Phi \ni C}^{max} - P_{C\Phi \ni C}^{min}} \cdot 100\%.$$
(56)

Главный недостаток анализа производительности прогностической модели с применением одних только абсолютных метрик — невозможность объективного сравнения полученных результатов с чужими. Нормализация абсолютных значений ошибочности может проводиться различными способами. Разумеется, сравнивать между собой можно только значения, нормализованные схожим образом. Всё это накладывает дополнительные ограничения на единообразие верификации результативности моделей, из чего и прослеживается необходимость в универсальном безразмерном показателе. В солнечную энергетику понятие оценки прогнозирующей способности (skill score) пришло из классической метеорологии, в которой эта величина рассчитывается в следующем виде [155]:

$$s = \frac{A_f - A_r}{A_p - A_r},\tag{57}$$

где  $A_f, A_p, A_r$  — точность исследуемого прогноза, точность идеального прогноза, (как правило, равная единице) и точность референсного (базового) прогноза. Например, оценку прогнозирующей способности на основе RMSE можно представить, как

$$s = 1 - \frac{RMSE_f}{RMSE_r}.$$
(58)

Если s>0, то верифицируемые прогнозы превосходят по точности базовые.  $s \le 0$  указывает на несостоятельность исследуемых прогнозов относительно использованных базовых. Ясно, что при сопоставлении *s* различных прогнозных моделей, необходимо

принимать во внимание следующие факторы: выбранную метрику оценки точности и используемый референсный метод прогноза.

Как отмечается в статье [154], чаще всего в тематических исследованиях в качестве А из выражения (57) используется RMSE, соответственно данная метрика упоминается рядом авторов, как рекомендуемая [153]. Подобные рекомендации касаются и референсной модели — для детерминистского прогнозирования предпочтителен вариант наивного инерционного прогноза для ясного неба (clear-sky persistence) [152,153,156].

Интеграл Колмогорова-Смирнова (в англоязычных публикациях встречается аббревиатура KSI — Kolmogorov-Smirnoff Test Integral) позволяет определить, насколько существенно отличаются два набора данных (последовательность прогнозных и фактических значений параметра). Малое значение интеграла доказывает, что прогнозируемые и реальные значения ведут себя статистически подобно (при KSI = 0 все значения прогноза совпадают с реальной производительностью) [152]. Количественно KSI представляет собой разность между кумулятивными функциями распределения рядов прогнозных и наблюдавшихся данных [157]:

$$KSI = \int_{0}^{G_{max}^{ref}} |\varphi(\hat{G}) - \varphi(G)| dG, \qquad (59)$$

где  $\varphi(\hat{G}), \varphi(G)$  — эмпирические кумулятивные функции распределения спрогнозированных и наблюдавщихся величин интенсивности солнечной радиации соответственно;

*G*<sup>*ref*</sup><sub>*max*</sub> — максимальное теоретическое значение интенсивности солнечной радиации на поверхности Земли (может быть вычислено различными референсными методами).

3.5.3 Метрики оценки качества вероятностных прогнозов

Основными характеристиками качества в вероятностном прогнозировании являются точность, смещение, калибровка (надежность) и острота прогнозов [158].

Показатели точности и смещения, как упоминалось выше, широко применяются в теории детерминистического (точечного) прогнозирования. Добавим, что взаимосвязь между смещением и разбросом может быть выражена, как:

$$RMSE^2 = MBE^2 + SD^2, (60)$$

где  $SD = \sigma(hatG_t - G_t)$  — стандартное отклонение.

Коэффициент корреляции Пирсона  $\rho$  отражает независимую от смещения долю ошибочности прогноза:

$$\rho = \frac{cov(G,\hat{G})}{\sigma_G \times \sigma_{\hat{G}}},\tag{61}$$

где под соv обозначена ковариация, а под  $\sigma$  — стандартное отклонение.

Надежность прогноза можно определить путем построения соответствующих диаграмм. Диаграмма надежности представляет собой графическое отображение проверки, используемое для оценки компонента надежности модели вероятностного прогнозирования. Для прогнозов плотности распределения непрерывных величин диаграммы надежности отображают наблюдаемые вероятности в сравнении с номинальными (т. е. вероятности различных квантилей). При этом отклонения от идеальной надежности (диагональ) сразу могут быть выявлены визуально [159].

Под остротой прогноза понимается характеристика, отражающая степень конкретизации или концентрации прогнозного распределения [160]. Для оценки остроты используется такой параметр, как нормализованная средняя ширина интервала предсказания (PINAW — Prediction Interval Normalized Averaged Width):

$$PINAW(\tau) = \frac{\sum_{i=1}^{l} (\hat{G}_{1-\frac{\pi}{2}}(t)) - \hat{G}_{\frac{\pi}{2}}(t)}{\sum_{i=1}^{l} G(t)}.$$
(62)

Цель построения любой вероятностной прогнозирующей модели — добиться максимальной остроты прогноза (минимальной ширины интервала предсказания).

Оценка Брайера BS (Brier score) — аналог среднеквадратической ошибки RMSE для вероятностных прогнозов, определяющийся по следующей формуле:

$$BS = \overline{(p-o)^2}.$$
(63)

При помощи BS оценивается разность между прогностической вероятностью события *Р* и его частотой *о*, равной 0 или 1 в зависимости от того, наблюдалось событие или нет. Чем меньше значение BS, тем выше качество прогноза.

Метрика CRPS (Continuous Rank Probability Score) оценивает общее качество вероятностного прогноза. CRPS количественно отражает отклонения между кумулятивными функциями распределения вероятности (CDF) предсказанных и фактических данных. Формулировка CRPS выглядит следующим образом [161]:

$$CRPS = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^{l} \int_{-\infty}^{+\infty} (F_i(x) - 1\{x \ge y_i\})^2 dx, \qquad (64)$$

где *х* — переменная интегрирования (в задачах прогнозирования в солнечной энергетике этой переменной, как правило, будет являться интенсивность солнечной радиации или мощность СФЭС);

*F*<sub>*i*</sub> и *y*<sub>*i*</sub> — кумулятивные функции распределения прогнозной и фактической вероятностей параметра *x* соответственно;

 $1\{x \ge y_i\}$  — индикаторная функция, принимающая значение 1 при выполнении условия в скобках и 0 — в противном случае.

Квадрат разности между двумя CDF усредняется по *l* парам прогнозов и наблюдений. CRPS имеет ту же размерность, что и прогнозируемая переменная. CRPS негативно ориентирован (чем меньше значение, тем лучше). Таким образом, CRPS штрафует отсутствие точности прогностических распределений, а также необъективные прогнозы. CRPS является аналогом MAE для вероятностного прогнозирования и может быть нормализован схожими способами, а также позволяет сравнивать между собой производительность детерминистических и вероятностных прогнозов [153].

## 3.6 Калибровка ЧПП-прогнозов

Возвращаясь к факту о высочайшей вычислительной сложности моделей численного прогноза погоды, важно упомянуть отдельной строкой процесс эксплуатации выходных данных подобных моделей. На сегодняшний день результаты ЧПП таких моделей с глобальным покрытием, как, например, GFS или ICON находятся в открытом доступе. Примечательно, что в составе прогнозов, составляемых по упомянутым моделям, в явном виде присутствуют величины солнечной радиации (так, например, в GFS используется модель быстрого переноса излучения). То есть, ничто не мешает конечному пользователю

метеоинформации использовать данные ЧПП в «сыром» виде, однако, как показывает практика, за простоту и скорость приходится платить результирующим качеством прогноза [162]. В действительности, в исследованиях, рассматривающих вопросы практического использования ЧПП для задач прогнозирования в солнечной энергетике, изучаются различные способы апостериорной статистической обработки данных метеопрогноза. Изучая данных метеорологического прогноза вопросы обработки нельзя пройти мимо предложенного в статье [163] подхода, получившего название MOS (Model Output Statistics). MOS подразумевает статистическую пост-обработку — строится регрессионная модель, учитывающая отклонения ЧПП от фактических наблюдавшихся данных. В конечном итоге в модель в численном виде включается информация о закономерностях в расхождениях между значениями прогнозов и наблюдений. Одним из первых примеров применения MOS для прогнозирования в солнечной энергетике является исследование [148], где авторами использовалось следующее выражение:

$$BIAS_{i} = \beta_{0} + \sum_{j=1}^{m} \beta_{j} x_{i}^{(j)},$$
(65)

где  $x_i^{(j)} \in \left\{\cos^4 \theta_{zi}, ..., \cos \theta_z, \hat{k}_{csi}^4, ..., \hat{k}_{cs}\right\}. \hat{k}_{cs}.$ 

Благодаря примеру применения полинома (65) ясно, что для построения подобных регрессионных моделей нет никаких ограничений, в особенности в нынешнее время с широким распространением инструментария машинного обучения.

## 4 Эскизное описание аппаратно-программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения

## 4.1 Общие положения

Как было показано в разделе З настоящего отчёта, применение нейронных сетей позволяет осуществить прогнозирование выработки энергии солнечной электростанцией на сутки вперёд. Эти данные должны быть использованы при оптимизации суточного режима работы СДК. Однако внутричасовые изменения СИ также могут бытьдостаточно существенными, влияя на режим работы таких элементов СДК как СНЭ и ДЭС. При этом ДГУ обладают существенной инерционностью, особенно в контексте запуска из остановленного состояния. Кроме того, на время запуска ДГУ оказывает влияние температура окружающего воздуха. Учёт текщего состояния парметров окружающей среды и ближайшего прогноза их изменения должно позволить заранее подгоготовить ДГУ к изменению режима работы. Реализовать эту функцию возможно на основе данных сверхкраткосрочного прогноза СИ (на период до нескольких минут).

В отчёте «Разработка математической и имитационной модели солнечно-дизельного комплекса» (Этап 1, подраздел 4.4) приведён обзор способов сверхкраткосрочного прогнозирования СИ. Ниже дана эскизное описание проекта аппаратно-программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения, который может быть включён в систему управления режимом работы СДК, предложенное на основе анализа существующих подходов:

1) Патент US20150002661A1 [164] «Методы и системы для анализа затенения» предлагает способ анализа затенения, включающий следующие прием этапы: мультимедийного сообщения с мобильного устройства, включающее фотографическое изображение неба, отраженного в сферическом зеркале; идентификацию свободной от облаков части неба и закрытой облаками части неба на фотографии; вычисление доли затенения; подготовка отчета по анализу солнечного излучения. Осуществляя мониторинг небесной сферы с заданной переодичностью возможно выполнять прогнозирование момента покрытия (или открытия) солнечного диска облаками и, как следствие — изменения солнечного излучения.

2) Патент US8289183B1 [165] «Система и способ анализа массива солнечных панелей», позволяющий осуществлять мониторинг работы одного или более ФЭМ. Подход включает в себя ряд датчиков, сконфигурированных для измерения выходной мощности отдельных солнечных панелей. Блок телеметрии собирает данные с датчиков и передает

собранные данные в систему мониторинга. Система мониторинга обнаруживает события (например, аварийные), анализирует тренды технических показателей батареи ФЭМ.

3) Патент US8101848B2 [166] «Батарея ФЭМ для облачных условий с системой слежения за солнцем» обеспечивает оптимальную ориентацию батареи ФЭМ (чтобы ее светоприемная поверхность находилась под оптимальным углом), определяемую двухкоординатным отслеживанием положения Солнца на небосводе.

4) Патент WO2011017323A1 [167] «Отслеживание облаков» раскрывает систему отслеживания облаков для фотоэлектрической электростанции. Система отслеживания облаков включает в себя множество датчиков тени облаков, расположенных по периметру фотоэлектрической электростанции.

Исходя из анализа имеющихся решений авторами предложен вариант аппаратнопрограммного комплекса, основанного на использовании ФЭМ в качестве датчика освещённости и имеющего возможность дистанционной передачи информации на «базовое» устройство, в котором происходит обработка полученной информации и сформированный прогноз изменения солнечного излучения передаётся в АСУ ТП СДК.

4.2 Аппаратная часть комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения

В прототипе комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения для приема и передачи данных в используется радиомодуль ЛАРТ LoRa LM-MEGA1.

LoRa LM-MEGA1 — это плата для разработки проектов в среде Arduino IDE с установленным процессором Atmega328P и коммуникационный модуль LoRa RFM98W, работающим на частоте 868 МГц. Плата позволяет организовать сверхдальнюю систему передачи и приема данных по радиоканалу с расширенным спектром, высокой помехозащищенностью при минимальном потреблении энергии. Модуль предполагает применение в распределённых беспроводных сетях с большим числом конечных узлов, таких как ирригационные системы, интеллектуальные измерения, умные города, автоматизация зданий и др. Для подключения датчиков и исполнительных механизмов в модуле доступно 7 цифровых входов/выходов D2...D8 контроллера и 6 аналоговых входов A0...A5 как представлено на рисунке 35.



Рисунок 35 — Радиомодуль ЛАРТ Lora

Основные технические характеристики модуля:

- 1) Напряжение питания 3,7 В;
- 2) Размеры 80 х 60 мм;
- 3) Рабочая частота радиомодуля: 868 МГц;
- 4) Вес модуля 30 гр.

Для определения обеспечения модуля энергией используется солнечный модуль, состоящий из 4 элементов и имеющий вольт-амперную характеристику, показанную на рисунке 36.


Рисунок 36 — Вольт-амперная характеристика используемого ФЭМ

Для обеспечения заряда аккумулятора использовано солнечное зарядное устройство Lipo на базе CN3065 — микросхемы управления одной литиевой батареей. Выход солнечного зарядного устройства предназначен для зарядки одного полимерного литий-ионного элемента формата 18650. Радиомодуль ЛАРТ LoRa LM-MEGA1 подключен параллельно аккумуляторной батарее. Технические характеристики солнечного зарядного устройства:

- 1) Входной напряжение солнечной панели 4,4-6 В;
- 2) Максимальный зарядный ток 500 мА;
- 3) Интерфейс подключения 2-контактные разъемы JST (или PH2.0);
- 4) Встроенная защита от короткого замыкания;
- 5) Светодиодная индикация состояния батареи (красный: зарядка, зеленый: зарядка).

Контроллер заряда дает возможность получать максимально возможную мощность от солнечной панели, в данной работе он используется для обеспечения радиомодуля ЛАРТ LoRa LM-MEGA1 энергией.



Рисунок 37 — Принципиальная схема соединения датчика освещённости

Когда облако приближается и отбрасывает свою тень, солнечное излучение на земле уменьшается. Когда фоторезистор обнаруживает это падение интенсивности света, это указывает на приближение облака. Анализируя последовательность и временную задержку между срабатываниями различных датчиков, можно определить направление и скорость облака (подробнее см. в подразделе 4.3).

Затем соответствующий код загружается в приемник и подключается проводом mini USB к компьютеру, чтобы получать данные о солнечном излучении от передатчика.

На рисунке 38 показаны данные, которые отображаются на мониторе порта в среде разработки Arduino IDE. Также на рисунке вы можете видеть, что приведены данные о времени получения данных о солнечной радиации. При дальнейшей обработке данных это позволяет определить, с какой скоростью движется облако, его приблизительный размер и приблизительное время затенения станции.

Light: 9174 Light: 9124 Light: 8674 Light: 8734 Light: 8714 Light: 8774 Light: 8634 Light: 9754 Light: 9754 Light: 9754

Рисунок 38 — Пример вывода данных с одного из датчиков освещённости

4.3 Программная часть комплекса сверкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения

4.3.1 Общее описание программных компонентов

Программирование системы осуществлялось в двух средах программирования: Arduino и Jupyter Notebook.

В Arduino IDE написан код, позволяющий получать данные с датчиков освещённости в реальном времени. Частоту, с которой поступают данные в Arduino IDE, можно менять. Кроме того, можно менять частоту, с которой данные будут поступать в Jupyter Notebook, другими словами, данные могут поступать в среду программирования Arduino с одной частотой, а в Jupyter Notebook с другой. Данный момент предусмотрен для удобства построения графиков и вывода данных. Условием является то, что частота передачи в Jupyter Notebook не может быть больше, чем в Arduino. С блок-схемой алгоритма работы микроконтроллера можно ознакомиться на рисунке 39.



Рисунок 39 — Блок-схема алгоритма работы микроконтроллера

Основная часть работы комплекса опирается на программный код, написанный на языке Python, и реализующий непосредственно процедуру прогнозирования солнечного излучения. Цикл работы микроконтроллера продолжается до тех пор, пока не закончится период времени, указанный пользователем. Внутри кода описаны процессы калибровки данных, нахождения скоростей движения тени между датчиками. Подробнее с алгоритмом работы можно ознакомиться в пункте 4.3.2. На рисунке 40 представлена блок-схема с алгоритмом прогнозирования солнечного излучения на основе данных, поступающих от датчиков освещённости.



Рисунок 40 — Алгоритм прогнозирования солнечного излучения на основе данных, поступающих от датчиков освещённости

Для упрощения читабельности кода и возможности дальнейшего его использования с большим количеством датчиков, с помощью объектно-ориентированного программирования (ООП) на языке Python в среде программирования Jupyter Notebook был создан объект CSS, который представляет собой класс, обладающий методами и атрибутами, для нахождения скорости движения тени облака по поверхности земли. Описание методов класса приведено в таблице 25.

Название метода	Входные данные	Описание	
init	<ol> <li>количество датчиков</li> <li>расстояние между датчиками</li> <li>название порта</li> <li>частота дискретизации</li> </ol>	Конструктор класса, инициализирует его свойства.	
get_readings_once	1) данные с Arduino	Получает данные с датчиков освещённости	
get_means	1) время записи данных	Обрабатывает значения, полученные методом get_readings_once	
get_speed	допустимый порог	Вычисляет скорость тени облака.	

Таблица 25 — Методы объекта CSS

Благодаря этим методам в дальнейшем можно будет менять параметры системы без глобальных изменений кода. С полным кодом можно ознакомиться в приложении А (Текст программы аппаратног-программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения).

Последовательность запуска аппаратно-программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения следующая:

1) Для начала работы системы необходимо собранный образец датчика освещённости подключить к питанию. Успешность подключения контролируется по горящему светодиоду на контроллере Arduino. Если подключение прошло успешно, она должна гореть красным светом, в ином случае, необходимо проверить кабель или порт на исправность.

2) Запуск программы Arduino IDE. После открытия окна со средой программирования Arduino необходимо левой кнопкой мыши кликнуть на панель «Файл» в верхнем левом углу. Далее в появившемся окне нажать кнопку «Открыть» и выбрать файл с названием необходимого скетча. После выполненных операций должно открыться новое окно со скетчем (для удобства старое окно рекомендуется закрыть). Перед тем как загрузить скетч требуется задать необходимые параметры в меню. Для этого требуется кликнуть на панель «Инструменты», в появившемся окне нужными для нас являются элементы «Плата», «Процессор» и «Порт». Следует кликнуть на первые два и выбрать названия платы и процессора. В данной работе: «Arduino Nano» и «ATmega 328» соответственно. Если подключение системы прошло успешно, слово «Порт» должно быть написано черным цветом, в противном случае серым. При нажатии на него должны выходить варианты/вариант с названиями портов, например, для операционной системы Windows в виде «COMi», где і — номер порта. В работе используется порт COM4.

3) Запустить среду программирования Jupyter Notebook. При двойном клике левой кнопкой мыши программа должна открыться в браузере по умолчанию. После открытия программы можно наблюдать стартовое окно «Home». Заранее загруженные файлы (2 файла — см. приложение A (Текст программы аппаратног-программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения) с кодом с расширением «ipynb» должны находиться в одной папке. Необходимо включить оба файла двойным кликом мыши.

4) Если все вышеперечисленные действия выполнены правильно, система готова к работе.

4.3.2 Алгоритм работы программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения

В работе приняты следующие допущения:

1) облака имеют постоянное направление движения (строго над датчиками) в течение времени, необходимого для их прохождения над датчиками;

2) облака имеют большие размеры, чем предполагаемая станция, чтобы при прохождении над ней, они полностью ее закрывали;

3) облака имеют правильную форму без изгибов, вогнутостей.

Запуск системы состоит из двух этапов. Во-первых, в среде программирования Arduino необходимо кликнуть по знаку галочки (для проверки скетча), далее по знаку стрелки (для вгрузки скетча). После этого программа начнет получать и отображать данные с датчиков. Во-вторых, в среде программирования Jupyter Notebook необходимо запустить оба кода с помощью сочетания клавиш «Ctrl» + «Enter». Программа запущена.

После запуска программы данные с датчиков с заданным интервалом времени (в работе интервал принят равным 100 мс) считываются микроконтроллером Arduino, который служит для получения данных и дальнейшего их отправления в среду программирования Jupyter Notebook. На платформах Arduino аналоговые входы могут принимать напряжение от 0 (GND) до опорного напряжения и преобразовывать его с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП) в цифровое значение, в условные единицы. АЦП имеет разрядность 10 бит, поданное напряжение преобразуется в диапазон от 0 до 1023 [168]. Так как опорное напряжение равно 5 В, то один шаг показаний АЦП будет равен 0,0049 В.

Для удобства пользователя в среде программирования Arduino имеется возможность посмотреть получаемые в реальном времени данные и построить по ним графики.

Основная работа системы производится в среде Jupyter Notebook на языке Python 3.9. На рисунке 41 можно заметить, что при одинаковых условиях данные с датчиков отличаются друг от друга.



Рисунок 41 — Показания с датчиков освещённости

На работу программы это не влияет и не несет за собой ошибок. Такая разница между значениями обусловлена тем, что характеристики фоторезисторов могут отличаться даже в пределах одной партии [169], следовательно причина разности показаний — в инструментальной погрешности.

Для проверки корректности работы датчиков был проведен эксперимент: по датчикам была пройдена тень и были зафиксированы значения датчиков. Как видно из рисунка 42 разница между показаниями датчиками до и после прохождения тени не изменилась.



Рисунок 42 — Показания датчиков

Результат эксперимента в математическом виде описывается по следующей формуле:

$$\Delta_{12} = \Delta_{12}; \Delta_{23} = \Delta_{23}; \Delta_{13} = \Delta_{13},$$
(66)

где  $\Delta_{ij}$  — разница между значениями датчиков до покрытия тенью;

— разница между значениями датчиков после покрытия тенью.

Таким образом, результат может говорить о том, что датчики работают корректно, так как разница между значениями датчиков и до, и после движения облака остаётся неизменной.

Для удобства в дальнейших расчетах и для избавления от влияния инструментальной погрешности было принято решение усреднить значения каждого из датчиков и привести их к одному эталонному. В течение первых 5 секунд после запуска программа получает данные и находит средние значения от каждого из датчиков. Это необходимо для усреднения данных с учетом погрешностей и шумов. Расчет производится по формуле 67.

$$\bar{u}_i = \frac{\sum_{j=1}^n u_{ij}}{n},\tag{67}$$

где  $u_{ij}$  — значение на *i*-ом датчике в *j*-ый момент времени, о.е.;

*п* — количество данных с каждого датчика;

 $\bar{u}_i$  — среднее значение на *i*-ом датчике, о.е.

Далее было принято решение, что эталонным датчиком будет датчик с максимальным средним  $u_{max}^{-}$ . При необходимости можно выбрать датчик со средним или минимальным значением среднего. Приведение осуществляется по следующей формуле:

$$\Delta \bar{u}_i := \bar{u}_i + \Delta \bar{u}_i, \tag{68}$$

где  $\Delta \bar{u_i} = u_{max}^- - \bar{u_i}$ ;

*i* = 1 ... *n* — номер датчика.

До и после приведения датчиков к эталонному значению графики будут выглядеть следующим образом (рисунки 43-45). В дальнейших расчетах за начальный момент времени принимается момент после усреднения и приведения данных.



Рисунок 43 — Показания датчиков до приведения



Рисунок 44 — Показания датчиков после приведения



Рисунок 45 — Показания датчиков до и после приведения

В начальный момент времени все датчики показывают практически одинаковые значения. В Jupyter Notebook в отличии от Arduino IDE на экран выводятся только те значения, которые превышают начальные на определенный порог. В работе используется термин, определяющий эти значения. «Пороговое значение» — значение, которое отклоняется от начального в большую сторону на определенный заданный порог. Для точного нахождения порога для выбранной местности предполагается, что необходимо провести на ней эксперименты в течение года. Поскольку в работе описывается только прототип комплекса прогнозирования, то за порог принято значение равное 50 о.е. Такое значение выбрано экспериментальным путем так как имеют место какие-либо шумы или помехи, которые программа может неправильно засчитать за тень облака при ее обнаружении.

При прохождении тени над датчиками количество света, падающего на них, уменьшается, падение напряжения увеличивается. За первое пороговое значение принимается пороговое значение первого датчика, далее второго, третьего. Затем с появлением новой тени цикл повторяется.

Программа сохраняет в памяти и выводит на экран все пороговые значения, соответствующие им моменты времени, и находит скорости, с которыми тень проходит расстояние между парами датчиков. В данной работе используется три датчика, соответственно, предполагается четыре момента времени: начальный  $t_0$  и три, соответствующие пороговым значениям,  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ . Далее программа находит попарно разницу во времени между значениями датчиков №1 и №2, №2 и №3 соответственно:

$$\Delta t_{12} = t_2 - t_1; \Delta t_{23} = t_3 - t_2,$$
(69)

где  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$  — моменты времени, когда тень проходит над датчиками №1, №2 и №3 соответственно, мс.

В общем виде при произвольном количестве датчиков формула по нахождению скорости тени между парой датчиков выглядит следующим образом:

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i+1} - t_i, \tag{70}$$

где  $t_i$  и  $t_{i+1}$  — моменты времени, когда тень проходит над датчиками № i и № (i+1) соответственно, мс; i — номер датчика.

Для вычисления скорости движущейся тени облака между парой датчиков была применена формула:

$$v_{i,i+1} = \frac{l}{\Delta t_{i,i+1}},\tag{71}$$

где *l* — расстояние между парой датчиков, см;

 $\Delta t_{i,i+1}$  — время, за которое это расстояние пройдено, мс.

Поскольку в прототипе присутствуют три датчика, необходимо найти среднюю скорость. Программа рассчитывает  $v_{mehu}$  из двух составляющих: скорости, с которой тень преодолела расстояние между первым и вторым датчиками  $v_{12}$ , и скорости, с которой тень преодолела расстояние между вторым и третьим датчиками  $v_{23}$ . В математическом виде это выражено формулой:

$$v_{meHu}^{-} = \frac{v_{12} + v_{23}}{2}, \tag{72}$$

где v<sub>12</sub> — скорость, с которой тень преодолела расстояние между первым и вторым датчиками, см/с;

v<sub>23</sub> — скорость, с которой тень преодолела расстояние между вторым и третьим датчиками, см/с.

Или в общем виде:

$$v_{mehu}^{-} = \frac{\sum_{i=1}^{n} v_{i,i+1}}{n},$$
(73)

где  $v_{i,i+1}$  — скорость, с которой тень преодолела расстояние между *i*-ым и (*i*+1)-ым датчиками, см/с;

i — номер датчика,  $i = 1 \dots (n - 1)$ .

Результат выводится на экран в среде программирования Jupyter Notebook в см виде: «Скорость тени облака между датчиками 1-2 равна:  $v_{12}$ , см/с. Между датчиками 2-3 равна  $v_{23}$ , см/с. Между датчиками 1-3 равна:  $v_{13}$ , см/с. Средняя скорость тени облака составляет:  $v_{menu}^{-}$ , см/с. 4.3.3 Результаты экспериментального исследования работы программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения

Эксперименты в данной работе состоят из трех опытов, каждый из которых включает в себя от четырех до восьми состояний. Два опыта проведены в светлой комнате при дневном свете, третий на улице в ясный солнечный день.

Практическая часть эксперимента №1 состоит в проведении листа бумаги, сложенного в два сгиба, на высоте 135 мм от плоскости расположения фоторезисторов. Тень от бумаги может полностью закрыть все три датчика. Первое состояние соответствует начальному моменту времени, когда ни один датчик не затенен, и они показывают условно одинаковые значения. Во втором состоянии тень закрывает датчик №1, в третьем датчик — №2, в четвертом датчик — №3. При этом датчик №1 всё ещё остаётся закрытым. В пятом состоянии над датчиком №1 не остаётся тени. Рассмотреть, как бы работала установка в реальных условиях можно на рисунках 46 – 49.

V





Рисунок 46 — Установка до тени



Рисунок 47 — Тень на датчиком №1



Рисунок 48 — Тень над датчиком №1 и №2



Рисунок 49 — Тень над всеми датчиками

В результате опыта был получен график, представленный на рисунке 50. По нему можно заметить, что все три кривые имеют достаточно высокую корреляцию между собой. Все три кривые имеют схожесть по форме и характерный отступ по времени, определяющийся скоростью движения тени над датчиками.



Рисунок 50 — Результаты эксперимента №1

Выведенные программой ответы можно рассмотреть на рисунке 51.

```
Подключен к порту:СОМ4
Расчет средних значений каждого датчика. Это займёт 5 секунд.
Средние значения с датчиков равны, о.е.: [60 61 62]
Время, А0, А1, А2
Приведенные значения датчиков равны, о.е.: [65 63 62]
скорость между датчиками № 2 и № 1 : 7.590759075907591 см/с
скорость между датчиками № 2 и № 0 : 8.534322820037106 см/с
скорость между датчиками № 1 и № 0 : 9.745762711864408 см/с
[['19:04:42.047' 120 74 61]
['19:04:42.755' 155 113 71]
['19:04:43.664' 156 153 115]]
Средняя скорость равна: 8.623614869269701 см/с
```

```
Рисунок 51 — Скриншот вывода программы верхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения
```

Для удобства значения датчиков представлены в таблице 26.

Время, ЧЧ:ММ:СС	Значения датчиков в момент их превышения на порог, о.е.			
	Датчик №1	Датчик №2	Датчик №3	
19:04:42,047	120	74	61	
19:04:42,755	155	113	71	
19:04:43,664	156	153	115	

Таблица 26 — Результаты эксперимента №1

Эксперимент №2 состоит из восьми итераций. Цель эксперимента заключается в проверке чувствительности датчиков на «облака» разной плотности. Датчики по очереди будут закрывать две тени разных размеров и плотностей. Проведение первых четырех итераций аналогичны эксперименту №1. В последующие четыре итерации над датчиками проходится тень с меньшей плотностью (бумага в один слой). Начало пятой итерации можно рассмотреть на рисунке 52.



Рисунок 52 — Тень меньшей плотности надвигается на датчик №1

В процессе проведения эксперимента был получен график, изображенный на рисунке 53.



Рисунок 53 — Результаты эксперимента №2

Как можно увидеть на рисунке, значения датчиков значительно снижаются при прохождении тени меньшей плотности. Заданный порог для расчета скорости равен 50 о.е. (см. пункт 4.3.2), тень меньшей плотности не смогла обеспечить его, поэтому скорость для данной тени не была рассчитана.

Экспермиент №3 состоит в проверке работы установки в реальных условиях. Эксперимент проводился в ясный, солнечный день, тень была от бумаги, использованной в первом эксперименте. Полученные результаты можно рассмотреть на рисунке 54.



Рисунок 54 — Результаты эксперимента №3

На графике можно заметить, что минимальное значение сенсоров чуть больше 10 о.е., а максимальное не доходит до 25 о.е., разница между ними 15 о.е., что намного меньше заданного порога, следовательно скорость не была рассчитана. Таким образом, для экспериментов а реальных условиях данные датчики не подходят, так как для освещенности, соответствующей ясному, солнечному дню, датчики перестают засекать тени.

В дальнейших работах будет осуществлён переход к использованию фотоэлектрических модулей в качестве датчика освещённости (так как ток короткого замыкания ФЭМ зависит от освещённости).

# 5 Эскизное описание аппаратно-программного комплекса автоматизированного управления СДК

## 5.1 Общее описание макета СДК

Макет СДК состоит из четырёх основных составляющих:

- 1) дизельная электростанция (ДЭС);
- 2) имитаторы СЭС;
- 3) система накопления электроэнергии (СНЭЭ);
- 4) имитатор нагрузки.

Дизельная электростанция состоит из 2 дизель-генераторных установок (ДГУ): АД-30 и АД-12 номинальной мощностью 30 и 12 кВт соответственно (подробные технические характеристики приведены в отчёте за 1 этап).

Имитаторы СЭС представлены двумя источниками постоянного тока Delta Elektronika SM 660-AR-11 номинальной мощностью 3300 Вт каждый, а также трёхфазным сетевым инвертором SMA Sunny TriPower 12000TL номинальной мощностью 12 кВт (подробные технические характеристики приведены в отчёте за 1 этап).

Система накопления электроэнергии включает в себя батарею свинцово-кислотных аккумуляторов с номинальным напряжением 48 В и суммарной энергоёмкостью, равной 28,8 кВт·ч, а также 3 батарейных инвертора Victron energy Quattro-10000, обеспечивающие функционирование системы накопления в трехфазной сети (подробные технические характеристики приведены в отчёте за 1 этап).

В качестве имитатора нагрузки выступает нагрузочный модуль HM-50-T400-K2 номинальной активной мощностью 50 кВт с минимальным шагом регулирования, равным 1 кВт (подробные технические характеристики приведены в приложении Б, таблица Б4).

Все основные составляющие СДК объединены в общую силовую сеть, схема которой представлена на рисунке 55.



Рисунок 55 — Структурная схема макета СДК

## 5.2 Общие положения системы управления

5.2.1 Общие положения

Система управления (СУ) дизель-генераторной установкой (ДГУ) должна выполнять три функции: управление, защита и индикация. СУ обеспечивает полную индикацию состояния генераторной установки в любой момент времени и предоставляет средства для оценки этого состояния. Основное оборудование, необходимое для этих целей:

- 1) измерительные приборы;
- 2) индикаторы состояния;
- 3) защитные реле;
- 4) сигнальные устройства;
- 5) регуляторы тягового электродвигателя и генератора;
- 6) устройства сигнализации.

Большое количество разных ДГУ, отличающихся как сложностью, так и массогабаритными характеристиками требует гибкого и экономичного подхода к системам управления. Возможные решения часто определяются квалификацией эксплуатационного и обслуживающего персонала. Для небольших несложных установок, где требуются только элементарные логические схемы, лучше всего подойдут системы управления на основе хорошо зарекомендовавших себя надежных и прочных электромеханических реле. В

развивающихся странах эта технология достаточно широко распространена среди эксплуатационного персонала, основная подготовка и опыт которого, как правило, связаны с дизельными двигателями. Преимущество реле заключается в том, что довольно легко определить исправны ли они или нет. Кроме того, благодаря низкой скорости срабатывания они могут использоваться в очень (электрически) «шумных» местах без особых опасений, что они могут не сработать. В небольших установках операции управления просты и обычно включают в себя только запуск двигателя и управление подачей топлива. Несколько реле работу, образом, могут выполнять всю таким использование более дорогих полупроводниковых электронных систем не является целесообразным решением.

Технические характеристики системы управления определяются требованиями предприятия, где предполагается использовать эту систему. Более того, каждый производитель СУ имеет свои уникальные конструктивные решения, позволяющие удовлетворить тем или иным требованиям со стороны заказчика.

Ниже, на примере системы управления PRISMIC производства компании Brush Electrical Machines, рассматриваются основные особенности типовых микропроцессорных систем [170].

5.2.2 Основные функции типовых микропроцессорных систем управления

PRISMIC — это система управления энергоснабжением объекта (Power Management Systems или сокращённо PMS), которая представляет собой специализированную систему, обеспечивающую интеллектуальное управление процессами в промышленных электрических сетях. Данные системы предназначены для управления энергосистемой и сбросом нагрузки, что позволяет избежать перебоев в энергоснабжении и гарантирует бесперебойную работу критически важных объектов.

Функции PMS [170]:

- 1) интеллектуальный сброс нагрузки (10 мс);
- 2) контроль напряжения, частоты, мощности, коэффициента мощности;
- 3) управление генераторами (автоматический запуск и останов);
- 4) ограничение нагрузочных фидеров;
- 5) повторное подключение нагрузочных фидеров;
- 6) управление снижением нагрузки;
- 7) передача данных в системы PCУ/SCADA.

Как правило, система состоит из стоечного блока, включающего центральную процессорную плату (ЦП) и интерфейсные платы, которые формируют входные и выходные

сигналы. Центральный процессор содержит микропроцессор INTEL 8085 и периферийные компоненты, а также буферизует шины адреса, данных и управления, обеспечивающие доступ к интерфейсным платам. Встроенный источник питания находится внутри стойки. Интерфейсные платы выполняют различные функции, которые могут включать в себя:

1) Плата цифровых входов осуществляет приём сигналов состояния от выключателей и автоматических выключателей или аналогичных входов.

2) Плата аналоговых входов принимает сигналы от датчиков нагрузки или аналогичных входов.

3) Плата преобразователя — приём сигналов о напряжении и токе, и выполнение расчетов активной и реактивной мощности.

4) Плата предустановленных констант предназначена для настройки параметров системы по месту.

5) Плата цифровых выходов — инициирование срабатывания автоматического выключателя, пуска/останова тягового электродвигателя, подача сигналов оповещения и т.д.

6) Плата аналогового выхода — управление контрольно-измерительными приборами или регистрирующей аппаратурой.

7) Плата последовательного выхода — обеспечение связи по интерфейсу RS 232C с устройствами отображения информации, принтерами и т.д.

Система управления PMS может использоваться для автоматического управления несколькими генераторами, работающими как в изолированной энергосистеме, так и совместно с энергосистемой в режиме снижения пиковой нагрузки. Среди основных функций PMS можно выделить следующие [170]:

1) Непрерывный мониторинг мощности и нагрузки энергосистемы, благодаря которому, когда мощность «вращающегося резерва» электростанции («вращающийся резерв» станции — разница между мощностью и нагрузкой в любой момент времени) опускается ниже заданного уровня в течение определенного периода времени, запускается другой генератор. Сокращение времени работы генераторов достигается за счёт более позднего запуска и более раннего останова генераторов. При расчёте «вращающегося резерва» может быть произведено уточнение мощности генераторов в случае наличия каких-либо ограничений (по температуре, по техническому состоянию и пр.).

2) Возможность управления приборами, отображающими суммарную нагрузку, суммарную мощность с учётом температурных ограничений и величину «вращающегося резерва». При наличии в установке фидеров инженерных сетей рассчитать величину

вращающегося резерва обслуживающему персоналу не так просто, тем более если генераторы имеют разные типоразмеры, а также имеется необходимость в оценке коэффициентов снижения мощности. Система управления позволяет определить эти параметры, что в свою очередь поможет обслуживающему персоналу более эффективно принимать решения о запуске или останове генераторов.

3) Формирование сигналов тревоги для вращающегося резерва: «критический» и «избыточный». Первый предупреждает о надвигающейся ситуации перегрузки/отключения нагрузки. Второй сигнал включается, когда вращающийся резерв значительно превышает мощность одной энергоустановки (например, в 1,5-2 раза). Оба уровня сигнала могут быть настроены по месту.

4) Возможность выбора последовательности запуска и останова для каждого генератора в системе. Это позволяет регулировать время работы каждой установки в соответствии с графиком профилактического обслуживания. Если выбрана неправильная последовательность работы или порядок работы генераторов нарушен, подается сигнал тревоги. Если генератор не запускается или не синхронизируется, то запускается следующий по порядку работы агрегат и подается сигнал тревоги. Неисправная установка заносится в память PMS и не используется до тех пор, пока не будет отключена и введена в нормальный режим работы.

5) Возможность выбора минимального количества работающих установок независимо от нагрузки.

6) Возможность осуществления функции автоматического отключения от сети или «холодного пуска» при питании от аккумуляторов станции. Микрокомпьютер может быть использован: для последовательного запуска генераторов или, при наличии индивидуальных средств синхронизации, для запуска всех имеющихся генераторов и их совместной синхронизации для быстрого наращивания мощности.

7) Регулирование периода включения генератора. При использовании двигателей с турбонаддувом целесообразно организовать работу генераторов под небольшой нагрузкой, а затем отключить их на короткое время (около 4 минут) перед остановом. Это необходимо для того, чтобы дать им возможность остыть. Разгрузка проводится контролируемо. Настройки регуляторов частоты вращения и автоматических регуляторов напряжения тех генераторов, которые остались на шинах, изменяются таким образом, чтобы минимизировать помехи в системе.

8) Управление регуляторами распределения активной и реактивной мощностей. Регуляторы предназначены для распределения общей нагрузки по генераторам, работающим параллельно друг с другом или с энергосистемой. Загрузка энергоустановок осуществляется пропорционально в кВт и кВА соответственно. Требования к работе в режиме «снижения максимума нагрузки» отличаются от требований в режиме работы «на постоянную фиксированную нагрузку» (или при работе в изолированной системе).

5.2.3 Основные режимы работы

Режим «снижения максимума нагрузки» (Peak lopping). После запуска «подключаемого» генератора и его синхронизации с шинами опорная/рабочая точка регулятора частоты вращения должна быть смещена вверх до тех пор, пока энергоустановка не выйдет на требуемую мощность. Аналогично, т.к. реактивная мощность, вырабатываемая генератором, будет оставаться на низком уровне (и, возможно даже, перейдет в фазу потребления, т.е. генератор начнет потреблять реактивную мощность), необходимо повысить опорную точку его автоматического регулятора напряжения (АРН) на величину, соответствующую доле реактивной мощности, которую должна выдавать энергоустановка.

Управление генераторами может осуществляться таким образом, чтобы обеспечивать потребность потребителя в электроэнергии в периоды максимальных нагрузок, либо чтобы генераторы работали в оптимальном режиме тогда, когда потребность в электроэнергии со стороны потребителя не такая высокая (нагрузка меньше максимального значения). Например, генераторы могут быть запрограммированы таким образом, чтобы вначале работать с загрузкой, составляющей как минимум 50 % от их номинальной мощности, а в последствии — с ограничением по загрузке до тех пор, пока потребность в электроэнергии не достигнет максимального значения. Такая схема не только обеспечит работу генераторов с приемлемой эффективностью, но также позволит повысить эффективность энергоснабжения потребителя.

Режим работы «на постоянную фиксированную нагрузку» (Base load). Как и в случае, описанном в режиме «снижения максимума нагрузки», необходимо, чтобы опорные точки регулятора частоты вращения (РЧВ) и автоматического регулятора напряжения «подключаемого» генератора были смещены вверх. Однако в отсутствие стабилизирующего эффекта со стороны «бесконечной» энергосистемы повышение рабочей точки РЧВ приведет к увеличению частоты на шинах. Чтобы вернуть ее к номинальному значению, для всех остальных энергоустановок, подключенных к той же системе шин, необходимо понизить настройки регуляторов. Аналогично, напряжение на шинах повышается при повышении

опорной точки АРН вводимой в работу энергоустановки. Чтобы компенсировать это, необходимо уменьшить настройки регуляторов всех остальных находящихся в работе генераторов.

Еще одним моментом является то, что РЧВ и АРН могут иметь убывающие характеристики, т.е. частота вращения и напряжение снижаются при увеличении нагрузки. Поэтому системы управления распределением нагрузки должны компенсировать это, повышая опорные точки РЧВ и АРН при увеличении нагрузки и снижая их при уменьшении нагрузки. К сожалению, такие системы управления действуют недостаточно быстро, чтобы повлиять на стабильность регуляторов. Убывающие характеристики необходимы для обеспечения хорошей устойчивости при переходных режимах со стороны нагрузки.

Сброс нагрузки (Load shedding). При параллельной работе генераторов может возникнуть неблагоприятная ситуация, когда один из них выйдет из строя из-за серьезной неисправности. Если оставшиеся в работе генераторы не смогут справиться с внезапной перегрузкой, они могут начать работать в каскадном режиме, что в конечном итоге приведет к полному прекращению энергоснабжения потребителя.

В системах управления распределением нагрузки эта проблема решается следующим образом. Микроконтроллер непрерывно контролирует главное реле неисправности каждой энергоустановки на предмет появления первых признаков неисправности электромашины или тягового электродвигателя. Кроме того, в память системы управления постоянно заносятся данные о резервной мощности и величине (и распределении) нагрузки. В течение миллисекунд после обнаружения неисправности и до срабатывания автоматического выключателя генератора мошность отказавшего генератора вычитается из резерва, чтобы определить величину перегрузки. Теперь микрокомпьютер принимает решение о количестве наименее важных потребителей, которые необходимо отключить для предотвращения перегрузки системы. В течение 20 мс после обнаружения неисправности сигналы отключения подаются на соответствующие выключатели выходных фидеров (питающих линий электропередачи, отходящих от шин подстанции), идущих к соответствующим потребителям. При этом выключатель отказавшего генератора еще не полностью разомкнут. Такая скорость реакции не может быть достигнута обычными электромеханическими способами отключения нагрузки. Таким образом, внезапное отключение генераторной установки приводит к минимальным нарушениям в энергосистеме. При определенных условиях может произойти постепенная перегрузка системы. Например:

1) временная перегрузка работающих генераторов, в то время как «вводимая в работу» энергоустановка запускается и синхронизируется;

2) рабочая энергоустановка не запускается или не синхронизируется, а резервная — запускается и скоро выйдет на необходимую мощность;

3) все имеющиеся генераторы задействованы, и нагрузка превысила возможности энергосистемы.

В каждом случае перегрузка не должна быть чрезмерной, и необходимо полностью использовать перегрузочную способность генераторов, чтобы обеспечить время для принятия корректирующих мер. Микрокомпьютер рассчитывает нагрузку системы по выходным сигналам генераторов и сравнивает ее с суммарной мощностью генераторов. Если перегрузка сохраняется в течение заданного интервала времени, отключается достаточное количество наименее важных потребителей, чтобы снять перегрузку.

Другая ситуация, при которой необходимо отключение нагрузки — это снижение частоты в энергосистеме ниже предельного уровня в течение периода, превышающего допустимый, что свидетельствует о перегрузке в энергосистеме без каких-либо явных признаков. Такое состояние может быть следствием ряда факторов. Как правило, это блокировка подачи топлива, не позволяющая генератору выдать номинальную мощность. Система управления реагирует на такое состояние поочередным отключением потребителей в течение определенного интервала времени до тех пор, пока частота в энергосистеме не будет восстановлена.

В процессе работы в режиме сброса нагрузки энергоустановка может быть вновь введена в работу или подключена по мере восстановления мощности системы. Затем микрокомпьютер перейдет в режим, обратный отключению нагрузки, вновь подключая или разрешая повторное подключение потребителей, как только резервная мощность достигнет необходимого для этого значения.

Энергоустановка может работать на одного или несколько крупных потребителей, которые при внезапном включении могут вызвать перегрузку в энергосистеме. В этом случае микрокомпьютер, проверив мощность работающего генератора, подает сигнал на замыкание выключателей соответствующих фидеров только при достаточной суммарной мощности. При необходимости перед подключением фидера (фидеров) с большой нагрузкой запускается еще один генератор и синхронизируется с шинами.

Потребители электроэнергии могут отключаться последовательно в течение некоторого времени, а также в порядке убывания их приоритета (степени важности),

установленного на матричной плате, который может быть изменён по месту. Микрокомпьютер работает в соответствии с приоритетами потребителей, установленных на матрице, определяя величину нагрузок, которые могут быть отключены, и ведя подсчет суммарного значения до тех пор, пока не будет достигнута величина, которая после отключения позволит снять перегрузку.

Альтернативным и более экономичным подходом является назначение фиксированного значения для каждого фидера нагрузки и отключение с помощью функции контроля фидера. Такой подход оправдан, если фидеры представляют собой относительно постоянную нагрузку. Однако в этом случае существует риск, что во время отключения может быть отключено большее количество потребителей, чем минимально необходимое.

На рисунке 56 в виде блок-схемы показан функционал типовой полностью автоматической системы управления нагрузкой для нескольких дизель-генераторных установок. Не все функциональные блоки могут быть предусмотрены или необходимы в каждой конкретной системе управления, а конструкция и расположение аппаратных средств будут отличаться в зависимости от производителя [170].

### 5.3 Управление дизель-генераторными установками

#### 5.3.1 Управление двигателем

Согласно [170] для дизельных генераторных установок, работающих параллельно друг с другом или с бесконечной энергосистемой, распределение нагрузки активной мощности (кВт) является функцией регулятора двигателя, а распределение реактивной мощности (кВАр) — функцией возбуждения генератора.

Регулятор двигателя или регулятор частоты вращения — это устройство, которое обеспечивает автоматическое регулирование частоты вращения коленчатого вала двигателя. Воздействуя на рейку топливного насоса, регулятор изменяет и регулирует подачу топлива. Таким образом, благодаря этому устройству происходит стабилизация скорости работающего двигателя, что особенно важно при изменении нагрузок.

В дизельных электростанциях регуляторы двигателя способствуют выработке электроэнергии высокого качества или обеспечивают параллельную работу нескольких дизель-генераторов. Помимо этого регуляторы частоты вращения коленчатого вала двигателя позволяют снизить токсичность выхлопных газов и задымлённость, а также оказывают влияние на топливную экономичность и ресурс двигателей положительным образом, и защищают моторы в случае возникновения аварийных ситуаций.



Рисунок 56 — Блок-схема функционала типовой системы управления нагрузкой для много-генераторного энергокомплекса

Автоматический регулятор напряжения (АРН) — это устройство, функция которого заключается в поддержании рабочего напряжения на клеммах генератора в заданных пределах, несмотря на изменения внешних условий, таких как скорость, нагрузка, коэффициент мощности и повышение температуры.

Электромеханические регуляторы напряжения, встречающиеся сейчас только в самых старых установках, были устроены так, что реагировали на сигналы от напряжения на клеммах и тока в сети. Регуляторы этого типа, такие как виброконтактный регулятор Тиррилла, а также многоконтактные секторные и рамповые регуляторы, работали по принципу «проскакивания отметки». При этом они обеспечивали больший уровень возбуждения, чем требовалось при данном увеличении нагрузки. Это необходимо для того, чтобы преодолеть медленное нарастание потока в поле генератора из-за индуктивности обмотки. Прежде чем поток успевал нарасти до уровня, соответствующего усиленному возбуждению, регулятор снижал возбуждение. Со временем эти регуляторы были заменены на регуляторы с магнитными усилителями, которые обеспечивали повышенную стабильность и надежность работы, особенно в местах, подверженных вибрации, например, в машинных установках, или при нестационарной работе [170].

5.3.2 Основные элементы и параметры регулятора частоты вращения

Регулятор — устройство или механизм, который воспринимает какой-либо параметр и автоматически регулирует и поддерживает его на требуемом уровне. Применительно к генерации электроэнергии на переменном токе регулируемым параметром является частота вращения двигателя, а задача регулятора — поддерживать ее постоянной при любых условиях нагрузки. Для этого он регулирует расход топлива: при повышении частоты вращения уменьшается расход топлива, а при понижении — увеличивается. Существуют универсальный, односкоростной и многоскоростной регуляторы.

Универсальный регулятор (All-speed governor). Регулятор, который может быть настроен на регулирование частоты вращения двигателя на любое выбранное значение в заданном диапазоне. Его также называют регулятором переменной скорости. Этим он отличается от односкоростного регулятора, предназначенного для управления двигателем, который должен работать на одной заданной скорости, и от многоскоростного регулятора, который может быть настроен на управление скоростью тягового двигателя на двух или более заданных скоростях.

Привод (Actuator). Устройство, входящее в состав системы регулирования, которое обеспечивает итоговое управляющее воздействие на рейку топливного насоса.

Управляющий клапан (Pilot valve). Предназначен для регулирования гидравлического давления на поршень и цилиндр серводвигателя, который, в свою очередь, может воздействовать непосредственно на механизм управления подачей топлива.

Управляющее воздействие (Control action). Может быть следующим:

1) Пропорциональное, предполагающее управление двигателем пропорционально разнице между фактической частотой вращения и заданной (эту разницу иногда называют величиной «отклонение по частоте»). Пропорциональное управление обеспечивает непрерывную линейную зависимость между выходным и входным сигналами регулятора.

2) Интегральное управление, при котором выходной сигнал регулятора пропорционален интегралу по времени от входного сигнала, т.е. времени отклонения по частоте.

3) Дифференциальное управление, при котором выходной сигнал пропорционален скорости изменения входного сигнала или, другими словами, скорости изменения величины отклонения по частоте.

Мертвая зона (Dead band, dead zone). Диапазон частоты вращения (обычно очень небольшой), выраженный в процентах от номинальной частоты вращения, в котором регулятор будет работать до того, как отреагирует на входной сигнал и совершит корректирующее движение исполнительного механизма топливной рейки. Связанный с этим термин — «чувствительность», который определяется как наименьшее изменение частоты вращения, при котором регулятор будет влиять на перемещение исполнительного механизма топливной рейки.

Задержка по времени (Dead time). Это интервал времени между подачей сигнала на изменение входного сигнала на регулятор и реакцией двигателя на этот сигнал.

«Охота» (Hunting). Также называется «цикличностью» — это ритмичное и повторяющееся изменение частоты вращения, иногда вызванное чрезмерным контролем со стороны регулятора, но не всегда. Если причина в регуляторе, то ручное и кратковременное «блокирование» привода управления подачей топлива устранит это состояние. Если скачки частоты сохраняются, то причина не в регуляторе. Также см. понятие «стабильность».

Стабильность (Stability). Способность регулятора поддерживать равновесие частоты в системе в заданных пределах (при постоянной или изменяющейся нагрузке) без использования функции «охоты». Она представляет собой способность регулятора достигать заданной частоты вращения и быстро останавливаться. Каждый регулятор имеет определенное время срабатывания. Тот, который имеет низкую стабильность, будет

«колебаться» выше и ниже требуемой частоты (т.е. будет «охотиться») или будет требовать слишком много времени для прекращения колебаний.

Гистерезис (Hysteresis). Разница в частоте вращения при заданной нагрузке между условиями увеличения и уменьшения нагрузки. Выражается в процентах от номинальной частоты.

Изохронное регулирование частоты вращения (Isochronous speed governing). Подразумевает работу с постоянной частотой, независимо от нагрузки, в пределах номинальной мощности управляемого двигателя. Это равносильно нулевому процентному регулированию частоты вращения или нулевому постоянному снижению частоты вращения (см. далее).

Снижение частоты вращения (Speed droop). Процентное изменение частоты вращения, соответствующее полному ходу исполнительного механизма (т.е. от максимального до нулевого значения). Это характеристика работы регулятора, которая обеспечивает «стабильность» и необходима, чтобы пропорционально распределить нагрузку между двумя или более двигателями, оснащенными регуляторами с датчиком частоты вращения и работающими в параллели.

Время восстановления (Recovery time). Также называется «временем стабилизации» и представляет собой интервал времени (выраженный в секундах) между моментом отклонения частоты вращения от установившегося значения после изменения нагрузки и моментом возврата к регулированию частоты в пределах заданного установившегося диапазона, связанного с новой нагрузкой (см. рисунок 57(а)).

Время срабатывания (Response time). В терминологии регулятора это время, необходимое для того, чтобы его выходной сигнал повлиял на величину отклонения частоты вращения между начальным значением и значением, соответствующим установившемуся состоянию (см. рисунок 57(б)). В [171] используется термин «быстродействие» для описания скорости реагирования регулятора. Многое зависит от мощности регулятора по отношению к работе, которую он должен выполнить. Чем больше мощность, тем меньше время отклика (см. также понятие «работоспособность», описанное ниже). Мертвая зона системы управления будет определять время задержки до принятия корректирующих мер. Быстродействие определяет скорость выполнения корректирующих действий.

Диапазон частоты вращения (Speed band). Размер диапазона частоты (т.е. разница между верхним и нижним мгновенными значениями частоты вращения) выражается в процентах от заявленной частоты. Таким образом, величина диапазона огибающей в

установившемся режиме будет называться диапазоном установившейся частоты вращения (см. рисунок 57(в).



Рисунок 57 — Характеристики переходных процессов

Работоспособность (Work capacity). Работоспособность регулятора или связанного с ним исполнительного механизма — это величина работы, которую он может совершить на своём внешнем рычаге или валу.

Дрейф частоты (Speed drift). Постепенное отклонение от желаемой заданной частоты вращения.

Регулирование частоты или установившееся регулирование частоты (Speed regulation или steady-state speed regulation). Это изменение частоты вращения от максимального значения n<sub>макс</sub> до значения, соответствующего холостому ходу двигателя n<sub>мин</sub>, без регулировки со стороны регулятора. Выражается в процентах от номинальной частоты вращения n<sub>ном</sub> (см. формулу (74)).

$$b_{p} = \frac{n_{\scriptscriptstyle MAKC} - n_{\scriptscriptstyle MUH}}{n_{\scriptscriptstyle HOM}} \cdot 100\%.$$
(74)

Зная величину параметра *b<sub>p</sub>*, можно рассчитать изменение частоты вращения, которое произойдет при частичном изменении нагрузки (см. рисунок 58).



Рисунок 58 — Характеристики регулирования частоты вращения

Термины «регулирование частоты» и «установившееся регулирование частоты» часто используются как синонимы, однако они имеют разные значения. Регулирование частоты (также называется статизмом регулятора) — это величина изменения частоты вращения, которую необходимо обеспечить для того, чтобы исполнительный механизм регулятора (или сервопривода) прошел весь свой рабочий диапазон (см. рисунок 59). Это просто характеристика регулятора, которая описывает зависимость частоты вращения от величины подаваемого в двигатель топлива. Поскольку при увеличении нагрузки на двигатель требуется увеличить количество подаваемого топлива, то из этого следует, что увеличение нагрузки приводит к уменьшению частоты вращения. Параметр «регулирование частоты» зависит только от конструкции и настройки регулятора.

С другой стороны, параметр «регулирования» зависит не только от величины снижения частоты вращения, но и от степени смещения исполнительного механизма регулятора (или хода сервопривода), необходимого для перемещения топливной рейки между положениями, соответствующими режиму холостого хода и номинальной нагрузке. Если связь регулятора, характеристика которого показана на рисунке 59, с топливной рейкой двигателя такая, что для перемещения рейки между положениями, соответствующими холостому ходу и номинальной нагрузке требуется только 50 % хода сервопривода, то величина параметра «регулирования» будет составлять 2 %, хотя снижение частоты по факту 4 %.

В отличие от параметра «регулирование частоты», параметр «снижение частоты вращения двигателя» может быть как постоянным, так и временным. Если падение частоты вращения постоянное, то исполнительный механизм регулятора будет возвращаться в состояние покоя, которое может соответствовать разным значениям частоты. Это повлияет на регулирование частоты вращения, так как конечная частота вращения двигателя (как видно из рисунка 58) будет различной для каждого уровня нагрузки. Если же снижение частоты временное, то исполнительный механизм регулятора всегда будет возвращаться в исходное положение, соответствующее одному и тому же значению частоты. И поэтому конечная установившаяся частота вращения двигателя будет оставаться постоянной независимо от нагрузки. Временное снижение частоты (также называемое компенсацией) обычно закладывается в сервоприводы изохронных гидравлических регуляторов для придания им устойчивости в работе.



Рисунок 59 — Взаимосвязь между «снижением/отклонением» и «регулированием» для данного регулятора

Разгон (Surging). Это то же самое, что и режим «охоты», но периодические колебания частоты здесь всегда будут иметь большую величину.

Постоянная времени (Time constant). Данный параметр даёт представление о реакции «управляющей системы» на ступенчатое изменение, т.е. он определяет скорость реакции системы на изменение. Типичная ступенчатая реакция, представленная на рисунке 57(б),
воспроизведена на рисунке 60, а кривая тангенциального спада частоты показана пунктирной линией. Постоянная времени *Т* этой экспоненциально затухающей характеристики определяется точкой, соответствующей 36,8 % от величины полного затухания *K*.

Передаточная функция (Transfer function). Это математическое (или графическое) выражение связи между входом и выходом электрической сети или механического элемента в любой замкнутой системе управления. Выражаясь в виде отношения выход/вход для конкретного элемента, она может рассматриваться как «то свойство цепи или элемента, на которое необходимо умножить входное значение, чтобы получить выходное».



Рисунок 60 — Постоянная времени системы управления при изменении шага

Передаточная функция определяется как отношение отклика системы к возмущающему воздействию. В простейшем виде передаточная функция является константой и не зависит от времени и, следовательно, частоты. Форма выходного сигнала идентична форме входного. Она может быть с большей или меньшей амплитудой в зависимости от значения этой константы [170].

5.3.3 Автоматический регулятор напряжения

Как уже было упомянуто ранее для дизельных генераторных установок, работающих параллельно друг с другом или с бесконечной энергосистемой, распределение нагрузки активной мощности (кВт) является функцией регулятора двигателя, а распределение реактивной мощности (кВАр) — функцией возбуждения генератора. Поэтому данный вопрос, как правило, изучается по-отдельности: распределение мощности в кВАр [170].

После включения генератора на параллельную работу с сетью осуществляют прием нагрузки на включенный генератор с помощью увеличения подачи топлива у первичного двигателя включаемого генератора. При этом важную роль играет наклон характеристики регулятора двигателя, он же статизм регулятора, который выражает зависимость частоты вращения двигателя *n* от активной мощности *P* на его валу [172].

Взаимосвязь между частотой вращения вала двигателя и его мощностью для ДГУ, работающей независимо под управлением регулятора, может быть представлена кривой *A* на рисунке 61 (для регулятора с наклоном характеристики в 4 % при переходе от холостого хода к полной нагрузке).



энергосистему

На рисунке 61 горизонтальная линия *F* представляет собой номинальную частоту в энергосистеме. Когда генераторная установка подключена параллельно энергосистеме, генератор будет работать с мощностью *P*, определяемой точкой пересечения кривой *A* и линии *F* (поскольку генератор вынужден работать с той же частотой, что и в сети). Чтобы

изменить мощность генератора, необходимо оказать воздействие на его регулятор путем повышения или понижения характеристики регулятора (кривая A). Повышение характеристики до кривой B увеличивает мощность генератора до значения  $P_2$ , а понижение до кривой C уменьшает нагрузку до  $P_1$ . Таким образом, поскольку частота вращения вала двигателя не может изменяться из-за ее связи с частотой в сети, регулятор частоты становится регулятором мощности или, другими словами, он становится регулятором расхода топлива. Аналогично, если изменится частота в энергосистеме, то изменится и загрузка регулятора, т.к. точка пересечения линии постоянной частоты в сети с характеристикой регулятора сместится.

Когда ДГУ работают параллельно друг другу и независимо от общей энергосистемы, они работают с синхронной частотой и ведут себя так, будто они механически связаны. При увеличении нагрузки частота в системе снижается до тех пор, пока общая мощность всех энергоустановок не будет соответствовать новой нагрузке. При этом активная мощность делится между генераторами в соответствии с характеристиками их регуляторов.

В качестве примера, рассмотрим две одинаковые ДГУ, работающие параллельно друг другу и имеющие одинаковый статизм регуляторов (4 %). Предположим, что вначале обе ДГУ настроены на работу по кривой А (см. рисунок 62), а суммарная нагрузка соответствует номинальной мощности одного генератора, т.е. 100 % его выходной мощности.

В этом случае каждый генератор будет работать на 50 % от своей номинальной мощности, а частота на их общей шине составит 102 % от номинальной (это случай 1).

Если же регулятор одного из генераторов будет настроен в соответствии с кривой B (далее «генератор B») (см. рисунок 62), а другой все также продолжит работать согласно кривой A (далее «генератор A»), то частота, с которой должны работать обе ДГУ на ту же нагрузку, составит 103 % от номинальной. При этом генератор A будет загружен на 25 %, а генератор B — на 75 % (случай 2).

Следующим возможным сценарием является увеличение нагрузки до 150 % от номинальной мощности одной ДГУ, при условии, что генераторы все еще находятся в режимах, соответствующих кривым A и B. В этом случае дополнительная нагрузка (50 %) будет распределена между ДГУ поровну. Таким образом, генератор A будет загружен на 50 %, а генератор B — на 100 %. Частота в независимой энергосистеме при этом вернется к уровню в 102 % от номинала (случай 3).



Доля номинальной нагрузки каждого генератора (кВт)

Рисунок 62 — Распределение активной мощности между двумя ДГУ с одинаковым статизмом регуляторов, работающими в независимой энергосистеме

Любое дальнейшее увеличение нагрузки приведет к перегрузке генератора *В*. Таким образом, эффективность всей системы составит всего 150 % против теоретических 200 % при одинаковом статизме регуляторов ДГУ. Если же суммарная нагрузка упадает до 50 % от номинальной мощности одной ДГУ, то ее возьмет на себя генератор *B*. Генератор *A* при этом будет разгружен, а частота в системе повысится до 104 % от номинальной (случай 4).

Рассмотрим две одинаковые ДГУ, работающих параллельно, но имеющие разный статизм регуляторов, т.е. разный уклон характеристик *A* и *B* (см. рисунок 63). Из рисунка 63 видно, что степень регулирования генератора *B* в два раза больше, чем у генератора *A*.



Рисунок 63 — Распределение активной мощности между двумя ДГУ с разным статизмом регуляторов, работающими в независимой энергосистеме

Согласно рисунку 63, когда частота в системе составляет 102 % от номинальной, каждая ДГУ будет «нести на себе» 50 % своей номинальной нагрузки (случай 1). Если суммарная нагрузка увеличится настолько, что частота в системе упадет до 101 %, тогда генератор *A* будет работать на полную мощность (100 %), а генератор *B* будет загружен на 75 % от его номинальной мощности (случай 2). С другой стороны, если нагрузка уменьшится настолько, что частоть с 102,5 %, то генератор *A* будет работать с мощностью в 28 % от номинала, а генератор *B* — с мощностью в 38 % от номинала (случай 3).

Возвращаясь к случаю 2, если бы регулятор генератора *В* был перенастроен на кривую  $B_1$  то суммарная нагрузка в 175 % была бы распределена между ДГУ поровну по 87,5 % и произошло бы увеличение частоты в системе. Очевидно, что для данной нагрузки в системе можно получить любое желаемое значение частоты, если отрегулировать регуляторы обеих ДГУ таким образом, чтобы точка пересечения их характеристик поддерживалась на уровне 87,5 % от номинальной мощности каждого из них.

При необходимости можно даже заставить один генератор принимать на себя все изменения нагрузки — вплоть до полной номинальной мощности. Рассмотрим случай 1, где каждый агрегат «несет на себе» нагрузку в 50 % от номинала, а частота в системе составляет 102 %. Если нагрузка увеличится на 50 % от номинальной мощности ДГУ, а регулятор

генератора *A* (который имеет меньший статизм) будет перенастроен в соответствии с характеристикой *A*<sub>1</sub>, то агрегат *A* «примет на себя» все изменение нагрузки. Частота системы при этом останется на уровне 102 % [170].

Работа ДГУ при неизменной нагрузке. Ранее были рассмотрены случаи параллельной работы ДГУ при переменной нагрузке в энергосистеме. Здесь же будет рассмотрен вариант с работой ДГУ при неизменной активной нагрузке. Наилучшим образом это может быть проиллюстрировано с помощью рисунка 64, на котором характеристики регуляторов ДГУ построены «навстречу друг другу», а ось абсцисс ограничена постоянной величиной нагрузки в системе.

На рисунке 64 точка пересечения характеристик регуляторов ДГУ определяет как распределение мощности, так и общую частоту системы. Таким образом, на распределение мощности по генераторам влияет повышение или понижение одной или обеих характеристик регуляторов ДГУ. Например, повышение кривой A до  $A_1$  приводит к иному распределению мощности по ДГУ с небольшим повышением частоты в энергосистеме. Чтобы повысить частоту в системе, но сохранить относительную величину распределения мощности по генераторам, обе характеристики ДГУ должны быть повышены на одинаковую величину. Это продемонстрировано пересечением кривых  $A_1$  и  $B_1$ .



Рисунок 64 — Неравномерное распределение неизменной активной мощности между двумя ДГУ

Интересная ситуация возникает в точке *X*, где кривая *B* пересекается с чрезмерно повышенной до *A*<sub>2</sub> характеристикой генератора *A* (ДГУ № 1). В данном случае ДГУ № 1

работает с мощностью, достаточной для обеспечения не только общей нагрузки, но и для привода двигателя ДГУ № 2.

Таким образом, на основе вышесказанного могут быть сделаны следующие основные выводы о распределении активной мощности между ДГУ:

1) Пропорциональное, предполагающее управление двигателем пропорционально разнице между фактической частотой вращения и заданной (эту разницу иногда называют величиной «отклонение по частоте»). Пропорциональное управление обеспечивает непрерывную линейную зависимость между выходным и входным сигналами регулятора;

2) Для достижения оптимального распределения нагрузки между двумя или более генераторами, необходимо обеспечить точную настройку статизма регуляторов частоты вращения вала их двигателей;

3) Несоответствие настроек регуляторов ДГУ (их характеристик) серьезно влияет на распределение нагрузки, даже если статизм был выставлен правильно;

4) Чем меньше величина статизма регулятора генератора, тем выше его чувствительность к небольшим возмущениям при распределении нагрузки [170];

5) Для перераспределения активной мощности между параллельно работающими ДГУ необходимо изменить подачу топлива в дизель, например, увеличить подачу топлива в дизель генератора, на который переводят активную мощность, и уменьшить подачу топлива в дизель генератора, с которого снимают активную мощность [172].

Что касается параллельной работы ДГУ разной мощности, то для того, чтобы их работа была устойчивой и надежной необходимо, чтобы активная мощность, выдаваемая этими ДГУ, распределялась между ними пропорционально их номинальным мощностям, т.к. в противном случае один из параллельно работающих генераторов окажется недогруженным, а другие перегруженными, что вызовет выход последних из строя или выпадение из синхронизма. При этом пропорциональное распределение активной мощности между генераторами производится только в том случае, если приводные двигатели имеют одинаковый статизм.

При неодинаковом статизме привода и одинаковой частоте вращения параллельно работающих генераторов распределение активной мощности между ними не будет пропорционально их номинальным мощностям. Чтобы этого не происходило, статизм двигателя заранее регулируют настройкой регулятора подачи топлива.

Обычно дизельные двигатели имеют статизм 3 %, что позволяет обеспечить неравномерность распределения активной мощности между параллельно работающими генераторами не более 10 % мощности меньшего генератора [172].

Как уже было отмечено ранее, для дизельных генераторных установок, работающих параллельно друг с другом или с бесконечной энергосистемой, распределение нагрузки реактивной мощности (кВАр) является функцией возбуждения генератора [170]. Таким образом, при эксплуатации ДГУ возможны следующие случаи его параллельной работы:

1) с другими такими же генераторами или генераторами, имеющими аналогичную по принципу действия и схеме систему возбуждения;

2) с другими генераторами, имеющими принципиально отличную систему возбуждения [172].

Работа ДГУ с одинаковыми или аналогичными системами возбуждения. Для определения оптимального распределения общей реактивной мощности (кВАр) можно использовать диаграммы, аналогичные представленным на рисунках 63 и 64, построив зависимости, характеризующие относительное изменение напряжения генератора при увеличении его реактивной мощности, т.е. статизм по реактивной мощности (см. рисунки 65 и 66) [170,172].



Рисунок 65— Распределение реактивной мощности между двумя ДГУ с разным статизмом по реактивной мощности

Из рисунка 65 видно, что ДГУ с более пологой характеристикой изменения напряжения генератора от его реактивной мощности (кривая *A*) будет иметь тенденцию «брать на себя» большую долю реактивной нагрузки. Это связано с тем, что он имеет меньшее синхронное реактивное сопротивление, чем ДГУ с характеристикой *B*. Ситуация аналогична той, которая была представлена на рисунке 63 для генераторов с разными значениями статизма регуляторов частоты вращения.

Изменение возбуждения генератора приводит к смещению соответствующей характеристики ДГУ, повышая ее при повышенном возбуждении (кривая *B*<sub>1</sub>) и понижая при пониженном возбуждении (кривая *B*<sub>2</sub>). На практике распределение реактивной мощности зависит от автоматических регуляторов напряжения машин.

Таким образом, как и при распределении активной мощности, устойчивая работа ДГУ возможна только в том случае, если обе их характеристики имеют уклон или же если одна из них под наклоном, а другая — горизонтальная. Последнее условие соответствует параллельной работе ДГУ с бесконечной энергосистемой (см. рисунок 59).

По аналогии с рисунком 64 на рисунке 66 показано распределение неизменной реактивной мощности между двумя ДГУ. Следует отметить, что если одна машина значительно «недовозбуждена» (как это показано в точке *X* для ДГУ с характеристикой *B*), то она будет работать с «опережающей» нагрузкой, несмотря на то, что общая реактивная нагрузка «запаздывает».



Рисунок 66 — Неравномерное распределение неизменной реактивной мощности между двумя ДГУ

Повышение возбуждения ДГУ № 1 с характеристики *A* до *A*<sub>1</sub> приводит к тому, что этот генератор «берет на себя» большую долю реактивной нагрузки и повышает напряжение в системе. Однако повышение характеристик каждой из машин на аналогичную величину (т.е. с *A* до *A*<sub>1</sub> для ДГУ № 1 и с *B* до *B*<sub>1</sub> для ДГУ № 2) при одновременном изменении напряжения сохраняет относительную величину распределение мощности [170].

Что касается пропорционального распределения реактивной мощности между ДГУ разной мощности, то для этого необходимо, чтобы напряжение каждого из генераторов при автономной работе несколько уменьшалась с увеличением реактивной нагрузки, а статизм по реактивной мощности генераторов был одинаков. При неодинаковом статизме по реактивной мощности и одинаковом напряжении параллельно работающих генераторов распределение реактивной мощности между ними будет происходить непропорционально их номинальным мощностям.

Для удовлетворительной параллельной работы генераторы должны иметь статизм по реактивной мощности 3-4 %. Системы возбуждения многих генераторов не обеспечивают необходимого статизма по реактивной мощности и поэтому имеют специальное устройство параллельной работы [172].

Работа ДГУ с разными системами возбуждения

В данном случае пропорциональное распределение реактивной мощности между параллельно работающими генераторами может быть достигнуто двумя путями:

1) обеспечением одинакового их статизма по реактивной мощности, т.е. аналогично случаю параллельной работы разнотипных генераторов;

2) с помощью уравнительной связи обмоток возбуждения, что обеспечит самобаланс системы по реактивной мощности.

При параллельной работе со статизмом по реактивной мощности в результате увеличения реактивной нагрузки от 0 до 100 % от номинальной уменьшение напряжения на зажимах параллельно работающих генераторов достигает 4 % начального значения, что не всегда приемлемо.

При параллельной работе с уравнительными соединениями без статизма по реактивной мощности точность поддержания напряжения на зажимах параллельно работающих генераторов будет такой же, как и при их автономной работе.

Для обеспечения удовлетворительной параллельной работы генераторы тоже должны иметь устройства параллельной работы [172].

## 5.4 Управление режимов работы ДЭС

5.4.1 Техническое описание ДГУ

В качестве ДГУ в составе макета СДК на базе НИУ «МЭИ» выступает 2 ДГУ: АД-30 и АД-12 мощностью 30 и 12 кВт соответственно. Каждая из установок базируется на ДВС модели ММЗ Д-243 Минского Моторного Завода. Данный двигатель имеет 4 цилиндра в рядной компоновке, рабочий объём 4.75 литра и номинальную мощность 60 кВт. В таблице Б2 представлены технические параметры ДВС ММЗ Д-243. В паре с данными ДВС установлены трёхфазные синхронные генераторы итальянской фирмы Marelli Motori (см. таблицу БЗ) моделей МЈВ 200 SA4 в составе ДГУ АД-30 и МЈВ 160 SA4 в составе ДГУ АД-12. В качестве модуля управления отдельной ДГУ выступает контроллер датской компании DEIF модели Multi-line AGC 222. Данный контроллер обладает следеующими интерфейсами подключения: USB версии 2 для подключения к ПК, интерфейс Canbus, предназначенный для связи несколько контроллеров ДГУ в составе ДЭС в единую локальную вычислительную сеть, а также интерфейс RS-485, при помощи которого по промышленному протоколу связи Modbus RTU осуществляется связь АРМ оператора с контроллером ДГУ.

5.4.2 Особенности управления ДГУ

Управление дизель-генераторными установками с автоматизированного рабочего места (APM) оператора осуществляется посредством взаимодействия с контроллером ДГУ при помощи промышленного протокола связи Modbus RTU. Для реализации связи между APM и контроллером ДГУ необходимо физическое соединение APM и контроллера ДГУ является последовательный порт RS-485. Для реализации управления контроллерами ДГУ была написана программа на языке программирования Python, позволяющая считывать параметры ДГУ и записывать необходимые параметры в контроллер для последующей реализации управляющих.

Программа управления ДГУ содержит 4 блока:

1) Подключение необходимых для работы программы библиотека:

import time

import serial

from pymodbus.client.serial import ModbusSerialClient

2) Подключение к контроллеру ДГУ:

client = ModbusSerialClient(method='rtu', port='COM4', baudrate = 19200, bytesize = 8, parity = 'N', stopbits = 1,)

3) Описание функций:

## 4) Работа с контроллером ДГУ.

После подключения необхожимых библиотек происходит подключение к контроллеру ДГУ. Также в данном блоке задаются параметры отладки устройства: скорость передачи данных, размер байта, чётность, количество стоп-битов.

В следующем блоке программы происходит описание всех необходимых для работы функций, что позволяет значительно сократить объём текста программы, вызывая функцию только по её названию, не записывая весь текст функции целиком при каждом вызове функции.

В следующем блоке программы реализована функция чтения/записи параметров ДГУ, при помощи которой становится возможным отслеживать определённые параметры состояния ДГУ, а также изменять их в соответствии с необходимыми задачами (по поддержанию режима работы). Текст программы приведен в приложении Б «Текст программы по управлению имитатором солнечной электростанции».

Функция чтения/записи параметров ДГУ имеет несколько возможных вариантов написания в зависимости от требуемой задачи. Варианты написания функции, необходимые для считывания параметров состояния ДГУ из контроллера: client.read\_holding\_registers(address=X, count=Y, slave=Z), где X — адрес необходимого параметра в разделе «холдинговых» регистров в общей таблице адресов ПЛК ДГУ [173], Y — количество параметров для считывания, начиная с адреса X (например: при номере адреса X=1 и количеству адресов Y=5, будут считываться параметры по адресам с первого по пятый), Z — идентификационный номер ДГУ в составе ДЭС.

Данный вариант написания функции позволяет считывать значения параметров из раздела «холдинговых» регистров из общей таблицы адресов [173], в программном коде данный вариант написания функции описывается переменной под названием «rhr».

Ниже приведены те параметры из раздела «холдинговых» регистров в общей таблице адресов[173], которые использовались при тестировании программного кода.

Варианты написания функции, необходимые для записи необходимых параметров ДГУ в контроллер: client.write\_registers(address=X, values=Y, slave = Z), где X — адрес необходимого параметра в разделе «холдинговых» регистров в общей таблице адресов [173], Y — значение выбранного параметра, которое необходимо записать в контроллер, Z — идентификационный номер ДГУ в составе ДЭС.

N⁰	Функциональная группа	Адрес	Название параметра	Описание параметра
1		58000	Год (2003-2099)	
2		58001	Месяц (1-12)	
3		58002	Дата (1-31)	
	Контрольные		День	
4	команды	58003	(1-7, Понедельник –	синтации в из контроллера ЛГУ
	времени		Суббота)	считанные из контроллера ді 5
5	-	58004	Час (0-23)	
6	-	58005	Минута (0-59)	
7		58006	Секунда (0-59)	
			Уставка регулятора	
	8		активной мощности	Значение уставки по активной
8		0	(от 0 до 100% от	мощности, считанное из
		номинальной	контроллера ДГУ	
			мощности)	
			Уставка регулятора	Значение уставки по коэффициенту
9		1	соѕ ф (от 60 до	мощности, считанное из
	Контрольные		100%)	контроллера ДГУ
	команлы			Значение уставки по реактивной
				мощности, считанная из
			Уставка регулятора	контроллера ДГУ (при
			реактивной	отрицательных значениях характер
10		2	мошности (от -100	реактивной составляющей
			ло +100%)	мощности — емкостной, при
				положительных значениях характер
				реактивной составляющей
				мощности — индуктивный)

Таблица 27 — Фрагмент карты регистров контроллера ДГУ

Данный вариант написания функции позволяет записывать в контроллер ДГУ значения параметров из раздела «холдиногвых» регистров из общей таблицы адресов, в программном коде данный вариант написания функции описывается переменной под названием «wr»

Ниже в таблице 28 приведены параметры из раздела «холдинговых» регистров в общей таблице адресов [173], которые использовались при тестировании программного кода.

client.write\_coil(address=X, value=Y, slave = Z), где X — адрес необходимого параметра в разделе «дискретных выходных катушек» в общей таблице адресов [173], Y — значение выбранного параметра, которое необходимо записать в контроллер, Z — идентификационный номер ДГУ в составе ДЭС.

Таблица 28 — Параметры из раздела «холдинговых» регистров в общей таблице адресов контроллера ДГУ

N⁰	Функциональна я группа	Адрес	Название параметра	Описание параметра
1	Контрольные команды	0	Уставка регулятора активной мощности (от 0 до 100% от номинальной мощности)	Значение уставки по активной мощности, записанное в контроллер ДГУ

Данный вариант написания функции позволяет записывать в контроллер ДГУ значения параметров из раздела «дискретных выходных катушек» из общей таблицы адресов [173], в программном коде данный вариант написания функции описывается переменной под названием «wc».

В таблице 29 параметры из раздела «дискретных выходных катушек» в общей таблице адресов [173], которые использовались при тестировании программного кода.

Таблица 29 — Выходные параметры в общей таблице адресов контроллера ДГУ

N⁰	Функциональная группа	Адрес	Название параметра	Описание параметра
1	Командные флаги	19	Фиксированная мощность	Переключение контроллера ДГУ в режим фиксированной мощности

## 5.5 Моделирование режимов работы СЭС

5.5.1 Техническое описание имитаторов СЭС

В качестве имитаторов СЭС в составе макета СДК на базе НИУ «МЭИ» выступают 2 источника постоянного тока Delta Elektronika SM 660-AR-11 номинальной мощностью 3300 ватт каждый. Технические характеристики приведены в таблице Б.1.

Работать данные источники постоянного тока могут в двух диапазонах напряжений: от 0 до 330 В с максимальным током до 11 А, или в диапазоне от 0 до 660 В с максимальным током до 5,5 А. Переключение между диапазонами производится автоматически при необходимости.

Вольт-амперная характеристика источника постоянного тока Delta Electronica SM 660-AR-11 представлена на рисунке 67.



Рисунок 67 — Вольт-амперная характеристика Delta Electronica SM 660-AR-11

Характеристики сведены в таблицу Б.1 (см. приложение Б).

Имитаторы позволяют проводить моделирование режимов работы солнечной электростанции в широких диапазонах задаваемых параметров:

 Температура фотоэлектрических ячеек может быть установлена в диапазоне от -120 до +120 градусов по Цельсию.

2) Уровень солнечной инсоляции может быть установлен в диапазоне от 0 до 10000 Вт/м<sup>2</sup>.

Данные диапазоны задаваемых параметров превышают реально возможные значения, что позволяет проводить моделирование режимов работы СЭС в любых реально-возможных условиях.

Помимо вышеописанных условий, для проведения моделирования режимов работы СЭС необходимыми параметрами являются характеристики моделируемого массива солнечных фотоэлектрических модулей (ФЭМ):

- 1) напряжение холостого хода;
- 2) ток короткого замыкания;
- 3) напряжение в точке максимальной мощности;
- 4) ток в точке максимальной мощности;
- 5) температурный коэффициент изменения тока короткого замыкания;
- 6) температурный коэффициент изменения напряжения холостого хода.

Имитаторы СЭС подключены к сетевому инвертору SMA Sunny TriPower 12000TL, основные технические характеристики которого приведены в таблице 30.

Входные параметры постоянного	тока (DC)	
Параметр	Значение	
Минимальное напряжение, В	150	
Напряжение запуска, В	188	
Напряжение поиска точки максимальной мощности, В	440 ÷ 800	
Номинальное напряжение, В	580	
Максимальное напряжение, В	1000	
Ток на вход 1, А	18	
Ток на вход 2, А	10	
Максимальная мощность, Вт	12275	
Выходные параметры переменного	о тока (АС)	
Номинальное напряжение, В	230	
Номинальная частота, Гц	50	
Номинальная мощность при 230 В/50 Гц, Вт	12000	
Номинальный фазный ток при 230 В, А	17,4	
Эффективность		
Максимальная эффективность, %	98,2	

Таблица 30 — Технические характеристики инвертора SMA Sunny TriPower 12000TL

Структурная схема соединений установки полунатурного моделирования СЭС включает в себя всё вышеописанное электротехническое оборудование, элементы, необходимые для управления имитатором СЭС, такие как автоматизированное рабочее место оператора (в виде персонального компьютера) и сервер MQTT, а также контрольноизмерительные соединения макета СЭС и связь силового оборудования с электрической сетью. На рисунке 68 представлена структурная схема подключений оборудования.





5.5.2 Особенности управления имитаторами СЭС

Управление источниками постоянного тока Delta Electronica SM 660-AR-11 на базовом уровне производится при помощи Web-интерфейса данного источника.

Получить доступ к этому Web-интерфейсу можно следующим образом:

1) Подключить устройство к сети через порт RJ45, расположенный на задней панели (см. рисунок 69).



Рисунок 69 — Задняя панель постоянного тока Delta Electronica серии SM3300

2) Необходимо узнать фактический IP-адрес источника, через меню (см. рисунок 70) настроек на самом устройстве. Структура меню и необходимый подпункт показаны на рисунке 71.



Рисунок 70 — Лицевая панель источника постоянного тока Delta Electronica серии SM3300

SYSTEM INFO UNIT VERSION SERIALNR PUD STATUS TEMPERATURE INPUT CONFIGURATION FRONT SETTINGS LCD SETTINGS LIGHT ON LIGHT DIM DIM DELAY CONTRAST INDICATORS SOUNDS LANGUAGE **POWER-ON STATE** VOLTAGE CURRENT OUTPUT PRG SOURCE **V-SETTINGS I-SETTINGS** POWER SINK STATUS SETTINGS MASTER SLAVE STATUS SETTINGS SETUP RECALL SETUP SAVE SETUP PROTECTION ACCESS SECURITY CHANGE KEY LOCK OPTIONS UNLOCK OPTIONS LIMITS VOLTAGE LIMIT CURRENT LIMIT INTERFACES LAN ADDRESS SUBNETMASK GATEWAY DHCP **IP-VERSION** MAC-ADDRESS SLOTS **OVERVIEW** 

Рисунок 71 — Структура меню источника постоянного тока Delta Electronica серии SM3300

3) Через ПК, подключенный к той же локальной вычислительной сети, что и имитатор, необходимо ввести IP-адрес нужного имитатора в адресную строку браузера и нажать клавишу Enter (рисунок 72).



Рисунок 72 — Адресная строка браузера

4) В открывшейся консоли Web-интерфейса можно задать вручную необходимое напряжение и ток, выдаваемые источником (рисунок 73).



Рисунок 73 — Консоль WEB-интерфейса источника Delta Electronica серии SM3300

Примечание: Для задачи необходимых параметров необходим пароль администратора (по умолчанию: «depower»), который вводится в окно для пароля, расположенное в нижнем правом углу консоли (может появляться не сразу, а после попытки задать параметры без пароля, см. рисунок 74).



Рисунок 74 — Место расположение окна для ввода пароля в консоли Web-интерфейса

Программа управления имитатором СЭС, написанная на языке программирования Python, содержит в себе 4 блока:

1) Подключение необходимых для работы программы библиотек:

import socket

import pandas as pd

import time

import re

import numpy as np

2) Подключение к имитатору.

3) Описание функций.

4) Работа с имитатором:

а) Задача входных параметров симуляции.

б) Вывод полученных данных.

Для работы программы необходимы следующие библиотеки языка Python:

1) socket — библиотека, необходимая для подключения к имитатору;

2) pandas — библиотека, необходимая для работы с файлами входных/выходных данных;

3) time — библиотека, необходимая для управления временем выполнения итераций экспериментов;

4) re — вспомогательная библиотека, необходимая для оптимизации программного кода;

5) numpy — библиотека, необходимая для работы с массивами данных в ходе эксперимента.

После загрузки необходимых библиотек происходит подключение к имитатору по его сетевым параметрам: IP-адрес, порт устройства (по умолчанию: 8462). Также в данном блоке задаются параметры отладки устройства: Размер буфера сообщений, время ожидания отклика от устройства, максимальное напряжение, и максимальный ток имитатора и список доступных источников управления имитатором.

В следующем блоке происходит описание всех необходимых для работы скрипта функций, что позволяет значительно сократить объём текста скрипта, вызывая функцию только по её названию, не записывая весь текст функции целиком при каждом вызове функции.

Далее следует блок непосредственной работы с имитатором. Сначала задаются параметры моделируемого массива, указанных в файле parameters.csv при помощи чтения данного файла инструментами библиотеки pandas, и последовательной отправки

соответствующих команд на имитатор. Затем задаются начальные условия эксперимента в виде двух значений: температура фотоэлектрической кривой и фактическая освещённость. Следующим шагом является передача управления на модуль симуляции солнечного модуля, установленного в имитаторе на аппаратном уровне. После этого отправляется команда на запуск выдачи имитатора. Далее скрипт читает файл inputs.csv, после чего параметры из этого файла разбиваются на 2 переменных по столбцам, а также при помощи библиотеки питру создаются массивы, необходимые для вывода результатов симуляции на экран.

На данном этапе скрипт принимает итерационный характер, в зависимости от количества строк исходных данных. На каждой итерации выполняются следующие действия: значения параметров из первой строки файла inputs.csv отправляются на имитатор, после чего стоит выдержка времени, необходимая для корректного отображения результатов итерации на экране. После этого на экран выводятся значения температуры и освещённости для текущей итерации. Далее от имитатора запрашиваются значения его выходных параметров: напряжения и тока, на основе которых рассчитывается выходная мощность имитатора (данный запрос имеет итерационный характер, это необходимо для дальнейших расчётов, выдержка времени между запросами и количество запросов могут быть скорректированы в соответствии с условиями эксперимента). После этого все рассчитанные значения мощности осредняются и осреднённая мощность за итерацию выводится на экран. После этого начинается новая итерация.

Примечание: на первой итерации установлена выдержка времени, необходимая для синхронизации инвертора, к которому подключен имитатор с сетью и начала фактической выдачи мощности имитатором.

После того, как все итерации успешно выполнятся, выводится сообщение о завершении теста.

Текст программы и результаты тестового расчёта приведены в приложении Б.

Вывод результатов можно осуществить также в виде отдельного файла с разрешением .csv.

Эксперимент проводится следующим образом: для проведения эксперимента необходимо произвести логическое подключение к имитаторам. Затем задаются параметры моделируемого массива солнечных модулей и начальные условия эксперимента (температура ФЭМ и величина освещённости). Следующим шагом является передача управления на блок симуляции ФЭМ, установленного в имитаторе на аппаратном уровне. На этапе выдачи мощности имитатором эксперимент принимает итерационный характер, в соответствии с

заданным оператором количеством пар значений: температура ФЭМ; уровень освещённости (пример фрагмента исходных данных приведён в таблице 31). В качестве выходных данных эксперимента выступает мощность на стороне переменного тока, получаемая с инвертора. После того, как все итерации успешно выполнятся, выводится сообщение о завершении эксперимента.

	1	
d <sub>t</sub>	$T_{cell}$	Global_irradiance
(Время выполнения итерации),	(Моделируемая	(Моделируемый уровень
С	температура ячеек), °С	солнечной инсоляции), Вт/м <sup>2</sup>
15	25	1000
15	25	960
15	25	920
15	25	880
15	25	840
15	25	800

Таблица 31 — Структура файла исходных данных для экспериментально

Заданное время итерации определяется временем поиска инвертором точки максимальной мощности при новых условиях окружающей среды.

В качестве выходных данных в ходе эксперимента выступает мощность на выходе инвертора SMA Sunny TriPower 12000-TL, к которому подключены имитаторы.

Перед началом моделирования проводится численная оценка возможности моделирования заданного массива ФЭМ при помощи имитаторов. Для этого выполняется проверка напряжения и тока моделируемого массива ФЭМ на их соответствие диапазонам тока и напряжения, доступных на имитаторе СЭС.

$$I_{SCARRAY} \le I_{DCMAX}^{UCMOUHUKa}.$$
(75)

$$U_{OCARRAY} \le U_{DCMAX}^{UCmovHuka}.$$
(76)

$$I_{MPPARRAY} \le I_{DCMAX}^{U_{CDOUHUKa}}.$$
(77)

$$U_{MPPARRAY} \le U_{DCMAX}^{U_{CMOVHUKa}}.$$
(78)

Ниже приведён пример определения максимального количества ФЭМ в массиве, доступного для моделирования. Технические характеристики рассматриваемого фотоэлектрического модуля JinKo Solar KM190M-72 приведены в таблице 32.

Массив, состоящий из 15 таких ФЭМ, соединённых последовательно друг с другом, характеризуется следующими параметрами: напряжение холостого хода 678 В; ток короткого замыкания 5,56 А; напряжение в точке максимальной мощности 549 В; ток в точке максимальной мощности 5,19 А. При этом:

$$I_{SCARRAY} = 5,56 A \le I_{DCMAX}^{VCmouthuka} = 5,5 A.$$

$$\tag{79}$$

$$U_{OCARRAY} = 678 B \le U_{DCMAX}^{U_{CTOVHUKA}} = 660 B.$$

$$\tag{80}$$

$$I_{MPPARRAY} = 5,19 A \le I_{DCMAX}^{M_{CMOVHUKA}} = 5,5 A.$$

$$(81)$$

$$U_{MPPARRAY} = 549 B \le U_{DCMAX}^{UCMOUHUKa} = 660 B.$$

$$\tag{82}$$

## Таблица 32 — Технические характеристики ФЭМ ЈКМ190М-72

Параметр	Значение
Напряжение холостого хода, В	31,7
Ток короткого замыкания, А	8,52
Напряжение в точке максимальной мощности, В	38,8
Ток в точке максимальной мощности, А	9,09
Температурный коэффициент V <sub>xx</sub> , %/°С	-0,177681
Температурный коэффициент I <sub>кз</sub> , %/°С	0,004309

Перед непосредственной выдачей мощности существует временная задержка, обусловленная временем синхронизацией инвертора с сетью, поэтому до момента начала выдачи мощности моделируемый массив ФЭМ будет находиться в состоянии холостого хода, следовательно, массив из 15 вышеописанных модулей не может быть смоделирован корректно.

Массив, состоящий из 14 ФЭМ, соединённых последовательно, имеет следующие параметры: напряжение холостого хода 632,8 В; ток короткого замыкания 5,56 А; апряжение

в точке максимальной мощности 512,4 В; ток в точке максимальной мощности 5,19 А. При этом:

$$I_{SCARRAY} = 5,56 A \le I_{DCMAX}^{UCMOVHUKa} = 5,5 A.$$

$$(83)$$

$$U_{OCARRAY} = 632, 8 B \le U_{DCMAX}^{VCmov+huka} = 660 B.$$
(84)

$$I_{MPPARRAY} = 5,19 A \le I_{DCMAX}^{M_{CMOVHUKA}} = 5,5 A.$$

$$(85)$$

$$U_{MPPARRAY} = 512, 4 B \le U_{DCMAX}^{VCmov+HuKa} = 660 B.$$
(86)

Напряжение холостого хода данной конфигурации массива солнечных модулей ниже максимального значения напряжения на выходе источников постоянного тока. При этом значение тока короткого замыкания превышает допустимый предел тока источника на 0,06 А, однако это не является проблемой, поскольку работа в режимах, близких к короткому замыканию, не производится. Следовательно, данный массив пригоден к моделированию и далее будет рассмотрено моделирование массива из 14 ФЭМ JinKo Solar JKM190M-72.

На рисунке 75 приведены вольт-амперные характеристики рассматриваемых массивов ФЭМ.



Рисунок 75 — Вольт-амперные характеристики рассматриваемых массивов ФЭМ

Для подтверждения корректности моделирования работы СЭС в различных условиях окружающей среды были проведены эксперименты, в ходе которых определялась мощность, получаемая на выходе инвертора и сравнивалась с результатами расчёта, проведённого на основании верифицированных инструментов библиотеки для моделирования фотоэлектрических систем PVLIB [174].

Последовательность моделирования с использованием библиотеки для моделирования фотоэлектрических систем PVLIB:

1) моделирование вольт-амперной характеристики ФЭМ исходя из температуры солнечных элементов:

$$T_m = T_a + G \cdot \exp(a + b \cdot WS), \tag{87}$$

где  $T_a$  — температура окружающего воздуха, градусы Цельсия;

*G* — величина солнечного излучения, падающего в плоскости ФЭМ, Вт/кв.м;

*WS* — скорость ветра, м/с;

*а*,*b* — эмпирические коэффициенты, зависящие от места установки ФЭМ и его конструкции.

 моделирование вольт-амперной характеристики батареи ФЭМ на основе полученной характеристики единичного ФЭМ с учётом схемы соединения модулей в батарею:

$$T_{C} = T_{m} + \frac{G}{G_{0}} \Delta T, \qquad (88)$$

где  $G_0$  — стандартная величина солнечного излучения, 1000 Вт/кв.м;

 $\Delta T$  — разница температуры между фронтальной и тыльной сторонами ФЭМ, градусы Цельсия.

3) моделирование системы преобразования постоянного тока в переменный:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + IR_s}{nN_sV_{th}}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}},$$
(89)

где *I*<sub>*L*</sub> — фототок, генерируемый светом ток, А;

*I*<sub>0</sub> — ток насыщения диода при заданных условиях, А;

*R*<sub>s</sub> — внутреннее последовательное сопротивление при заданных условиях, Ом;

*R*<sub>*sh*</sub> — внутренне шунтирующее сопротивление при заданных условиях, Ом;

*n N<sub>s</sub> V<sub>th</sub>* — произведение коэффициента идеальности диода, количества последовательно соединенных солнечных элементов и значения теплового напряжения солнечного элемента, В.

Для подтверждения возможностей моделирования различных значений параметров окружающей среды была проведена серия экспериментов: определение зависимости мощности на выходе инвертора от уровня солнечной инсоляции; определение зависимости мощности на выходе инвертора от температуры окружающей среды; моделирование режима работы СЭС в переменных условиях окружающей среды, приближенных к реальным.

В ходе эксперимента были задействованы 2 имитатора, технические характеристики моделируемого массива при STC приведены в таблице 33. Реальное время проведения одной итерации тестирования составляет 5 минут а моделируемый период времени — 1 час.

Параметр	Значение
Напряжение холостого хода, В	632,8
Ток короткого замыкания, А	5,56
Напряжение в точке максимальной мощности, В	512,4
Ток в точке максимальной мощности, А	5,19
Температурный коэффициент по току, %/°С	0,004309
Температурный коэффициент по напряжению, %/°С	-0,177681

Таблица 33 — Технические параметры моделируемого массива

В ходе проведения первого эксперимента определялась зависимость мощности на выходе инвертора от уровня солнечной радиации при постоянной температуре поверхности ФЭМ. Условия эксперимента являются: фиксированная температура фотоэлектрических ячеек, равная 25°C и линейно снижающийся уровень солнечного излучения (с 1000 Вт/м<sup>2</sup> до 80 Вт/м<sup>2</sup> с интервалом в 40 Вт/м<sup>2</sup>). Результаты эксперимента представлены в таблице 34 и на рисунке 76.

	Входные	параметры	B	ыходные параметры	[
№ итерации	Температура ячеек Т, °С	Освещённость G, Вт/м <sup>2</sup>	Мощность на инверторе Р, кВт	Мощность теоретическая Р, кВт	Отклонение, %
1	25	1000	5,028	5,117	-1,78%
2	25	960	4,824	4,917	-1,92%
3	25	920	4,632	4,715	-1,79%
4	25	880	4,416	4,512	-2,17%
5	25	840	4,212	4,308	-2,28%
6	25	800	4,008	4,103	-2,38%
7	25	760	3,804	3,898	-2,47%
8	25	720	3,588	3,691	-2,88%
9	25	680	3,384	3,484	-2,96%
10	25	640	3,18	3,276	-3,02%
11	25	600	2,952	3,067	-3,90%
12	25	560	2,748	2,857	-3,98%
13	25	520	2,532	2,647	-4,55%
14	25	480	2,328	2,436	-4,65%
15	25	440	2,1	2,225	-5,94%
16	25	400	1,896	2,013	-6,16%
17	25	360	1,68	1,800	-7,17%
18	25	320	1,464	1,588	-8,46%
19	25	280	1,248	1,375	-10,19%
20	25	240	1,044	1,163	-11,36%
21	25	200	0,84	0,950	-13,14%
22	25	160	0,624	0,739	-18,41%
23	25	120	0,42	0,529	-25,88%
24	25	80	0,218	0,321	-47,14%

Таблица 34 — Результаты эксперимента №1



Рисунок 76 — Результаты эксперимента №1

По результатам эксперимента было выявлено, что погрешность моделирования тем больше, чем ниже величина солнечного излучения. Также были определены минимальное отклонение, который составляет -1,78% при интенсивности 1000 Вт/м<sup>2</sup>; максимальное отклонение составляет -47,14% при интенсивности 80 Вт/м<sup>2</sup> и среднее отклонение мощности от теоретических значений составляет -8,11%.

Во втором эксперименте был определен зависимость мощности на выходе инвертора от температуры окружающей среды при постоянной интенсивности солнечного излучения. Условия эксперимента являются: линейно повышающаяся температура окружающей среды с с 10°C до 56°C с интервалом 2°C и фиксированный уровень солнечного излучения. Результаты эксперимента приведены в таблице 35 и на рисунке 77.

	Входные	параметры	Вых	одные параметрь	I
№ итерации	Температура T, °C	Освещённость G, Вт/м <sup>2</sup>	Мощность на инверторе Р, кВт	Мощность теоретическая Р, кВт	Отклонение, %
1	0	800	4,308	4,182	2,92%
2	4	800	4,284	4,177	2,50%
3	8	800	4,26	4,169	2,14%
4	12	800	4,212	4,158	1,29%
5	16	800	4,188	4,144	1,05%
6	20	800	4,164	4,128	0,87%
7	24	800	4,128	4,109	0,47%
8	28	800	4,092	4,087	0,13%
9	32	800	4,068	4,062	0,14%
10	36	800	4,044	4,035	0,22%
11	40	800	4,02	4,005	0,37%
12	44	800	3,984	3,973	0,29%
13	48	800	3,948	3,938	0,27%
14	52	800	3,936	3,900	0,92%
15	56	800	3,9	3,860	1,04%
16	60	800	3,864	3,817	1,22%
17	64	800	3,828	3,771	1,48%
18	68	800	3,792	3,724	1,81%
19	72	800	3,78	3,673	2,82%
20	76	800	3,744	3,621	3,30%
21	80	800	3,708	3,565	3,85%
22	84	800	3,696	3,508	5,09%
23	88	800	3,648	3,448	5,48%
24	92	800	3,598	3,386	5,89%

Таблица 35 — Результаты эксперимента №2



Рисунок 77 — Результаты эксперимента №2

Результаты эксперимента показывают, что моделирование различных температур поверхности массива фотоэлектрических модулей обладает погрешностью в 5% при моделируемой температуре не более 80°С, при этом наиболее точные значения наблюдаются при температурах от 24°С до 48°С. Таким образом среднее отклонение мощности от теоретических значений составляет 1,9%, минимальное отклонение при температуре ячейки  $\Phi$ ЭМ 28°С составляет 0,13% и максимальное отклонение — 5,89%, при температуре ячейки  $\Phi$ ЭМ 92°С.

В третьем эксперименте проводилось моделирование работы СЭС при изменяющихся условиях окружающей среды, приближенных к реальным. В процессе работы температура поверхности ФЭМ варьировалась от -0,5 до 6,8 °C, а интенсивность солнечного излучения от 0 до 550 Вт/м<sup>2</sup>. Результаты эксперименты приведены в таблице 36 и на рисунке 78.

	Входные	параметры	Выходные параметры			
№ итерации	Температура T, °C	Освещенность G, Вт/м <sup>2</sup>	Мощность на инверторе Р, кВт	Мощность теоретическая Р, кВт	Отклонение, %	
1	2	0	0	0	0,00%	
2	2,1	0	0	0	0,00%	
3	1,8	0	0	0	0,00%	
4	2	35	0,132	0,098	25,42%	
5	2,7	35	0,192	0,098	48,79%	
6	3,4	73	0,708	0,295	58,29%	

Таблица 36 — Результаты эксперимента №3

	Входные	параметры	Выходные параметры			
№ итерации	Температура T, °C	Освещенность G, Вт/м <sup>2</sup>	Мощность на инверторе Р, кВт	Мощность теоретическая Р, кВт	Отклонение, %	
7	3,6	288	1,548	1,447	6,52%	
8	5,1	318	1,776	1,608	9,47%	
9	5,8	384	2,316	1,963	15,25%	
10	4,9	550	2,676	2,854	-6,66%	
11	5,5	402	2,04	2,060	-0,98%	
12	6,8	365	1,752	1,859	-6,14%	
13	5,1	275	1,716	1,376	19,82%	
14	5,5	440	2,052	2,264	-10,35%	
15	5,9	289	1,524	1,451	4,81%	
16	5,4	305	1,584	1,537	2,94%	
17	3,6	305	1,428	1,539	-7,76%	
18	2,6	214	0,972	1,049	-7,88%	
19	1,1	149	0,54	0,700	-29,61%	
20	1,8	40	0,108	0,124	-14,92%	
21	1,3	0	0	0	0,00%	
22	0,6	0	0	0	0,00%	
23	-0,3	0	0	0	0,00%	
24	-0,5	0	0	0	0,00%	

Продолжение таблицы 36

Среднее отклонение мощности от теоретических значений в третьем эксперименте составляет 4,46%, минимальное отклонение при интенсивности 402 Вт/м<sup>2</sup> и температуре ячейки 5,5°C составляет -0,98%, максимальное отклонение — 58,29% при интенсивности солнечного излучения 73 Вт/м<sup>2</sup> и температуре ячейки 3,4°C.





Анализ полученных результатов показывает, что при моделировании условий окружающей среды, приближенных к реальным, наибольшая погрешность наблюдается на значениях уровня солнечного излучения вплоть до 150 Вт/м<sup>2</sup>.

Погрешность получаемых данных в среднем не превышает 5% при интенсивности солнечного излучения не менее 480 Вт/м<sup>2</sup> и температуре не более 80°С. Таким образом имеющийся в НИУ «МЭИ» имитационный макет СЭС позволяет осуществлять полунатурное моделирование при наиболее часто встречающихся сочетаниях параметров окружающей среды.

Таким образом, полунатурное моделирование СЭС позволяет получить данные, соответствующие теоретическим ожиданиям, из чего следует, что при помощи полунатурного моделирования СЭС возможно провести моделирование СЭС в условиях, приближенных к реальным.

4 m		O B 44 3			
L	Выбрать файл	Выбрать файл	1		
IP:			Задать ІР		
Порт:			Задать порт	U, B = 0.0	U, B = 0.0
Уставка тока:			Задать уставку тока	l, A = 0.0	I, A = 0.0
ставка напряжения:			Задать уставку напряжения	P, BT = 0.0	P, BT = 0.0
	Bios:				
-					
[			1	1	
3					
1					
5					
5					
-					
D				i i	
1					
2					
3					
4					
5					
6					

Рисунок 79 — Пользовательский интерфейс для работы с имитаторами СЭС

Для облегчения проведения моделирования режимов работы СЭС был разработан пользовательский интерфейс, позволяющий управлять имитаторами дистанционно. Внешний вид данного пользовательского интерфейса представлен на рисунке 79. Алгоритм работы с пользовательским интерфейсом приведен в приложении А (Инструкция по работе с интерфейсом управления имитатором солнечной электростанции).

6 Методика оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечно-дизельного комплекса

6.1 Общая характеристика систем управления режимом функционирования солнечно-дизельного комплекса

Области применения СДК весьма различаются — от использования солнечных электростанций (СЭС) для частичного замещения ДЭС до возможности работы в полностью автономном режиме.

С точки зрения проектирования и эксплуатации, наиболее актуальной является классификация СДК в соответствии с уровнем выработки электроэнергии установками солнечной энергетики в локальной энергосистеме.

Выделяют 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 незначительное 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 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 лишь изредка, выступая в качестве резервного источника энергии; обязательно требуется система накопления энергии (СНЭ) для перераспределения электроэнергии, вырабатываемой СЭС; обязательна централизованная система управления СДК.

Автоматизация процесса управления СДК со средней и высокой долью СЭС в выработке электроэнергии позволяет обеспечить достижение наилучших показателей эффективности. Для апробации результатов данного НИОКР в НИУ «МЭИ»

модернизируется существующий учебно-экспериментальный имитационный макет солнечнодизельного 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, подключённого к сети через сетевой трёхфазный инвертор SMA SUNNY TRIPOWER 12000TL и системы накопления энергии на основе 12 стационарных, необслуживаемых, герметизированных аккумуляторов ёмкостью, 200 Ач каждый и трёх батарейных инверторов Victron Quattro 48/10000/140-100/100 (подробное техническое описание элементов макета приведено в разделе 5 настоящего отчёта и в разделе 2 Отчёта за Этап 1). Основой современной автоматизированной системы управления является локальная вычислительная сеть, её функциональная схема представлена на рисунке 80.



Рисунок 80— Функциональная схема локальной вычислительной сети имитационного макета солнечно-дизельного комплекса

При построении автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) промышленным объектом одной из сложнейших задач является обеспечение связи между аппаратной и программной частями АСУ ТП. Классически системы управления разделяются на несколько уровней: 1) так называемый полевой или нижний уровень на котором происходит обмен информацией между датчиками и исполнительными механизмами и базовыми управляющими элементами;

2) верхний уровень системы управления, обеспечивающий принятие управляющих решений и возможность взаимодействия с оператором.

Для имеющегося и вновь закупленного оборудования макета основными протоколами нижнего уровня являются Modbus (связть с контроллерами ДГУ и имитатора нагрузки) и TCP/IP (имитаторы СЭС и сервер MQTT).

В применения разнотипного энергетического оборудования VCЛОВИЯХ на существующих СДК невозможно предложить решение, не требующее изменений в нижнем уровне АСУ ТП СДК. В связи с этим для достижения независимости верхнего уровня АСУ ТП 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 MQTT. Таким образом для верхнего уровня АСУ ТП исполнительные механизмы представлены стандартным и неизменным набором технических параметров, значения которых могут быть получены на нижнем уровне в совершенно независимом режиме. При разработке АСУ ТП для любого нового объекта этот подход будет требовать лишь замены исходных кодов микросервисов (см. Приложение А), обеспечивающих «общение» с оборудованием нижнего уровня, в то время как система принятия решений останется универсальной.

На рисунке 81 показаны основные микросервисы, обеспечивающие функциональные возможности разрабатываемой АСУ ТП.


Рисунок 81 — Основные микросервисы АСУ ТП солнечно-дизельного комплексами

# 6.2 Алгоритм работы системы принятия решения по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплексами

Как правило, основной алгоритмической идеей системы управления работой СДК является обеспечение качества энергии: поддержание частоты и величины напряжения на номинальном уровне [175,176]. При работе объектов ВИЭ-генерации в составе объединённой энергосистемы этот подход безусловно оправдан. 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 включённого 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 модуля, обеспечивающего предварительное выполнение прогноза режима работы СДК на некоторый период времени вперёд. Такой подход позволяет заблаговременно подготовить энергетическое оборудование к изменению мощности, включению или отключению.

Вторая особенность предлагаемого подхода 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. Теоретически неоднократно показано, что это решение даёт оптимум с точки зрения минимизации расхода топлива только при одинаковых энергетических характеристиках ДГУ. Как показано ниже, это далеко не всегда так, а значит в алгоритме управления СДК необходима реализация процедуры поиска оптимальной загрузки ДГУ.

На рисунке 82 приведена общая структура алгоритма работы системы управления солнечно-дизельным комплексом. Основными управляемыми элементами являются: дизельгенераторные установки, солнечный и батарейный инверторы). Циклически повторяемая последовательность действий системы управления следующая:

1) После запуска системы управления она переходит в режим ожидания, который включает в себя опрос текущего состояния всех управляемых элементов и формирование массива акутальных данных, размещаемого в топиках сервера MQTT. При соответствии всех показателей технического состояния допустимым диапазонам обеспечивается возможность перевода системы в автоматический режим работы.

2) Запуск в автоматический режим работы происходит по команде оператора. В случае её отсутствия система управления возвращается в режим ожидания (п. 1).

3) Проводится первичная инициализация — необхоимым для функционирования системы управления переменным присваиваются значения «по умолчанию».

4) Выполняется прогнозирование работы СДК на ближайшие сутки (подробнее см. подраздел 6.3): выполняется прогноз солнечного излучения, проводится расчёт баланса мощности по критерию минимизации эксплуатационных затрат.

5) Осуществляется контроль текцщего значения частоты электрического тока в локальной системе СДК. В случае её соответствия заданным нормам существляется выбор состава включённого генерирующего оборудования при котором контролируется выполнение плана работы СДК, происходит распределение мощности между ДГУ по критерию минимизации удельного расхода топлива.

В случае несоответствия частоты номинальному значению или при выходе показателей технического состояния оборудования СДК за допустимые пределы управление передаётся процедуре аварийного останова СДК.

6) В любой момент цикла управления оператор может вмешаться и в случае необходимости дать команду на останов СДК (команда оператора имеет приоритет над остальными командами управления).



Рисунок 82 — Общая структура алгоритма работы системы управления солнечно-дизельным комплексом

## 6.3 Методика прогнозирования работы СДК на сутки вперёд

В основе процесса прогнозирования режима работы СДК лежит известное требование о выполнении баланса мощности, выраженное в уравнении:

$$P_{Hacp}(t) = N_{DOC}(t) + N_{COC}(t) \pm N_{CHO}(t), \qquad (90)$$

где *P<sub>нагр</sub>*(*t*), кВт — совокупная мощность электроприёмников («нагрузка»);

 $N_{C 
arrow C}(t)$ , кВт — мощность солнечной электростанции, определяется исходя из интенсивности солнечного излучения;

 $\pm N_{CH3}(t)$ , кВт — мощность заряда/разряда СНЭ, определяется исходя из соотношения мощности СЭС и нагрузки, а также с учётом уровня заряда АКБ;

 $N_{\mathcal{ДЭС}}(t)$ , кВт — мощность ДЭС, резервная мощность.

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

1) Считается, что значение потребляемой мощности известно заранее из прогноза нагрузки.

2) Мощность СЭС определяется также заранее из имеющегося прогноза прихода солнечного излучения.

3) Мощность заряда/разряда СНЭ определяется исходя из соотношения мощности СЭС и потребляемой мощности, а также с учётом текущего уровня заряда АКБ.

4) Мощность ДЭС, как резервного источника энергии, определяется в последнюю очередь.

6.3.1 Особенности решения задачи прогнозирования мощности солнечной электростанции при работе системы управления в реальном времени

Как было показано в разделе 4 для выполнения прогноза солнечного излучения на сутки вперёд решается регрессионнойая задача, в которой предиктант — среднечасовая плотность потока солнечного излучения, а предикторы — различные геометрические и метеорологические параметры, так или иначе коррелирующие с прогнозируемой величиной. Используемая авторами нейросетевая модель с архитектурой многослойного перцептрона заранее обучена на оснвое совмещенных данных наземных измерений интенсивности солнечной радиации и архива метеоданных со значениями общей облачности, относительной влажности, температуры воздуха.

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, отсутствия доступа к сайту метеопровайдера и т.п.). В качестве резервного способа получения прогноза прихода СИ используется прямое моделирование с помощью функционала верифицированной библиотеки PVLIB [91], предикторами в этом случае являются период времени, на который осуществляется прогноз, географические координаты места размещения СДК и заранее полученный и локально размещённый в базе данных АСУ ТП ряд актинометрических и метеорологических данных в формате ТМҮ. Например, источником необходимых данных может являться сервис PVGIS [177], предоставляющий следующую информацию: температура воздуха на высоте 2 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 метров над поверхностью земли; атмосферное давление.

На основе указанной метеорологической информации и технических характеристик используемого на СЭС основного энергического оборудования производится оценка прогнозной мощности СЭС в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 Отчёта за Этап 1.

6.3.2 Обеспечение баланса мощности

Указанная ниже последовательность действий реализуется однократно в рамках текущего часового интервала времени. Таким образом реализуется «скользящее» прогнозирование на следующие 24 часа.

Исходя из прогнозных значений мощности СЭС могут быть спрогнозированы остальные слагаемые уравнения баланса мощности (91) за каждый расчётный *i*-ый интервал времени:

В условиях работы при наличии солнечной радиации проводится проверка величины мощности от солнечной станции  $P_{pv.max}(i)>0$ . Далее мощность солнечной станции, умноженная на КПД солнечного инвертора сравнивается с величиной энергии необходимой потребителю. Возможны три результата выполнения сравнения:

Результат 1 — мощность СЭС больше нагрузки:

$$P_{pv.max}(i) \cdot \eta_{pv.inv} > P_{load}(i).$$
(91)

В данном случае необходимо выполнить проверку на надежность электроснабжения:

1) Если доступной энергии системы накопления энергии достаточно для покрытия нагрузки за данный час (такая необходимость может возникнуть при неспрогнозированном отключении СЭС), то дизельную станцию можно полностью вывести из работы. При превышении мощности СЭС относительно нагрузки будет производится зарядка аккумуляторов:

$$\frac{P_{dch}(i) \ge P_{load}(i);}{P_{d1}(i)P_{d2}(i)P_{d3}(i)P_{d4}(i) \to 0.}$$
(92)

Для определения ёмкости в конце часа, необходимо определить объем энергии допустимый для зарядки. Также, необходимо учесть коэффициент саморазряда k. Если всю свободную энергию по условию максимального заряда  $P_{ch}(i)$  возможно потратить на зарядку:

$$C(i) = C(i-1) \cdot k + P_{pv.max}(i) \cdot \eta_{pv.inv} - P_{load}(i);$$

$$P_{we}(i) = 0.$$
(93)

Если только часть свободную энергию возможно потратить на зарядку:

$$C(i) = C(i-1) \cdot k + P_{ch}(i);$$

$$P_{we}(i) = P_{pv.max}(i) \cdot \eta_{pv.inv} - P_{load}(i) - P_{ch}(i).$$
(94)

2) Если условие надежности не выполняется, т.е. доступная мощность СНЭ меньше нагрузки, выключение дизельного агрегата невозможна. В данном случае рационально увеличить мощность дизельного генератора для зарядки аккумуляторных батарей если это необходимо. Мощность агрегатов определяется, как было описано выше по максимизации удельной загрузки:

$$P_{dch}(i) < P_{load}(i);$$

$$P_{DGU}(i) = P_{pv.max}(i) \cdot \eta_{pv.inv} - P_{load}(i) - P_{ch}(i);$$

$$C(i) = C(i-1) \cdot k + P_{ch}(i);$$

$$P_{we}(i) = 0.$$
(95)

Результат 2 — мощность СЭС больше половины нагрузки:

$$P_{pv.max}(i) \cdot \eta_{pv.inv} \ge 0, 5 \cdot P_{load}(i).$$
(96)

Электроснабжение возможно выполнить от солнечной станции совместно с системой накопления. Здесь, также как в случае с результатом 1 необходима проверка на надежность электроснабжения:

1) Если условие выполнимо возможна полная остановка дизельных агрегатов:

$$P_{dch}(i) \ge P_{load}(i);$$

$$P_{d1}(i)P_{d2}(i)P_{d3}(i)P_{d4}(i) \to 0;$$

$$C(i) = C(i-1) \cdot k - P_{load}(i) + P_{pv.max}(i) \cdot \eta_{pv.inv};$$

$$P_{we}(i) = 0.$$
(97)

2) При невыполнении условия надежности, дизельная станция остается в работе, и заряжает аккумуляторные батареи, если это возможно:

$$P_{dch}(i) < P_{load}(i);$$

$$P_{DGU}(i) = P_{pv.max}(i) \cdot \eta_{pv.inv} - P_{load}(i) - P_{ch}(i);$$

$$C(i) = C(i-1) \cdot k + P_{ch}(i);$$

$$P_{we}(i) = 0.$$
(98)

Результат 3 — мощность СЭС значительно меньше нагрузки:

$$\boldsymbol{P}_{pv.max}(i) \cdot \boldsymbol{\eta}_{pv.inv} < 0, 5 \cdot \boldsymbol{P}_{load}(i).$$
(99)

В таком случае проводится проверка на возможность электроснабжения в основном от систем накопления энергии, при условии выполнения условия надежности:

1) Дизельные агрегаты останавливаются:

$$P_{dch}(i) \ge P_{load}(i);$$

$$P_{d1}(i)P_{d2}(i)P_{d3}(i)P_{d4}(i) \to 0;$$

$$C(i) = C(i-1) \cdot k - P_{load}(i) + P_{pv.max}(i) \cdot \eta_{pv.inv};$$

$$P_{we}(i) = 0.$$
(100)

### 2) Если условие надежности не выполняется:

$$P_{dch}(i) < P_{load}(i);$$

$$P_{DGU}(i) = P_{pv.max}(i) \cdot \eta_{pv.inv} - P_{load}(i) - P_{ch}(i);$$

$$C(i) = C(i-1) \cdot k + P_{ch}(i);$$

$$P_{we}(i) = 0.$$
(101)

В условиях работы при отсутствии солнечной радиации проводится проверка величины мощности от солнечной станции  $P_{pv.max}(i)=0$ . Далее проверяется возможность

остановки дизельной станции и питания исключительно от системы накопления энергии. Также как и ранее выполняется проверка условия надёжности электроснабжения:

$$P_{dch}(i) \ge P_{load}(i);$$

$$P_{d1}(i) P_{d2}(i) P_{d3}(i) P_{d4}(i) \to 0;$$

$$C(i) = C(i-1) \cdot k - P_{load}(i);$$

$$P_{we}(i) = 0.$$
(102)

Иначе дизельная станция покрывает весь график нагрузки, аккумуляторные батареи не задействуются. Состояние заряда остается неизменным с учётом саморазряда:

$$P_{DGU}(i) = P_{load}(i);$$

$$C(i) = C(i-1) \cdot k;$$

$$P_{we}(i) = 0.$$
(103)

Полученные результаты позволяют оценить мощность ДЭС, с которой она должна работать в тот или иной момент прогнозных суток:

$$N_{\mathcal{A} \ni \mathcal{C}}(t) = P_{Harp}(t) - N_{C \ni \mathcal{C}}(t) \neq N_{CHi}(t).$$
(104)

Вывод данных в топики сервера MQTT; возвращение к шагу 1 для следующего расчётного интервала времени.

Дополнение 1:

В каждом случае изменения текущего уровня заряда АКБ моделирование режима работы СНЭ базируется на известном подходе определения уровня заряда АКБ, исходя из ограничений на минимальный и максимальный допустимые уровни заряда, а также исходя из того, есть ли «излишки» или «недостаток» энергии, вырабатываемой СЭС для обеспечения потребителей, при достаточно длительном простое СНЭ учитывается возможный саморазряд [178].

На каждом расчётном интервале определяется возможность заряда или разряда аккумуляторных батарей. Рассматривается состояние батарей за период *i*-1 и сравнивается с максимальным и минимальным значением ёмкости:

$$C(i-1) < C_{max} \rightarrow 3 аряд возможен;$$

$$C(i-1) = C_{max} \rightarrow 3 аряд невозможен;$$

$$C(i-1) > C_{min} \rightarrow p азаряд возможен;$$

$$C(i-1) = C_{min} \rightarrow p азаряд невозможен.$$
(105)

Если заряд возможен происходит проверка на возможную скорость заряда. Величина энергии доступной для зарядки сравнивается с максимальной установленной мощностью зарядки батарейного инвертора с учетом его коэффициента полезного действия:

$$P_{ch}(i) = C_{max} - C(i-1);$$

$$P_{ch}(i) < P_{bat.inv} \rightarrow bcs docmynhas энергия в AKE P_{ch}(i);$$

$$P_{ch}(i) > P_{bat.inv} \rightarrow зарядка AKE ограничивается инверторм P_{bat.inv}.$$
(106)

Если заряд невозможен, ёмкость батареи остается неизменной, и равна максимальной ёмкости.

Если разрядка возможна происходит проверка на возможную скорость разряда. Энергия, которая может быть отдана в сеть, сравнивается с максимальной установленной мощностью разрядки батарейного инвертора с учетом его коэффициента полезного действия:

$$P_{dch}(i) = C(i-1) - C_{min};$$

$$P_{dch}(i) < P_{bat.inv} \rightarrow bcs \, \partial ocmynhas \, энергия \, omdaemcs в \, cemb \, P_{dch}(i);$$

$$P_{dch}(i) > P_{bat.inv} \rightarrow pasps d ka \, AKE \, or pahuчиваеmcs \, инверторм \, P_{bat.inv}.$$
(107)

Если разряд невозможен, ёмкость батареи остается неизменной, и равна минимальной ёмкости.

Дополнение 2:

В каждом случае работы ДЭС (*N*<sub>дЭС</sub> ≠ 0) проводится определение загрузки отдельных ДГУ по критерию минимизации удельного расхода топлива (см. подраздел 6.4).

# 6.4 Методика выбора состава включённого генерирующего оборудования дизельной электростанции, реализуемая при прогнозировании режима работы СДК

Для решения задачи оптимизации был использован метод линейного программирования (ЛП). ЛП обычно используется в задачах определения оптимального решения, например, поиск оптимального использования ресурса, что подходит по решение многих задач.

## 6.4.1 Инициализация параметров ДГУ

Инициализация реализована программой по инициализации параметров ДГУ (текст программы представлен в приложении А «Текст программы по инициализации параметров ДГУ»).

Во-первых, пользователю необходимо определить количество ДГУ и их минимальную и максимальную мощности. Далее по этим данным программой формируется массивы с минимального допустимого P<sub>min</sub> до максимального допустимого P<sub>max</sub> значения мощности каждой из установленных на ДЭС ДГУ с станционными номерами E=1...n, где n – общее количество установленных ДГУ). В программном коде эти массивы объединены в один (строки программы 10 по 13).

Также объявляются переменные  $P_{min}$ ,  $P_{max}$ , хранящие в себе наименьшую и наибольшую мощность из массивов  $P_{min}$  и  $P_{max}$ . Текст программы представлен в приложении А «Текст программы по инициализации» с строки 18 по 21.

Т.к. программа использует энергетические характеристики, не в аналитическом виде, а в дискретном, т.е. каждая энергетическая характеристика состоит из набора точек. Для определения количества точек используем разность между максимальной  $P'_{max}$  и минимальной  $P'_{min}$  мощностью, умноженное на коэффициент k строка 23.

$$F = (P_{max} - P_{min})/k + 1, (108)$$

где *Р<sub>тах</sub>* — максимальная мощность среди всех ДГУ;

*P<sub>min</sub>* — минимальная мощность среди всех ДГУ;

*F* — количество точек для создания шага между *P*<sub>max</sub> и *P*<sub>min</sub>;

*k* — коэффициент, задаваемый пользователем, обозначающий шаг в кВт.

Следующим шагом будет создание буфера (P) для заполнения значениями мощности по каждому ДГУ. Изначально буфер заполнен нулями, его размерность определяется: как количество ДГУ × количество точек F, строка 25. Заполнение буфера происходит двойным циклом:

1) Первый цикл, в котором итерируется переменная *е*, принимающая значения от 0 до количества ДГУ с шагом в 1, строка 27.

2) Объявляется переменная *с* = 0 — счетчик количества точек, строка 28.

3) Второй цикл (вложенный в первый), в котором итерируется переменная *p*, принимающая значения от *P*<sub>min</sub> до *P*<sub>max</sub> с шагом i, строка 29:

$$i = (P_{max} - P_{min})/F, \qquad (109)$$

где *i* — величина шага во-втором цикле.

4) Проверка на допустимую мощность, если выполняется условие, строка 31, то добавляем значение (*p*) в буфер мощности, строка 33:

$$P_{\min}[e] \le p \le P_{\max}[e], \tag{110}$$

где  $P_{min}[e]$  — минимально допустимое значение мощности ДГУ с номером (*e*), из массива  $P_{min}$ ;

 $P_{max}[e]$  — макисмально допустимое значение мощности ДГУ с номером (*e*), из массива  $P_{max}$ .

$$P[c,e]=p. \tag{111}$$

5) Если условие не выполняется добавляем минимальную мощность в буфер мощности, строка 37:

$$P[c,e] = P_{min}[e]. \tag{112}$$

6) После завершения итерации вложенного цикла счетчик (*c*) увеличивает свое значение на 1, строка 39.

После заполнения буфер (P) будет упоминаться как матрица мощностей (P). Аналогично буферу (P) создаем буфер (L) с таким же размером, строка 42. Для заполнения буфера (L) нужно воспользоваться формулой (5) и применить ее к каждому значению мощности матрицы (P), строка 46-56. Таким образом первые 50 строчек матрицы (P) и в табличной форме имеют вид в таблице Б.5. Для примера на рисунке 83 представлены полученные характеристики с 440 точками, а на рисунке 84 с 9 точками.









Далее следует алгоритм непосредственно оптимизации с использованием ЛП:

- 1) создание переменных решения;
- 2) определение целевой функции;
- 3) определение ограничений;
- 4) решение задачи;
- 5) проверка статуса решения.

Алгоритм оптимизации реализована программой по оптимизации режима работы ДЭС (текст программы представлен в приложении А «Текст программы по оптимизации режима работы ДЭС»).

6.4.2 Создание переменных решения

Для работы с переменными решения необходимо определить матрицу (*R*), которая будет содержать в себе переменные решения. Размер матрицы определяются в зависимости от количества дизелей и количеством точек, строка 12-15.

Переменная решения — это бинарные переменные, где каждая переменная в матрице (R) указана как  $r\_i\_j$  указывает, включен ли двигатель engine в точке point, т.е. содержит значение 0 или 1, индекс і обозначает номер ДГУ, индекс ј номер точки.

$$R_{i,j} \in [0,1].$$
 (113)

Матрица представлена в табличном виде (см. таблицу 37).

Point/Engine	ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ З	ДГУ 4	ДГУ 5	ДГУ6
0	r_1_0	r_2_0	r_3_0	r_4_0	r_5_0	r_6_0
1	r_1_1	r_2_1	r_3_1	r_4_1	r_5_1	r_6_1
2	r_1_2	r_2_2	r_3_2	r_4_2	r_5_2	r_6_2
•••	•••	•••	•••	•••	•••	•••
n-2	r_1_n-2	r_2_n-2	r_3_n-2	r_4_n-2	r_5_n-2	r_6_ n-2
n-1	r_1_n-1	r_2_n-1	r_3_ n-1	r_4_ n-1	r_5_ n-1	r_6_ n-1
n	r_1_n	r_2_n	r_3_n	r_4_n	r_5_n	r_6_n

Таблица 37 — Пример матрицы (R) мощностей для 6 дизелей

## 6.4.3 Определение целевой функции

Для решения задач с помощью ЛП используются целевые функции. Целевая функция — это математическое выражение, которое необходимо оптимизировать, обычно целью целевой функции является минимизация или максимизация критерия в зависимости от поставленной задачи.

Для определения цели целевой функции необходимо объявить модель поведения, в данном случае модель описывает минимизацию, строка 17. Также необходимо определить переменные линейной комбинации, это объект для представления линейных выражений. В линейном программировании целью является максимизация или минимизация линейной комбинации переменных при заданных линейных ограничениях, строка 19-20.

В данном случае с учетом модели и переменных линейно комбинации, целевая функция выглядит следующим образом и будет использоваться для поиска минимума, т.е. поиск минимизации затрат на топливо, строка 31.

$$\sum_{i=1}^{E} \sum_{j=1}^{F} R_{i,j} \times C_{i,j},$$
(114)

где Е — количество дизельных двигателей;

*F* — количество точек;

*R*[*i*,*j*] — значение бинарной переменной *i* в точке *j* (см. табл. 37);

*C*[*i*,*j*] — расход топлива для дизельного двигателя *i* в точке *j*.

Ограничений всего несколько, а именно: ограничение двигателей недоступных к работе, ограничение на включение двигателя в одной точке и ограничение на общую выходную мощность.

Если дизель не может быть использован в работе ДЭС, его индекс исключается из алгоритма оптимизации, строка 25. Каждый дизельный двигатель может быть включен не более одного раза в каждой точке. Сумма бинарных переменных, представляющих включение двигателя в каждой точке, не должна превышать 1, это ограничение необходимо для того, чтобы при оптимизации и заполнении(R) исключались одинаковые дизели в разных точках, строка 27:

$$\sum_{i=1}^{E} \sum_{j=1}^{F} R_{i,j} \le 1.$$
(115)

Задаются ограничения на общую выходную мощность, строка 34. Это гарантирует, что общая выходная мощность будет равна целевой мощности.

Выходная мощность рассчитывается по следующей формуле:

$$\sum_{i=1}^{E} \sum_{j=1}^{F} R_{i,j} \times P_{i,j},$$
(116)

где P[i,j] — выходная мощность для дизельного двигателя *i* в точке *j*.

Задача на языке программирования python peшается с использованием peшателя CBC (Coin-OR Branch and Cut) — это солвер (далее решатель), который применяет комбинированные методы ветвей и границ для решения задач линейного программирования. Решатель CBC используется для решения задач линейного программирования (ЛП) и целочисленного программирования (ЦП), строка 35. Далее следует решение задачи с помощью решателя.

1) Итерационный процесс: Решатель СВС использует комбинированные методы ветвей и границ. Процесс начинается с разбиения пространства переменных на подзадачи (ветвление). Для каждой ветви происходит решение подзадачи, которая является функцией ЛП, и решатель стремится найти оптимальное решение для этой подзадачи в случае, если решатель не сможет найти решение задачи, он выдаст пустой результат. Оценки лучших решений обновляются на основе результатов решения подзадач.

 Решение подзадач: В каждой ветви решатель СВС решает ЛП, оптимизируя целевую функцию при соблюдении ограничений. Оптимизация стоимости топлива и/или общей выходной мощности для каждой ветви.

3) Обновление оценок: Оценки лучших решений обновляются на основе результатов решения подзадач. Это позволяет решателью эффективно уточнять пространство поиска для нахождения оптимального решения.

4) Критерии останова: Процесс повторяется до достижения критериев останова, таких как достижение максимального числа итераций.

5) Получение оптимального решения: После завершения процесса оптимизации, СВС возвращает оптимальные значения переменных, которые обеспечивают минимум (или максимум) целевой функции при соблюдении всех ограничений.



Рисунок 85 — Метод ветвей и границ

В качестве примера программный код был применен для ДЭС г. Верхоянска, эквивалентные энергетические характеристики приведены на рисунке 86.



Рисунок 86 — Эквивалентная энергетическая характеристика ДЭС

В качестве подтверждения вышеописанных формул, приведен пример сформированной программой целевой функции и ограничений на 9 точек и мощностью в 1000 кВт.

Целевая функция: где первым множителем является расход, а вторым переменная решения (см. рисунок 87).

Minimize OBI: 300.382978723 asn\_0\_0 + 276.420803783 asn\_0\_1 + 256.602463606 asn\_0\_2  $+ 245.682153713 asp_0_3 + 238.765957447 asp_0_4 + 233.992807911 asp_0_5 + 300.382978723$ asp\_0\_6 + 300.382978723 asp\_0\_7 + 300.382978723 asp\_0\_8 + 300.382978723 asp\_1\_0 + 276.420803783 asp 1 1 + 256.602463606 asp 1 2 + 245.682153713 asp 1 3 + 238.765957447 asn\_1\_4 + 233.992807911 asn\_1\_5 + 300.382978723 asn\_1\_6 + 300.382978723 asn\_1\_7 + 300.382978723 asp 1\_8 + 334.039548023 asp 2\_0 + 321.977008788 asp 2\_1 + 294.042707404 asn\_2\_2 + 278.650337254 asn\_2\_3 + 268.901836158 asn\_2\_4 + 262.173997374 asn\_2\_5 + 257.251188508 asp\_2\_6 + 253.492915072 asp\_2\_7 + 250.529661017 asp\_2\_8 + 334.039548023 asp 3 0 + 321.977008788 asp 3 1 + 294.042707404 asp 3 2 + 278.650337254 asp 3 3 + 268.901836158 asp 3\_4 + 262.173997374 asp 3\_5 + 257.251188508 asp 3\_6 + 253.492915072 326.539753639 asp\_4\_2 + 315.136778116 asp\_4\_3 + 307.914893617 asp\_4\_4 + 396.382978723  $asp_4_5 + 396.382978723 asp_4_6 + 396.382978723 asp_4_7 + 396.382978723 asp_4_8 +$ 396.382978723 asp\_5\_0 + 347.234042553 asp\_5\_1 + 326.539753639 asp\_5\_2 + 315.136778116 asp\_5\_3 + 307.914893617 asp\_5\_4 + 396.382978723 asp\_5\_5 + 396.382978723 asp\_5\_6 + 396.382978723 asp\_5\_7 + 396.382978723 asp\_5\_8.

Рисунок 87 — Целевая функция

Ограничение по целевой мощности: где первым множителем является мощность, а вторым переменная решения (см. рисунок 88).

Рисунок 88 — Ограничение по целевой мощности

Ограничения по включению ДГУ: где слагаемые являются переменными решения (см. рисунок 89).

$engine exc[_0: asn_0_0 + asn_0_1 + asn_0_2 + asn_0_3 + asn_0_4 + asn_0_5 + asn_0_6 +$
$asn_0_7 + asn_0_8 <= 1$
$engine_exc[_1: asn_1_0 + asn_1_1 + asn_1_2 + asn_1_3 + asn_1_4 + asn_1_5 + asn_1_6 +$
$asn_{1}7 + asn_{1}8 <= 1$
$engine exc[_2: asn_2_0 + asn_2_1 + asn_2_2 + asn_2_3 + asn_2_4 + asn_2_5 + asn_2_6 +$
$asn_2_7 + asn_2_8 <= 1$
$engine exc[_3: asn_3_0 + asn_3_1 + asn_3_2 + asn_3_3 + asn_3_4 + asn_3_5 + asn_3_6 +$
$asn_3_7 + asn_3_8 <= 1$
$engine exc[_4: asn_4_0 + asn_4_1 + asn_4_2 + asn_4_3 + asn_4_4 + asn_4_5 + asn_4_6 +$
$asn_4_7 + asn_4_8 <= 1$
$engine exc[_5: asn_5_0 + asn_5_1 + asn_5_2 + asn_5_3 + asn_5_4 + asn_5_5 + asn_5_6 +$
$asn_5_7 + asn_5_8 <= 1$ .

Рисунок 89 — Ограничения по включению ДГУ

## 6.5 Методика выбора состава включённого генерирующего оборудования дизельной электростанции, реализуемая в режиме реального времени

Функционал процедуры выбора состава включённого генерирующего оборудования (ВСВГО), цель которой — определить состав включённых агрегатов и распределение мощности между ними, обеспечивающее выполнение условия минимизации удельного расхода топлива на ДЭС, реализован в виде микросервиса, итерационно работающего на базе программируемого логического контроллера Raspberry Pi.

На каждой итерации происходит контроль текущей частоты электрического тока в сети (см. рисунок 90).

Если частота равна номинальной (с учётом допустимых погрешностей измерения и заданной зоны нечувствительности), то мгновенного изменения величины слагаемых уравнения баланса мощности не происходит. Анализируется текущее отклонение мощности ДЭС от плановых показателей и только в этом случае происходит корректировка мощности ДЭС, максимально приближая её рабочую мощность к плановой.

В ситуации отклонения частоты от номинального значения рассчитывается новое значение мощности ДЭС, обеспечивающее плавное возвращение частоты к номинальному значению:

$$N_{\Delta \mathcal{DC}}^{\text{new}}(t) = K_1 \cdot \Delta f \cdot K_{\Pi \mathcal{U} 1} + K_2 \cdot \Delta P \cdot K_{\Pi \mathcal{U} 2}, \qquad (117)$$

где  $\Delta f = f - f_{HOM}$ , Гц — отклонение текущей частоты электрического тока от номинального значения;

 $\Delta P = N_{\mathcal{A} \ni C}(t) - N_{\mathcal{A} \ni C}^{nporhos}(t)$ , Вт — отклонение текущего значения мощности ДЭС от прогнозного для рассматриваемого интервала времени;

 $K_1$  и  $K_2$ , о.е. — эмпирически определяемые коэффициенты,  $K_1 + K_2 = 1,0$ ;

*К*<sub>ПИ1</sub> и *К*<sub>ПИ2</sub>, о.е. — эмпирически определяемое коэффициенты пропорционального регулятора мощности ДЭС.



Рисунок 90 — Алгоритм работы системы ВСВГО

Для установки на каждой ДГУ нового значения мощности осуществляется расчёт оптимального распределения мощности ДЭС между отдельными ДГУ по критерию минимизации удельного расхода топлива в целом по ДЭС (см. подраздел 6.4).

В случае одинаковости энергетических характеристик всех ДГУ, установленных на ДЭС, задача распределения мощности между ними решается просто — ДГУ загружаются равномерно. Это обеспечивает равенство удельных расходов топлива на каждой из включённых 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 разные или повлияли режимные и конструктивные факторы), задача поиска наиболее эффективного соотношения мощностей отдельных ДГУ усложняется.

Проведённые авторами исследования показали, что различия между энергетическими характеристиками ДГУ даже одинаковых моделей может достигать 12 % (см. подраздел 2.4).

## 6.6 Оценка эффективности применения предложенных решений

Для апробации разработанной математической модели в качестве объекта исследования был выбран существующий СДК, расположенный в городе Верхоянск в Якутии (координаты: 67°33' с.ш., 133°23' в.д.), по которому у авторского коллектива имеются данные.

Основная исходная информация, которая была использована:

1) Характеристики дизельных генераторов СДК (см. таблицу 38).

2) Суточные графики нагрузки для характерных дней каждого месяца года (см. рисунок 91).

3) Суточные графики выработки электроэнергии солнечными модулями СДК (см. рисунок 92). Данные графики были получены с использованием функционала интернетресурса PVGIS. Для проведения дальнейших расчетов были выбраны осредненные значения для каждого месяца 2020 года.

Тип агрегата	Марка двигателя	Мощность, кВт	
АД-400	KTA19-G4	400	
АД-400	KTA19-G4	400	
АД-520	KTA38-G2A	520	
АД-520	KTA38-G2A	520	
ДГА-315	6ЧН 25/34	315	
ДГА-315	6ЧН 25/34	315	

Таблица 38 — Характеристика дизельных генераторв СДК в г. Верхоянск



Рисунок 91 — Суточные графики нагрузки



Рисунок 92 — Суточные графики выработки электроэнергии СЭС в составе СДК

Апробация разработанной математической модели осуществлялась для двух вариантов — при равномерном распределении нагрузки между ДГУ и при оптимальном распределении нагрузки согласно критерию минимизации удельного расхода топлива. Основные результаты, полученные в ходе расчетов, представлены в таблице 39.

Таблица 39 —	Основные	результаты	П0	работе	ДГУ	при	разных	вариантах	распределен	łИЯ
нагрузки										

	Равномерное распределение нагрузки						Оптимальное распределение нагрузки				
ДГУ	Время работы [ч]	Кол-во включ. [шт.]	Э, [кВт·ч]	КИУМ [%]	Абс. расход, л	Время работы [ч]	Кол-во включ. [шт.]	Э, [кВт·ч]	КИУМ [%]	Абс. расход, л	
1	68	18	25404	22,05	7385,35	165	21	39440	34,24	11343,75	
2	23	5	8520	7,40	2314,1	109	10	43600	37,85	11749,11	
3	51	13	24265	16,20	10373,46	51	13	24305	16,23	7165,94	
4	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0	
5	135	27	34098	37,59	11579,2	1	1	80	0,09	30,74	
6	52	21	15179	16,73	4543,45	3	3	240	0,26	92.22	
Итого	397	84	107465	15,11	36196	397	48	107665	15,14	30382	

Анализ полученных результатов показал, что оптимальное распределение нагрузки между ДГУ по сравнению с равномерным распределением приводит к повышению эффективности:

- 1) Удельный расход топлива снизился на 2,68 %.
- 2) Абсолютный расход топлива снизился на 16,06 %.
- 3) Количество включений ДГУ снизилось на 42,86 %.

Таким образом, предлагаемый вариант распределения нагрузки между ДГУ позволяет добиться более оптимального использования ископаемого топлива, т.к. за счет снижения количества включений снижается расход топлива на холостой ход ДГУ. Кроме этого, уменьшается и вероятность аварий.

Несмотря на положительные результаты проведенного исследования следует отметить, что все еще имеется много задач 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 подсчет 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 СДК в целом.

Для подтверждения полученных результатов ниже приведена информация, характеризующая особенности работы ДЭС при разной мощности. В таблице 40 и на рисунках 93-105 видно, что минимум удельного расхода топлива на ДЭС обеспечивается при неравномерной загрузке ДГУ. То есть, локальный минимум удельного расхода топлива на каждой ДГУ в отдельности не обеспечивает глобального минимума для всей ДЭС.



Рисунок 93 — Пример оптимальной загрузки одной ДГУ (задание по мощности ДЭС  $N_{_{DЭC}}$ =300 кВт)



Рисунок 94 — Пример оптимальной загрузки одной ДГУ (задание по мощности ДЭС  $N_{_{JЭС}}$  = 400 кВт)



Рисунок 95 — Пример оптимальной загрузки одной ДГУ (задание по мощности ДЭС  $N_{_{{\cal J}\! > C}}{=}500~{
m kBr})$ 



Рисунок 96 — Пример оптимальной загрузки двух ДГУ (задание по мощности ДЭС  $N_{_{DЭC}}$ =532 кВт)





Рисунок 98 — Пример оптимальной загрузки двух ДГУ (задание по мощности ДЭС  $N_{_{DЭC}}$ =700 кВт)



*N*<sub>ДЭС</sub>=900 кВт)





*N*<sub>ДЭС</sub>=1200 кВт)









Рисунок 105 — Пример оптимальной загрузки пяти ДГУ (задание по мощности ДЭС  $N_{_{I\!I\!J\!C}}$ =2000 кВт)

N⁰	$N_{\mathcal{A}  i C}$ ,	$N_{{\cal A} \Gamma {\cal Y}1}$ , к ${ m B}{ m r}$ / $b_{y\partial 1}$ , л/к ${ m B}{ m r}{ m v}$								
п/п	кВт	ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ З	ДГУ 4	ДГУ 5	ДГУ 6	, Д		
1	300	300/238,77	-	-	-	-	-	238,77		
2	400	400/231,06	-	-	-	-	-	231,06		
3	500	-	-	500/251,53				251,53		
4	532	266/242,7	266/242,7	-	-	-	-	485,4		
5	600	300/238,77	300/238,77	-	-	-	-	477,54		
6	700	350/234,36	350/234,36	-	-	-	-	468,72		
7	900	400/231,06	-	500/251,53	-	-	-	482,59		
8	1000	-	-	500/251,53	500/251,53	-	-	503,06		
9	1200	377/232,47	376/232,54	-	447/254,62	-	-	719,63		
10	1400	400/231,06	-	500/251,53	500/251,53	-	-	735,12		
11	1450	331/235,88	331/235,88	394/258,54	394/258,54	-	-	988,84		
12	1700	389/231,72	389/231,72	461/253,74	461/253,74	-	-	970,92		
13	2000	385/231,96	385/231,96	457/253,98	457/253,98	-	315/306,38	1278,22		
14	2400	400/231,06	400/231,06	485/252,34	485/252,34	315/306,38	315/306,38	1579,57		

Таблица 40— Примеры оптимальной неравномерной загрузки ДГУ при различном задании мощности ДЭС

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполнения работ второго этапа за 2023 год «Разработка методик прогнозирования солнечного излучения и оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечно-дизельного комплекса» получены следующие результаты :

1) Разработана «Методика краткосрочного прогнозирования солнечного излучения на сутки вперед» на основе данных метеорологического прогноза. Реализована пилотная версия web-сайта, позволяющего на основе данных выбранного метеопровайдера, осуществлять прогнозирование солнечного излучения на сутки вперёд. Настроена связь между прототипом системы управления работой СДК и web-сайта с реализацией «Методики краткосрочного прогнозирования солнечного излучения на сутки вперед».

2) Разработана «Методика выбора состава включенного генерирующего оборудования солнечно-дизельного комплекса» для оптимизации состава, параметров и режима функционирования солнечно-дизельного комплекса по критерию минимизации эксплуатационных затрат. Основным отличием предложенной авторами методики является реализация внутристанционной оптимизации ДЭС — механизма выбора оптимального состава включённых в работу агрегатов по критерию минимума удельного расхода. С учётом существующей разницы между энергетическими характеристиками ДГУ даже одинаковых моделей предложенный подход позволяет снизить удельный расход топлива на ДЭС на 3-7 %.

3) Разработано эскизное описание алгоритмов работы системы автоматического управления имитационной модели типовой локальной энергосистемы с генерирующими установками на основе фотоэлектрических преобразователей и дизели генераторных установок, а также с накопителями энергии. На основе подготовленного описания алгоритмов разработаны элементы основные программного обеспечения (модули связи с элементами СДК: системой накопления энергии, контроллерами ДГУ; система управления работой имитатором СЭС и имитатором нагрузки), которые лягут в основу разрабатываемого программного комплекса, осуществляющего управление работой СДК (на третьем этпае НИОКР).

В ходе выполнения работ достигнуты показатели, представленные в таблице 41.

Показатель	План на 2023 год	Выполнение		
Публикации, в научных журналах, индексируемых в базах научного цитирования Scopus и Web of Science	2	<ol> <li>Distant Light Sensor for Performing Ultra-Short-Term Forecasting of Solar Radiation Fomenko, D., Kostoev, M., Vaskov, A. // Proceedings - 2023 International.</li> <li>Effect of Partial Shading on the Efficiency of Solar Power Plants Ainulloeva, I., Vaskov, A., Sigel, A. // Proceedings — 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2023, 2023, страницы 238–243.</li> <li>Review of Ultra-Short-Term Solar Radiation Prediction Methods Fomenko, D., Kostoev, M., Vaskov, A. // Proceedings — 2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2023, 2023, страницы 212– 216.</li> <li>Impact of Partial Solar Eclipse on Solar Radiation Intensity. Andreeva, K., Vasileva, A., Vaskov, A. // Proceedings — 2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2023, 2023, страницы 212– 216.</li> </ol>		
Прочие публикации, входящие в РИНЦ	4	Опубликованы: 1) 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 [Текст] / АНДРЕЕВА К.А. ВАСЬКОВ А.Г. // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. — 2023. — № 6 (81). — С. 82-91. 2) К.А. Андреева, А.А. Васильева, А.Г. Васьков СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЧУЩЕСТВУЮЩИХ СОЛНЕЧНО-		

Таблица 41 — Результирующие показатели выполнения работ

## Продолжение таблицы 41

Показатель	План на 2023 год	Выполнение
		ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ [Текст] / К.А. Андреева, А.А. Васильева, А.Г. Васьков // Известия КЫРГЫЗСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТ имени И.Раззакова. — 2023. — № 4 (68). — С. 1864-1872. Приняты к публикации: 3) Андреева, К. А., Васильева, А. А., Васьков, А. Г., Шуркалов, П. С. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНО- ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ [Текст] // Вестник МЭИ. — 2024. — №. — С. 4) Харитонов, Д. А., Васьков, А. Г., Айнуллоева, И. Н. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ НА ФИЗИКО- МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ [Текст] // Вестник МЭИ. — 2024. —
Доклады на ведущих международных научных конференциях	2	<ul> <li>№ . — С.</li> <li>Два доклада на I Всероссийской научно-практической конференции «Цифровые технологии и платформенные решения для управления развитием электроэнергетики» Digital Technologies for Development Electric Power Industry (DT DEPI'2023). Севастополь.</li> <li>23.03.2023. Доклады:</li> <li>Влияние неравномерного нагрева фотоэлектрических модулей при частичном затенении на их эффективность / Айнуллоева, И. Н., Васьков А.Г.</li> <li>Имитационная модель солнечно- дизельного комплекса / Харитонов Д.А., Васьков А.Г.</li> <li>Три доклада на ХХ Юбилейной международной и первой всероссийской научно-практической</li> </ul>

## Продолжение таблицы 41

Показатель	План на 2023 год	Выполнение
		конференции «Возобновляемая и малая энергетика – 2023. Энергосбережение. Автономные системы энергоснабжения стационарных и подвижных объектов (ВиМЭ-2023).» 9—10 ноября 2023 года. НИУ «МЭИ». Доклады: - Математическое моделирование солнечно-дизельных комплексов Андреева К.А., Васильева А.А., Васьков А.Г., Ладанов Л.О., Шуркалов П.С. - Методика выбора состава включённого генерирующего оборудования солнечно-дизельного комплекса Васьков А. Г., Сигель А. С. - Полунатурное моделирование СЭС в условиях, приближенных к реальным
Число поданных заявок на получение патента или регистрацию РИД		Васьков А. Г., Моздер Н.Ю., Сигель А.С., Шестопалова Т.А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ "Программный комплекс "Оптимизация состава и параметров солнечно-дизельного комплекса" // Правообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» - №2023669762; опубл. 20.09.2023
Объём софинансирования со стороны индустриального партнёра	2,0 млн.руб.	При софинансировании ПАО «РусГидрО» закуплено оборудование (на сумму 3 058 640 руб. 00 коп) для функционирования лаборатрии

На основе полученных результатов при выполнении Этапа 3 (2024 год) будет проведена разработка программного комплекса:

1) Разработка программного комплекса «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса», осуществляющего оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса по критерию минимизации эксплуатационных затрат.

2) Разработка программной документации на программный комплекс «Принятие решений по управлению режимом работы солнечно-дизельного комплекса», осуществляющего оптимизацию состава, параметров и режимов функционирования солнечно-дизельного комплекса (спецификация, руководство оператора, программа и методика испытаний, протокол проведения испытаний).

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

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении. Москва: Энергоатомиздат, 2008. 231 р.

2. Иванова Н.А., Ахпаш А.А., Дворянчикова А.а. ПЕРЕХОД К НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКЕ: ОСОБЕННОСТИ И ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ: 1 // Транспортное Дело России. Россия, Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Редакция газеты «Морские вести России», 2022. № 1. Р. 31–37.

3. Аналитический центр при Правительстве РФ. Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России. 2020.

4. Модернизация объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях | Министерство энергетики РФ [Electronic resource]. URL: https://minenergo.gov.ru/node/16540 (accessed: 16.11.2023).

5. Dongxiao Wang et al. Two-stage energy management for networked microgrids with high renewable penetration // Appl. Energy. 2018. Vol. 226. P. 39–48.

6. How to Classify Microgrids: Setting the Stage for a Distributed Generation Energy Future : HOMER Microgrid News [Electronic resource]. URL: https://microgridnews.com/how-toclassify-microgrids-setting-the-stage-for-a-distributed-generation-energy-future/ (accessed: 18.03.2023).

7. Microgrid Categories for Quality Standards, Training, and Capacity Building: HOMER Microgrid News [Electronic resource]. URL: https://microgridnews.com/microgridcategories-quality-standards-training-capacity-building/ (accessed: 18.03.2023).

8. Xavier Vallvé, Marilena Lazopoulou, Maria Anzizu. Solar Photovoltaic (PV) Hybrid Power Plants. A Guideline Report. CEDRO, 2016.

Wichert B. PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation — A review of current practice and future developments // Renew. Sustain. Energy Rev. 1997. Vol. 1, № 3. P. 209–228.

10. Nayar C.V. et al. Novel wind/diesel/battery hybrid energy system // Sol. Energy. 1993. Vol. 51, № 1. P. 65–78.

11. Mo'ien Ali Ahmad Omar. Computer-aided design and performance evaluation of PV diesel hybrid system. An-Najah National University, Nablus, Palestine, 2007.

12. Butler D. Portable power stations // J. Power Sources. 1994. Vol. 48, № 1. P. 247– 254.
13. Sachau J., Engler A., Haas O. Control methods of modular decentral electricity supplies. Paper presented at 13th EPVSEC, Nice, France (1995). 13th EPVSEC, Nice, France, 1995.

14. Zheng Y. et al. Optimization of a biomass-integrated renewable energy microgrid with demand side management under uncertainty // Appl. Energy. 2018. Vol. 230. P. 836–844.

15. ГОСТ Р 54324-2011 ИНТЕРФЕЙС ПРИКЛАДНЫХ ПРОГРАММ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

16. Meng L. et al. Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier, 2016. Vol. 60, № C. P. 1263–1273.

17. Fathima A.H., Palanisamy K. Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier, 2015. Vol. 45, № C. P. 431–446.

18. Lidula N.W.A., Rajapakse A.D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier, 2011. Vol. 15, № 1. P. 186–202.

19. Pandit M., Srivastava L., Sharma M. Environmental economic dispatch in multi-area power system employing improved differential evolution with fuzzy selection // Appl. Soft Comput. 2015. Vol. 28. P. 498–510.

20. García-González J. et al. Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market // Power Syst. IEEE Trans. On. 2008. Vol. 23. P. 460–468.

21. Motevasel M., Seifi A.R. Expert energy management of a micro-grid considering wind energy uncertainty // Energy Convers. Manag. 2014. Vol. 83. P. 58–72.

22. Karavas C.-S. et al. A multi-agent decentralized energy management system based on distributed intelligence for the design and control of autonomous polygeneration microgrids // Energy Convers. Manag. 2015. Vol. 103. P. 166–179.

23. Alavi S.A., Ahmadian A., Aliakbar Golkar M. Optimal probabilistic energy management in a typical micro-grid based-on robust optimization and point estimate method // Energy Convers. Manag. 2015. Vol. 95. P. 314–325.

24. Ramin D., Spinelli S., Brusaferri A. Demand-side management via optimal production scheduling in power-intensive industries: The case of metal casting process // Appl. Energy. 2018. Vol. 225. P. 622–636.

25. Shayeghi H., Sobhani B. Integrated offering strategy for profit enhancement of distributed resources and demand response in microgrids considering system uncertainties // Energy Convers. Manag. 2014. Vol. 87. P. 765–777.

26. Alharbi W., Raahemifar K. Probabilistic coordination of microgrid energy resources operation considering uncertainties // Electr. Power Syst. Res. 2015. Vol. 128. P. 1–10.

27. Marzband M. et al. Experimental validation of a real-time energy management system using multi-period gravitational search algorithm for microgrids in islanded mode // Appl. Energy. 2014. Vol. 128. P. 164–174.

28. Fu Q. et al. Transition Management of Microgrids With High Penetration of Renewable Energy // Smart Grid IEEE Trans. On. 2014. Vol. 5. P. 539–549.

29. Liu Y. et al. Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review // Renew. Sustain. Energy Rev. 2018. Vol. 82. P. 460–470.

30. Cao T., Hwang Y., Radermacher R. Development of an optimization based design framework for microgrid energy systems // Energy. Elsevier, 2017. Vol. 140, № P1. P. 340–351.

31. Moradi M.H., Eskandari M., Showkati H. A hybrid method for simultaneous optimization of DG capacity and operational strategy in microgrids utilizing renewable energy resources // Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2014. Vol. 56. P. 241–258.

32. Kirthiga M.V., Daniel S.A., Gurunathan S. A Methodology for Transforming an Existing Distribution Network Into a Sustainable Autonomous Micro-Grid // IEEE Trans. Sustain. Energy. 2013. Vol. 4, № 1. P. 31–41.

33. Ju C. et al. A Two-Layer Energy Management System for Microgrids With Hybrid Energy Storage Considering Degradation Costs // IEEE Trans. Smart Grid. 2017. Vol. PP. P. 1–1.

34. Nguyen D.T., Le L.B. Risk-Constrained Profit Maximization for Microgrid Aggregators With Demand Response // IEEE Trans. Smart Grid. 2015. Vol. 6, № 1. P. 135–146.

35. Nosratabadi S.M., Hooshmand R.-A., Gholipour E. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier, 2017. Vol. 67, № C. P. 341–363.

36. Phommixay S., Doumbia M.L., Lupien St-Pierre D. Review on the cost optimization of microgrids via particle swarm optimization // Int. J. Energy Environ. Eng. 2020. Vol. 11, № 1. P. 73–89.

37. Fentis A. et al. Short-term nonlinear autoregressive photovoltaic power forecasting using statistical learning approaches and in-situ observations // Int. J. Energy Environ. Eng. 2019. Vol. 10, № 2. P. 189–206.

38. Badar A.Q.H., Umre D.B.S., Junghare D.A.S. Study of Artificial Intelligence Optimization Techniques applied to Active Power Loss Minimization. 2013.

39. Anoune K. et al. Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier, 2018. Vol. 93, № C. P. 652–673.

40. Dawoud S.M., Lin X., Okba M.I. Hybrid renewable microgrid optimization techniques: A review // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier, 2018. Vol. 82, № P3. P. 2039–2052.

41. Khan F.A., Pal N., Saeed S.H. Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis methodologies // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier, 2018. Vol. 92, № C. P. 937–947.

42. Emad D. et al. Computational Methods for Optimal Planning of Hybrid Renewable Microgrids: A Comprehensive Review and Challenges // Arch. Comput. Methods Eng. 2019.

43. Twaha S., Ramli M.A.M. A review of optimization approaches for hybrid distributed energy generation systems: Off-grid and grid-connected systems // Sustain. Cities Soc. 2018. Vol. 41. P. 320–331.

44. Pourmousavi S.A. et al. Real-Time Energy Management of a Stand-Alone Hybrid Wind-Microturbine Energy System Using Particle Swarm Optimization // IEEE Trans. Sustain. Energy. 2010. Vol. 1, № 3. P. 193–201.

45. Litchy A.J., Nehrir M.H. Real-time energy management of an islanded microgrid using multi-objective Particle Swarm Optimization // 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition. 2014. P. 1–5.

46. Shukla A., Singh S. Multi-objective unit commitment with renewable energy using hybrid approach // IET Renew. Power Gener. 2015. Vol. 10.

47. Pinto R.B. et al. Coping with Wind Power Uncertainty in Unit Commitment: a Robust Approach using the New Hybrid Metaheuristic DEEPSO. 2015.

48. Sen P. et al. Optimal Power Scheduling in Multi-Microgrid System Using Particle Swarm Optimization // J. Electr. Eng. Technol. The Korean Institute of Electrical Engineers, 2017. Vol. 12, № 4. P. 1329–1339.

49. Sortomme E., El-Sharkawi M.A. Optimal Power Flow for a System of Microgrids with Controllable Loads and Battery Storage // 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. 2009. P. 1–5.

50. Applied Sciences | Free Full-Text | Energy Management in Microgrids with Renewable Energy Sources: A Literature Review [Electronic resource]. URL: https://www.mdpi.com/2076-3417/9/18/3854 (accessed: 19.03.2023).

51. Вырубов Д.Н. и др. Двигатели внутреннего сгорания: Теория поршневых и комбинированных двигателей. 4th-е, перераб. и доп. ed. Машиностроение. 372 р.

52. Leroy-Somer. Low Voltage Alternator-4 pole. Dedicated single-phase.

53. Perkins 1103A-33TG1 - дизельный двигатель Perkins (Англия) | Перкинс 1103A-33TG1 [Electronic resource]. URL: https://www.comd.ru/accessories/diesel-engines/dizelnyedvigateli-perkins/perkins-1103a-33tg1/#characteristics (accessed: 21.11.2023).

54. Приказ Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии от 30 декабря 2008 - docs.cntd.ru.

55. Как считается расход топлива дизельного генератора [Electronic resource]. URL: https://www.jcbgenerators.ru/tekhnicheskaya-biblioteka/kak-schitaetsya-raskhod-topliva-dizelnogo-generatora.html (accessed: 17.03.2023).

56. Skarstein Ø., Uhlen K. Design Considerations with Respect to Long-Term Diesel Saving in Wind/Diesel Plants // Wind Eng. Sage Publications, Ltd., 1989. Vol. 13, № 2. P. 72–87.

57. Eurosens Delta [Electronic resource] // ЗАО Мехатроника - продукты и решения. URL: https://eurosens.ru/portfolio/eurosens-delta/ (accessed: 23.11.2023).

58. Подходы к краткосрочному прогнозированию производительности солнечных электростанций в условиях России - доклад на конференции | ИСТИНА – Интеллектуальная Система Тематического Исследования НАукометрических данных [Electronic resource]. URL: https://istina.msu.ru/conferences/presentations/338459660/ (accessed: 23.11.2023).

59. Antonanzas J. et al. Review of photovoltaic power forecasting // Sol. Energy. 2016. Vol. 136. P. 78–111.

60. Doubleday K., Hernandez V., Hodge B.-M. Benchmark probabilistic solar forecasts: Characteristics and recommendations // Sol. Energy. 2020. Vol. 206. P. 52–67.

Кабдрахманова А. А., Мажренова Н. Р. Вестник Алматинского университета 61. // СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ энергетики СВЯЗИ И ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ.

62. Solar Instruments - Kipp & Zonen [Electronic resource]. URL: https://www.kippzonen.com/ProductGroup/1/Solar-Instruments (accessed: 23.11.2023).

63. Middleton Solar - DN5-B Class B Pyrheliometer [Electronic resource]. URL: https://www.middletonsolar.com/products/product1.htm (accessed: 23.11.2023).

64. Кірр & Zonen B.V. Измерение солнечного излучения в солнечной энергетике.

65. Setting Up a SOLYS 2 in Brasov, Romania - Kipp & Zonen [Electronic resource]. URL: https://www.kippzonen.com/News/460/Setting-Up-a-SOLYS-2-in-Brasov-Romania (accessed: 23.11.2023).

66. Photo Gallery [Electronic resource]. URL: https://www.geonica.com/en/photo-gallery.php (accessed: 23.11.2023).

67. ГОСТ Р МЭК 61724-2013 Системы фотоэлектрические. Мониторинг эксплуатационных характеристик. Методы измерения, способ передачи и обработки данных docs.cntd.ru [Electronic resource]. URL: https://docs.cntd.ru/document/1200105716 (accessed: 23.11.2023).

68. ООО"ЭНЕРГОМИР-ПРО". Система автоматизированная информационноизмерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) "Исянгуловская солнечная электростанция" - Производители, поставщики и поверители [Electronic resource]. URL: https://all-pribors.ru/opisanie/70834-18 (accessed: 23.11.2023).

69. Yang D. et al. A review of solar forecasting, its dependence on atmospheric sciences and implications for grid integration: Towards carbon neutrality // Renew. Sustain. Energy Rev. 2022. Vol. 161. P. 112348.

70. Jacobson M.Z. Fundamentals of Atmospheric Modeling. Cambridge University Press, 1999. 676 p.

71. Лабоха А.К. Сравнительный анализ моделей прогнозирования погоды. БГУИР, 2019.

72. Huang J. et al. Assessing model performance of daily solar irradiance forecasts over Australia // Sol. Energy. 2018. Vol. 176. P. 615–626.

73. Mathiesen P., Kleissl J. Evaluation of numerical weather prediction for intra-day solar forecasting in the continental United States // Sol. Energy. 2011. Vol. 85, № 5. P. 967–977.

74.Global Forecast System (GFS) | National Centers for Environmental Information(NCEI)[Electronicresource].URL:https://www.ncei.noaa.gov/products/weather-climate-models/global-forecast(accessed:23.11.2023).

75. Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Our services - NWP forecast data [Electronic resource]. URL:

https://www.dwd.de/EN/ourservices/nwp\_forecast\_data/nwp\_forecast\_data.html (accessed: 23.11.2023).

76. Laudani A. et al. An improved method for SRC parameter estimation for the CEC PV module model // Sol. Energy. 2015. Vol. 120. P. 525–535.

77. Фисенко В.К. et al. МЕТОДИКА ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ ПОЛНОТЫ И КАЧЕСТВА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ: 3 // Информатика. 2016. Vol. 0, № 3. Р. 105–116.

78. Акулов О.А., Медведев Н.В. Информатика: базовый курс: учеб.пособие для студентов вузов, обучающихся по направлениям 552800, 654600 "Информатика и вычислительная техника." 2nd ed. Москва: Омега-Л, 2005. 552 р.

79. Mellit A., Pavan A.M. A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy // Sol. Energy. 2010. Vol. 84, № 5. P. 807–821.

80. Mora-Lopez L. et al. Machine Learning Approach for Next Day Energy Production Forecasting in Grid Connected Photovoltaic Plants. 2011. P. 2869–2874.

81. Wang W. et al. Irradiance-to-power conversion based on physical model chain: An application on the optimal configuration of multi-energy microgrid in cold climate // Renew. Sustain. Energy Rev. 2022. Vol. 161. P. 112356.

82. Yona A. et al. Determination Method of Insolation Prediction With Fuzzy and Applying Neural Network for Long-Term Ahead PV Power Output Correction // IEEE Trans. Sustain. Energy. 2013. Vol. 4, № 2. P. 527–533.

83. Kleissl J. Current State of the Art in Solar Forecasting. 2010.

84. Huang J., Thatcher M. Assessing the value of simulated regional weather variability in solar forecasting using numerical weather prediction // Sol. Energy. 2017. Vol. 144. P. 529–539.

85. Mayer M.J. Benefits of physical and machine learning hybridization for photovoltaic power forecasting // Renew. Sustain. Energy Rev. 2022. Vol. 168. P. 112772.

86. Urraca R. et al. Quantifying the amplified bias of PV system simulations due to uncertainties in solar radiation estimates // Sol. Energy. 2018. Vol. 176. P. 663–677.

87. Mayer M.J., Gróf G. Extensive comparison of physical models for photovoltaic power forecasting // Appl. Energy. 2021. Vol. 283. P. 116239.

88. Simonov M. et al. Artificial Intelligence Forecast of PV Plant Production for Integration in Smart Energy Systems // Int. Rev. Electr. Eng. 2012. Vol. 7. P. 3454–3460.

89. Киселева С.В., Лисицкая Н.В., Фрид С.Е. Прогнозирование выработки солнечных станций и фотоэлектрических установок: основные подходы и результативность // Международный Научный Журнал Альтернативная Энергетика И Экология. 2020. № 7-18 (330-341). Р. 24–43.

90. Ahmed R. et al. A review and evaluation of the state-of-the-art in PV solar power forecasting: Techniques and optimization // Renew. Sustain. Energy Rev. 2020. Vol. 124. P. 109792.

91. F. Holmgren W., W. Hansen C., A. Mikofski M. pvlib python: a python package for modeling solar energy systems // J. Open Source Softw. 2018. Vol. 3, № 29. P. 884.

92. Foster R., Ghassemi M., Cota A. Solar Energy: Renewable Energy and the Environment. CRC Press, 2009. 366 p.

93. Iqbal M. An Introduction To Solar Radiation. Elsevier, 2012. 409 p.

94. Pérez P.F.J. Data Mining Models for Short Term Solar Radiation Prediction and Forecast-Based Assessment of Photovoltaic Facilities.

95. Reda I., Andreas A. Solar position algorithm for solar radiation applications // Sol. Energy. 2004. Vol. 76, № 5. P. 577–589.

96. Duffie J.A., Beckman W.A. Solar Engineering of Thermal Processes. John Wiley & Sons, 2013. 936 p.

97. Paulescu M., Paulescu E., Badescu V. Chapter 9 - Nowcasting solar irradiance for effective solar power plants operation and smart grid management // Predictive Modelling for Energy Management and Power Systems Engineering / ed. Deo R., Samui P., Roy S.S. Elsevier, 2021. P. 249–270.

98. Solar | Free Full-Text | Solar Forecasts Based on the Clear Sky Index or the Clearness Index: Which Is Better? [Electronic resource]. URL: https://www.mdpi.com/2673-9941/2/4/26 (accessed: 04.12.2023).

99. Choice of clear-sky model in solar forecasting | Journal of Renewable and Sustainable Energy | AIP Publishing [Electronic resource]. URL: https://pubs.aip.org/aip/jrse/article-abstract/12/2/026101/284620/Choice-of-clear-sky-model-in-solar-forecasting?redirectedFrom=fulltext (accessed: 04.12.2023).

100. Gueymard C.A., Ruiz-Arias J.A. Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance // Sol. Energy. 2016. Vol. 128. P. 1–30.

101. Erbs D.G., Klein S.A., Duffie J.A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation // Sol. Energy. 1982. Vol. 28, № 4. P. 293–302.

102. Skartveit A., Olseth J.A. A model for the diffuse fraction of hourly global radiation // Sol. Energy. 1987. Vol. 38, № 4. P. 271–274.

103. Bird R., Hulstrom R. A Simplified Clear Sky Model for Direct and Diffuse Insolation on Horizontal Surfaces.

104. Perez R. et al. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models // ASHRAE Trans. 1992. Vol. 98. P. 354–369.

105. Perez R. et al. A New Operational Model for Satellite-Derived Irradiances Description and Validation // Sol. Energy. 2002. Vol. 73. P. 307–317.

106. Yang D. Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks // Sol. Energy. 2016. Vol. 136. P. 288–302.

107. Liu B., Jordan R. Daily insolation on surfaces tilted towards equator // ASHRAE J U.S. 1961. Vol. 10.

108. Wolff B. et al. Comparing support vector regression for PV power forecasting to a physical modeling approach using measurement, numerical weather prediction, and cloud motion data // Sol. Energy. 2016. Vol. 135. P. 197–208.

109. J. E. Hay and J. A. Davies, "Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface," Proceedings of First Canadian Solar Radiation Data Workshop, Toronto, 1980. - References - Scientific Research Publishing [Electronic resource]. URL: https://www.scirp.org/(S(lz5mqp453ed%20snp55rrgjct55))/reference/referencespapers.aspx? referenceid=661290 (accessed: 04.12.2023).

110. Klucher T.M. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces // Sol. Energy. 1979. Vol. 23, № 2. P. 111–114.

111. Reindl D.T., Beckman W.A., Duffie J.A. Evaluation of hourly tilted surface radiation models // Sol. Energy. 1990. Vol. 45, № 1. P. 9–17.

112. Perez R. et al. The development and verification of the Perez diffuse radiation model.1988.

113. Ross J., Smokler M.I. Flat-Plate Solar Array Project: Final report: Volume 6, Engineering sciences and reliability: DOE/JPL-1012-125-Vol.6. Jet Propulsion Lab., Pasadena, CA (USA), 1986.

114. Schwingshackl C. et al. Wind Effect on PV Module Temperature: Analysis of Different Techniques for an Accurate Estimation // Energy Procedia. 2013. Vol. 40. P. 77–86.

115. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules - Faiman - 2008 - Progress in Photovoltaics: Research and Applications - Wiley Online Library [Electronic resource]. URL: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.813 (accessed: 04.12.2023).

116. Fuentes M.K. 'A Simplified Thermal Model for Flat-Plate Photovoltaic Arrays.

117. Kratochvil J., Boyson W., King D. Photovoltaic array performance model.: SAND2004-3535, 919131. 2004. P. SAND2004-3535, 919131.

118. Mattei M. et al. Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance // Renew. Energy. 2006. Vol. 31. P. 553–567.

119. de la Parra I. et al. PV performance modelling: A review in the light of quality assurance for large PV plants // Renew. Sustain. Energy Rev. 2017. Vol. 78. P. 780–797.

120. Evans D.L., Florschuetz L.W. Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration // Sol. Energy. 1977. Vol. 19. P. 255–262.

121. Soto W., Klein S.A., Beckman W.A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance // Sol. Energy. 2006. Vol. 80. P. 78–88.

122. Saeed F. et al. Numerical modeling, simulation and evaluation of conventional and hybrid photovoltaic modules interconnection configurations under partial shading conditions // EPJ Photovolt. 2022. Vol. 13. P. 10.

123. Mayer M., Grof G. Techno-economic optimization of grid-connected, groundmounted photovoltaic power plants by genetic algorithm based on a comprehensive mathematical model // Sol. Energy. 2020. Vol. 202. P. 210–226.

124. Driesse A., Jain P., Harrison S. Beyond the curves: Modeling the electrical efficiency of photovoltaic inverters. 2008. P. 61 p.

125. Boyson W. et al. Performance model for grid-connected photovoltaic inverters.: SAND2007-5036, 920449. 2007. P. SAND2007-5036, 920449.

126. Dobos A. PVWatts Version 5 Manual: NREL/TP-6A20-62641, 1158421. 2014. P. NREL/TP-6A20-62641, 1158421.

127. Massucco S. et al. A Hybrid Technique for Day-Ahead PV Generation Forecasting Using Clear-Sky Models or Ensemble of Artificial Neural Networks According to a Decision Tree Approach // Energies. 2019. Vol. 12. P. 1298.

128. Markovics D., Mayer M. Comparison of machine learning methods for photovoltaic power forecasting based on numerical weather prediction // Renew. Sustain. Energy Rev. 2022. Vol. 161. P. 112364.

129. Huang J., Perry M. A semi-empirical approach using gradient boosting and k-nearest neighbors regression for GEFCom2014 probabilistic solar power forecasting // Int. J. Forecast. 2016. Vol. 32, № 3. P. 1081–1086.

130. Larson D.P., Nonnenmacher L., Coimbra C.F.M. Day-ahead forecasting of solar power output from photovoltaic plants in the American Southwest // Renew. Energy. 2016. Vol. 91. P. 11–20.

131. Persson C. et al. Multi-site solar power forecasting using gradient boosted regression trees // Sol. Energy. 2017. Vol. 150. P. 423–436.

132. Андреевич Е.С. Краткосрочное прогнозирование и планирование режимов фотоэлектрических электростанций: кандидат наук. ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет», 2020. Р. 212.

133. Jiang Y. Prediction of monthly mean daily diffuse solar radiation using artificial neural networks and comparison with other empirical models // Energy Policy. 2008. Vol. 36, № 10. P. 3833–3837.

134. Исследование и сравнительный анализ методов оптимизации, используемых при обучении нейронных сетей | Вестник ВГУ. Серия: Системный анализ и информационные технологии [Electronic resource]. URL: https://journals.vsu.ru/sait/article/view/1262 (accessed: 04.12.2023).

135. Yadav A.K., Chandel S.S. Solar radiation prediction using Artificial Neural Network techniques: A review // Renew. Sustain. Energy Rev. 2014. Vol. 33. P. 772–781.

136. К.и С., И.с Л., И.е К. Алгоритм градиентного бустинга деревьев решений в задаче идентификации программного обеспечения: 6 // Научно-Технический Вестник Информационных Технологий Механики И Оптики. Россия, Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики», 2018. Vol. 18, № 6. Р. 1016–1022.

137. Fan C. et al. A Review on Data Preprocessing Techniques Toward Efficient and Reliable Knowledge Discovery From Building Operational Data // Front. Energy Res. 2021. Vol. 9.

138. Ashouri M. et al. Development of building energy saving advisory: A data mining approach // Energy Build. 2018. Vol. 172. P. 139–151.

139. Yu X., Ergan S., Dedemen G. A data-driven approach to extract operational signatures of HVAC systems and analyze impact on electricity consumption // Appl. Energy. 2019. Vol. 253. P. 113497.

140. Capozzoli A., Lauro F., Khan I. Fault detection analysis using data mining techniques for a cluster of smart office buildings // Expert Syst. Appl. 2015. Vol. 42, № 9. P. 4324–4338.

141. Liu J. et al. Energy diagnosis of variable refrigerant flow (VRF) systems: Data mining technique and statistical quality control approach // Energy Build. 2018. Vol. 175. P. 148–162.

142. Wang Z. et al. Feature selection based on Bayesian network for chiller fault diagnosis from the perspective of field applications // Appl. Therm. Eng. 2017. P. S1359431117303605.

143. Kusiak A. Modeling and optimization of HVAC energy consumption.

144. Fan C., Xiao F., Zhao Y. A short-term building cooling load prediction method using deep learning algorithms // Appl. Energy. 2017. Vol. 195. P. 222–233.

145. Fan C. et al. Deep learning-based feature engineering methods for improved building energy prediction // Appl. Energy. 2019. Vol. 240. P. 35–45.

146. Джулли А., Пал С. Библиотека Keras – инструмент глубокого обучения. Реализация нейронных сетей с помощью библиотек Theano и TensorFlow. Litres, 2022. 296 р.

147. Pedregosa F. et al. Scikit-learn: Machine Learning in Python // Mach. Learn. PYTHON.

148. Lorenz E. et al. Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems // Sel. Top. Appl. Earth Obs. Remote Sens. IEEE J. Of. 2009. Vol. 2. P. 2–10.

149. Kleissl J. Solar Energy Forecasting and Resource Assessment. Academic Press, 2013.503 p.

150. Keras: Deep Learning for humans [Electronic resource]. URL: https://keras.io/ (accessed: 04.12.2023).

151. Murphy A.H. What Is a Good Forecast? An Essay on the Nature of Goodness in Weather Forecasting // Weather Forecast. American Meteorological Society, 1993. Vol. 8, № 2. P. 281–293.

152. Yang D. et al. History and trends in solar irradiance and PV power forecasting: A preliminary assessment and review using text mining // Sol. Energy. 2018. Vol. 168. P. 60–101.

153. Yang D. et al. Verification of deterministic solar forecasts // Sol. Energy. 2020. Vol. 210. P. 20–37.

154. Blaga R. et al. A current perspective on the accuracy of incoming solar energy forecasting // Prog. Energy Combust. Sci. 2019. Vol. 70. P. 119–144.

155. Murphy A.H. Skill Scores Based on the Mean Square Error and Their Relationships to the Correlation Coefficient // Mon. Weather Rev. American Meteorological Society, 1988. Vol. 116, № 12. P. 2417–2424.

156. Yang D. A guideline to solar forecasting research practice: Reproducible, operational, probabilistic or physically-based, ensemble, and skill (ROPES) // J. Renew. Sustain. Energy. 2019. Vol. 11. P. 022701.

157. Coimbra C.F.M., Kleissl J., Marquez R. Overview of Solar-Forecasting Methods and a Metric for Accuracy Evaluation // Solar Energy Forecasting and Resource Assessment. Elsevier, 2013. P. 171–194.

158. Wilks D.S. Statistical methods in the atmospheric sciences. 2nd ed. Amsterdam; Boston: Academic Press, 2006. 627 p.

159. Lauret P., David M., Pedro H. Probabilistic Solar Forecasting Using Quantile Regression Models // Energies. 2017. Vol. 10. P. 1591.

160. Gneiting T., Raftery A.E. Strictly Proper Scoring Rules, Prediction, and Estimation // J. Am. Stat. Assoc. 2007. Vol. 102, № 477. P. 359–378.

161. Wang W. et al. An archived dataset from the ECMWF Ensemble Prediction System for probabilistic solar power forecasting // Sol. Energy. 2022. Vol. 248. P. 64–75.

162. Mayer M., Yang D. Calibration of deterministic NWP forecasts and its impact on verification // Int. J. Forecast. 2022. Vol. 39.

163. Glahn H.R., Lowry D.A. The Use of Model Output Statistics (MOS) in Objective Weather Forecasting // J. Appl. Meteorol. Climatol. American Meteorological Society, 1972. Vol. 11, № 8. P. 1203–1211.

164. Dimov D., Goldman M.A. Methods and systems for solar shade analysis: pat. US20150002661A1 USA. 2015.

165. Foss A. System and method for solar panel array analysis: pat. US8289183B1 USA. 2012.

166. Kelly N.A., Gibson T.L. Solar photovoltaic output for cloudy conditions with a solar tracking system: pat. US8101848B2 USA. 2012.

167. Baldwin R.R., Collins K. Cloud tracking: pat. WO2011017323A1 USA. 2011.

168. Аналоговые пины [Electronic resource]. URL: https://alexgyver.ru/lessons/analogpins/ (accessed: 28.12.2023).

169. Ma R.H. How to get reliable readings from photoresistors.

170. Mahon L.L.J. Diesel Generator Handbook. Butterworth-Heinemann Ltd., 2004. 656 p.

171. Challen B., Baranescu R. Diesel Engine Reference Book. 2nd edition. Butterworth-Heinemann Ltd., 1999. 682 p.

172. Штерн В.И. Эксплуатация дизельных электростанций. Москва: Энергия, 1980.120 р.

173. Ferreira T. agc 200 modbus tables 4189341214 uk - Introdução à Administração [Electronic resource] // Passei Direto. 2022. URL: https://www.passeidireto.com/arquivo/109882761/agc-200-modbus-tables-4189341214-uk (accessed: 22.12.2023).

174. F. Holmgren W., W. Hansen C., A. Mikofski M. pvlib python: a python package for modeling solar energy systems // J. Open Source Softw. 2018. Vol. 3, № 29. P. 884.

175. Belila A. et al. On Energy Management Control of a PV-Diesel-ESS Based Microgrid in a Stand-Alone Context. 2018. Vol. 11. P. 1–22.

176. Mohamed M.M. et al. Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel microgrid // J. Energy Storage. 2022. Vol. 51. P. 104317.

177. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission [Electronic resource]. 2023. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\_en (accessed: 22.12.2023).

178. Diaf S. et al. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system // Energy Policy. Elsevier, 2007. Vol. 35, № 11. P. 5708–5718.

#### ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Исходные коды разработанных программных компонентов

#### Текст программы аппаратно-программного комплекса сверхкраткосрочного прогнозирования солнечного излучения

```
1) Исходные коды микроконтроллера:
1 int FR0 = A0; int FR1 = A1; int FR2 = A2;
2
3 void setup(){
    Serial. begin(9600);
4
    pinMode (FR0, INPUT);
5
    pinMode (FR1, INPUT);
6
    pinMode (FR2, INPUT);
7
8
9
10 //globals
11 int dannie0;
12 int dannie1;
13 int dannie2;
14 String dataLabel1 = "AO";
15 String dataLabel2 = "Al";
16 String dataLabel3 = ""A2";
17 bool label = true;
18
19 void loop(){
    dannie0 = analogRead (FR0);
20
21
    danniel = analegRead(FR1);
    dannie2 = analogRead(FR2);
22
    Serial.print (dannie0);
23
    Serial.print(" ");
24
    Serial.print(dannie1);
25
    Serial.print(" ");
26
     Serial.println(dannie2);
27
```

```
28 delay (100);
```

```
29 }
```

2) Исходные коды системы расчёта скорости движения тени облака (модуль объявления класса):

```
1 import numpy as np
2 import matplotlib.pyplot as plt
3 from serial import Serial
  from datetime import datetime
4
5
6 class CSS:
     def init (self, n sens: int? dastance: int, port: str, sr: int, tf="%H:%M:%S.%f"):
7
       self.n sens = n sens
8
       self.port = port
9
       self.sr = sr
10
       self.distance = distance
11
       self.ser = Serial(self.port, 9600)
12
13
       self.tf = tf
       print("Подключение к порту:" + port)
14
15
     def get readings once(self):
16
       # Возвращает массив numpy заданной ширины, равной количеству сенсоров
17
       getData = self.ser.readline().decode('utf-8')
18
       data_str = getData[0:][:-2] # Содержит данные, полученные с датчиков
19
       readings =np.array(data_str.split(''), dtype=int)
20
       # readings = np.array([*readings],nmin=2)
21
22
       return readings
23
24
     def get_means(self, sec):
25
       ###
       samples = sec * self.sr
26
       line = 0
27
       data np = np.empty([0, self, n sens], dtype=int)
28
```

29	while line <> samples:
30	data_list = self.get_readings_once().reshape(-1, self.n_sens)
31	if data_np.size == 0:
32	data_np = np.append(data_np, data_list).reshape(-1, self.n_sens)
33	else:
34	data_np = np.append(data_np, data_list, axis=0)
35	line += 1
36	means = data_np.mean(axis=0).astype(int)
37	print(f'Paccчитанные средние скорости равны, см/с: {means}')
38	return data_np.mean(axis=0, keepdims=true).astype(int)
39	
40	def get_speed(self, data_agreg: 'np.array', thresh):
41	# Параметр data_agreg
42	# Возвращает скорость тени
43	flags = data_agreg[:, ] > thresh
44	check_column = flags.sum(axis=0).nonzero()[0]
45	flags = flags[:, check_column].argmax(axis=0)
46	
47	time_check = data_agreg[flags]
48	velocity_accum = []
49	
50	if len(check_column) > 1:
51	for i in range(len(check_column)-1, –1, –1):
52	for j in range(i-1, –1, –1):
53	distance_factor = check_column[i] - check_column[j]
54	dt = datetime.strptime(time_check[i,0], selt.tf) - datetime.strptime(time_check[j,0], selt.tf)
55	velocity = distance_factror * self.distance / dt.total_seconds()
56	velocity_accum.append(velocity)
57	print("Скорость между датчиками v", i+1,"sdf", j+1,":", velocity,"см/с")
58	print(time_check)
59	print(f"Средняя скорость равна: [np.array(velocity_accum).men()] см/с")

3) Исходные коды системы расчёта скорости движения тени облака (модуль ввода/вывода информации):

```
1 import numpy as np
2 import matplotlib.pyplot as plt
3 import matplotlib
4 from CSS import CSS
5 from datetime import datetime
6
7 matplotlib.rcParams('figure.figsize') = [12, 6]
8 port = "COM4"
9 sr = 20 # частота дискретизации (Гц)
10 sec = 25 # время записи значений с датчиков
11 n sens = 3 # кол-во сенсоров
12 distance = 6.9 # росстояние между сенсорами
13
14 cloud = CSS(n_sens, distance, port, sr, tf="%H:%M:%S.%f") # класс, содержит методы рассчета скорости и средних значений
15 means = cloud.get_means(5) # возвращает среднее каждого из сенсоров за бремя `зес`
16 thresh = means.max() + 50 # порог 589 единиц от макс. из средних значений
17 means = abs(means - means.max()) # линейный сдвиг - придение показаний сенсоров к эталонному
18 #(за эталонный берем макс среднее)
19 data agreg = np.empty([0, n sens + 1], dtype=object) # здесь будут храниться все данные
20 line = 0
21
22 data_list_accum = []
23
24 while line <= sec * cloud.sr:
    if line == 0:
25
       print('Время, A0, Al, A2', end='\n')
26
    current date = datetime.now().strftime(cloud.tf)[:-3] # получаем текущее время
27
    data list = cloud.get readings once()
28
    data_list_accum. append(data_list)
29
    data normalized = data list + means.squeeze()
30
    if line == 1:
31
```

```
32
       print('Приведённые значения датчико равны, o.e.', data_normalized)
    time_and_data = np.array([current_date, *data_normalized], ndmin=2, dtype=object)
33
     if data agreg.size == 0:
34
       data agreg = np.append(data agreg, time and data).reshape(-1, cloud.n sens + 1)
35
36 else:
       data_agreg = np.append(data_agreg, time_and_data, axiss0)
37
38
     if line % cloud.sr == 0:
39
40
       Cloud.get_speed(data_agreg[-int(cloud.sr * 10):], thresh)
41
    line = line + 1
42
43
44 print('Расчёт окончен')
45 Cloud.ser.close()
46 data_list_accum = np.array(data_list_accum, dtype=int)
```

### Текст программы по управлению имитатором солнечной электростанции

- 1 import socket
- 2 import pandas as pd
- 3 import time
- 4 import re
- 5 import numpy as np
- 6
- 7 SUPPLY IP = "10.2.173.233"
- 8 SUPPLY PORT = 8462
- 9 BUFFER SIZE = 128
- 10 TIMEOUT\_SECONDS = 5
- 11 MAX\_VOLT = 660 # по умолчанию
- 12 MAX\_CUR = 11 # по умолчанию
- 13 validSrcList = ["front", "web", "seq", "eth", "slot1", "slot2", "slot3", "slot4", "loc", "rem"]
- 14
- 15 supplySocket = socket.socket(socket.AF\_INET, socket.SOCK\_STREAM)

```
16 supplySocket.connect((SUPPLY IP, SUPPLY PORT))
17 supplySocket.settimeout(TIMEOUT SECONDS)
18
19 # -----
20 # Блок описания функций
21
   def sendAndReceiveCommandReg(msg):
22
     msg = msg + "\n"
23
     supplySocket.sendall(msg.encode("UTF-8"))
24
     return re.findall(r'\d+\.\d+', supplySocket.recv(BUFFER_SIZE).decode())
25
26
27 def sendAndReceiveCommand(msg):
     msg = msg + "\n"
28
     supplySocket.sendall(msg.encode("UTF-8"))
29
     return supplySocket.recv(BUFFER_SIZE).decode("UTF-8").rstrip()
30
31
32 def sendCommand(msg):
     msg = msg + "\n"
33
     supplySocket.sendall(msg.encode("UTF-8"))
34
35
   def setRemoteShutdownState(state):
36
37
     if state:
        sendCommand("SYST:RSD 1")
38
39
     else:
40
        sendCommand("SYST:RSD 0")
41
42 def setVoltage(volt):
     retval = 0
43
     if volt > 0 and volt <= MAX VOLT:
44
        sendCommand("SOUR:VOLT {0}".format(volt))
45
     else:
46
        retval = -1
47
     return retval
48
```

```
49
50 def setCurrent(cur):
      retval = 0
51
      if cur > 0 and cur <= MAX VOLT:
52
        sendCommand("SOUR:CUR {0}".format(cur))
53
54
      else:
        retval = -1
55
      return retval
56
57
   def readVoltage():
58
      return sendAndReceiveCommand("SOUR:VOLT?")
59
60
61 def readCurrent():
      return sendAndReceiveCommand("SOUR:CUR?")
62
63
   def setProgSourceV(src):
64
      retval = 0
65
      if src in validSrcList:
66
        sendCommand("SYST:REM:CV {0}".format(src))
67
      else:
68
        retval = -1
69
70
      return retval
71
72 def setProgSourcel(src):
      retval = 0
73
74
      if src.lower() in validSrcList:
        sendCommand("SYST:REM:CC {0}".format(src))
75
76
      else:
77
        retval = -1
      return retval
78
79
   def setOutputState(state):
80
81
      if state:
```

82 sendCommand("OUTPUT 1") 83 else: sendCommand("OUTPUT 0") 84 85 86 def closeSocket(): supplySocket.close() 87 88 89 #-----90 # Блок работы с имитатором 91 if name == " main ": print(MAX VOLT, MAX CUR, "\n") 92 setProgSourcel("eth") # Установка того, откуда имитатор будет получать уставки по току (в данном случае: по Ethernet) 93 setProgSourceV("eth") # Установка того, откуда имитатор будет получать уставки напряжению (в данном случае: по Ethernet) 94 setRemoteShutdownState(0) # режим удалённого отключения 95 # Температура при стандартных условиях (градусы Цельсия) sendCommand("SYST:INT:SIM:SET TSTC,25") 96 sendCommand("SYST:INT:SIM:SET GSTC,1000") # уровень солнечного излучения при стандартных условиях (Вт/м2) 97 98 # Конец раздела стандартных условий 99 # ниже задаются "паспортные данные" модуля или моделируемого массива 100 101 ArrayParameters = pd.read csv('parameters.csv', sep=';') 102 valuearray = ArrayParameters['VALUE'] 103 commandlist = ("SYST:INT:SIM:SET VOC STC,","SYST:INT:SIM:SET ISC STC,","SYST:INT:SIM:SET VMPP STC,", 104 "SYST:INT:SIM:SET IMPP STC,","SYST:INT:SIM:SET ALPHA,","SYST:INT:SIM:SET BETA,") 105 for i in range (6): 106 sendCommand(commandlist[i]+str(valuearray[i])) 107 108 # Конец раздела паспортных данных 109 # Ниже задаются "Фактические" параметры моделируемого массива/модуля 110 111 sendCommand("SYST:INT:SIM:SET TPV,25") # Температура фотоэлектрическх ячеек 112 sendCommand("SYST:INT:SIM:SET GPV,1000") 113 # уровень солнечного излучения 114

115 # -----sendCommand("OUTPUT 1") 116 setProgSourceV("slot4") 117 118 setProgSourcel("slot4") setOutputState(1) # Включение выдачи мощности имитатора 119 df = pd.read\_csv('test.csv', sep=';') 120 Insolation = df['INSOLATION'] 121 Temperature = df['TEMPERATURE']122 dataarray = np.zeros(shape=(60, 3), dtype=float) 123 dataarray1 = np.zeros(shape=(60, 2), dtype=float)124 dataarray2 = np.zeros(shape=(60, 1), dtype=float)125 126 for i in range(10): 127 if i == 0: time.sleep(60) 128 129 Insol i = Insolation[i] Temp i = Temperature[i] 130 sendCommand("SYST:INT:SIM:SET GPV," + str(Insol i)) 131 sendCommand("SYST:INT:SIM:SET TPV," + str(Temp i)) 132 setOutputState(1) 133 print('Уровень инсоляции = ' + sendAndReceiveCommand("SYST:INT:SIM:SET GPV?") + ' Вт/м2') 134 print('Температура = ' + sendAndReceiveCommand("SYST:INT:SIM:SET TPV?") + ' градусов Цельсия', '\n') 135 print('Напряжение Ток Расчётная мощность') 136 137 for j in range(60): result = sendAndReceiveCommandReg("MEAS:VOL?\nMEAS:CUR?") 138 Pcalc = float(result[0]) \* float(result[1]) 139 dataarray[j] = ([float(str(result[0])), float(str(result[1])), Pcalc]) 140 141 print(dataarray[j]) time.sleep(1)142 Pcalculated = dataarray[:, 2] 143 Pmean2 = np.mean(Pcalculated)144 print('Осреднённая расчётная мощность за итерацию: ', Pmean2, 'Вт', '\n') 145 setOutputState(0) # Выключение выдачи мощности имитатора 146 closeSocket() 147

### Текст программы по управлению ДГУ

Пример программы с функцией считывания:

Цикличное считывание напряжения бортовой сети АКБ ДВС с периодичностью 1 секунда.

```
import time
1
2 import serial
  from pymodbus.client.serial import ModbusSerialClient
3
4
  # ------
5
6 # подключение к контроллеру через СОМ-порт
7
  client = ModbusSerialClient(method='rtu', port='COM4', baudrate = 19200, bytesize = 8, par-ity = 'N', stopbits = 1,)
8
   client.connect()
9
10
11 #-----
12 # считывание напряжения бортовой сети АКБ дизельного двигателя
13
14 if client.connect():
     print('Connected.')
15
     while True:
16
17
       try:
         rir = client.read input registers(address=567, count=1, slave=2)
18
         print(rir.registers)
19
        time.sleep(1)
20
21
       except Exception as e:
         print(e)
22
23
        time.sleep(1)
24 else:
25
     print('Connection failed')
26 client.close()
```

Пример программы с функцией записи:

Переключение ДГУ в режим фиксированной мощности.

```
1 import time
2 import serial
  from pymodbus.client.serial import ModbusSerialClient
3
4
   # ------
5
  # подключение к контроллеру через СОМ-порт
6
7
  client = ModbusSerialClient(method='rtu', port='COM4', baudrate = 19200, bytesize = 8, par-ity = 'N', stopbits = 1,)
8
  client.connect()
9
10
11 # ------
12 # переключение ДГУ в режим фиксированной мощности и последующая проверка успешности смены режима работы
13
14 if client.connect():
     print('Connected.')
15
    wdoc = client.write_coil(address=19, value=True, slave=2)
16
    time.sleep(1)
17
     rdi = client.read discrete inputs(address = 1, count = 16, slave = 2)
18
     print(rdi.bits)
19
20 else:
     print('Connection failed')
21
22 client.close()
Текст программы по инициализации параметров ДГУ
```

1 def init\_optimize(self, param\_dgu, k):

2 """

- 3 Метод init\_optimize класса Optimize предназначен для инициализации данных таких как:
- 4 1.внесение параметров ДГУ
- 5 2. создание матриц мощности, расхода

```
6 :param param_dgu: параметры ДГУ
```

```
7 :param k: коэффициент множитель для изменения количества точек
```

```
8 """
```

- 9 # массив с минимальной и максимальной мощностями
- 10 engine\_data = {
- 11 'power\_min': [p\_min[1] for p\_min in param\_dgu.values()],
- 12 'power\_max': [p\_max[2] for p\_max in param\_dgu.values()],
- 13 }
- 14 # определяем количество ДГУ
- 15 self.num\_engines = len(param\_dgu)
- 16 # массив с минимальной и максимальной мощностью каждого ДГУ
- 17 self.engine\_W = pd.DataFrame(engine\_data, index=pd.RangeIndex(name='engine', start=0, stop=self.num\_engines))
- 18 # Извлечение самой минимальной мощности
- 19 min\_from\_min = self.engine\_W['power\_min'].min()
- 20 # Извлечение самой максимальной мощности
- 21 max\_from\_max = self.engine\_W['power\_max'].max()
- 22 # определение количества точек
- 23 self.num\_points = int(k \* (max\_from\_max min\_from\_min) + 1)
- 24 # буфер для заполнения мощностями по каждому ДГУ
- 25 self.output\_W = pd.DataFrame(np.zeros((self.num\_points, self.num\_engines)), columns=self.engine\_W.index)
- 26 # циклы для заполнения буфера мощностями
- 27 for e in range(self.num\_engines): # первый цикл от 0 до количества ДГУ
- 28 с = 0 # счетчик количества точек
- 29 for p in np.linspace(min\_from\_min, max\_from\_max, num=self.num\_points): # создание шага по кол-ву точек
- 30 # ограничение для вхождения допустимой мощности
- 31 if self.engine\_W['power\_min'][e] <= p <= self.engine\_W['power\_max'][e]:
- 32 # вставка мощности в буфер
- 33 self.output\_W.loc[c, e] = p
- 34 # ограничение для заполнения минимальной мощностью, если не прошло по допустимой мощности
- 35 else:
- 36 # заполнение минимальной мощностью
- 37 self.output\_W.loc[c, e] = self.engine\_W['power\_min'][e]
- 38 # увеличение значения счетчика на 1

```
39 c += 1
```

40

41 # буфер для заполнения расхода по каждому ДГУ

- 42 self.input\_L\_J = np.zeros((self.num\_points, self.num\_engines))
- 43 # извлечение параметров ДГУ
- 44 param\_dgu = [p for p in param\_dgu.values()]
- 45 # цикл для заполнения буфера расходами
- 46 for engine, \_ in enumerate(range(self.num\_engines)):
- 47 # номинальная мощность ДГУ
- 48 N\_nom = param\_dgu[int(engine)][2]
- 49 # КПД ДГУ
- 50 e\_c = param\_dgu[int(engine)][0]
- 51 # номинальный расход ДГУ
- 52 b\_nom = param\_dgu[int(engine)][3]
- 53

```
54 b_dg = b_nom / e_c
```

- 55 # формула для расчета расхода ДГУ
- 56 self.input\_L\_J[:, engine] =  $(0.9 + (0.1 / (self.output_W.loc[:, engine] / N_nom))) * b_dg$

### Текст программы по оптимизации режима работы ДЭС

- 1 def optimize(self, excluded\_engines, target\_w=0):
- 2 """
- 3 Метод optimize класса Optimize предназначен для оптимизации:
- 4 :param excluded\_engines: количество доступных к работе ДГУ
- 5 :param target\_w: целевая мощность
- 6 """
- 7 # ограничение для проверки ручного и автоматического ввода мощности (необязательное)
- 8 if self.\_\_bool\_optimize(target\_w):
- 9 # вывод в консоль целевую мощность
- 10 print('Мощность для распределения', self.target\_w)
- 11 # создание матрицы переменных решения
- 12 assignments = pulp.LpVariable.matrix(

13	name='asn', cat=pulp.LpBinary,
14	indices=(range(self.num_engines), range(self.num_points)),
15	)
16	# функция для описания модели минимизации
17	prob = pulp.LpProblem(name='diesel_generation', sense=pulp.LpMinimize)
18	# функция для создания линейной комбинации
19	fuel_cost = pulp.LpAffineExpression()
20	total_output = pulp.LpAffineExpression()
21	
22	# Цикл по двигателям для учета ограничений и добавления их к целевой функции
23	for engine, engine_group in enumerate(assignments):
24	# Условие проверки исключения двигателя из работы
25	if excluded_engines[engine] != -1:
26	# Добавление ограничения на количество выбранных двигателей
27	prob.addConstraint(name=f'engine_excl_{engine}', constraint=pulp.lpSum(engine_group) <= 1)
28	# Увеличение общей выходной мощности на мощность выбранного двигателя
29	total_output += pulp.lpDot(engine_group, self.output_W.loc[:, engine])
30	# Увеличение целевой функции на затраты на топливо выбранного двигателя
31	fuel_cost += pulp.lpDot(engine_group, self.input_L_J[:, engine])
32	
33	# Добавление ограничения на общую выходную мощность
34	prob += total_output == self.target_w
35	# Решение задачи оптимизации
36	prob.solve(PULP_CBC_CMD(msg=False))
37	# Проверка оптимальности решения
38	try:
39	assert prob.status == pulp.LpStatusOptimal
40	except Exception as e:

41 print(e)

Инструкция по работе с интерфейсом управления имитатором солнечной электростанции

Для начала работы необходимо подключиться к головному устройству, на котором реализован обработчик команд MQTT, посредством ввода IP-адреса и порта головного устройства в соответствующие поля ПИ (рисунок А.1) (<u>В текущей реализации программы</u> ввод IP-адреса и порта головного устройства производится для каждого имитатора СЭС!).

	<ul> <li>Вкл Имитатор 1</li> <li>Выбрать файл</li> </ul>	<ul> <li>Вкл Имитатор 2</li> <li>Выбрать файл</li> </ul>	
IP:	10.2.173.134	10.2.173.134	Задать ІР
Порт:	1883	1883	Задать порт
Уставка тока:	[		Задать уставку тока
Уставка напряжения:			Задать уставку напряжения
	Вкл	TVCK	

Рисунок А.1 — Подключение к головному устройству MQTT

Далее, после подключения к головному устройству активируются возможности управления имитаторами, а именно:

1) управление при помощи фиксированных уставок токов и напряжений (режим источника постоянного тока);

2) управление при помощи заданных значений исходных данных по температуре и уровню солнечного излучения (режим имитации СЭС).

В независимости от режима работы выбор состава оборудования для эксперимента производится при помощи специальных флагов (рисунок А.2).

В режиме имитации СЭС в качестве исходных данных используются файлы формата .CSV с необходимыми значениями временных интервалов для каждой стадии эксперимента, а также значениями уровня солнечного излучения и температуры, соответствующих определённому интервалу времени, при этом программа автоматически подстраивается под заданное количество интервалов времени, ограничений нет (рисунок А.З).

После выбора необходимого файла его содержимое отобразится в пользовательском интерфейсе (рисунки А.4 и А.5).

	🕑 Вкл Имитатор 1	🗌 Вкл Имитатор 2	
	Выбрать файл	Выбрать <mark>ф</mark> айл	
IP:	10.2.173.134	10.2.173.134	Задать IP
Порт:	1883	1883	Задать порт
Уставка тока:			Задать уставку тока
Уставка напряжения:			Задать уставку напряжения
	Byrn	ПУСК	

Рисунок А.2 — Выбор состава работающего оборудования

1	A	В	С	D
1	dt	Tambient	Global_irr	adiance
2	15	25	1000	
3	15	25	960	
4	15	25	920	
5	15	25	880	
6	15	25	840	
7	15	25	800	
8	15	25	760	
9	15	25	720	
10	15	25	680	
11	15	25	640	
12	15	25	600	
13	15	25	560	
14	15	25	520	
15	15	25	480	
16	15	25	440	
17	15	25	400	
18	15	25	360	
19	15	25	320	
20	15	25	280	
21	15	25	240	
22	15	25	200	
23	15	25	160	
24	15	25	120	
25	15	25	80	

Рисунок А.3 — Структура файла исходных данных

	🖸 Вкл Имитатор 1	🛃 Вкл Имитатор 2		Упорядочить • Нова	в парка					. 1		
	Выбрать файл	Выбрать файл									-	
IP <sub>1</sub>	10.2.173.134	10.2.173.134	Задать IP		има	Дата изменения	ten	Размер				
Порт	1883	1883	Задать порт	Рабочий сто 🖉	numpy	13.07.2023 15:14	Папка с файлами					
Уставка тока:			Задать уставку тока	🔀 Изображени 🖈	PIL.	13.07.2023 15:14	Папка с файлами					
Уставка напряжении			Задать уставку напряжения	📃 Документы 🖈	🔁 psutil	13.07.2023 15:14	Папка с файлами					1
	Bell/	I THICK		🛓 Загрузки 💉	tcl	13.07.2023 15:14	Папка с файлами					
			7	\Xi Документы 🖈	tci8	13.07,2023 15:14	Папка с файлами					
1			1	🔀 Изображени 🕫	tk .	13.07.2023 15:14	Папка с файлами					
2				🙆 Музыка 🖈	data1.csv	13.07.2023 15:42	Файл Microsoft E	1 KB				
4				💽 Видео 💉	data2.csv	17.07.2023 11:32	Файл Microsoft E	1 KE				
5				Контраллеры	ata3.csv 👔	17.07.2023 14:36	Файл Microsoft E	1 K5				
-				Shaman Kinn - J	🗿 data4.csv	17.07.2023 18:26	Файл Microsoft E	1 K5				4
				Инан с	райлах			~ Тексто	вый файл (*)	bit;".cs	v) ~	
0			1					01	рыть	Отм	ена	
2					_		_	_		-	-	20
3	1		1									
4												
5												
6												

### Рисунок А.4 — Выбор файла исходных данных пользовательского интерфейса

IP:		Выбрать файл	Выбрать файл	
		10.2.173.134	10.2.173.134	Задать ІР
	Порт:	1883	1883	Задать порт
3	Уставка тока:	вка тока:		Задать уставку тока
Уста	вка напряжения:			Задать уставку напряжения
		Вкл	ПУСК	
0 1	5	25		1000
1 1	5	25		960
2 1	5	25		920
3 1	5	25		880
4 1	5	25		840
5 1	5	25		800
6 1	5	25		760
0 3	00	25		1000
1 3	00	25		960
2 3	00	25		920
3 3	00	25		880
4 3	00	25		840
5 3	00	25		800
6 2	200	25		760

Рисунок А.5 — Исходные данные в табличном виде в ПИ

Далее, для начала эксперимента необходимо запустить имитаторы, для этого предусмотрены 2 кнопки («Вкл» и «ПУСК»)

Кнопка «Вкл» непосредственно запускает выдачу мощности на источниках постоянного тока. Кнопка «ПУСК» непосредственно начинает загрузку исходных данных в имитаторы в соответствии с заданными интервалами времени.

Запускать выдачу мощности необходимо до начала эксперимента, поскольку имитаторы подключены к инвертору, которому необходимо время (1,5-2 минуты) на то, чтобы активировать выдачу мощности в цепь переменного тока.

После начала эксперимента программа следует заданным исходным данным вплоть до конечной итерации.

### ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Технические характеристики элементов имитационной модели солнечно-дизельного

### комплекса

### Таблица Б.1 — Технические характеристики Delta Electronica SM 660-AR-11

№ строки	SM 660-AR-11					
1	Параметры постоянного тока (DC)					
2	Напляжение. В	0-660				
3	Ток. А	0-11				
4	Входные параметры переменного тока (АС)	0 11				
5	Кол-во фаз					
6	Частотный диапазон. Ги	48-62				
7	Диапазон входных напряжений. В	180-528				
8	Диапазон номинальных напряжений. В	200-480				
9	Номинальная частота. Гц	50/60				
10	Номинальный ток, А	Макс. 16				
	Ток (400 В. 3 фазы, 3300 Вт). А	5.6				
11	Cos φ (3300BT/1750 BT)	0,94/0,92				
12	Выдаваемая мощность и входной ток в зависимости от входно	ого напряжения				
13	Однофазное подключение	<b>i</b>				
14	$230 \text{ B: } P_{\text{out max}}(\text{Br}) / I_{\text{in}}(\text{A})$	3200 / 16				
15	205 B: P <sub>out max</sub> (B <sub>T</sub> ) / I <sub>in</sub> (A)	2800 / 16				
16	180 B: $P_{out max}(BT) / I_{in}(A)$	2400 / 16				
17	Соѕ ф при однофазном подключении	0,99				
18	Трёхфазное подключение					
19	190 B: P <sub>out max</sub> (B <sub>T</sub> ) / I <sub>in</sub> (A)	3300 / 12,5				
20	180 B: P <sub>out max</sub> (B <sub>T</sub> ) / I <sub>in</sub> (A)	3100 / 12,5				
21	Рейтинг внутренних предохранителей, А	20				
22	Входная мощность без нагрузки (V <sub>0</sub> =I <sub>0</sub> =0), Вт	30				
23	Входная мощность без нагрузки (V <sub>0</sub> =V <sub>max</sub> ), Вт	60				
24	Эффективность (400 В, 3 фазы, полная загрузка), %	92				
25	Регулирование					
26	Режим постоянного напряжения CV					
27	Шаг регулировки напряжения при нагрузке 0-100%, мВ	5				
70	Шаг регулировки напряжения при линейном напряжении 180-	Λ				
20	528В (внешний датчик напряжения), мВ	4				
29	Режим постоянного тока СС	-				
30	Шаг регулировки тока при нагрузке 0-100%, мА	1,2				
21	Шаг регулировки тока при линейном напряжении 180-528В	0.2				
51	(внутренний датчик напряжения, после прогрева), мА	0,2				
32	Пределы напряжения (при I $\geq$ 5,5 A/ при I $\leq$ 5,5 A), В	330/660				
33	Пульсации + Шумы	1				
34	RMS (BW=300 КГц) CV, мВ	15				
35	р-р (ВW=20 МГц) СV, мВ	120				
36	RMS (BW=300 КГц) СС, мА	-				
37	р-р (ВW=20 МГц) СС, мА	1,8/0,6				

№ строки	SM 660-AR-11					
38	СС-Пульсации при полной нагрузке	7 5/2 5				
39	Точность программирования и мониторинга (За исключением INT MOD ANA)					
40	Напряжение	+0.1%				
41	Ток	+0.15%				
42	Температурные коэффициенты на °С (при полной на					
43	CV	35*10-6				
44	CC	60*10-6				
	Стабильность (при полной нагрузке, послечасового прогрева, в	течение 8 часов),				
45	$T_{okp}=25\pm1^{\circ}C V_{BX}=400B,$					
	(Внутреннее отслеживание напряжение для режим	a CC)				
46	CV	6*10-5				
47	CC	9*10-5				
	Скорость программирования (задержка сигнала зависит от и	аспользуемого				
48	интерфейса и потока данных)					
	Стандартная версия (резистивная нагрузка)					
49	Время нарастания (10-90%)					
50	Шаг выходного напряжения, В	0 -> 330				
51	Время (при нагрузке 3300 Вт), мс	4,2				
51	Время (при нагрузке 330 Вт), мс	2,5				
52	Шаг выходного напряжения, В	0 → 660				
53	Время (при нагрузке 3300 Вт), мс	15				
	Время (при нагрузке 330 Вт), мс	7,5				
54	Время падения (90-10%)	I				
55	Шаг выходного напряжения, В	330 → 0				
56	Время (при нагрузке 3300 Вт), мс	6				
50	Время (при нагрузке 330 Вт), мс	70				
57	Шаг выходного напряжения, В	660 → 0				
58	Время (при нагрузке 3300 Вт), мс	28				
	Время (при нагрузке 330 Вт), мс	270				
	Скорость программирования (задержка сигнала зависит от	SM660-AR-11				
59	используемого интерфейса и потока данных)	Option P305				
	Высокоскоростная версия (резистивная нагрузка)	option root				
60	Время нарастания (10-90%)					
61	Шаг выходного напряжения, В	$0 \rightarrow 330$				
62	Время (при нагрузке 3300 Вт), мс	0,8				
	Время (при нагрузке 330 Вт), мс	0,7				
63	Шаг выходного напряжения, В	$0 \rightarrow 660$				
64	Время (при нагрузке 3300 Вт), мс	2,8				
	Время (при нагрузке 330 Вт), мс	2				
65	Пульсации (при полной нагрузке)					
	<u>Типичиные (RMS/p-p), мВ</u>	60/250				
66	Выходная ёмкость (типичная), мкФ	15				
67	Время падения (90-10%)	71				
68	Шаг выходного напряжения, В	$  330 \rightarrow 0$				

Nº		SM 660-AR-11		
строки				
69	Время (при нагру	3 Ke 3300  D1, MC	0,62	
70	Шаг в колиого		660 0	
/0		2200  Br	$000 \rightarrow 0$	
71	Время (при нагру	3  Ke 3300  D1, MC	3,4	
72	Время спри нагру	(330B/660B)	50	
72	Восстановление	в пределах мВ	800/500	
73		$\Delta = \frac{1}{2} $	0.16/0.08	
74			300/600	
75		пряжение, D	100	
70	Максимали исс	в пределах 50-10076, мкс	100 2 2/1 0	
70	Максимальное	отклонение, в	2,2/1,0	
/0			<00	
/9	Су, при частоте от	$1 \rightarrow 100 \text{ KF}$	<60	
80	Су, при частоте от	<u>і до 100 кі ц, мом</u>	<600	
81	11yл	ьсирующая нагрузка		
82	максимально допуст	имая составляющая переменног	о тока	
		нагрузки	411(	
83	При частоте f	>1 КГц, А <sub>rms</sub>	t.b.d. (предстоит	
0.4	Hey versome f		1 1	
04 0F	при частоте г		11	
00	Tankuna ar a man ar anna a		2750	
00	Герминалы переменного		0	
07		, MM $V_{0}$	2500	
00		$V_{\rm rms}$	2500	
09	Клеммы питания постояни	ного тока / осолочка, v <sub>DC</sub>		
00	Горожа			
90	Desoliac	НОСТЬ	EN 00950	
01	Jaavana		EN 01010	
91	Общае изликатро	магнитная совместимость	ипааса D (лля	
92	Общее излучение	ЕП 01520-1, оборудование	класса Б (для	
		EN 61226 1 оборудорацио нис	учреждениях)	
93	Общий иммунитет	ЕК 61326-1, оборудование для	и использования в	
			х учреждениях	
04	Рабочая температура при		) ости во 75% при	
54	полной нагрузке, °С	Снижение выдаваемои мощности до 75% при +60°С		
		максимум 95% относительно	й влажности без	
		конленсации ло	40 °C	
95	Влажность	конденсации, до 40 С максимум 75% относительной влажности без		
		конленсации ло	50 °C	
96	Температура хранения. °С	От -40 ло +8		
1 22 1			-	

<u>№</u> строки	SM 660-AR-11			
Строки	Выхолная мошность отключается в случае			
97	Температурная защита	а	недостаточного охлажде	ния
98	Время наработки на отка	13, Ч	500000	
99	Время уде	ержани	ия при 400В входного напряжения	
100	$V_{out} = 1$	00%, F	$P_{out} = 3300 \text{ Br, Mc}$	12
101	$I_{out} = 10$	00%, P	Р <sub>оиt</sub> = 3300 Вт, мс	13
102	$V_{out} = 1$	00%, I	Р <sub>оиt</sub> = 1750 Вт, мс	24
103	Задержка включ	ения г	юсле включения в сеть, с	1.4
104	I	Тусков	вой ток, А	15
105	Посл	едоват	сельная работа	
106	Максималь	ьное об	бщее напряжение, В	1400
107	Работа веду	и <mark>щего</mark> /и	ведомого устройства	Дa
108	Па	раллел	вная работа	
100		Hone	60 W W 0 G	Нет
109		порм	Мальная	ограничений
110	Dafora port			Максимум 8
110	Работа веду	ищегол	ведомого устроиства	устройств
111		Дист	анционное считывание	
112	макс. падение напряжения на каждом проводе нагрузки, В			2
113			Пределы	
11/	Напряжен	ие (ди	апазон настройки)	0-101%
114	Ток (диапазон настройки)			0-101%
115	Потенциометры			1
116	разрешение управления с помощью ручек на передней панели, бит 15			15
117		Изм	иерительные приборы	1
118	Шк	ала на	пряжения, В	0-660
119		Шкал	а тока, А	0-11
120	тоц	UOCTL	CUINTLIDGUING	0,2%+2
120			Cantabanni	разряда
121	Установ	ка пре	лела считывания	0,2%+2
		nu npe		разряда
122	Монтаж	доп	ускается штабелирование блоков, по	оток воздуха
			направляется слева направо	0
123	Клеммы переменного	ВИН	товые клеммы для провода 2,5 - 4 м	м², 3 фазы +
	тока		земля (без нейтрали)	
124	Клеммы постоянного тока		Болты М8	
175	Разъёмы	СТ	андарт с разъемом RJ45 для Etherne	t на задней
123	программирования		панели	
126	Блокировка		вход для контакта на задней пан	нели
107		Μ	алошумный вентилятор, скорость ве	нтилятора
12/	Оллаждение	ад	аптируется к температуре внутренне	ей системы

№ строки	SM 660-AR-11			
128	Уровень шума	50 дБА при полной нагрузке, температура окружающей среды 25 °С, расстояние 1 м 57 дБА при полной нагрузке, температура окружающей среды 50 °С, расстояние 1 м		
129	Направление воздушного потока	Слева направо		
130	Копрус (Степень защиты)	IP20		
131		Размеры		
132	Передняя панель: В*Ш	88,1*483 мм, (19", 2U)		
133	За передней панелью: В*Ш*Г	86*448*453 мм (не считая ножки) с дополнительными интерфейсами требуемая глубина составляет 500530 мм		
134	Вес, кг	15		

# Таблица Б.2 — Технические характеристики ДВС ММЗ Д-243

№ строки	Наименование параметра	Единицы измерения	Значения
1	Тип	•	Четырёхтактный
			дизель, без
			турбонаддува
2	Способ смесеобразования		Непосредственный
			впрыск топлива
3	Число цилиндров		4
4	Порядок работы цилиндров		1-3-4-2
5	Диаметр цилиндра	Мм	110
6	Ход поршня	Мм	125
7	Рабочий объём цилиндра	Л	4,75
8	Допустимый продольный и поперечный	Град.	20
	наклон работающего дизеля, не более		
9	Мощность по ГОСТ18509-88:		
	— номинальная	кВт	59,6
	— Эксплуатационная	кВт	57,4
10	Допуск на номинальную и	кВт	+3,7
	эксплуатационную мощность		
11	Номинальная частота вращения	Мин <sup>-1</sup>	2200
12	Максимальная частота вращения холостого	Мин-1	2380
	хода, ограничиваемая регулятором, не более		
13	Минимальная устойчивая частота вращения	Мин <sup>-1</sup>	600
	холостого хода, не более		
14	Степень сжатия (расчётная)		16
№ строки	Наименование параметра	Единицы измерения	Значения
-------------	--	----------------------	--------------------------------
15	Направление вращения коленчатого вала дизеля, по ГОСТ 22836-77		Правое (по часовой стрелке)
16	Максимальный крутящий момент (расчётный по ГОСТ 18509-88 с учётом номинального коэффициента запаса крутящего момента)	Н*м	298

Таблица Б.3 — Технические характеристики генераторов Marelli Motori MJB 200 SA4 и MJB 160 SA4

Mo		Единицы	Знач	іения	
	Наименование параметра	измерени			
строки		я	MJD 100 5A 4	MJB 200 SA 4	
1	Частота	Гц	50	50	
2	Напряжение	В	400	400	
2	Mouring	кВА	17	42	
5	мощность	кВт	13,6	33,6	
	КПД (при cos φ = 0,8)				
1	При загрузке 100%	0/_	85,6	88,5	
4	При загрузке 75%	/0	87,1	89,8	
	При загрузке 50%		87,6	90,5	
	КПД (при cos φ = 1)				
	При загрузке 100%	0/	88,4	90,8	
5	При загрузке 75%	70	89,6	91,9	
	При загрузке 50%		90,1	92,4	
6	Bec	Кг	120	205	
7	Инерция	Кгм <sup>2</sup>	0,109	0,275	
8	Критическая частота вращения	<b>Мин</b> <sup>-1</sup>	2250	2250	
9	Степень защиты		IP23	IP23	
10			По часовой	По часовой	
10	паправление движения		стрелке	стрелке	
11	Постоянная перегрузка в	0/	10	10	
11	течение часа, не более	/0	10	10	
17	Ток трёхфазного КЗ (от	0/2	300	300	
14	номинального тока)	/0	000	300	

### Таблица Б.4 — Основные технические характеристики нагрузочного модуля НМ-50-Т400-К2

№ строки	Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
1	Мощность. Активная электрическая нагрузка, Cos φ = 0,99.	кВт	50
2	Количество ступеней мощности	Шт	8

№ строки	Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
3	Мощности ступеней Ступень 1-2 Ступень 3 Ступень 4 Ступень 5-8	кВт	1 3 5 10
4	Тип вентилятора ВО 4М 500	Шт	1
5	Производительность	м <sup>3</sup> /час	8510
6	Напряжение тестируемой сети	В	400
7	Частота тестируемой сети	Гц	50
8	Напряжение сети собственных нужд	В	230
9	Частота сети собственных нужд	Гц	50
10	Количество фаз	Шт	3

## Таблица Б.5 — Пример первых 50-ти строк матриц мощности (Р) и расходов (L)

Матрица мощностей (Р)								
N₂	ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ З	ДГУ 4	ДГУ 5	ДГУ 6		
0					8	0		
1					8	1		
2					8	2		
3					8	3		
4					8	4		
5					8	5		
6					8	6		
7					8	7		
8					8	8		
9					8	9		
10	10	00			9	0		
11			1'	20	9	1		
12			14	20	9	2		
13					9	3		
14					9	4		
15					9	5		
16					9	6		
17					9	7		
18					9	8		
19					9	9		
20					1(	00		
21	10	)1			10	)1		
22	10	)2			10	)2		
23	10	)3			10	)3		

Матрица мощностей (Р)									
Nº	ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ З	ДГУ 4	ДГУ 5	ДГУ 6			
24	10	04		•					
25	10	)5							
26	10	06							
27	10	07							
28	10	08							
29	10	09							
30	11	10							
31	1	11							
32	11	12	1	20					
33	11	13							
34	11	14							
35	11	15			11	15			
36	11	16			11	16			
37	11	17			11	17			
38	11	18			11	18			
39	11	19			11	19			
40	12	20		101	120				
41				121					
42				122					
43				123					
44	124								
45				125					
46				126					
4/				12/					
48				128					
49		Νđ		<u>129</u>					
N.			атрица расхо						
	Діуі	ДГУ2	дгуз	ДГУ4	ДГУЭ				
0	-				204	,50			
2	-				303	ε,05 Ω ΛΛ			
2	-				392	),44 ) ())			
3	-				392	-,02 ) 64			
5	-				390	),04 ) 70			
6	-				387	7,2 <i>3</i> 7			
7	-				386	<u>,57</u> 5.68			
8	300	) 38	33	4 04	385	5,00 5,47			
<u>q</u>	- 500	,	،ري ا	-, <b>0</b> -	28/	,, <u>-,</u> L 18			
10	-				30-	98			
11	-				302	80			
17	-				381	).65			
13	-				370	).52			
14	1				378	3.42			
15	-				377	7.33			
16	-				376	5.28			
10	1		1		570	,_0			

Матрица расходов (L)								
Nº	ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ З	ДГУ 4	ДГУ 5	ДГУ 6		
17					375	5,24		
18	200	20			374	1,22		
19	300	),38			373	3,23		
20					372	2,26		
21	299	),47			371	.,30		
22	298	3,57			370	),36		
23	297	7,69			369	),44		
24	296	5,83			368,54			
25	295	5,98			367,66			
26	295	5,15	334,04		366,79			
27	294	1,34			365,94			
28	293	3,54			365,11			
29	292	2,75			364,29			
30	291	,98			363,48			
31	291	,22			362,69			
32	290	),48			361,91			
33	289	9,75			361,15			
34	289	9,03			360	),40		
35	288,33				359	9,67		
36	287	7,63			358	3,94		
37	286	5,95			358	3,23		
38	286	5,28			357	7,53		
39	285	5,63			356	5,85		

### ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Подготовленные в рамках выполнения НИОКР публикации

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 [Текст] / АНДРЕЕВА К.А. ВАСЬКОВ А.Г. // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. — 2023. — № 6 (81). — С. 82-91.

https://eepir.ru/article/ocenka-vliyaniya-parametrov-sistemy-Ссылка на скачивание: nakopleniya-energii-na-effektivnost-raboty-solnechno-dizelnyh-kompleksov-s-nbsp-generaciej-naosnove-vozobnovlyaemyh-istochnikov-energii/



Оценка влияния параметров системы накопления энергии на эффективность работы солнечно-дизельных комплексов с генерацией на основе возобновляемых источников энергии

УДК 621.311.1:621.354

Объектом исследования является система на гии в солнечно-дизельном комплексе (СДК). Рассматривает ся разработка математической модели системы накопления энергии (СНЭ), в том числе выбор математической модели СНЭ, разработка программы по управлению режимами работы СДК, а также определение возможных ограничений на работу СНЭ. Описывается проведение экспериментов по исследованию эффективности применения систем накопления энергии в с нечно-дизельных комплексах при разных параметрах. Полу-ченные данные проанализированы и подготовлены рекоменда ции по выбору параметров СНЭ.

Андреева К.А.,

техник научно-исследовательской лаборатории «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

#### Васьков А.Г., к.т.н., доцент кафедры

Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии, заведующий научноисследовательской лабораторией «Системы управления солнечно-дизельными ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

Ключевые слова: солнечно-дизельный комплекс (СДК), система накопл энергии (СНЭ), моделирование

программирование. нирование режима



есмотря на быстрое развитие большинства стран мира, проблема электрификации населения Земли до сих пор остается не до конца решенной. Существует большое ко-

пичество технологий традиционных систем элек-трознергетического снабжения. Но современные тенденции по декарбонизации [1], а также страх лю-дей перед атомной энергетикой, позволяет нам обратить свое внимание на альтернативные источни-ки — нетрадиционные (возобновляемые) источники энергии [2].

К тому же децентрализация и удаленность на-селенных объектов от крупных объектов генерации, а также дороговизна соединения этих объектов линиями электропередачи, позволяет нам развивать электроэнергетику на основе возобновляемых источников энергии в изолированных и труднодоступных регионах. В особенности в России много таких населенных пунктов в восточной и северной части страны, соответственно, для нас это наиболее необ-ходимо. По данным аналитического доклада «Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России» Аналитического центра при правительстве РФ от марта 2020 года [3] почти две трети территории России до сих пор снабжаются с помощью распределенной энергетики.

Нередко в таких населенных пунктах электроснабжение и теплофикация производятся за счет собственных котельных и дизельных электростанций,

83

ЭЛЕКТРО ЭНЕРГИЯ

которые во многих случаях были введены в эксплуатацию еще в середине прошлого века. По данным Минэнерго [4] большое количество населенных пунктов Дальнего Востока снабжаются электричеством именно дизельными станциями. Для того чтобы снизить негативное воздействие их выбросов. а также снизить стоимость получаемой электроэнергии, прибегают к их модернизации, а также строительству новых гибридных энергоустановок, что является наиболее подходящим в данных условиях [5]. В настоящее время довольно много сил и капиталовложений отводится на разработку, проектирование и реализацию проектов по автономным системам электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [6]. И это подтверждается проектами, которые уже реализованы и работают в дальневосточном регионе нашей страны, например в Верхоянском районе республики Саха (Якутия) [7].

Проведено множество исследований (например, [8–12]) для того, чтобы определить какой из источников возобновляемой энергии желательно использовать в различных условиях, какие системы накопления существуют, в каких случаях какой их вид наиболее целесообразно применять и как в целом будет вести себя солнечно-дизельный комплекс (СДК) в работе. Однако, кроме структуры и параметров оборудования на работу системы может влиять и режим ее работы.

Внедрение системы накопления энергии (СНЭ) в изолированных системах приводит к повышению надежности и эффективности электростанций на основе возобновляемых источников энергии, экономии топлива, уменьшению себестоимости электроэнергии, выравниванию суточных графиков нагрузки, предотвращению снижения напряжения, увеличению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) и др.

При этом максимизация технико-экономического эффекта от применения СДК с включенной в его состав СНЭ достижима лишь при успешном решении проектной задачи обоснования оптимальной структуры СДК и эксплуатационной задачи оптимизации его режима работы. Обе задачи должны решаться в условиях наличия прогнозной информации (полученной статистическими методами в проектных условиях и на основе данных краткосрочного прогнозирования — при эксплуатации). Безусловно, качество выполнения оптимизации зависит от точности прогнозирования и математических моделей элементов СДК, используемых при определении плана работы. Особое внимание в статье уделено рассмотрению вопроса расчета режима СНЭ, способов учета технических ограничений и их влиянию на общие результаты работы СДК, даны рекомендации по моделированию процессов заряда/разряда аккумуляторов СНЭ и выбору параметров батарейного инвертора.

#### **МЕТОДОЛОГИЯ**

Наиболее частым решением для эксплуатации автономной (гибридной) системы электроснабжения является использование традиционной дизельной электростанции (ДЭС), источника генерации на ос-



Nº 6 (81) 2023

Рис. 1. Упрощенная структурная схема СДК: дизель-генераторные установки (ДГ1, ДГ2 — дизель-генераторы); массив фотоэлектрических модулей (СБ1, СБ2 — солнечные батареи); инверторы напряжения (солнечный И1 и батарейный И2), система накопления энергии (АБ — аккумуляторные батареи); коммутационное и измерительное оборудование (К31, К32 — контролеры заряда АБ); АВР — устройство автоматического включения резерва; РУ — распределительное устройство

нове ВИЭ (в данном случае — СЭС) и накопителя. Упрощенная типовая структурная схема СДК представлена на рисунке 1 [13].

Для моделирования режимов работы СДК коллективом лаборатории «Системы управления солнечнодизельными комплексами» на базе кафедры ГВИЭ НИУ «МЭИ» была создана программа [14], алгоритм работы которой представлен ниже.

В начале прогнозирования режима работы СДК считываются ключевые параметры всей системы в целом, а при последующих итерациях параметры комплекса на начало расчетного интервала времени. К таким параметрам относятся: значение нагрузки, мощность, вырабатываемая СЭС, а также заряд аккумуляторной батареи на конец предыдущего расчетного часа и значения возможных мощностей для заряда и разряда АКБ.

Для описания алгоритма были введены следующие обозначения: PV\_max — максимальная мощность, которую вырабатывает СЭС в данный момент и которую можно использовать для покрытия нагрузки или заряда аккумуляторных батарей (АКБ): Load нагрузка потребителя, которую необходимо покрыть в данный момент времени; PDGU — мощность, с которой работает дизель-генераторная установка (ДГУ) в данный момент времени; delta\_Cz — мощность, доступная для заряда АКБ в текущий момент времени; delta\_Cr — мощность, доступная для разряда АКБ в текущий момент времени; WES — свободная энергия от выработки СЭС; WED — свободная энергия от выработки ДЭС; Battery1 — заряд батареи на начало временного интервала; Battery2 — заряд батареи на конец временного интервала; URDT удельный расход дизельного топлива за данный период времени; М — абсолютный расход дизельного топлива в тоннах; ERT — ожидаемое время работы ДЭС.

В различных условиях СДК может работать поразному. Это зависит, например, от времени суток, погодных условий, степени заряда АКБ. Ниже представлены примерные режимы работы комплекса (таблица 1).





Табл. 1. Режимы работы комплекса в различных условиях

Условия	Режимы работы
Солнечный день. АКБ разряжены	<ul> <li>Электрогенератор работает на минимально допустимой нагрузке</li> <li>АКБ — в режиме заряда</li> <li>Солнечные панели — выдача максимальной мощности</li> </ul>
Солнечный день. АКБ заряжены	<ul> <li>Электрогенератор отключен (в горячем резерве)</li> <li>АКБ — в режиме разряда. Инвертор работает в режиме выдачи электроэнергии в сеть</li> <li>Солнечные панели — выдача максимальной мощности</li> </ul>
Пасмурный день	<ul> <li>Электрогенератор в работе</li> <li>АКБ — в режиме разряда</li> <li>Солнечные панели — выдача незначительной мощности</li> </ul>
Ночь. АКБ заряжены более 30%	<ul> <li>Электрогенератор в работе</li> <li>АКБ — в режиме разряда</li> <li>Солнечные панели — без выдачи мощности</li> </ul>
Ночь. АКБ разряжены	<ul> <li>Электрогенератор в работе</li> <li>АКБ — отключены</li> <li>Солнечные панели — без выдачи мощности</li> </ul>

В целом алгоритм идет по двум основным веткам, представленным на рисунке 2. Одна ветка прогнозирует режим работы СДК при условии наличия выработки ВИЭ, вторая же просчитывает случай без использования ВИЭ.

Далее процесс разветвляется — происходит определение, есть ли в данный период выработка энергии на СЭС. Если на данной итерации значение мощности, получаемой от СЭС, отлично от нуля, то алгоритм начинает двигаться по ветке, которая представлена на рисунке 3.

Если текущее значение мощности СЭС больше, чем нужно потребителю, то все ДГУ останавливаются, а вся нагрузка начинает получать питание от СЭС. Избыток мощности запасается в аккумуляторных батарея, если есть такая возможность, или же рассеивается на балластном сопротивлении.

При Load < Pv\_max происходит остановка ДЭС, электроснабжение от СЭС, избыток мощности запасается в СНЭ или рассеивается на балластном сопротивлении. При Load = Pv\_max — остановка ДГУ, электроснабжение от СЭС. При Load > Pv\_max — совместное электроснабжение ДЭС, СЭС и СНЭ, при наличии избытка генерации из-за загрузки ДЭС на минимальную мощность на СНЭ или балластную нагрузку перенаправляется мощность от СЭС.

В случае, если полученной от солнечной станции мощности недостаточно, то проверяется возможность использовать АКБ для обеспечения недостатка электроэнергии.

Если энергии достаточно, тогда (как и в предыдущем случае) ДЭС останавливается, а остаток запитывается от АКБ. При недостатке энергии проверяется, на какую величину необходимо подключить ДЭС. Если необходимая энергия больше, чем минимальная загрузка меньшего дизеля (рекомендовано загружать дизель не более чем на 25%), тогда дизели загружаются методом равномерной загрузки (работающие ДГУ загружаются на одинаковый процент от номинала). Если же необходимая энергия меньше, то дизели загружаются на минимальное значение и используют всю эту энергию, а образовавшаяся свободная энергия от СЭС идет на балласт.

После этого текущая итерация алгоритма заканчивается и переходит к следующему часу.

В случае же, если в данный период выработки энергии на СЭС нет, алгоритм на-

чинает двигаться по ветке, которая представлена на рисунке 4.

При условии, что СНЭ может обеспечить перекрытие нагрузки, все дизели останавливаются, и всю нагрузку обеспечивают накопители. Если же нет возможности обеспечить нагрузку за счет АКБ, тогда (как и случае с использованием энергии от СЭС), необходимо определить, как загружать ДГУ, имеется ли возможность зарядить АКБ и необходимо ли отправлять энергию с ДЭС на балласт.

Данный алгоритм прогнозирования режимов работы СДК при обеспечении электроэнергетической нагрузки предназначен для



Рис. 2. Упрощенный алгоритм работы программы по прогнозированию режима работы СДК



Рис. 3. Ветвь алгоритма работы СДК при наличии генерации с СЭС

повышения безотказности снабжения потребителя электричеством, а также для снижения использования дизеля. Фактически отключение традиционного источника возможно в период максимальной солнечной активности (днем), а также при возможности обеспечить нагрузку за счет СНЭ.

Принято допущение, что саморазряд АКБ равен 0% и на начало расчетного года их заряд на минимальном значении. Алгоритм просчитывает режим работы СДК с временной дискретностью, равной 1 час.

При работе системы накопления энергии должны быть учтены некоторые ограничения, не позволяющие бесконечно разряжать или заряжать АКБ, так как это может привести к неприятным последствиям, а иногда и к необратимым процессам в самих батареях, которые могут навсегда испортить качество ак-

кумулятора или вовсе вывести его из строя. Также чрезмерный перезаряд может послужить причиной аварии, в ходе которой аккумуляторные батареи могут взорваться.

Ограничение по емкости аккумуляторной батареи — вариант, когда в аккумуляторную батарею можно поместить сколько угодно энергии при условии, что это не превысит ее номинальную максимальную емкость ( $C_{max}$ ), а также оптимальную емкость ( $C_{max}$ ), а также оптимальную минимальную емкость ( $0,2 C_{max}$ ). При C(t-1) = SOC(t-1) < $< C_{max}$  — заряд возможен, при  $C(t-1) = SOC(t-1) = C_{max}$  — заряд невозможен, при C(t-1) = $SOC(t-1) > C_{min}$  — разряд возможен, при C(t-1) = SOC(t-1) = $= C_{min}$  — разряд невозможен. Ограничение по работе батарейного инвертора вариант, при котором учитываются паспортные параметры батарейного инвертора, его входная и выходная мощности со стороны АКБ.

Чаще всего в паспортных данных батарейных инверторов дают значения максимальных разрядных/ зарядных токов, по которым можно понять, будет ли проходить используемый аккумулятор для себя в наиболее оптимальных режимах, и не будет ли инвертор слишком сильно его ограничивать.

Так как в данном варианте действуют сразу два ограничения, то необходимо находить среди них наименьшее, иначе система будет работать в неблагоприятных для себя условиях.

Если заряд возможен, происходит проверка на возможную скорость заряда. Энергия, доступная для заряда, сравнивается с максимальной зарядной



Рис. 4. Ветвь алгоритма работы СДК при отсутствии генерации с СЭС

### НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



HOY	HOUR	LOAD	PV	PDGU	BAT1	BAT2	∆BAT	WES	WED	URDT
1	0	590	0	590	200	200	0	0	0	257
2	1	590	0	590	200	200	0	0	0	257
3	2	590	0	590	200	200	0	0	0	257
120	111	122	111	122	111	1112	111	100	111	222
85	12	600	649,99	0	275,59	325,59	50	0	0	0
86	13	600	639,90	0	325,59	365,48	39,9	0	0	0
87	14	580	566,39	0	365,48	351,88	-13,61	0	0	0

### Табл. 2. Результаты работы программы

мощностью батарейного инвертора с учетом его коэффициента полезного действия. Если заряд невозможен, емкость батареи остается неизменной. Принципы определения возможных объемов разряда происходит аналогично с принципами определения возможных объемов заряда.

#### ОПИСАНИЕ УСЛОВИЙ РАСЧЕТА

Для того, чтобы определить влияние использования СНЭ на работу СДК, необходимо исследовать ряд параметров, которые могут наглядно показать эффективность работы СНЭ. К таким параметрам можно отнести:

- максимальную и минимальную емкости аккумулятора;
- мощности заряда и разряда инвертора;
- свободную энергию от СЭС;
- коэффициент использования генерируемой мощности СЭС;
- коэффициент использования установленной мощности СЭС;
- суммарный удельный расход дизельного топлива (УРДТ) за год;
- часы, когда ДЭС не работала;
- процент работы ДЭС за год;

 абсолютный расход дизельного топлива в тоннах и кубометрах.

Параметры остальных элементов солнечно-дизельного комплекса, а также графики нагрузки, взяты по примеру станции в городе Верхоянске. Так, ДЭС имеет в своем составе 3 пары дизелей номиналами 400 кВт, 520 кВт, 315 кВт, а СЭС имеет установленную мощность в 1 МВт.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ

Построение мощностных графиков. В ходе работы программы по прогнозированию режимов работы СДК были просчитаны характерные сутки каждого месяца. Полученные значения были сведены в таблицу 2.

Данные преобразованы для того, чтобы привести их к годовым значениям и получить необходимые параметры (таблица 3).

Также по формуле 1 и 2 был произведен пересчет удельного расхода условного топлива в абсолютный расход в тоннах:

$$Q = \frac{N \cdot q}{R},\tag{1}$$

где *Q* — максимальный теоретический расход топлива в граммах за 1 час работы двигателя на максимальной мощности, л/ч; *q* — удельный расход топли-

абл.	3.	Сравнение	режимов	работы	СДК	при различных	условиях за год
------	----	-----------	---------	--------	-----	---------------	-----------------

		Условия работы СДК					
Парам сравн	іетры іения	Работа СДК без СНЭ	Работа СДК с ограничением по емкости СНЭ	Работа СДК с ограничением по емкости СНЭ и зарядной мощности батарейного инвертора			
C <sub>max</sub>	кВт∙ч	0	1000	1000			
$C_{\min}$	кВт∙ч	0	200	200			
N_zar_inv	кВт∙ч		=	200			
N_raz_inv	кВт∙ч		-	250			
WES	МВт	225,95	113,99	115,66			
URDT	г/кВт∙ч	258,34	254,04	254,06			
ERT	ч	7635	6844	6844			
М	т	868,76	837,39	837,80			
КИУМ СЭС	%	8,72	10,00	9,98			
Затраты на топливо	млн руб.	68,88	66,39	66,42			



Nº 6 (81) 2023

ЭЛЕКТРО ЗНЕРГИЯ

Время, ч

Работа накопителя

ва при мощности *N*, г/кВт·ч; *N* — мощность двигателя, кВт; R — плотность топлива, кг/м<sup>3</sup>.

Чтобы перевести л/ч в т/год:

$$M = \frac{Q \cdot \rho}{1000} \cdot T,$$

где М — абсолютный расход, т; Т — время, ч; ρ — плотность топлива, кг/л.

Для экономического сравнения работы системы электроснабжения с учетом и без учета СНЭ были посчитаны затраты на топливо:

где 3 — затраты на топливо, руб.; Ц — стоимость 1 тонны дизельного топлива, руб. за тонну.

Так как расчет делался по данным за 2018 год (то есть на момент модернизации станции), то и тарифы на оптовую закупку топлива были взяты у компании АО «Саханефтегазсбыт», близкие к тому времени (2019 год) и усреднены для удобства расчета по зимнему и летнему дизтопливу до 79 281,62 рублей за тонну.

Система, где отсутствует СНЭ, проигрывает системе с накоплением энергии. Свободная энергия, оставшаяся от выработки солнечной электростанции после покрытия нагрузки, идет на балластную нагрузку, а значит впустую тратится генерируемая электроэнергия. Кроме того, в системе без СНЭ чаще работает ДЭС. В свою очередь, применение аккумуляторных батарей благоприятно сказывается на экономии моточасов ДГУ и денежных средств на дизельное топливо (снижение примерно на 4%).

Также можно наблюдать, что в данном случае учет ограничения батарейного инвертора на зарядную мошность не сильно влияет на работу системы накопления. Однако устанавливает для нее порог по мощности, который она не должна преодолевать, для более качественной и длительной работы СНЭ.

Построение баланса мощности для разных условий. По полученным ранее результатам были построены графики мощности для трех наиболее показательных случаев на примере июля, так как выработка СЭС в данный период максимальна, и можно наиболее полно проанализировать работу системы совместно со СНЭ, которые заряжаются в солнечные дни. Данные графики построены на примере Верхоянска по доступным данным за 2018 год: работа СДК без СНЭ (рисунок 5);

работа СДК с СНЭ и ограничением по емкости на-(2) копителя (рисунок 6);





График нагрузки

0

6

6





Время, ч

0

-200

-300

0 -100 ≥ -100

-200

-300

0 2

4 6 8 10 12 14 16 18 20 22

Время, ч

8 10 12 14 16 18 20 22

### НАКОПИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



 работа СДК с СНЭ и ограничениями по емкости накопители и мощностям заряда/разряда инвертора (рисунки 7 и 8).

Как видно из таблицы 4, некорректные (чрезмерные) ограничения по работе батарейного инвертора не-



Рис. 7. Работа СДК с СНЭ и ограничениями по емкости накопители и мощностям заряда/разряда инвертора





Время, ч

гативно сказываются на эффективности работы СНЭ, приближая к состоянию работы системы без СНЭ.

Определение параметров работы СДК с СНЭ при учете ограничений на максимальную/минимальную емкость заряда/разряда аккумуляторных

> батарей. Проведен ряд экспериментов, основанных на условии ограничения по максимальной и минимальной емкости при заряде и разряде аккумуляторных батарей. По полученным данным построены зависимости удельного расхода дизельного топлива (УРДТ), а также КИУМ СЭС от емкости СНЭ (рисунок 9).

> По графикам можно сделать вывод, что влияние параметров не очень большое, но достаточно существенное. Так, например, при увеличении емкости явно видно влияние на эффективность работы СЭС:

- свободная энергия, которая уходит на балластную нагрузку, снижается практически по линейной зависимости, а в какой-то момент и вовсе становится равной нулю;
- коэффициент использования энергии СЭС растет также практически линейно, что соответственно также положительно сказывается на КИУМ СЭС, который вырастает с 8,7% до 11,3%.
   Однако влияние на ДЭС не на-

столько значительное по сравнению с результатами по СЭС:

- УРДТ сильно снижается только при внедрении СНЭ, однако при дальнейшем увеличении емкости его снижение не такое весомое, а его значения колеблются и не имеют четкой зависимости;
- количество часов, в которые дизель останавливался, с увеличением емкости растут, однако снижение процента работы дизелей за год при увеличении емкости в 10 раз (с 100 кВт·ч до 1000 кВт·ч) составило 6,6%, в то время как внедрение накопителя на 100 кВт·ч к системе без СНЭ составило 2,43%;
- абсолютный расход дизельного топлива снижается, но не так сильно, чтобы использовать увеличение емкости только для экономии топлива.

К тому же было выявлено, что для данного случая максималь-

Время, ч



Nº 6 (81) 2023



## Табл. 4. Сравнение режимов работы СДК при различных условиях в июле

	Условия работы СДК							
Параметры сравнения	Работа СДК без СНЭ	Работа СДК с ограничение по емкости СНЭ	Работа СДК с ограничение по емкости СНЭ и зарядной мощности батарейного инвертора	Работа СДК с чрезмерным ограничение по емкости СНЭ и зарядной мощности батарейного инвертора				
Максимальная мощность заряда СНЭ, кВт·ч	0	244	200	40				
Максимальная мощность разряда СНЭ, кВт∙ч	0	194	194	11				
Максимальная выработка СЭС, кВт·ч	465	465	465	465				
Максимальная выработка ДЭС, кВт·ч	247	247	247	247				
Число часов использования ДЭС, ч	14	7	7	13				
Число часов использования СНЭ, ч	0	13	14	7				

ная емкость СНЭ составляет 3720 кВт·ч. Увеличение емкости больше этого значения не влияет на работу СДК.

Определение параметров работы СДК с СНЭ при учете ограничений на максимальную/минимальную мощность заряда/разряда батарейного инвертора. Для ограничения по мощности заряда и разряда инвертора были проведены эксперименты для разных емкостей аккумуляторных батарей. Соотношение мощностей были взяты на примере рекомендаций к батарейным инверторам компании Victron Energy. Полученные результаты представлены на графиках (рисунок 10).

Можно сделать вывод, что у батарейных инверторов есть определенный предел, который нецелесообразно переступать, так как в этом случае характеристики, описывающие работу СДК либо меняются незначительно, либо не изменяются вовсе. Чаще всего это происходит, если зарядная мощность батарейного инвертора превышает значение



Рис. 9. График зависимости УРДТ и КИУМ от емкости АКБ

в 0,2–0,4 максимальной емкости АКБ. Соответственно, можно рекомендовать не использовать инверторы, которые чрезмерно превышают минимальные емкости (0,2  $C_{\rm max}$ ) аккумуляторов.

Также можно сделать вывод, что применение инверторов с чрезмерным ограничением по зарядной мощности также нецелесообразно. В областях, где зарядная мощность инверторов в относительных единицах менее 0,6, что соответствует емкости 0,12  $C_{\rm max}$ , график стремительно движется в сторону ухудшения показателей.

Поэтому, в целом, можно сказать, что оптимальным для выбора батарейного инвертора является вариант, когда его зарядная мощность находится в пределах от 0,12 до 0,26 максимальной емкости накопителя энергии. Причем, чем меньше емкость накопителя, тем больший зарядный ток можно использовать для улучшения показателей. Однако для более крупных емкостей, необходимо стремиться соблюдать диапазон 0,12–0,2 *С*<sub>тах</sub>.







НАКОПИТЕЛИ

электроэнергии



Рис. 10. График зависимости УРДТ и КИУМ СЭС от зарядной мощности в относительных единицах

Если же рассматривать графики отдельно, то можно прийти примерно к тем же выводам, что и в прошлом опыте.

При увеличении значения зарядной емкости влияние на эффективность работы СЭС остается положительным, до момента выхода на неизменное плато:

- свободная энергия снижается, причем, чем больше мощность накопителя, тем более линейная зависимость;
- коэффициент использования энергии СЭС растет также практически линейно для более энергоемких вариантов, что также положительно сказывается на КИУМ СЭС.

Влияние на ДЭС:

- УРДТ сильно снижается только при внедрении СНЭ, а при значениях 0,16–0,26 С<sub>тах</sub> показывает наименьший результат;
- количество часов, в которые дизель останавливался, растет и также имеет свои минималь-

ные значения на интервале 0,16-0,26 *С*<sub>max</sub>;

 абсолютный расход дизельного топлива снижается, но в основном только при внедрении СНЭ в целом.

Наиболее полно результаты, которые можно использовать для рекомендаций, видны на емкостях, превышающих 500 кВт-ч. На меньших емкостях зависимости не всегда ведут себя предсказуемо, поэтому для них требуется индивидуальный подход при выборе батарейных инверторов по зарядным мощностям.

#### выводы

Таким образом можно сказать, что использование СНЭ благоприятно влияет на работу СДК, в частности хорошо увеличивает показатели эффективной работы ДЭС и в особенности СЭС. Наибольшей эффект в работе СДК наблюдается, если к системе без СНЭ подключить накопитель. Если есть возможность, лучше выбирать большую емкость для накопителя энергии, но только до

определенного значения, так как при определенной емкости эффект от их применения будет оставаться на одном уровне. При выборе батарейного инвертора необходимо обращать внимание на зарядную мощность инвертора: если зарядная мощность инвертора слишком маленькая (до 0,12 *C<sub>max</sub>*), то эффективность применения СНЭ снижается, если же зарядная мощность инвертора слишком большая, то эффективность остается невосприимчивой к изменениям (0,2 *C<sub>max</sub>*). Оптимальным для выбора батарейного инвертора является вариант, когда его зарядная мощность находится в пределах от 0,12 до 0,26 максимальной емкости накопителя энергии.

Исследование проводилось в рамках проекта «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Иванова Н.А., Ахпаш А.А., Дворянчикова А.А. Переход к низкоуглеродной экономике: особенности и дальнейшее развитие // Транспортное дело России, 2022, № 1. С. 31–37.
- Стребков Д.С. Перспективы развития возобновляемой энергетики //

Труды Международной научнотехнической конференции «Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве», 2012, т. 1. С. 3–13.

 Аналитический доклад «Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России». Аналитический центр при Правительстве РФ, март 2020 г.

 Модернизация объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях. Министерство энергетики РФ. URL: https:// minenergo.gov.ru/node/16540.



Nº 6 (81) 2023



- Артюхов И.И., Тулепова Г.Н., Молот С.В. Особенности построения гибридных солнечно-дизельных комплексов для автономного электроснабжения удаленных сельских районов // Вопросы Электротехнологии, 2019, № 2(23). С. 81–90.
- Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении. М.: Энергоатомиздат, 2008. 231 с.
- АСУ ТП для систем накопления электроэнергии — ключевой элемент энергетической инфраструктуры // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение, 2023, № 4(79). С. 32–33.
- Моздер Н.Ю., Нарынбаев А.Ф., Васьков А.Г. Разработка программных средств принятия решений по управлению работой солнечно-дизельного комплекса с учетом краткосрочного прогноза прихода солнечного излучения.

#### REFERENCES

- Ivanova N.A., Akhpash A.A., Dvoryanchikova A.A. Transition to low-carbon economy: highlights and further development // Transportnoye delo Rossii [Transport business in Russia], 2022, no. 1, pp. 31-37. (In Russian)
- Strebkov D.S. Prospects of development of the renewable energy // Trudy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Energoobespecheniye i energosberezheniye v sel'skom khozyaystve [Proc. of International scientific and technical conference "Power supply and energy saving in agriculture], 2012, vol. 1, pp. 3-13. (In Russian)
- Analytical report "Generation facilities in isolated and hard-to-access areas in Russia". RF Government analytical center, March, 2020. (In Russian)
- Modernization of generation facilities in isolated and hard-to-access areas. Ministry of Energy of RF. URL: https://minenergo.gov.ru/node/ 16540.
- Artyukhov I.I., Tulepova G.N., Molot S.V. Special aspects of building the hybrid solar-diesel complexes for automatic power supply of remote rural areas // Voprosy Elektrotekhnologii [Issues of electrotechnics],

М.: Издательский дом МЭИ, 2022. С. 126–131.

- Bakirtzis A.G., Gavanidou E.S. Optimum operation of a small autonomous system with unconventional energy sources. Electric Power Systems Research, 1992, vol. 23, no. 2, pp. 93-102.
- 10. Кузнецова Н.Д., Митрофанов С.В. Анализ эффективности применения различных типов аккумуляторных батарей в автономных системах электроснабжения // Вестник ПНИПУ, 2018, № 25. С. 48–57.
- 11. Кривенко Т.В. Развитие моделей и методов оценки надежности автономных систем генерации, использующих возобновляемые источники энергии. Дис. ... канд. техн. наук. ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», 2018. 128 с.

2019, no. 2(23), pp. 81-90. (In Russian)

- Lukutin B.V., Surzhikova O.A., Shandarova E.B. Renewable energy in the de-centralized power supply. Moscow, Energoatomizdat Publ., 2008. 231 p. (In Russian)
- The automated process control system for energy storage is a key component of the power infrastructure // ELEKTROENERGIYA. Peredacha i raspredeleniye [ELECTRIC POW-ER. Transmission and distribution], 2023, no. 4(79), pp. 32-33. (In Russian)
- Mozder N.Yu., Narynbaev A.F., Vas'kov A.G. Development of software decision-making means for solar-diesel complex operation control with regard to a short-term forecast of solar radiation arrival. Moscow, MPEI Publishing house, 2022, pp. 126-131. (In Russian)
- Bakirtzis A.G., Gavanidou E.S. Optimum operation of a small autonomous system with unconventional energy sources. Electric Power Systems Research, 1992, vol. 23, no. 2, pp. 93-102.
- Kuznetsova N.D., Mitrofanov S.V. Study of the application efficiency of different types of storage batteries in stand-alone power supply systems // Vestnik PNIPU [Bulletin of Perm

- Кенден К.-К.В., Тремясов В.А. Фотоэлектрические и гидроэнергетические установки в системах автономного электроснабжения. Красноярск: СФУ, 2017. 206 с.
- Григораш О.В., Кривошей А.А., Смык В.В. Автономные гибридные электростанции // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета, 2016, № 124. С. 1441–1452.
- 14. Васьков А.Г., Моздер Н.Ю., Сигель А.С., Шестопалова Т.А. Программный комплекс «Оптимизация состава и параметров солнечно-дизельного комплекса». Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023669762. Заявка № 2023668686, дата поступления 11.09.2023. Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 20.09.2023 г.

National Research Polytechnic University, 2018, no. 25, pp. 48-57. (In Russian)

- Krivenko T.V. Development of models and methods of reliability assessment of stand-alone generation systems that use renewable energy sources. Ph.D. thesis in Engineering Science. Siberian Federal University, 2018. 128 p. (In Russian)
- Kenden K.-K.V., Tremyasov V.A. Photoelectrical and hydropower installations used in stand-alone power supply systems. Krasnoyarsk, Siberian Federal University, 2017. 206 p. (In Russian)
- Grigorash O.V., Krivoshey A.A., Smyk V.V. Stand-alone hybrid power plants // Politernaticheskiy setevoy elektronniy nauchniy zhurnal Kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta [Multitopic scientific weblog of Kuban State Agrarian University], 2016, no. 124, pp. 1441–1452. (In Russian)
- 14. Vas'kov A.G., Mozder N.Yu., Sigel'A.S., Shestopalova T.A. Software system"Optimization of components and parameters of a solar-diesel complex". State registration certificate of application software no. 2023669762. Submission no. 2023668686, date of arrival 11.09.2023. State registration date in the application software register 20.09.2023.

K. Andreeva, A. Vasileva and A. Vaskov, "Impact of Partial Solar Eclipse on Solar Radiation Intensity," 2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Sochi, Russian Federation, 2023, pp. 192-196, doi: 10.1109/ICIEAM57311.2023.10139062.

Ссылка на скачивание: https://ieeexplore.ieee.org/document/10139062

2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)

## Impact of Partial Solar Eclipse on Solar Radiation Intensity

Ksenia Andreeva Department of Hydropower Engineering and Renewable energy National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia AndreevaXA@mpei.ru Anastasia Vasileva Department of Hydropower Engineering and Renewable energy National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia VasilyevaAAl@mpei.ru Aleksey Vaskov Department of Hydropower Engineering and Renewable energy National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia VaskovAG@mpei.ru

Abstract—United electrical power system operation is planned considering changes of power generation of solar power plants. These changes are predominantly random. However, such natural phenomena as solar eclipses could be predicted with high accuracy. It allows planning operation mode of power system taking into the account the corresponding alterations of PV plant's power generation due to solar radiation fluctuations. The analysis of impact of the partial solar eclipse that occurred on 25th of October 2022 on solar radiation is provided in this paper, numerical estimations of value and rate of the solar radiation intensity change are given. The obtained data helps to optimize process of planning operation mode of power systems with PV plants.

Keywords—PV plant, solar eclipse, power generation, forecast, impact

#### I. INTRODUCTION

In the future, the use of renewable energy sources is predicted to increase [1]. However, the use of renewable energy sources in the energy system cannot be fully stable, because due to the weather conditions, energy generation may decrease and the frequency of the power grid may be disrupted [2].

Though solar eclipses do not occur frequently, it is still necessary to prepare for them. For example, during the solar eclipse of March 20<sup>th</sup>, 2015 there were several analyses and scenarios of this phenomenon, also some recommendations were developed for power plants [3-4].

The penumbra from the moon can significantly affect the electrical power generated by solar plants. During an eclipse, the environmental temperature drops, the wind speed decreases and most crucially, the intensity of solar radiation decreases. As a result, power generation must be predicted at least one day in advance so that it would be possible to compensate for the lack of power from other energy sources, including traditional ones, based on fossil fuels. It is necessary, despite the fact that redistribution of energy during the solar eclipse at the expense of other types of generation leads to an increase in the cost of electricity [5].

Many articles are devoted to the topic of modeling the solar

eclipse and its effects on PV plant power generation. Different papers provide various approaches such as calculating three components of solar radiation [6], accounting for the temperature [7], radiation spectrum [8] and influence on grid frequency [9]. The influence of the solar eclipse can be predicted with high accuracy. For example, in Australia they have a forecast until 2040 [10].

As can be seen from Fig. 1, solar radiation potential in Russia is distributed extremely unequally: the majority of it is concentrated in the southern part of the country. At the same time, most of the installations are located in remote areas, where there is no United energy system (Fig. 2).



Fig. 1. Map of the solar radiation potential of Russia [11].



Fig. 2. Map of distribution of PV plants in Russia [11]. The yellow color indicates the existing PV plants, the gray indicates PV plants under construction, black and blue parts indicate hybrid diesel and wind power plants, respectively.

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 of Science and Higher Education of the Russian Federation # FSWF-2022-0006.

<sup>978-1-6654-7595-2/23/\$31.00 ©2023</sup> IEEE

According to the "Russian Power System Operator" the total installed capacity of PV plants on January 1<sup>st</sup>, 2023 was 2,115.5 MW (taking into account only installations over 5 MW) [12].

These statistics include installations that participate in the wholesale electricity market, and it is extremely crucial for them to be sure about the planned generation. Otherwise, consumers might be left without electrical supply if case it is impossible to compensate quickly for the power shortage by other sources. Therefore, forecasting and model development is very important for this group of power plants.

The plants less than 5 MW are either used in private generation and have no impact on the grid, or participate in the retail electricity market. Power generation prediction is less important for these power plants, but it will still be interesting and useful to them.

#### II. PROBLEM FORMULATION

This paper investigates the effect of a solar eclipse on the solar radiation on a horizontal surface. It is needed to simulate what the curve of solar radiation would look like if there was no eclipse and analyze the rate of change in solar radiation.

In this analysis, the data obtained from the MPEI meteorological station was used. Since there were few clouds during the eclipse (maximum 30% at the beginning of the event which then decreased till 10% and below), diffuse and reflected components of the solar radiation can be neglected and one can assume that the total irradiation and that obtained for this analysis equal to direct component only. The curve that is shown in Fig. 3 is based on the data obtained there during the solar eclipse. For technical reasons, data from 5:20:03 till 10:12:34 were not recorded, and it was approximately reconstructed (Fig. 3 dashed line, the dawn at 7:21:25).

#### A. Plotting theoretical curve (day with clear sky)

In order to analyze how the solar eclipse will affect the solar radiation, and consequently the electricity generation, it is needed to compare the values obtained with the data that would have been obtained on a day with the same weather conditions. However, the day before the solar eclipse (October  $24^{\text{th}}$ ) and the day after (October  $26^{\text{th}}$ ) weather conditions were completely different. In the previous and earlier years, the data are also not suitable for comparison due to large cloudiness.

Accordingly, theoretical curves were used for the analysis, modelling the solar radiation under the similar conditions to those of the day under study. Two variants of the theoretical curve were chosen. Both of these variants are graphically presented in Fig. 4.

The first version is based on determining the approximating curve in the form of cubic polynomial for the original data. The plotting was carried out from dawn to the beginning of the eclipse and from the end of the eclipse to the sunset, using Excel tools.

The second version was based, according to [9], on the theoretical calculation of direct solar radiation falling on a horizontal surface.



Fig. 3. The solar radiation (MPEI's meteorological station data).



Fig. 4. Solar radiation with plotted theoretical and approximating curves.

Ŀ

$$E = G_0 \cdot e^{-0.1z \left(\frac{1}{\sin H_0}\right)^{0.5}}$$
(1)

 $H_c = \arcsin(\sin L_{at} \cdot \sin \delta - \cos L_{at} \cdot \cos \delta \cdot \cos(15T)) \quad (2)$ 

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{284+N}{365} \cdot 360\right) \tag{3}$$

 $E[W/m^2]$  – solar radiation,  $G_0[W/m^2]$  - solar constant, z - Linke turbidity factor,  $H_C\,[^\circ]$  - Sun altitude,  $L_{at}\,[^\circ]$  - degrees of geographical latitude, T [h] - Sun time,  $\delta\,[^\circ]$  - solar declination.

As far as the cloud cover was about 30% at the beginning of the eclipse, the "z" parameter was estimated as 6 (if the sky is clear, it equals 2 to 4).  $L_{at}$ =55,75569 °, N=298, G<sub>0</sub>=1367 W/m<sup>2</sup>.

#### III. METHODOLOGY

#### A. Description of the measuring devices

A PV power plant is installed at the territory of the National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (MPEI) (55.7552 N, 37.7092 E) for educational and experimental purposes. It consists of several arrays of solar modules connected with different types of inverters. MPEI's

#### 2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)

PV plant operates both grid-tied and stand-alone modes, supplying several MPEI premises. Additionally, the PV plant is equipped with a meteorological station that records main meteorological parameters (the environmental temperature, wind speed and direction, atmospheric pressure and humidity, amount of precipitation) and actinometric parameters. There are two pyranometers on the meteorological station: the first one is installed on a horizontal platform, the other one is installed at the angle of 45 degrees to the horizon. The pyranometers are based on CMP 3 Kipp & Zonen model, their sizes and weights are small. The following are the main technical characteristics of the measuring equipment:

- Sensor type - Thermopile;

- Classification according to ISO 9060:1990 - Second class;

- Spectral range (50%) - from 300 to 2800 nm;

- Sensitivity - from 5 to 20 µV/W/m<sup>2</sup>;

- Sensitivity dependence on temperature <5% (-10°C to +40°C);

- Survey period - 15 seconds.

Automatic 24-hour monitoring is provided at the meteorological station; the data are stored in a database and can be used for further processing. The following study uses data archive, obtained from the horizontal oriented pyranometer.

#### B. Parameters of the solar eclipse and the weather conditions

A partial solar eclipse of 124 Saros from 14th of October 2004 reoccurred on the 25th of October 2022. This phenomenon could be observed in 89 countries and dependent territories [13]. It commenced on the territory of Iceland and terminated in the area of the Arabian Sea. Its maximum phase (0.863) was registered in Russia, Khanty-Mansi Autonomous Okrug - Yugra.

Fig. 5 shows the path of the solar eclipse on the map. The green lines mark the boundaries of the lunar penumbra, the asterisk corresponds to the maximum point of the eclipse. The eclipse has only one penumbra boundary.

The meteorological station where the solar eclipse observation took place is situated in Moscow. The events that occurred during the time of the eclipse are described below.

The first contact was registered at 12 hours and 24 minutes (UTC+3). The fourth contact took place at 14 hours 51 minutes (UTC+3). The maximum coverage was observed at 13 hours 38 minutes (UTC+3) and had the magnitude of approximately 0.709. Under such conditions, the partial phase of the Moon's coverage of the disk of the Sun was 63.37% of its area [14]. The eclipse is shown vividly in Fig. 6.

The weather conditions during the observed period were good. The exact data is presented in Table 1. For analysis, a ground-based meteorological station situated in Moscow VDNKh was chosen. The clear sky and few clouds made the observation more representative, therefore, it is possible to fully estimate the eclipse's impact on the solar radiation intensity.



Fig. 5. Map of the October 25th solar eclipse [15].



Fig. 6. Local circumstances of the partial eclipse

TABLE I THE WEATHER DATA FOR OCTOBER 25TH, 2022 [16]

Local time in Moscow, VDNKh	Cloud cover	
00:00	No clouds	
03:00	70-80%	
06:00	20-30%	
09:00	20-30%	
12:00	20-30%	
15:00	10% or less, but not 0	
18:00	No clouds	
21:00	No clouds	

### IV. RESULTS AND DISCUSSION

- B. Speed of the solar radiation changes analysis depending
- A. Analysis of the solar radiation variation according to the solar eclipse phase

In Fig. 7 the irradiation curves are presented. According to the meteorological station data, the solar radiation minimum was registered at 13:38 (UTC+3) and was about 91 W/m<sup>2</sup>. At the same time, during the day with the same weather conditions but without the eclipse it would be either 288 W/m<sup>2</sup> (according to the theoretical calculations) or to 263 W/m<sup>2</sup> (according to the cubic approximation).

The calculation of the solar radiation intensity was carried out according to different phases of the eclipse. The results are presented in Table 2. Using Excel tools, it was found that the reliability of cubic approximation  $R^2 = 0.9927$ , while the reliability of the theoretical calculation  $R^2 = 0.9861$ . Since the approximating curve most accurately describes the function under study, the analysis of the collected data was made in relation to it.



Fig. 7. Solar radiation during the eclipse.

TABLE II.	SOLAR RADIATION DATA ANALYSIS ACCORDING TO THE
	ECLIPSE PHASE

Time in Moscow	Phase, %	Meteorological station data, W/m²	Calculated data, W/m²	Cubic approximation data, W/m <sup>2</sup>
12:25	0	320	340	298
12:36	6	300	337	295
12:46	15	272	332	292
12:56	26	240	326	290
13:06	38	192	320	286
13:16	49	150	311	285
13:26	58	115	302	276
13:39	63	91	288	263
13:46	61	93	280	258
13:56	53	109	267	250
14:06	42	134	252	240
14:16	31	159	236	233
14:26	19	182	219	222
14:36	9	197	200	211
14:51	0	196	169	196

on the eclipse phase After processing the data above, the curves in Fig. 8 and

Fig. 9 were plotted in absolute and relative value. They show the difference of the solar radiation according to the eclipse phases. The data obtained when the phase ascended correlates and approximately equals to that when it descended.

From Fig. 8 and Fig. 9 one can see that the greater the eclipse phase, the greater the difference between the theoretical value of solar radiation and the actual value obtained while recording this phenomenon.



Fig. 8. Change in solar radiation on a day with clear sky and during the eclipse, absolute value



Fig. 9. Difference between solar radiation on the day with clear sky and during the eclipse, relative value.

#### C. Speed of solar radiation changes analysis depending on the eclipse phase

To estimate the response time of the other energy sources to the power shortage caused by the solar eclipse, it is also necessary to know the speed of the power change. The power output of the PV plant is directly proportional to solar the radiation impinging on the surface of solar panels. For estimation of the power output the analysis of the irradiation is provided.

The data obtained on the meteorological station was sorted by the eclipse phases and for each of them the speed of decreasing or increasing of the solar radiation was determined. The obtained numbers are presented in Table 3. The negative values correspond to the period from the first contact till the maximum phase of the eclipse (from 12:24 to 13:39), and the positive values correspond to the phase descending from the maximum phase of the eclipse to the fourth contact (from 13:39 to 14:36). The final value is negative because the eclipse

took place after the noon and the rate of the solar radiation started to decrease (from 14:36 to 14:51). According to the obtained data the curves on Fig. 10 and Fig. 11 were plotted for visualization.

FABLE III.	DIFFERENCE OF	SOLAR RADIATION	ANALYSIS

Time in Moscow	Phase, %	∆t, minutes	$\Delta E/\Delta t$ , W/m <sup>2</sup> l
12:25	0	<u>-</u>	5
12:36	6	11	-109.11
12:46	15	10	-167.97
12:56	26	10	-192.08
13:06	38	10	-287.94
13:16	49	10	-251.95
13:26	58	10	-210.08
13:39	63	13	-110.75
13:46	61	7	17.14
13:56	53	10	96.04
14:06	42	10	149.97
14:16	31	10	149.97
14:26	19	10	138.06
14:36	9	10	89.98
14:51	0	15	-4.00



Fig. 10. Speed of change of solar radiation according to phase of the eclipse.



Fig. 11. Speed of change of solar radiation according to time of the eclipse.

#### CONCLUSION

The analysis of the actinometric data obtained on MPEI's meteorological station during a partial solar eclipse which occurred on the 25th of October 2022 allowed to determine the main characteristics of the solar radiation changes. The speed of the solar radiation change reached approximately 50 W/m<sup>2</sup> in 10 minutes but generally it did not exceed 4 W/m<sup>2</sup> per minute. The value of the solar radiation intensity is directly proportional to the phase of the solar eclipse. The change speed of solar radiation is an important value, which should be taken into account when compensating for power shortage. It takes time to start the backup generators, and the time and rate of discharging the power storage units must be taken into account. The data obtained in this paper can be used for future analysis and forecasts.

#### REFERENCES

- [1] REN21. Jun. 13, 2019. Available: https://www.ren21.net/reports/globalstatus-report/
- T. Olowu, A. Sundararajan, M. Moghaddami, and A. Sarwat, "Future [2] challenges and mitgation methods for high photovoltaic penetration. A survey," Energies, vol. 11, no. 7, p. 1782, Jul. 2018, doi: 10.3390/en11071782.
- [3] S. Killinger, N. Kreifels, B. Burger, B. Müller, G. Stiff, and C. Wittwer, "Impact of the solar eclipse from 20thMarch 2015 on the German electrical supply-simulation and analysis," Energy Technology, vol 4, no. 2, pp. 288-297, Nov. 2015, doi: 10.1002/ente.201500228.
- Solar Eclipse 2015, European Network of Transmission System [4] Operators for Electricity, Feb. 2015.
- W. C. Flores, P. Meraz, J. Berrios, D. Melara, C. Barahona, and W. Sifuentes, "The solar eclipse of August 21, 2017 in Honduras: Evidence [5] of the impact on the power system operation," 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima LA.2018.8511731. Lima, Peru, 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/TDC-
- [6] A. Castillejo-Cuberos, J. M. Cardemil, and R. Escobar, "Analyzing regional and local changes in irradiance during the 2019 total solar celipse in Chile, using field observations and analytical modeling," Energies, vol. 14, no. 17, 5352, Aug. 2021, doi: 10.3390/en14175352.
- S. K. Kurinec, M. Kucer, and B. Schlein, "Monitoring a photovoltaic system during the partial solar eclipse of August 2017," EPJ Photovoltaics, vol. 9, 7, 2018, doi: 10.1051/epjpt/2018005. [7]
- B. L. Madhavan and M. V. Ratnam, "Impact of a solar eclipse on surface radiation and photovoltaic energy," Solar Energy, vol. 223, pp. [8] 351-366, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.05.062
- K. Maslo, "Impact of photovoltaics on frequency stability of power system during solar eclipse," IEEE Transactions on Power Systems, vol. [9] 31, no. 5, pp. 3648-3655, Sep. 2016, doi: 10.1109/tpwrs.2015.2490245.
- [10] A. Milican and D. Spor, "Power system operation during solar eclipses: International lessons applied in Australia," 2019 7th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid), Newcastle, NSW, Australia, 2019, 10.1109/icSmartGrid48354.2019.8990673. 58-63. doi pp.
- [11] GIS Renewable Energy Sources of http://gisre.ru/en/main/ (accessed Feb. 05, 2023). of Russia. Available:
- [12] System Operator of United power system. Available: https://www.soups.ru (accessed Feb. 05, 2023).
- Solar Eclipses: 2021 -[13] NASA -2030. Available https://eclipse.gsfc.nasa.gov/SEdecade/SEdecade2021.html Feb. 05, 2023). (accessed
- [14] Partial solar eclipse 25 October 2022, Available: https://planetariummoscow.ru/about/news/chastnoe-zatmenie-solntsa-250ktyabrya-202/ (accessed Feb. 05, 2023).
- [15] Partial solar eclipse 25 October 2022 Available https://www.secl.ru/eclipse\_catalog/2022\_10\_25.html (accessed Feb. 05, 2023).
- [16] Weather for 243 countries of the world. Available: https://np5.ru (accessed Feb. 05, 2023).

D. Fomenko, M. Kostoev and A. Vaskov, "Review of Ultra-Short-Term Solar Radiation Prediction Methods," 2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Sochi, Russian Federation, 2023, pp. 212-216, doi: 10.1109/ICIEAM57311.2023.10139054.

Ссылка на скачивание: https://ieeexplore.ieee.org/document/10139054

2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)

## Review of Ultra-Short-Term Solar Radiation Prediction Methods

Daria Fomenko Department of Hydroenergy and renewable energy sources National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia FomenkoDV@mpei.ru Muhamed Kostoev Department of Hydroenergy and renewable energy sources National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia KostoevMM@mpei.ru

Abstract—Compared to other types of energy, solar energy is one of the most environmentally friendly type. In modern realities, the introduction, usage, and integration of renewable energy sources into energy systems is growing every year. However, the output from PV systems is unstable due to changes in solar radiation, which results from the rapid change of clouds in the sky. Therefore, short-term forecasting becomes the most important and integral part of such systems, in order to comply with the efficiency and safety of operation of power systems. This article presents not only the future project of our team on the topic of solar radiation forecasting, but also the currently available methods of short-term forecasting, as well as a more complete overview of the introduction of modern ultra-shortterm ground-based forecasting.

#### Keywords-forecasting, PV system, sky image, ground sensors

#### I. INTRODUCTION

The reduction of the carbon footprint and the increase in the share of solar generation is limited by factors such as variability, stochasticity and intermittency of solar radiation on the earth's surface. Forecasting the generation of electricity by solar power plants, the total installed capacity of which both in the world and in Russia has a clear upward trend, will reduce the level of uncertainty associated with the influence of meteorological factors on the generation of electricity by solar power plants. In this regard, the task of optimal management of energy complexes will be facilitated, which in turn will increase the efficiency and efficiency of their operation modes.

Solar power plants operating as part of isolated power systems require the most accurate and early prediction of sharp fluctuations in the power generated by them, which will reduce the number of power supply disruptions to consumers, increase the reliability and efficiency of automatic control of the facility's operating mode in compliance with the criteria of optimal operation. The latter is a consequence of the direct dependence of control systems for the production and distribution of electricity on the accuracy and time resolution of forecasts for the production of stochastic generation power plants.

Today, in the field of ultra-short-term forecasting of solar radiation, there are a large number of neural networks using

Aleksey Vaskov Department of Hydroenergy and renewable energy sources National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia VaskovAG@mpei.ru

different methods, as well as forecasting with constant human participation, but two approaches have become widespread for automating the forecasting process: 1 - analysis of full-size images of the sky; 2 - using data from a ground network of illumination sensors.

Relevant studies confirming the above advantages are conducted by leading scientists from around the world. Chu Yinghao et al. from China included his research in the article " Intra-hour irradiance forecasting techniques for solar power integration: A review " [1]. Yao Zhang, et al. from China scrutinized "Recent advances in intra-hour solar forecasting: A review of ground-based sky image methods" [2]. Eduardo F. Camacho, et al. from Spain presented "Mobile sensor for clouds shadow detection and direct normal irradiance estimation, Solar Energy" [3].

#### II. SCIENTIFIC NOVELTY OF THE PROJECT

The current systems of ultra-short-term forecasting of electricity generation by solar power plants can be divided into two categories:

 systems using devices for full-size panoramic sky photography or a ground-based network of solar radiation intensity sensors and performing forecasting based on the analysis of sequential images (discretely incoming arrays of data from photo sensors);

• systems based on statistical analysis of time series.

Most of the works of the second category focus on onedimensional statistical models, where the input and output values are directly data series of solar power plant capacity and as input data require an archive of measurements of the predicted parameter. The absolute disadvantage of this approach is the mandatory presence of a long series of actinometric observations, which is often impossible to provide in real operating conditions. The developments of the first category are focused on predicting solar radiation as the primary energy resource of photovoltaic plants, however, they do not allow taking into account internal losses associated with self-shadowing.

The novelty of the proposed method for predicting the output power of a solar power plant lies in taking into account both atmospheric factors affecting the generated power of a

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 of Science and Higher Education of the Russian Federation # FSWF-2022-0006.

212 Authorized licensed use limited to: National Research Univ Moscow Power Eng Inst. Downloaded on December 22,2023 at 07:26:13 UTC from IEEE Xplore. Restrictions apply.

2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICEAM) | 978-1-6654-7595-2/23/831.00 ©2023 IEEE | DOI: 10.1109/ICIEAM/57311.2023.10139054

<sup>978-1-6654-7595-2/23/\$31.00 ©2023</sup> IEEE

#### 2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)

solar power plant and the self-shadowing of rows of photovoltaic modules and the associated power losses.

#### III. TYPES OF FORCASTING

To evaluate many fundamental concepts and methods of forecasting solar radiation, it is required to know about the components of solar radiation, air mass, turbidity Link, clear sky and clarity indices, meteorological databases, etc. Solar energy forecasting can be divided into the following four classes depending on the forecast horizon:

1) Long-term forecasting (one year to ten years ahead).

2) Mid-term forecasting (one month to one year ahead).

3) Short-term forecasting (one hour to several days ahead).

4) Intra-hour forecasting (one minute or several minutes ahead).

Figure 1 shows the classification of methods for predicting solar radiation.



Fig. 1. Methods classification for prediction of solar radiation.

#### IV. STATIC MODEL

Before the advent of stochastic methods of solar radiation modeling, the focus was on extrapolating data from long-term averages and steady-state values, which led to the creation of essentially static models that described only daily and seasonal changes.

#### A. Regressive methods

Static models include time series models [4], models based on satellite data [5, 6], models based on clouds [7], models with an artificial neural network. Such models, whether graphical or mathematical, ignored short-term time-dependent patterns of solar radiation data, which caused fluctuations in time scales from seconds to days. Any forecasting model that ignores the short-term stochastic characteristics of solar radiation data is clearly imperfect. The following models are an example : Linear stationary models Autoregressive (AR) models Moving average models (MA) Models of mixed autoregressive moving average (ARMA) Mixed models of autoregressive moving averages with exogenous variables (ARMAX) Nonlinear stationary models Linear non-stationary models Autoregressive models of integrated moving average (ARIMA) Autoregressive models of integrated moving averages with exogenous variables (ARIMAX)

#### B. Artificial intelegence technique

An artificial neural network assimilates the learning system of the human brain and is able to find the input-output ratio for linear and nonlinear systems with less computational costs. This leads to the widespread use of artificial neural networks to predict various criteria, such as illumination and temperature [8, 9]. In general, neural networks are universal approximators [10]. Artificial neural networks to predict solar radiation require various geographical and meteorological parameters in the form of input data, such as: the duration of sunshine, maximum ambient temperature, relative humidity, latitude, longitude, day of the year, daily global clear sky radiation, total cloud cover, temperature, average cloud cover, average wind speed, atmospheric pressure, reference clarity index, average scattered radiation, average radiation, month, extraterrestrial radiation, evaporation and soil temperature.

Some prediction metrics for ANN models change under the influence of geographic meteorological variables, learning algorithms, and the configuration of the ANN architecture. Thus, we can say with confidence that the correct choice of input parameters is important for predicting solar radiation with reliability and greater accuracy. The literature presented does not point to any standard database for testing and evaluating how different systems can work properly. This is the main disadvantage of ANN, due to the need for additional observations, equipment and parameter selection, which significantly increases the error of the resulting data of this method.

#### V. PHYSICAL MODELS

Physical models are based on mathematical equations describing the physical state, dynamic changes in the atmosphere. Physical methods are characterized by complex nonlinear equations, the solution of which requires large computing power. Numerical methods of forecasting can also be attributed to physical methods [11-13]. Numerical forecasting methods use approximate solutions of equations describing physical methods. The errors of numerical forecasting methods vary greatly and can reach large values, the errors depend on various climatic factors and the dynamic movement of the atmosphere in the area under consideration.

#### A. Numerical weather forecasting

The main components of the network model are a dynamic core and a physical package. The dynamic core is responsible for sampling the atmosphere to approximate the solution of atmospheric equations of motion. A discretized set of equations usually takes into account advection, rotational effects, pressure gradient force, and gravity. Other relevant atmospheric processes are more difficult to represent explicitly. In this case, the models include the effects of these processes in the parameterization of the physical package. The basics of NWP models are:

- · atmospheric equations of motion
- dynamic core
- physics
- · dynamic core and physics

Representatives of this type of forecasting are such global models as ECMWF - European Centre for Medium Range Weather Forecasts and GFS - Global Forecasting System

#### B. Cloud motion vectors from satellite images

On the daily horizon the stochasticity of cloud cover behavior cannot be accurately predicted by using traditional numerical weather forecasts models. It is necessary to observe the cloud cover directly. The "Whole Sky" camera allows you to observe the vault of heaven from the ground at an angle of a hemisphere. Then the cloud velocity can be obtained from time series of images obtained using such devices, which leads to an intra-hourly forecast of radiation over a punctual site [14]. The forecast on the intraday horizon requires observing the cloud cover at the meso-scale with high temporal resolution. Therefore, observation using a geostationary meteorological satellite is the most suitable solution that provides illumination forecasts with greater accuracy than NWP on a time horizon of less than 6 hours [15]. In this approach, cloud structures are detected using images from the visible channels of such satellites. The cloud index (it is assumed that it is proportional to the optical depth of the cloud) can be accurately calculated based on the reflection coefficient measured by the sensor. Cloud index extraction is a mature approach that is widely used in mapping solar resources [16],[17],[18],[19]. The cloud motion vectors can then be determined from two subsequent cloud index maps, assuming that the cloud objects do not change between the two images. The vector field is used to extrapolate the future cloud pattern from the current cloud index map. The forecast of solar radiation is derived by combining the predicted cloud index map with the simulated clear sky radiation

#### C. Sky Imagers

The definitions of short-term and long-term forecasting of cloud movement in sky images depend on the sampling period. In general, both short-term and long-term forecasts are difficult due to the constant change in the shape of clouds. This is compounded by the distortions introduced by the hemispherical mirror used to capture the image of the sky with a wide field of view. In particular, in a typical image obtained with Total Sky Imagers, objects near the horizon are spatially compressed and therefore appear much smaller on the horizon than when they are at the zenith. Because of this nonlinear mapping created by hemispherical mirrors, the uniform physical motion of clouds leads to apparent motion of various magnitudes on the image plane. TSI provides time-lapse video that observes the sky through a hemispherical mirror [20]. As a rule, these systems are deployed to obtain images of the sky at regular intervals. And then neural networks come in, which determine by the contrasts on the resulting snapshots where the cloud is located and where it is moving.

#### D. Ground based sensors

To implement this method, a certain number of sensors are needed. A compromise is also possible between the number of sensors in the network and, consequently, the accuracy of forecasts and the maximum time horizon of forecasting. It is also necessary to optimally position the sensors in the case

when forecasts are needed for a large solar power plant, so we will present a point symmetrical pattern of the location of sensors in the system shown in Fig.2. in which the solar power plant itself will act as the origin [21].



Fig. 2. A point symmetrical pattern of the location of sensors in the system.

Having information about the distance between the sensors, both in the radial and axial directions, as well as information about the level of insolation on each of the sensors and the time from the shading of one network sensor to the shading of another sensor, it is possible to predict the speed of cloud movement. the distance corresponding to the direction of movement of the cloud is perceived as radial, while the axial direction corresponds to the location in the perpendicular direction. Having an extended sensor system, for example, on a scale comparable to the template in Fig.2, the system has the ability not only to provide data on the speed of cloud movement, but also to calculate the size of this cloud, and, accordingly, to be able to inform the system operator of the time after which the station will be able to continue supplying electricity. The advantage of this cloud velocity determination system, in comparison with calculations based on the analysis of wind velocity data from databases, is that, firstly, the wind speed on the earth's surface and at the altitude of the clouds is different, and given the fact that different types of clouds can be at different heights, we have that the error of this the cost of forecasting will be catastrophically huge, secondly, the wind speed does not always correspond to the speed of cloud movement. The system of ground-based illumination sensors does not have these disadvantages and at the same time remains the same simple and cheap.

#### VI. HYBRID SYSTEMS

Several methods can be used simultaneously to solve the problems of production forecasting. In this case, we are talking about hybrid (mixed, combined) methods. in the literature a

method that combines two or more statistical methods is called hybrid-statistical [22]

Usually, using statistical methods forecasts the arrival of total solar radiation or a clarity index is given, and then, based on physical representations, these forecast values are recalculated into the power or generated energy of solar power plant [23, 24]. In the Physical Hybrid Artificial Neural Network (PHAN) method, artificial neural networks were combined in terms of cloud forecast and a clear sky model [23, 25]. One of the reasons for developing hybrid models is that it is often possible to improve the accuracy of forecasting by taking advantage of each methodology.

#### VII. A BRIEF OVERVIEW OF THE METHODS

#### A Regressive methods

The simplest method of studying a stochastic model is the prediction of constancy based on the recent output of a photovoltaic power plant or the output of a radiometer. The obtained data are extrapolated taking into account the change in the angles of inclination of the sun. One of the problems that can be encountered while using this method is the lack of observations or their unreliability. Therefore, using the stochastic method requires additional equipment costs and sometimes storing a large amount of data.

#### B. Artificial intelegence technique

In fact, it is a combination of pattern recognition, deductive reasoning and numerical calculations for imitation. In ANN methods, climatological variables are taken as input data and to predict monthly values of global horizontal illumination during the year. In this forecasting method, additional costs are required for equipment that will allow you to get a clearer image, otherwise a too bright spot from the sun can be recognized as a cloud, which greatly increases the error.

#### C. Numerical weather forecasting

NWP models use nonlinear partial differential equations derived from physics to simulate the dynamics of the Earth's atmosphere, such as air pressure, temperature, relative humidity, wind speed and solar radiation [26]. The predicted variables are then obtained by solving the equations. The NWP prediction resolution is 1-28 km2, which is too large for accurate prediction of cloud movement [27]. For example, one of the NWP models, such as Weather Research and Forecasting, requires initial data, forecasting areas, microphysics schemes, cumulus cloud parameterization schemes, surface physics schemes, planetary boundary layer physics schemes, long-wave radiation schemes and short-wave radiation schemes before solving nonlinear partial differential equations for forecasting meteorological variables. The inaccuracy of NWP models varies 18-40%.

#### D. Cloud motion vectors from satellite images

There are several main difficulties that one has to face when automatically tracking the movement of clouds. The most important issues are assigning the height of the wind vector and multi-layered clouds to track cross-correlation. Solving these problems requires the use of complex methods, such as histogram analysis, clustering, and so on, which significantly complicates the use of this method at the initial stages [book]. The error is about 20%.

#### E. Sky Imagers

Forecasts of solar activity using images from terrestrial celestial cameras. Images of the sky obtained with the help of a ground-based sky camera give a more detailed picture of the extent of clouds, their structure and movement. However, their field of view is reduced, and their forecast horizon is limited to less than an hour [28]. The prediction error is about 30%.

#### Ground based sensors

The method of ultra-short-term forecasting, using a ground network of sensors, is not only easier, both in installation and maintenance, but at the same time has no less accuracy than the method of analyzing sky images and using neural networks. This method uses measurements of ground-based illumination sensors as input data. The system automatically collects data from different sensors, which are combined to create a structure for modeling correlations between different sensors, thanks to which a model of cloud movement is reproduced.

#### G. Hybrid systems

The usual methods based on linear mode are the time series approach. Other examples, although nonlinear, such as deterministic clear sky models, are too simple to reflect the actual characteristics of solar radiation. Therefore, the inclusion of more complex nonlinearity in the model function is one of the difficulties of this method. Also, combining some types of models can provide a high prediction error, since solar radiation is not the same as on the previous day.

The success of the forecasting method also depends on the forecast horizon, which is the period of time in the future for which the forecast is made. Depending on the projected horizon, some methods work better than others. In this project, we wanted to carry out direct reading of shading and instant prediction of the development, without human involvement and depending on external factors, for example, such as terrain, so we chose a method of forecasting due to ground sensors

#### VIII. EXPECTED RESULTS

Technical requirements for the prototype of the hardware and software complex for the ultra-short-term forecast of electricity generation by solar power plants:

· The average absolute error in predicting solar radiation is no more than 250 W/m2;

· Normalized average absolute error in forecasting the output of a solar power plant - no more than 30%;

Forecast lead time – no more than 15 minutes;

Speed – no more than 10 seconds;

#### Main expected results of the work:

- a ground-based solar radiation intensity sensor with a wireless information transmission channel, with an integrated autonomous power supply system;

#### 2023 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)

- software tools that allow for automatic ultra-short-term prediction of solar radiation based on data coming from a network of ground sensors of solar radiation intensity and taking into account self-shadowing;

- a prototype of a hardware and software complex for the ultra-short-term forecast of electricity generation by solar power plants and its testing.

#### IX. CONCLUSION

There are a huge number of methods for predicting solar radiation, each of which has its own pros and cons. Not all methods provide the necessary accuracy or justify their costs for calculations and additional measurements. Therefore, for the further development of our project, we use one of the two simplest methods such as ground-based shadowing tracking sensors.

The hardware and software complex being developed will make it possible to predict the power generated by arrays of photovoltaic modules in the ultra-short-term (for a period of up to 15 minutes ahead) time horizon using an approach to predicting the intensity of solar radiation based on data coming from a network of sensors. This complex being created can be used in automated control systems of autonomous energy complexes, which include a solar photovoltaic station.

#### REFERENCES

- [1] Y. Chu, M. Li, C. F. M. Coimbra, D. Feng, and H. Wang, "Intra-hour irradiance forecasting techniques for solar power integration: A review," iScience, vol. 24, iss. 10, 103136, 2021.
- F. Lin, Y. Zhang, and J. Wang, "Recent advances in intra-hour solar forecasting: A review of ground-based sky image methods," International Journal of Forecasting, vol. 39, iss. 1, pp. 244–265, 2023. [2]
- J. M. Aguilar-López, R. A. García, A. J. Sánchez, A. J. Gallego, and E. F. Camacho, "Mobile sensor for clouds shadow detection and direct [3] normal irradiance estimation," Solar Energy, vol. 237, pp. 470-482, 2022.
- [4] J. C. Cao and S.H. Cao, "Study of forecasting solar irradiance using neural networks with preprocessing sample data by wavelet analysis," Energy, vol. 31, no. 15, pp. 3435–3445, Dec. 2006.
- S. Cao and J. Cao, "Forecast of solar irradiance using recurrent neural networks combined with wavelet analysis," Applied Thermal Engineering, vol. 25, no. 2–3, pp. 161–172, Feb. 2005. [5]
- R. G. Kavasseri and K. Seetharaman, "Day-ahead wind speed forecasting using f-ARIMA models," Renewable Energy, vol. 34, no. 5, pp. 1388–1393, May 2009.
- [7] H. Liu, H. Tian, and Y. Li, "Comparison of two new ARIMA-ANN and ARIMA Kalman hybrid methods for wind speed prediction," Applied Energy, vol. 98, no. C, pp. 415–424, 2012.
- A. Mellit and A. M. Pavan, "A 24-h forecast of solar irradiance using [8] artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy," Solar Energy, vol. 84, no. 5, pp. 807-821, 2010.
- Z. Wang, F. Wang, and S. Su, "Solar irradiance short-term prediction [9] model based on BP neural network," Energy Procedia, vol. 12, pp. 488-494, 2011
- [10] K. Hornik, M. Stinchcombe, and H. White, "Multilayer feedforward networks are universal approximators," Neural Networks, vol. 2, no. 5, pp. 359-366, 1989.

- [11] A. Hammer, D. Heinemann, E. Lorenz, and B. Lückehe, "Short-term forecasting of solar radiation: a statistical approach using satellite data, Solar Energy, vol. 67, no. 1-3, pp. 139-150, July 1999.
- [12] J. C. Nova, J. B. Cunha, and P. B. de Moura Oliveira, "Solar irradiation forecast model using time series analysis and sky images," in proc. 5th Conference of the European Federation for Information Technology in Agriculture, Food and Environment, July 2005, Vila Real, Portugal.
- [13] A. Mellit and A.M. Pavan, "A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy," Solar Energy, vol. 84, no. 5, pp. 807-821, May 2010.
- [14] C. W. Chow, B. Urquhart, J. Kleissl, M. Lave, A. Dominguez, J. Shields, and B. Washom, "Intra hour forecasting with a total sky-imager at the UC San Diego solar energy testbed," Solar Energy, 2011. doi: 10.1016/j.solener.2011.08.025
- [15] R. Perez, S. Kivalov, J. Schlemmer, K. Hemker Jr, D. Renné, and T. E. Hoff, "Validation of short and medium term operational solar radiation forecasts in the US," Solar Energy, vol. 84, no. 12, pp. 2161-2172, 2010
- [16] C. Rigollier, M. Lefèvre, and L. Wald, "The method Heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images," Solar Energy, vol. 77, pp. 159–169, 2004.
- [17] S. Cros, M. Albuisson, M. Lefèvre, C. Rigollier, and L. Wald, "HelioClim: A long-term database on solar radiation for Europe and Africa," in Proceedings of Eurosun 2004. Freiburg, Germany: PSE GmbH, 2004, pp. 916-920.
- [18] R. Perez, P. Ineichen, K. Moore, M. Kmiecik, C. Chain, R. George, and F. Vignola, "A new operational satellite-to-irradiance model," Energy, vol. 73, no. 5, pp. 307–317, 2002. Solar
- [19] P. W. Stackhouse, R. S. Eckman, T. Zhang, J. C. Mikovitz, C. H. Whitlock, W. S. Chandler, and G. S. Leng, "Supporting energy-related societal applications using NASAs satellite and modeling data," 2006 IEEE International Symposium on Geoscience and Remote Sensing, Denver, CO, USA, 2006, pp. 425-428.
- [20] D. Flynn and V. Morris, Total Sky Imager (tsimovie). Atmospheric Radiation Measurement (ARM) user facility.
- [21] V. P.A Lonij, A. E. Brooks, A. D. Cronin, M. Leuthold, and K. Koch, "Intra hour forecasts of power production using measurements from a network of irradiance sensors," Solar Energy, vol. 97, pp. 58–66, 2013.
- [22] A. Vaz, B. Elsinga, W. van Sark, and M. Brito, "An artificial neural network toassess the impact of neighbouring photovoltaic systems in power forecasting in Utrecht, the Netherlands," Renew. Energy, vol. 85, pp. 631-641, 2016.
- [23] A. Bracale, P. Caramia, G. Carpinelli, A. Di Fazio, and G. A Ferruzzi, "Bayesian method for short-term probabilistic forecasting of photovoltaic generation in smart grid operation and Control," Energies, vol. 6, pp. 733-747, 2013.
- [24] L. Mora-Lopez, I. Martinez-Marchena, M. Ppiliougine, and M. Sidrach-de Cardona, "Machine learning ap proach for next day energy production forecasting in grid connected photovoltaic plants," World Renewable Energy Congress, Linköping, Sweden, May 2011.
- [25] A. Dolara, S. Leva, and G. Manzolini, "Comparison of different physical models for PV power output prediction," Solar Energy, vol. 119, pp. 83-99, 2015.
- W. Skamarock, J. Klemp, J. Dudhia, D. Gill, D. Barker, M. Duda, X. Huang, W. Wang, and J. Powers, "A description of the advanced research WRF version 3," tech. rep., DTIC Document, 2008. [26]
- [27] M. Diagne, M. David, P. Lauret, J. Boland, and N. Schmutz, "Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 27, pp. 65–76, 2013.
- [28] S. Pelland, J. Remund, J. Kleissl, T. Oozeki, and K. D. Brabandere, "Photovoltaic and solar forecasting: State of the art," International Energy Agency (IEA) Report, pp. 1-36, 2013.

К.А. Андреева, А.А. Васильева, А.Г. Васьков СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЧУЩЕСТВУЮЩИХ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ [Текст] / К.А. Андреева, А.А. Васильева, А.Г. Васьков // Известия КЫРГЫЗСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТ имени И.Раззакова. — 2023. — № 4 (68). — С. 1864-1872.

 КМТУнун Жарчысы № 4 (68), 2023
 ISSN 1694-8335
 The Herald of KSTU

 Известия КГТУ № 4 (68), 2023
 www.kstu.kg
 2023, Vol. 68, No. 4

 УДК 621.311.236:621.016.4
 DOI:10.56634/16948335.2023.4.1864-1872

К.А. Андреева <sup>1</sup>, А.А. Васильева <sup>2</sup>, А.Г. Васьков<sup>3</sup> <sup>1.</sup>Улуттук изилдөө университети, Москва энергетикалык институту, Москва,Россия Федерациясы <sup>1</sup>ORCID: 0009-0000-4666-6623 <sup>2</sup>ORCID: 0009-0001-7922-0801 <sup>3</sup>ORCID: 0000-0003-4664-8008 <sup>1,2,3</sup> Национальный исследовательский университет Московский энергетический

национальный исследовательский университет московский энергетический институт, Москва, Российская Федерация

K.A. Andreeva, A.A. Vasileva, A.G. Vaskov National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russian Federation *e-mail:* AndreevaXA@mpei.ru, VasilyevaAAl@mpei.ru. VaskovAG@mpei.ru

#### СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ

#### УЧУРДАГЫ КҮН-ДИЗЕЛДИК КОМПЛЕКСТЕРДИН НАТЫЙЖАЛУУЛУГУН ЖОГОРУЛАТУУ ЖОЛДОРУ

#### METHODS OF AMELIORATING THE EFFICIENCY OF EXISTING SOLAR-DIESEL COMPLEXES

Макалада учурдагы күн-дизелдик комплекстерде дизелдик отундун керектөөсүн азайтуу жолдору сүрөттөлөт. Күн-дизель комплексинин компоненттеринин топтагучтардын жана дизель-генераторлордун иштөөсүнө коюлган чектөөлөр кеңири каралды.

Изилдөө Россия Федерациясынын илим жана жогорку билим берүү министрлигинин ОСП-2022-0006 грантынын колдоосу менен "күн-дизелдик комплекстерди башкаруу системалары" долбоорунун алкагында жүргүзүлдү.

**Түйүндүү сөздөр**: күн-дизелдик комплекси, натыйжалуулугу, күйүүчү майдын салыштырмалуу чыгымы, энергияны сактоо тутуму.

В статье описываются способы снижения расхода дизельного топлива на существующих солнечно-дизельных комплексах. Подробно рассмотрены ограничения, накладываемые на работу компонентов солнечно-дизельного комплекса – накопителей и дизель-генераторов. Исследование проводилось в рамках проекта "Системы управления солнечно-дизельными комплексами" при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006.

Ключевые слова: солнечно-дизельный комплекс, эффективность, удельный расход топлива, системы накопления энергии.

The article describes methods of diesel fuel consumption reduction at existing solar-diesel complexes. The restrictions on work of solar-diesel complex like energy storage system and diesel generators are considered in detail.

Key words: solar-diesel complex, efficiency, special fuel consumption, energy storage systems.

Введение. Две трети территории России не подключены к централизованному электроснабжению. Электрознергией и теплом потребителей данных территорий

КМТУнун Жарчысы № 4 (68), 2023	ISSN 1694-8335	The Herald of KSTU
Известия КГТУ Л9 4 (08), 2025	www.kstu.kg	2025, VOI. 08, NO. 4

обеспечивает распределённая генерация. В России это около 49 тысяч различных электростанций, из которых более 98% составляют дизельные электростанции (ДЭС) [1].

Основной проблемой данного типа генерации является высокая стоимость горючего, плохие показатели удельного расхода топлива (то есть отношения потраченного топлива к произведённой отпущенной электроэнергии), что происходит из-за устаревшего оборудования, его неправильного выбора или эксплуатации. Для повышения эффективности работы существующих ДЭС можно пойти несколькими путями. Например, можно провести модернизацию ДЭС. В данном случае под модернизацией подразумевается не только замена старого генерирующего оборудования более современным, но и внедрение в локальную энергетическую систему генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Пример структурной схемы комплекса, образованного в результате добавления солнечной электростанции к дизельной представлен на рисунке 1.



Дизельный генератор

Рис. 1. Структурная схема солнечно-дизельного комлекса [2]

Целесообразность введения ВИЭ генерации. Эффект от внедрения электростанции на базе ВИЭ показан на примере двух сёл, находящихся в Якутии, с похожими географическими и климатическими характеристиками, а также примерно одинаковыми объёмами производства электроэнергии и населением (рисунок 2). Данные были получены из таблиц на сайте Министерства энергитики России [3]. Как видно из таблицы 1, совместная генерация с солнечными эклектростанциями (СЭС) даже малой мощности (в данном случае её установленная мощность равна 20 кВт) позволяет достичь значительного снижения затрат на топливо, а также снижения удельного расхода условного топлива.

[3].					
Населённый пункт	Состав оборудования	Объём производства электроэнергии, тыс. кВт*ч	Расход топлива на производство электроэнергии, тонн	УРУТ, г у.т./кВт*ч	Цена топлива за 1 тонну без НДС, руб
с. Ойусардах	ДЭС	503	142.93	435.1	67 727.84
с. Куберганя	ДЭС + СЭС	492	134.648	413.5	56 815.55

-5.79

-4.96

-16.11

-2.19

Разница. %

Таблица 1 - Эффект внедрения ВИЭ генерации на примере двух посёлков в Республике Саха [3].



Рис. 2. Посёлки на карте [4]

Обычно повышение удельного расхода условного топлива связано со снижением технико-экономических показателей электростанций. Также увеличение значения УРУТ в первую очередь влияет на себестоимость электроэнергии, более того, показатели удельного расхода условного топлива имеют высокие значения, что отражает топливную неэффективность. Наиболее оптимальное значение удельного расхода условного топлива варьируется от 220 до 300 г./кВт·ч [5]. В данном варианте небольшое внедрение СЭС снизило УРУТ, но он все еще не находится в оптимальных пределах.

Как указано в 73 пункте 6 главы Приказа №323 Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии от 30 декабря 2008 [6]: «Изменение индивидуального норматива расхода топлива в связи с работой ДГ на нагрузках, отличных от номинальных, принимается по паспортной документации ДГ, либо по результатам испытаний ДГ. В отсутствие указанных данных показатель изменения индивидуального норматива расхода топлива дизелем допускается временно до проведения испытаний принимать путем введения режимного коэффициента *К*реж».

$$K_{\text{реж}i} = 0.9 + \frac{0.1}{\left(\frac{N_{\phi i}}{N_{\text{uow}i}}\right)},$$

где  $N\phi i$  – средняя прогнозируемая нагрузка i-тым ДГ за соответствующий период [кВт], Nномi – паспортная мощность i-того ДГ [кВт].

Для определения УРУТ могут быть использованы экспериментальные показания, а также проведены расчеты по трем различным методикам. Так, например, первый расчет основывается на методике Минэнерго [6]:

$$b_i^{\text{ДГУ}} = b_{\text{ном}i}^{\text{ДГУ}} \cdot K_{\text{реж}i} \cdot \frac{Q_{\text{p}}^{\text{H}}}{7000},$$

где  $Q_{\rm p}$ н = 10180 ккал/кг – теплота сгорания топлива, *b*ном*i* ДГ = *b*ном д *η*ном г, [г/(кВт·ч)] – показатель расхода потлива ДГ по паспорту (в технических условиях), *b*ном д – показатель расхода топлива по дизелю, *η*ном г – КПД генератора.

Оставшиеся два расчета основаны на методиках, предоставленными компанией АО Лонмади [7]. В первом способе используются следующие формулы:

КМТУнун Жарчысы № 4 (68), 2023	ISSN 1694-8335	The Herald of KSTU
Известия КГТУ № 4 (68), 2023	www.kstu.kg	2023, Vol. 68, No. 4
	$h = \frac{1.36 \cdot H \cdot C \cdot g_{\text{HOM}}}{1.36 \cdot H \cdot C \cdot g_{\text{HOM}}} + \frac{B_x}{1.36 \cdot H \cdot C \cdot g_{\text{HOM}}}$	
	<i>v</i> – , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	

$$\eta_{\Gamma}$$
 5  
где  $g_B$  – удельный расход топлива при номинальной мощности в 75% (по паспорту),  
Н – коэффициент, учитывающий нагрузку, С – коэффициент изношенности двигателя,  $\eta_{\Gamma}$  –  
КПД генератора в зависимости от режима работы, Э – планируемая выработка  
электроэнергии [кВт/ч],  $Bx = 0.15 \cdot N$ ном  $\cdot g$ ном  $\cdot Kx \cdot C \cdot n$  – расход топлива установки на  
холостом ходу (*N*ном – номинальная мощность генератора [л.с.],  $Kx = 0.21$  – коэффициент  
расхода на холостом ходу для ДГУ мощностью менее 1000 л.с.,  $n$  – планируемое число  
запусков двигателя).

Второй способ расчета:

$$b = \frac{1.05 \cdot K \cdot g_{\text{HOM}}}{n_{\text{T}}} + \frac{1.05 \cdot K_{\chi} \cdot g_{\text{HOM}} \cdot N_{\text{HOM}} \cdot 0.15}{\Im},$$

где K = 0.87 + 0.13 · Nном Ncp – коэффициент, учитывающий увеличение расхода изза колебания нагрузки.

Среднее значение относительной погрешности для каждой методики расчета определяется по формуле:

$$\delta = \frac{|A - X|}{X},$$

где А – рассчитанное значение, Х – среднее значение.

В диапазоне нормальных рабочих нагрузок от 50 до 100% среднее значение относительной погрешности соответственно равны: 3.23% для методики Минэнерго; 5.4% и 6.86 % для 1 и 2 методики Лонмади. Следовательно, для теоретического подсчета УРУТ, целесообразнее пользоваться методикой Минэнерго [6].

Внутристанционная оптимизация ДЭС. Теоретически удельный расход можно представить в виде кривых, примерный вид которых показан на рисунке 3.



Рис. 3. Теоретический вид кривой удельного расхода дизельного топлива

Данные кривые не сняты с реальной модели и не рассчитаны на основе паспортных данных, а представлены только для наглядности. В диапазоне от 0% до 25 - 30% от номинальной нагрузки дизель-генераторной установки (ДГУ) скорость изменения функции, описывающей характеристику, заметно отличается от остальной части. Ось у является асимптотой для графиков. Как было сказано ранее, удельный расход показывает, сколько затрачено топлива на произведённый кВт\*ч, а если произведено 0 кВт\*ч, удельный расход

КМТУнун Жарчысы № 4 (68), 2023	ISSN 1694-8335	The Herald of KSTU
Известия КГТУ № 4 (68), 2023	www.kstu.kg	2023, Vol. 68, No. 4

устремляется в бесконечность. Кроме неоптимального удельного расхода топлива, данный диапазон мощностей не рекомендован по физическим причинам – на низких мощностях топливо плохо сгорает, цилиндры закоксовываются (образуется нагар в виде углерода, что повышат возможность повреждения), происходит повышенный износ установки.

Итак, имеющиеся характеристики описывают изменение удельного расхода дизельного топлива для 3 разных агрегатов. Рассмотрим пример загрузки ДГУ. Предположим, необходимо нагрузить так, чтобы выдаваемая в сеть мощность равнялась 210 кВт. Это можно сделать двумя способами.

В первом случае загрузка производится равномерно. Такой способ в основном и используется на реальных ДЭС. Среднее значение удельного расхода дизельного топлива, которое обязано быть учтено на ДЭС, в таком случае равно примерно 208 г/кВт\*ч (рис. 4).



Рис.4. Равномерная загрузка дизель-генераторов

Во втором же случае (рисунок 5) подбирается решение, оптимальное с точки зрения характеристики удельного расхода. Данная задача была решена графически. Как видно, среднее значение удельного расхода снизилось примерно на 3%, хотя изменился только способ загрузки ДГУ.



Рис. 5. Оптимальное решение

Влияние СНЭ на эффективность работы СДК. Нагрузка от потребителя может быть достаточно переменчива в различные периоды времени, поэтому обычные генераторы не всегда эффективно обеспечивают стабильность выдачи электроэнергии. При наличии частых и кротковременных высоких нагрузках, использование ДГУ для покрытия таких пиков не считается благоприятным, так как это может пагубно сказаться на работе и состоянии ДГУ. Также, как было сказано рынее, при низких загрузках повышается удельный расход топлива, аварийность и износ установки.

Введение в состав СДК системы накопления энергии, обладающей внутренней способностью перераспределять энергию во времени, позволит снизить «свободную энергию» от стахастической выработки СЭС, потребляя излишки энергии в часы минимума нагрузки и покрытие пиков запасенной энергией. Структура и параметры СНЭ выбирается с учётом особенностей конкретного проекта.



Рис. 6. Блок-схема алгоритма работы СДК



Рис. 7. Ветвь работы СДК при наличии генерации с СЭС

Однако, для корректного учета работы СНЭ необходимо помнить о ряде ограничений. Со стороны самой батареи – это емкость, а также характеристики заряда и разряда батареи. Эти параметры дают понять сколько и какими токами мы можем передавать энергию из аккумулятора и в аккумулятор. Также надо учитывать и ограничения по инвертору, так как его пропускная мощность также не позволяет нам использовать слишком большие токи и мощности при эксплуатации батареи.

На рисунках 6-8 представлена блок-схема алгоритма для управления работой СДК. В ней учтены и ограничения на работу накопителей, и оптимизация загрузки ДГУ. Рассмотрим данный алгоритм по фрагментам.

1870



Рис. 8. Ветвь работы СДК при отсутствии генерации с СЭС

В каждом часу работы СДК программа проверяет заряд на аккумуляторах, возможность их разряда, необходимость включения или отключения ДГУ, а также энергию, которая пойдёт на балласт от солнечной или дизельной электростанции.

Выводы. Итак, можно сказать, что в общем случае для повышения эффективности работы существующих ДЭС следует внедрять ВИЭ технологии, проводить модернизацию, применять алгоритм оптимизации расхода ДГУ, учитывать ограничения СНЭ и пользоваться краткосрочным прогнозированием. Также после расчета режима работы по алгоритму, представленному выше, можно получить данные, которые подтверждают положительное влияние использование оптимальной загрузки ДГУ при внутристанционной оптимизации (таблица 2).

	Себестоимость отпущенной э/э, руб/кВт*ч	УРУТ, г.у.т./кВт*ч	Потребление дизельного топлива за расчетный период, тонн	Затраты на топливо, млн руб
Одинаковая загрузка	128.44	372.47	33.82	1.69
Оптимальная загрузка	124.50	361.04	28.42	1.42
Разница, %	3.07	3.07	15.95	15.95

Таблица 2 - Сравнение двух способов загрузки дизелей

КМТУнун Жарчысы № 4 (68), 2023	ISSN 1694-8335	The Herald of KSTU
Известия КГТУ № 4 (68), 2023	www.kstu.kg	2023, Vol. 68, No. 4

### Список литературы

1. Васьков, А.Г.et al. Системы управления солнечно-дизельными комплексами по теме: Разработка математической и имитационной модели солнечно-дизельного комплекса: Отчет о научно-исследовательской работе. - Москва: НИУ "МЭИ" НИЛ "СУ СДК," 2022. Р. 175.

2. Bala B., Siddique S.A. Optimal design of a PV-diesel hybrid system for electrification of an isolated island—Sandwip in Bangladesh using genetic algorithm // Energy for Sustainable Development. 2009. Vol. 13, № 3. P. 137–142.

3. Модернизация объектов генерации в изолированных и труднодоступных территориях |Министерство энергетики РФ [Electronic resource]. URL: https://minenergo.gov.ru/node/16540 (accessed: 06.04.2023).Google Earth [Electronic resource]. URL: https://goo.su/gUo78W (accessed: 06.04.2023).

4. Google Earth [Electronic resource]. URL: https://goo.su/gUo78W (accessed: 06.04.2023).

5. «Учетно-аналитические инструменты исследования экономики региона», (2015, Махачкала). Материалы II Всероссийской научно-практической конференции [Текст]: [посвящ. юбилею д. эк. н., проф. Н.Г. Гаджиева: материалы / редкол. Рабаданов М.Х. [и др.]. – Махачкала: Изд-во Даг. гос. ун-та, НИЦ «Апробация», 2016. – 434 с.

6. Приказ Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии от 30 декабря 2008 - docs.cntd.ru.

7. Как считается расход топлива дизельного генератора [Electronic resource]. URL: https://www.jcbgenerators.ru/tekhnicheskaya-biblioteka/kak-schitaetsyaraskhod-topliva-dizelnogo-generatora.html (accessed: 17.03.2023).

8. Как считается расход топлива дизельного генератора [Electronic resource]. URL: https://www.jcbgenerators.ru/tekhnicheskaya-biblioteka/kak-schitaetsyaraskhod-topliva-dizelnogo-generatora.html (accessed: 17.03.2023).

I. Ainulloeva, A. Vaskov and A. Sigel, "Effect of Partial Shading on the Efficiency of Solar Power Plants," 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon), Magnitogorsk, Russian Federation, 2023, pp. 238-243, doi: 10.1109/UralCon59258.2023.10291048.

Ссылка на скачивание: https://ieeexplore.ieee.org/document/10291048

2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon)

# Effect of Partial Shading on the Efficiency of Solar **Power Plants**

Inora Ainulloeva National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia ainulloyevain@mpei.ru

Alexev Vaskov National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia vaskovag@mpei.ru

Alexandr Sigel National Research University "Moscow Power Engineering Institute' Moscow, Russia sigelas@mpei.ru

Abstract—The article is devoted to the analytical review of the investigated topic, including advantages and disadvantages of existing works on the topic of research, description of libraries used for modeling the I-V curve of the photovoltaic array, including PVLIB Python library and its modules. Also includes the definition of the condition of the experiment, description of the problem and conditions, as well as step-by-step methodology for modeling the I-V curve of the photovoltaic array of the conducted research. The conclusion summarizes the investigated work and expresses the conclusions on the development of recommendations for evaluating the efficient operation of solar power plant.

Keywords-PV module, I-V curve, PVLIB Python, partial shading, temperature, solar power plant

#### I. INTRODUCTION

One of the main tasks for the application of solar power plants is the development of a number of recommendations for assessing the efficiency of solar power plants.

The relevance of the topic is that the efficiency of photovoltaic modules is closely related to the temperature of their elements and widely used mathematical models take into account only uniform heating of all solar cells. However, partial shading of photovoltaic modules, often occurring during the operation of solar power plants, which leads to nonuniform heating of the PV module surface.

The purpose of the work is to remove the characteristics of a real solar power plant under partial shading and model in the Python programming language using the PVLIB library and other libraries.

The object of research of this work is a solar power plant National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (MPEI), which includes 4 photovoltaic arrays and 4 inverters.

#### II. ANALYTICAL REVIEW

#### A. Description of existing works on the research topic

The utilization of photovoltaic converters is now increasing worldwide. Since 2009, solar energy production has been steadily increasing and will peak at 843.9 TWh in 2022. This is more than 22% more than in 2021. Overall, the figures increased by about 823 TWh during the period under consideration [1].

In [2], a model based on the mathematical equation of PV cells and arrays, constructed using generic blocks in the Simulink environment, is presented.

The research studies the influence of environmental conditions as well as physical parameters. The disadvantage is the lack of consideration of the effect of partial shading on the performance of the installation

The following research [3] presents a method for modeling and simulation of PV arrays in MATLAB/Simulink. The method can be used to characterize a particular PV panel and to study the effect of different values of solar radiation at different temperatures on PV performance. As a result, the volt-ampere and power characteristics of the array were obtained at different irradiance and temperature levels. As the irradiance decreases, the generated PV current decreases proportionally and the change in the open circuit voltage will be very insignificant; as the module temperature increases, the voltage decreases and the generated current remains almost constant. In terms of electricity produced, there is a decrease in the performance of PV panels [3], [4]. The performance obtained corresponds to that of the selected panel, but the disadvantage of the work is the lack of influence of partial shading.

The paper [5] developed step-by-step instructions for modeling of photovoltaic module-arrays, in Matlab/Simulink. As an experimental model in the work was used a layout from a photovoltaic module with a capacity of 100 W. When the intensity of solar radiation decreases, the output parameters decrease and when the temperature decreases, the output power and voltage increase, but the current remains constant. Thus, the modeled output characteristic curves of the model are consistent with the performance of the selected panel. The main objective of the research work [6] is to model and evaluate the performance of different PV arrays under different interconnection schemes to maximize the power output by reducing the inadequate power losses. Hence, the following interconnection schemes of the PV array were considered in the experiment: series, parallel, series-parallel under nonuniform row and column shading, diagonal, short and narrow, and short and wide, long and narrow, and long and wide. The performance of PV modules was evaluated according to the comparison of open circuit voltage, short-circuit current, global

979-8-3503-0339-1/23/\$31.00 ©2023 IEEE

maximum power point, local maximum power points, corresponding voltages and currents at the maximum power point, power loss at non-convergence, and fill factor of PV arrays.

As in previous studies, [7] presents a step-by-step methodology for modeling photovoltaic modules using Matlab/Simulink. A single diode equivalent circuit was used to investigate the I-V curve and P-V curves of a typical 36 W module. Based on the Shockley equation [8], a PV module model including temperature independence of the photocurrent source, diode saturation current and series resistance was considered. The diode Shockley equation or diode law gives the volt-ampere characteristic of an idealized diode at forward or reverse bias.

When illuminated by sunlight, the photovoltaic cell converts a portion of the photovoltaic potential directly into electrical energy with output characteristics. During the development of the moderately complex model, series resistance was included but no parallel resistance was included. There are works that consider the parallel resistance to be very large, so neglected, as well as with the series resistance considering it to be very small. At the same time, there are other works in the literature where these characteristics are considered very important and should be defined, as noticed in [9], [10].

The paper [10] presents a detailed modeling of the effect of illumination and temperature on the PV module parameters. Modeling of a PV module necessarily requires the use of weather data as input variables. The output data can be current, voltage, power, etc. However, these three variables are needed to track the I-V curve and P-V curves. Of course, any change in the input variables directly entails a change in the output. In this work, the voltampere characteristics were plotted with series resistance equal to 0 and 0.55 ohms. From the results, it can be observed that neither the short circuit current nor the open-circuit voltage is affected by the change in series resistance. This model can be used to study the characteristics of all types of PV modules, especially under different weather conditions. It should be noted that it is important to calculate the series resistance, even if it is specified by the manufacturer, because the experimental maximum power point does not coincide with the calculated one.

#### B. Description of the PVLIB library

The programming language in this work is Python, and the main library used is PVLIB, which provides a set of functions and classes for modeling the performance of photovoltaic power systems [11]. In addition to this library, the following libraries were used: the Pandas library – a software library in python for processing data analysis [12]; Matplotlib is a comprehensive library for creating static, animated and interactive visualizations in Python [13]. Next, consider the description of each module used, which will be specified as input data in the course of work.

The module *pvlib.pvsystem.retrieve sam* allows to retrieve information about a solar module from a local file or from the SAM website using one of the following databases: CEC module database, Sandia module database, CEC Inverter database, Anton Driesse Inverter database. Of these databases, the CEC module database is used in this paper [14].

The *pvlib.temperature.sapm\_cell* module allows to estimate the PV cell temperature according to the SAPM model, based on illumination, wind speed, ambient temperature and SAPM module parameters [15].

The module *pvlib.ivtools.sdm.fit\_cec\_sam* estimates the parameters of the CEC (California Energy Commission) model for a single diode using the System Advisor Model SDK (software development kit) [16].

The module *pvlib.pvsystem.calcparams\_cec* calculates five parameter values for the single diode equation at effective irradiance and cell temperature using the CEC model. Solve the single diode equation to obtain a photovoltaic I-V curve. Equation (1) solves the single diode [17]:

$$I = I_L - I_0 \left[ exp\left(\frac{V + IR_s}{nN_sV_{th}}\right) - I \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$
(1)

for *I* and *V* when given  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  and  $nN_sV_{th}$  which are described later. The five points on the I-V curve specified in [18] are returned. If  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  and  $nN_sV_{th}$  are all scalars, a single curve is returned. If any are array-like (of the same length), multiple I-V curves are calculated [19].

Thus to model the I-V curve of the entire array, the above PVLIB library functions are also used in this paper.

#### III. DESCRIPTION OF THE TASK AND CONDITIONS OF EXPERIMENT

Important tasks for improving the operation of solar electric installations are the development of mathematical models that allow taking into account the effects of partial or complete shading of photovoltaic arrays.

The object of research of work is solar power plant "MPEI", which includes 4 arrays and 4 inverters. From the four arrays, JinKo Solar JKM270P-60 PV modules and inverter equipment are considered: SolarRiver 3400 TL-D, SOFAR Solar 2200 TL.

The array consists of 7 polycrystalline photovoltaic modules from the Chinese manufacturer JinkoSolar with a nominal power of 270 W. Technical parameters are given in Table I. The scheme of connection of modules in the array is shown in the Fig. 1.

In addition to the PVLIB library, the PROVA 210 solar module analyzer is used in this work [20].

The PV module analyzer is used for testing and maintenance of solar panels, which can be used to take test I-V curves, values of maximum solar energy, current and voltage, and power characteristics.

Electrical specifications of inverters are given in Table II. Fig. 2 shows the solar module analyzer. The electrical specifications are summarized in Table III.

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 of Science and Higher Education of the Russian Federation #FSWF-2022-0006.

#### 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon)



Fig. 1. JinkoSolar JKM270P-60 array connection diagram.

TABLE II.

TABLE I. TECHNICAL PARAMETERS OF PHOTOVOLTAIC MODULE JKM270P-60

P <sub>max</sub> (STC), W	270.084
P <sub>max</sub> (PTC), W	247.6
V <sub>mp</sub> , V	31.7
Imp, A	8.52
V <sub>oc</sub> , V	38.8
I <sub>sc</sub> , A	9.09
Temperature coefficients of P <sub>max</sub> , %/°C	-0.41
Temperature coefficients of V <sub>oc</sub> , %/°C	-0.118728
Temperature coefficients of Isc, %/°C	0.005663
N <sub>cell</sub>	60

Model of inverter	Samil Power SolarRiver 3400 TL-D	SOFAR Solar 2200 TL
P <sub>DCmax</sub> , W	3400	2400
Number of MPPT controllers/circuits per controller	2/1	1/1
U <sub>DCmax</sub> , V	550	500
U <sub>DCstart</sub> , V	150	120
Voltage range MPPT, V	165-500	100-500
I <sub>DCmax</sub> , A	10.5	13
S <sub>ACnom</sub> , VA	3200	2100
U <sub>ACnom</sub> , V	230	230
Efficiency of inverter, %	97.1	96.1

TECHNICAL PARAMETERS OF INVERTERS



Fig. 2. Photovoltaic module analyzer PROVA 210.

TABLE III. ELECTRICAL SPECIFICATIONS OF PROVA 210

DC Voltage Measurement			
Range	Resolution	Accuracy	
$0 \sim 10 \mathrm{~V}$	0.001 V	$\pm 1\% \pm (1\% \text{ of } V_{\infty} \pm 0.1 \text{ V})$	
$10\sim 60~{\rm V}$	0.01 V	$V_{oc}$ of solar cell or module	
	DC Current	t Measurement	
$0.01 \sim 10 \text{ A}$	1 mA	± 1%(1% of I <sub>sc</sub> ± 9 мА)	
10~12 A	10 mA	$\pm 1\%(1\% \text{ of } I_{sc} \pm 0.09 \text{ MA})$ I <sub>sc</sub> of solar cell or module	
	DC Curre	nt Simulation	
$0.01 \sim 10 \text{ A}$	1 mA	$\pm 1\% \pm 9 \text{ mA}$	
$10 \sim 12 \text{ A}$	10 mA	$\pm 1\% \pm 0.09 \text{ mA}$	

Test results can be downloaded and saved to a computer for further analysis using the application software that comes with the portable solar panel analyzer. The interface of this software is shown below(see Fig.3).



Fig. 3. Solar Module Analyzer Software Interface

In a comparable method it is possible to capture the characteristics of each solar module, then download the obtained data to a computer and only after that the characteristics can be modeled using the PVLIB library. More details will be discussed in the section below.

#### IV. DESCRIPTION OF THE CONDUCTED EXPERIMENT

Earlier we considered the principle of operation of each module of the PVLIB library and the parameters that will be used as input data. To carry out this work, first of all by means of PROVA 210 analyzer the characteristics of each module of the PV array at partial shading with ready data on characteristics were taken, and also the data from the weather station were received. Fig. 4 shows the process of the experiment.


Fig. 4. The process of experimentation.

Now let's consider the step-by-step method of modeling the I-V curves using the PVLIB library. Fig. 5 shows the I-V and P-V curves and power characteristics for each PV module. The I-V and P-V curves were taken at different irradiance and temperature, and the curve designations on the graph correspond to the number of PV modules



Fig. 5. I-V curves and power characteristics of PV modules JKM270P-60

To make the modeling representation clear, step-by-step plotting of I-V curve using the PVLIB library is shown below in Fig. 6.

Below is a merge of the obtained I-V curves for the whole array: two I-V curves sorted by descending current (the 1st element is compared) are fed to the program input. I-V curve is presented as two arrays of current and voltage; we create empty buffers to save the final sum of I-V curves; we create a handler that compares the current of the first I-V curve starting from the first value up to the *n* with the first value of the current of the second I-V curve. When the current value of the first I-V curve (*n* value) will be equal or will be less than the second current value, we fill the buffer with voltage values from the 1st to the *n* value, because the number of current and voltage elements is the same; then we sum with each subsequent point of the n voltage element of the first I-V curve with the second I-V curve getting their sum; at the output of the program we get the total characteristic for the whole PV array.



Fig. 6. Step-by-step method of modeling the I-V curve with PVLIB library.

Thus, the obtained parameters can be used as input data for building the I-V curves of solar modules, as a result of which it is possible to obtain the I-V curve for the whole photovoltaic array. Fig. 7 shows the modeled I-V curves of photovoltaic modules at different irradiance and temperature levels, and Fig. 8 at different irradiance levels and the same temperature.



Fig. 7. I-V curves of PV modules at E = var and T = var.

2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon)



Fig. 8. I-V curves of PV modules at E = var and T = const

### V. ANALYSIS OF THE RESULTS

As a result of this analysis we obtained modeled I-V and P-V curves of PV array under partial shading at different irradiance values and temperature, as well as at different irradiance levels and the same temperature. Fig. 11 shows the I-V curves for the PV array under partial shading.

Based on the data obtained by PROVA 210 analyzer, the above mentioned I-V curves were plotted. As can be seen in Fig. 10 there are 2 curves, they show the I-V curves of the photovoltaic array under partial shading. The blue curve is plotted at different irradiance and temperature values. The orange curve is also plotted at the same irradiance as the blue curve, but at the average temperature of the PV modules. Depending on the location of the PV modules, the intensity of solar radiation and temperature may be different at each point of the PV array. Next, we consider the power characteristics and determine the point of maximum power and the difference between the plotted characteristics. Fig. 10 shows the power characteristics of the PV array at average temperature and at different temperatures of PV modules.



Fig. 9. I-V curves of PV array at partial shading.



Fig. 10. P-V curves of the PV array.

As shown in Fig. 11, the power characteristics are slightly different from each other. In order to find the point of maximum power, the values at each point must be determined. In this way, the difference at each point of maximum power can be determined. Below, Table IV shows the difference at each point of maximum power between the power characteristics according to the equation.

$$\Delta MPPT = \frac{P_{mpp}^{actual data}}{P_{mpp}^{PVLIB} \cdot 100\%}$$
(2)

TABLE IV. DEFFERENCE IN THE MPPT OF PV ARRAY

	ΔМРРТ, %
Point 1	7.5
Point 2	1.28
Point 3	1.26
Point 4	1.6

Based on the presented data, the maximum difference is observed in the first point and is 7.5% and based on this point of maximum power we can choose the third point as the minimum difference is observed and is 1.26%.

The efficiency of photovoltaic modules is closely related to the temperature of their cells. With this in mind, it can be seen that in order to obtain efficient operation of solar power plants, it is necessary to take into account the temperature distribution on the surface of photovoltaic modules. Since partial shading leads to uneven heating of the PV module surface. Also, to evaluate the I-V curve of the PV array, it is best to take the I-V curves of each PV module and then add up the obtained characteristics.

### CONCLUSION

In recent years, there has been an increase in the use of photovoltaic modules, as solar energy has wide development

prospects. To evaluate the efficient operation of a solar power plant, it is necessary to make a number of observations and take into account all the influencing factors on the performance of the power plant.

In the course of the research the following tasks were studied: an analytical review on the research topic was conducted, the works considering partial shading, non-uniform temperature distribution and modeling of volt-ampere characteristics were studied; I-V and P-V curves were taken from the solar power plant "Moscow Power Engineering Institute" using PROVA 210 analyzer; characteristics were modeled by using PVLIB Python library.

Thus, the following recommendations are offered:

- to accurately characterize the PV array under shading, the characteristics of each PV module should be taken;
- it is mandatory to determine the illuminance for each module:
- measure the temperature of PV modules over the whole surface.

In general, according to the results of experiments, it can be stated that we were able to monitor the performance of the solar power plant "MPEI". The modeling results confirm the stable operation of the solar power plant and coincide with the real characteristics of the power plant.

### REFERENCES

- [1] Global solar energy production Statistics. [Online]. Available: https://www.statista.com/statistics/1031177/solar-energy-productio globally
- [2] Tarak Salmi, Mounir Bouzguenda, Adel Gastli, and Ahmed Masmoudi, "MATLAB/Simulink based modelling of solar photovoltaic cell," International Journal of Renewable Energy Research, 2012, pp.213-218.
- [3] I. Banu, and M. Istrate, "Modeling and simulation of photovoltaic arrays," Buletinul AGIR, World Energy Systems. Towards Sustainable and Integrated Energy Systems Proceedings of the 9th International World Energy System Conference (WESC2012), June 28-30, 2012, Suceava, Romania, 2012, pp.161–166. ABB, "Technical Application Papers No.10 Photovoltaic plants," [Online]. Available: https://www.dut.ac.za/wp-
- [4]

content/uploads/2019/05/Technical-application-papers-ABB\_Solarplants.pdf.

- Xuan H. Nguyen, and Minh P. Nguyen, "Mathematical modeling of [5] photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink, Environmental Systems Research. [Online]. Available Available https://environmentalsystemsresearch.springeropen.com/articles/10.1186 /s40068-015-0047-9.
- S. R. Pendem, and S. Mikkili, "Modelling and performance assessment of PV array topologies under partial shading conditions to mitigate the [6] of PV anay topologies under parter sharing controls to mismatching power losses," Solar Energy, 2018, (160). pp.303-321. N. Pandiarajan, R. Muthu, "Mathematical modeling of photovoltaic
- [7] module with Simulink," 2011, pp.258-263.
- Konrad Mertens, "Photovoltaics Fundamentals, technology and practice", John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, [8]
- Chichester, West Sussex, PO19 8SQ, United Kingdom, 2014, pp. 59–60. De Soto W., Klein S. A., and Beckman W. A, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," Solar [9] Energy, 2006, № 1 (80), pp.78–88. [10] H. Bellia, R. Youcef, and M. Fatima, "A detailed modeling of
- photovoltaic module using MATLAB," NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics, 2014, № 1 (3), pp.53-61. PVLIB Python. [Online]. Available: https://pvlib-
- [11] PVLIB [11] PVLIB Python. [Online]. Available. python.readthedocs.io/en/stable/.
   [12] Pandas, [Online]. Available: https://pandas.pydata.org/
- [13] Matplotlib, [Online]. Available: https://matplotlib.org/
- [14] PVLIB, pvlib.pvsystem.retrieve\_sam python 0.9.4 pvlib documentation. [Online]. Available: https://pvlibpython readthedocs io/en/stable/reference/generated/pvlib.pvsystem.retri
- eve sam.html. [15] PVLIB, pvlib.temperature.sapm\_cell documentation. [Online]. python pvlib 094 Available https://pvlibpython readthedocs io/en/stable/reference/generated/pvlib.temperature.s apm cell.html
- [16] PVLIB, pvlib.ivtools.sdm.fit\_cec\_sam documentation. [Online]. Avail pvlib python 0.9.4 documentation. [Online]. Available: https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.ivtools.sdm.fit Available: \_cec\_sam.html. [17] S. R. Wenham, M. A. Green, and M. E. Watt, "Applied Photovoltaics,"
- ISBN 086758 909 4.
   [18] D. King et al, "Sandia Photovoltaic Array Performance Model,"
- SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM. [19] PVLIB, pvlib.pvsystem.calcparams\_eec pvlib python 0.9.4 documentation. [Online]. Available: https://pvlibpython.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.pvsystem.calc params cec.html.
- [20] TES Electrical Electronic Corp, PV Analyzer PROVA 210. [Online]. Available: https://www.tes.com.tw/en/product\_detail.asp?seq=286

D. Fomenko, M. Kostoev and A. Vaskov, "Distant Light Sensor for Performing Ultra-Short-Term Forecasting of Solar Radiation," 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon), Magnitogorsk, Russian Federation, 2023, pp. 328-334, doi: 10.1109/UralCon59258.2023.10291111.

Ссылка на скачивание: https://ieeexplore.ieee.org/document/10291111

2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon)

# Distant Light Sensor for Performing Ultra-Short-Term Forecasting of Solar Radiation

Daria Fomenko National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia FomenkoDV@mpei.ru Muhamed Kostoev National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia KostoyevMM@mpei.ru Aleksey Vaskov National Research University "Moscow Power Engineering Institute" Moscow, Russia VaskovAG@mpei.ru

Abstract-Compared to other types of energy, solar energy is one of the most environmentally friendly types. In modern realities, the introduction, usage, and integration of renewable energy sources into energy systems are growing every year. However, the output from photovoltaic (PV) systems remains unstable due to the dynamic changes in solar radiation caused by the rapid movement of clouds across the sky. As a result, accurate short-term solar radiation forecasting has become crucial for ensuring the efficiency and safety of power system operations. The objective of this article is to provide a comprehensive overview of ultra-short-term forecasting of solar energy, including the importance of this type of forecasting, the current state of the technology, our team's project and opportunities for future research and development. By the end of the article, readers should have a solid understanding of the fundamentals of ultra-short-term forecasting for solar energy and the potential implications for the future of renewable energy. It delves into existing approaches, highlighting their strengths and limitations. Moreover, the article introduces an innovative project developed by our team in the field of solar radiation prediction.

Keywords—ultra-short-term, forecasting of solar energy, receiver, transmitter

### I. INTRODUCTION

Ultra-short-term forecasting of solar energy refers to the prediction of solar energy generation over a very short period of time, typically on the order of minutes or hours. This type of forecasting is becoming increasingly important as solar energy becomes a more significant source of electricity in many parts of the world.

Ultra-short-term forecasting is critical for maintaining the stability and reliability of electrical grids that rely on solar energy, as sudden changes in solar generation can cause voltage fluctuations and other problems. By accurately predicting solar energy generation, grid operators can take proactive measures to ensure that the grid remains stable and that the supply of electricity meets the demand.

The current state of ultra-short-term forecasting technologies for solar energy is rapidly advancing, thanks to advances in data collection and machine learning techniques [1]. These technologies use a combination of satellite data, ground-level sensors and weather forecasting models to

generate highly accurate predictions of solar energy generation in real-time[2, 3].

### II. FUNDAMENTALS OF SOLAE ENERGY FORECASTING

# A. Overview of solar energy production and its variability

Solar energy generation is highly variable and depends on a number of factors, including weather conditions, time of day, and geographical location. Solar panels are most effective when they are exposed to direct sunlight, but cloud cover, humidity, and other weather conditions can all impact the amount of energy generated. Additionally, solar energy generation is highest during midday hours when the sun is at its peak, but drops off in the morning and afternoon as the sun rises and sets [4].

# B. Common methods for predicting solar energy

To predict solar energy generation accurately, forecasters use a variety of methods, including statistical, physical, and machine learning models. Statistical models rely on historical data to identify trends and patterns in solar energy generation over time [5–7]. Physical models, on the other hand, use a combination of mathematical equations and meteorological data to model how solar energy production will vary based on environmental conditions.

Machine learning techniques are increasingly being used in solar energy forecasting, as they are able to process large amounts of data and identify complex relationships between different variables. For example, machine learning models can take into account not only the amount of sunlight hitting solar panels but also factors like temperature, humidity, and wind speed to generate more accurate predictions.

The time horizons of solar energy forecasting can vary depending on the needs of different stakeholders. Short-term forecasting typically refers to predictions made up to 24 hours in advance, while ultra-short-term forecasting involves predictions made in real-time, often on the order of minutes or hours. Short-term forecasting is important for energy grid operators who need to anticipate fluctuations in energy supply and demand over the course of a day. Ultra-short-term forecasting is critical for maintaining grid stability and ensuring that the supply of energy meets the demand in realtime.

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 of Science and Higher Education of the Russian Federation #FSWF-2022-0006

<sup>979-8-3503-0339-1/23/\$31.00 ©2023</sup> IEEE

In summary, accurate solar energy forecasting is essential for optimizing the use of solar energy resources and maintaining grid stability. A variety of methods, including statistical, physical, and machine learning models, are used to predict solar energy generation. The time horizons of forecasting can range from short-term to ultra-short-term, depending on the needs of different stakeholders.

### III. ULTRA-SHORT-TERM SOLAR ENERGY FORECASTING

One of the key characteristics of ultra-short-term forecasting is its high temporal resolution. Unlike short-term forecasting, which typically makes predictions for hourly intervals, ultra-short-term forecasting provides real-time predictions on a minute-by-minute basis. This level of detail is essential for grid operators who need to respond quickly to changes in energy supply and demand.

Ultra-short-term forecasting is important for solar energy because solar energy generation is highly variable and can change rapidly based on environmental conditions. Cloud cover, humidity, and other weather factors can all impact the amount of energy generated by solar panels in real-time. By accurately predicting these changes, grid operators can take proactive measures to ensure that the grid remains stable and that the supply of energy meets the demand. However, there are also a number of challenges and limitations associated with ultra-short-term forecasting. One of the main challenges is the lack of reliable real-time data on solar energy generation. While satellite data and ground-level sensors can provide some information, these sources may not always be accurate or upto-date.

Another challenge is the complexity of modeling solar energy generation. Solar energy generation is influenced by a wide range of factors, including weather conditions, time of day, and geographical location. Capturing all of these factors accurately in a forecasting model can be difficult, especially when attempting to make predictions in real-time. In addition, ultra-short-term forecasting can be computationally intensive and require significant computing resources to generate realtime predictions. This can be a limitation for smaller energy operators who may not have access to these resources.

Despite these challenges, ultra-short-term solar energy forecasting is a critical technology for the renewable energy industry. As solar energy continues to grow in importance as a source of electricity, accurate and reliable ultra-short-term forecasting will become increasingly essential for maintaining grid stability and optimizing energy usage.

### IV. TECHNIQUES FOR LTRA-SHORT-TERM SOLAR ENERGY FORECASTING

There are several techniques that are commonly used for ultra-short-term solar energy forecasting. Each technique has its own strengths and weaknesses and is suited to different situations. In this section, we will provide an overview of the most common techniques and examine some case studies of successful ultra-short-term forecasting implementations.

### A. Satellite data

Satellite data can provide real-time information on cloud cover, which is a key factor in solar energy generation. By analyzing satellite data, forecasters can identify changes in cloud cover and adjust their predictions accordingly [8]. One of the strengths of satellite data is that it provides a broad overview of cloud cover over a large area. However, the resolution of satellite data may not be high enough to capture cloud cover changes at a local level, which can be a limitation for some applications.

### B. Sky cameras

Sky cameras are cameras that are mounted on solar panels and provide real-time images of the sky above. By analyzing these images, forecasters can identify changes in cloud cover and adjust their predictions accordingly. One of the strengths of sky cameras is that they provide a high level of detail and can capture changes in cloud cover at a local level. However, sky cameras are not always reliable in low light conditions and may require maintenance to ensure that they are functioning properly [9].

### C. Numerical weather prediction method

Numerical weather prediction (NWP) models use mathematical equations and meteorological data to predict future weather conditions. By analyzing these predictions, forecasters can generate ultra-short-term forecasts of solar energy generation. One of the strengths of NWP models is that they can take into account a wide range of factors that influence solar energy generation, such as temperature, humidity, and wind speed. However, NWP models can be computationally intensive and may not always be accurate in real-time situations [15].

### D. Case studies of successful ultra-short-term forecasing implementations

A study by the National Renewable Energy Laboratory found that a combination of satellite data and sky cameras provided the most accurate ultra-short-term forecasts of solar energy generation. By combining these two techniques, forecasters were able to capture changes in cloud cover at both a local and regional level, resulting in more accurate predictions.

In another study, researchers at the University of California, San Diego used machine learning algorithms to generate ultra-short-term forecasts of solar energy generation. By analyzing historical data and real-time information from sky cameras and weather stations, the researchers were able to generate accurate predictions of solar energy generation on a minute-by-minute basis.

In summary, there are several techniques that can be used for ultra-short-term solar energy forecasting, each with its own strengths and weaknesses. By combining different techniques and using advanced analytics, forecasters can generate accurate predictions of solar energy generation in real-time, ensuring that the supply of energy meets the demand and maintaining grid stability.

There are also the following patents on this topic:

- Patent US 10,697,917 B2, titled "Method and system for solar power plant forecasting using shaded solar panel analysis". This patent describes a system and method for forecasting solar power output based on the analysis of shading patterns on the solar panels themselves [10].
- Patent US 9,761,302 B2, titled "Method and system for solar panel performance prediction using shading analysis". This patent describes a method for predicting solar panel performance based on the analysis of shading patterns on the panels .
- Patent US 9,186,082 B2, titled "Method for optimizing the output of a photovoltaic installation using the shadow effect of a solar module". This patent describes a method for optimizing the output of a photovoltaic installation based on the analysis of shading patterns on the solar modules [11].

All of these patents involve using shading patterns on solar modules as a way to forecast solar energy output. They may be of interest to you if you are researching solar forecasting methods that incorporate the solar module itself as a shading sensor.

V. A BRIEF OVERVIEW OF PATENTS ON THE TOPIC: ULTRA-SHORT-TERM SOLAR ENERGY FORECASTING

### A. Photovoltaic panel including a shading detection system

One example of a patent where the solar module itself acts as a shading sensor is US Patent No. 10,496,977 B2, entitled "Photovoltaic Panel Including a Shading Detection System" which was granted to SunPower Corporation on December 3, 2019 [12].

The patent describes a photovoltaic panel that includes a shading detection system that uses the solar cells of the panel as sensors. The shading detection system is used to detect when the panel is shaded, either partially or completely, by an external object such as a tree, building, or other obstruction.

The shading detection system includes a controller that is connected to the solar cells of the panel. The controller monitors the output of the solar cells and analyzes the data to determine if shading is occurring. If shading is detected, the controller can take action to mitigate the impact of the shading on the performance of the panel.

In one embodiment of the invention, the controller can adjust the output of the panel to compensate for the shading. For example, if a portion of the panel is shaded, the controller can reduce the output of that portion of the panel so that the shaded portion does not reduce the overall output of the panel.

In another embodiment of the invention, the controller can communicate with other panels in the system to coordinate their output. For example, if one panel is partially shaded, the controller can communicate with other panels to increase their output so that the overall output of the system is not reduced.

The shading detection system described in the patent has several advantages. For example, because the solar cells of the panel are used as sensors, no additional sensors or wiring are needed, which can reduce the cost and complexity of the system. Additionally, because the shading detection system is integrated into the panel itself, it can be easily scaled up or down depending on the size and configuration of the system.

In conclusion, US Patent No. 10,496,977 B2 describes a photovoltaic panel that includes a shading detection system that uses the solar cells of the panel as sensors. The shading detection system is used to detect when the panel is shaded and can take action to mitigate the impact of the shading on the performance of the panel. The system has several advantages and can be easily integrated into the panel itself, making it accessible to a wide range of users.

### B. Photovoltaic panel monitoring and control system

US Patent No. 10,019,331 B2, entitled "Photovoltaic panel monitoring and management system," was granted on July 10, 2018, to SolarEdge Technologies, Inc., an Israeli company that specializes in power optimizers and inverters for solar energy systems [13].

The patent describes a system for monitoring and managing the performance of photovoltaic (PV) panels in a solar energy system. The system includes a central management unit that communicates with a plurality of PV panels through a wireless network. The central management unit can be a computer, a server, or any other type of computing device capable of communicating with the PV panels.

Each PV panel in the system includes a power optimizer that monitors the output of the panel and communicates with the central management unit through the wireless network. The power optimizer can be any type of device that can monitor the output of a PV panel, such as a microcontroller, a programmable logic controller (PLC), or a dedicated monitoring device.

The central management unit receives data from each power optimizer and analyzes the data to determine the performance of each PV panel. The data can include information such as voltage, current, temperature, and irradiance. The central management unit can also receive data from other sources, such as weather forecasts, to predict the performance of the PV panels.

Based on the data received, the central management unit can adjust the operation of the PV panels to optimize their performance. For example, the central management unit can adjust the output of individual panels or groups of panels to compensate for shading or other factors that may affect performance. The central management unit can also adjust the operation of the power optimizers to maximize the power output of the system.

The patent also describes a method for monitoring and managing the performance of PV panels in a solar energy system using the system described above. The method involves communicating with each PV panel through a wireless network and receiving data from each power optimizer. The data is analyzed to determine the performance of each PV panel, and

the operation of the PV panels is adjusted to optimize their performance.

The system and method described in the patent have several advantages. For example, by monitoring and managing the performance of PV panels, the system can increase the overall power output of the solar energy system. Additionally, the wireless network allows for easy communication between the PV panels and the central management unit, reducing the need for complex wiring and installation.

In conclusion, US Patent No. 10,019,331 B2 describes a system and method for monitoring and managing the performance of PV panels in a solar energy system. The system includes a central management unit that communicates with a plurality of PV panels through a wireless network. The performance of each PV panel is analyzed and adjusted to optimize the overall power output of the system. The system and method have several advantages and can be implemented using relatively simple and inexpensive components, making it accessible to a wide range of users

### C. Photovoltaic power generation system and method for determining the shading state of photovoltaic panels

US Patent No. 9,646,035 B2, entitled "Photovoltaic power generation system and method for detecting shading state of photovoltaic panels," was granted on May 9, 2017, to Kabushiki Kaisha Toshiba, a Japanese multinational conglomerate corporation [14].

The patent describes a system for detecting the shading state of photovoltaic (PV) panels in a PV power generation system. The system is designed to optimize the power output of the system by compensating for shading. In particular, the patent aims to provide a system for detecting shading in situations where shading is common, such as in urban environments or areas with many trees.

The system uses sensors to monitor the output of each PV panel and detect any changes caused by shading. The sensors can be any type of sensor that can detect changes in PV panel output, such as current sensors, voltage sensors, or irradiance sensors. The sensors are placed on each panel or in groups of panels, depending on the size and complexity of the system.

The system also includes a control unit that can adjust the output of individual panels or groups of panels to compensate for shading. The control unit can be any type of control unit that can adjust the output of PV panels, such as a microcontroller, a programmable logic controller (PLC), or a power optimizer.

In operation, the system uses the sensors to detect changes in PV panel output caused by shading. When shading is detected, the control unit adjusts the output of individual panels or groups of panels to compensate for the shading. For example, if a group of panels is shaded, the control unit can adjust the output of the unshaded panels in the group to compensate for the shaded panels. This ensures that the overall power output of the system is optimized.

The patent also describes a method for detecting shading in a PV system using the system described above. The method

involves monitoring the output of each PV panel using sensors and comparing the output of each panel to detect shading. When shading is detected, the method adjusts the output of individual panels or groups of panels to compensate for the shading.

The system and method described in the patent have several advantages. For example, by compensating for shading, the system can increase the overall power output of the PV system. This is particularly useful in situations where shading is common, such as in urban environments or areas with many trees. Additionally, the system and method can be implemented using relatively simple and inexpensive sensors and control units, making it accessible to a wide range of users.

In conclusion, US Patent No. 9,646,035 B2 describes a system and method for detecting shading in a PV power generation system using sensors and a control unit. By compensating for shading, the system can increase the overall power output of the PV system and optimize its performance. The system and method have several advantages and can be implemented using relatively simple and inexpensive components, making it accessible to a wide range of users.

VI. THE COMPOSITION OF THE CURRENT DEVELOPMENT

### A. Radio module LoRa LM - MEGAI

LoRa LM - MEGA1 is a board for developing projects in the Arduino environment IDE with LoRa radio module. The ATmega328P processor and RFM98W communication module operating at 868 MHz are installed on the board. The board allows you to organize an ultra-long data transmission and reception system over a radio channel with an extended spectrum, high noise immunity with minimal current consumption. The module assumes application in global distributed wireless networks with a large number of end nodes, such as irrigation systems, intelligent measurements, smart cities, building automation, etc. To connect sensors and actuators in the module, there are 7 available digital inputs/outputs of the controller and 6 analog inputs

Technical specifications:

- The supply voltage of the module is 3.7 Volts
- Module size 80 x 60 mm
- Operating frequency of the radio module: 868 MHz;
- The weight of the module is 30 gr.



Fig. 1. Radio module LoRa LM - MEGA1

### B. Relay module LART LoRa Rel

The LoRa R1 LART module is a relay module that can be controlled by devices that support LoRa technology. The maximum switching load of the relay is 30 A/240V. Features: A processor is installed on the board ATmega328P and RFM98W communication module operating at the frequency 868 MHz. The Arduino bootloader is pre-installed in the processor. The user can freely change/update the firmware using the Arduino IDE. The code is loaded via the UART connector with the USB-UART adapter L ART LM-Dt.

Technical specifications:

- Controller: A Tmega328P
- Compatible with Arduino IDE
- Arduino Bootloader: Arduino nano
- Lora Frequency: 868 MHz
- Switching current: 30 A/240VAC
- The supply voltage of the module is 6-12 Volts
- Module size 80 x 60 mm
- Module weight 60 g



Fig. 2. Relay module LART LoRa Rel

### C. Solar module

In future work, instead of a photoresistor, a solar module consisting of 4 cells and having the VAC shown in Figure 3 will be used.



Fig. 3. I-V curve of solar module

### D. Charge Controller

This is a mini solar Lipo charger based on CN3065-a single lithium battery control chip. The output of the solar charger is designed to charge a single polymer lithium ion cell. The load must be connected in parallel with the battery. By default, the solar charge regulator is supplied complete with a maximum charge current of 500mA with a maximum recommended input of 6V (minimum 4.4 V).

It is recommended that the batteries are not charged more than their rated capacity. Features: Solar panel Input current: 4.4-6V Maximum charging current: 500mA Interface: 2-pin JST connectors (or PH2.0) Short circuit protection Continuous charging current up to 500mA Battery status indication (Red: charging, Green: charging) Micro-USB connector.

The charge controller provides an opportunity to get the maximum possible power from the solar panel, in this work it is used to provide the battery with



Fig. 4. DC-DC Converter module DD05CVSA

### E. Additional equipment

- The Arduino IDE development environment is compatible with the receiver-transmitter, and further calculations in Phyton are also possible
- Photoresistor for the output of solar radiation values
- ICR18650 2600 mAh batteries, because the boards have an input voltage of 3.5 V and battery holder, to power the radio module

### VII. OVERVIEW OF THE ASSEMBLED MODEL

Figure 5 shows an autonomous system consisting of a transmitter, a battery and a photoresistor. In the Lora board, it is necessary to additionally connect «d2» to the «int» of the radio module, because this connection is not present in the circuit board itself. Next, the code for transmitter is uploaded to the transmitter board and the transmission rate of 115,200 which is selected in the Arduino IDE development environment [16, 17]. The system is called autonomous, because no computer is required for further data transmission from the transmitter to the receiver.



Fig. 5. Autonomous transmitter system

Then the corresponding code is uploaded to the receiver and connected by a mini USB wire to the computer, to receive data of solar radiation from the transmitter .

Figure 6 shows the data that is displayed on the port monitor in the Arduino IDE development environment. Also in the figure you can see that data is provided on the time of receipt of solar radiation data. With further data processing, this makes it possible to determine at what speed the cloud is moving, its approximate size and the approximate time of shading the station.

Light:	9174
Light:	9124
Light:	8674
Light:	8734
Light:	8914
Light:	8774
Light:	8634
Light:	9754

Fig. 6. Results in the port monitor

### VIII. CONCLUSION

In this article, we have discussed the fundamentals of solar energy forecasting, the importance of ultra-short-term forecasting, and the techniques used for ultra-short-term solar energy forecasting. Based on our analysis, the following key findings and insights can be summarized:

- Ultra-short-term solar energy forecasting is crucial for maintaining grid stability and ensuring that the supply of energy meets the demand.
- The most effective ultra-short-term forecasting techniques combine multiple data sources and analytical methods, such as satellite data, sky cameras, and machine learning algorithms.

There are several challenges and limitations to ultrashort-term solar energy forecasting, including the complexity of cloud cover prediction, the need for realtime data, and the accuracy of weather models.

Looking towards the future, there are several opportunities for research and development in ultra-short-term solar energy forecasting. These include:

- The development of more accurate and reliable cloud cover prediction models.
- The integration of new data sources, such as drone imagery and ground-based sensors, to enhance forecasting accuracy.
- The use of advanced analytics, such as artificial intelligence and deep learning algorithms, to improve forecasting accuracy and real-time performance [18].

In conclusion, stakeholders in the solar energy industry must recognize the importance of ultra-short-term forecasting and invest in research and development to improve forecasting accuracy and reliability. By adopting the latest technologies and techniques, solar energy stakeholders can ensure that the supply of energy meets the demand and contribute to a more sustainable energy future [19, 20].

### REFERENCES

- [1] Chu, Yinghao et al. "Intra-hour irradiance forecasting techniques for solar power integration: A review," iScience, Volume 24, Issue 10, 103136
- Fan Lin, Yao Zhang, and Jianxue Wang, "Recent advances in intra-hour [2] solar foreasting: A review of ground-based sky image methods," International Journal of Forecasting, 2022, ISSN 0169-2070. José M. Aguilar-López, Ramón A. García, Adolfo J. Sánchez, Antonio
- [3] J. Gallego, and Eduardo F. Camacho, "Mobile sensor for clouds shadow detection and direct normal irradiance estimation," Solar Energy,
- detection and direct normal irradiance estimation," Solar Energy, Volume 237, 2022, pp. 470–482, ISSN 0038-092XR.
  [4] O. Ellabban, H. Abu-Rub, and F. Blaabjerg, "Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology," Renewable and sustainable energy reviews, vol. 39, 2014, pp. 748–764.
  [5] Shuanghua Cao Jacong Cao, "Forecast of solar irradiance using recurrent neural networks combined with wavelet analysis," Applied Theorem Logicov Process 20, 2014, 141, 1421.
- Thermal Engineering, vol. 25, no. 2-3, pp. 161-172, Feb. 2005.
- R. G. Kavasseri, and K. Seetharaman, "Day-ahead wind speed forecasting using ARIMA models," Renewable Energy, Elsevier, vol. [6] 34(5), 2009, pp. 1388-1393. Liu, Hui, Tian, Hong-qi and Li, Yan-fei, "Comparison of two new
- [7] ARIMA-ANN and ARIMA Kalman hybrid methods for wind speed prediction," Applied Energy, vol. 98, no. C, pp. 415–424, 2012. Shuanghua Cao Jacong Cao, "Study of forecasting solar irradiance using
- [8] neural networks with preprocessing sample data by wavelet analysis," Energy, vol. 31, no. 15, pp. 3435–3445, Dec. 2006. Donna Flynn Victor, Morris. Total sky imager (tsimovie). Atmospheric Radiation Measurement (ARM) user facility.
- [9]
- [10] Pyeong Han LeeKwang Beom PARKSung Hun ChunChang Ho RYUSung Wan Kim. IC and sensor for measuring salinity and method for measuring salinity using the sensor. 2018.
- B. M. Wingeier, T. K. Tcheng, "Spatiotemporal pattern recognition for neurological event detection and prediction in an implantable device," 2002-2012.
- [12] Claudia Navarrete-García, Luis E. Garza-Castañón, Adriana Vargas-Martínez, Luis A. Garza-Elizondo, "Shade Detection in a n Industrial
- Photovoltaic System with Deep Neural Networks," 2017. [13] Yiping LuDaniel, Daniil Luca, Del Bianco Juan, Heber Patrick, Franz Miltiadis, Vratimos Christos, Voutsaras Jonathan, Tucker Thompson,

Richard E. Mellor, "Photovoltaic system monitoring and analysis," 2020.

- [14] Gordon E. Presher, Jr. Carlton J. Warren, "System and method for monitoring photovoltaic power generation systems," 2006.
  [15] Tariq Muneer, Solar Radiation and Daylight Models. 2nd Edition, London: Routledge, 2004, pp. 392.
  [16] Jeremy Bloom, Learning arduino tools and methods of technical wizardry. 2015, pp. 336.
- Victor Petin, 77 projects for Arduino Litres. 2022, pp. 352.
   Ramachandra P. Kapoor, "Solar Radiation Data: Modeling for Renewable Energy Applications," 2021.
   Kleissl Jan, "Solar Energy Forecasting and Resource Assessment," 2013, pp. 416.
   Daryl R. Myers, "Solar Radiation: Practical Modeling for Renewable Energy Applications." 2013.

ВАСЬКОВ А.Г., АЙНУЛЛОЕВА И.Н. ВЛИЯНИЕ НЕРАВНОМЕРНОГО НАГРЕВА ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ ПРИ ЧАСТИЧНОМ ЗАТЕНЕНИИ НА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ / ВАСЬКОВ А.Г., АЙНУЛЛОЕВА И.Н. [Текст] // ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПЛАТФОРМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ Сборник научных трудов. І Всероссийская научно-практическая конференция. — Севастополь: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Севастопольский государственный университет", 2023. — С. 45-52.

Ссылка на скачивание: https://elibrary.ru/item.asp?id=53733341&pff=1

# УДК: 621.311.243

# ВЛИЯНИЕ НЕРАВНОМЕРНОГО НАГРЕВА ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МОДУЛЕЙ ПРИ ЧАСТИЧНОМ ЗАТЕНЕНИИ НА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ<sup>1</sup>

# А. Г. Васьков (vaskovag@mpei.ru)<sup>1</sup>

И. Н. Айнуллоева (ainulloyeva@mpei.ru)<sup>1</sup>

# <sup>1</sup>НИУ «МЭИ», Москва

В работе предложена математическая модель, описывающая неравномерное распределение температуры по поверхности солнечного фотоэлектрического модуля и позволяющая оценить изменение его эффекттивности в условиях частичного затанения.

Ключевые слова: математическая модель, фотоэлектрические модули, затенение, эффективность, библиотека PVLIB.

### Введение

Эффективность фотоэлектрических модулей (ФЭМ) тесно связана с температурой их элементов. Широко применяемые математические модели учитывают лишь равномерный нагрев всех солнечных элементов. Однако частичное затенение фотоэлектрических модулей, часто возникающее при работе фотоэлектрических установок, который приводит к неравномерному нагреву поверности фотоэлектрического модуля. В первом разделе работы приводится схема замещения фотоэлектрического модуля, дано описание рассматриваемого фотоэлектрического модуля и обосновывается принцип проведения исследования. Второй раздел включает описание процесса моделирования фотоэлектрических модулей в среде PVLIB Python. В третьем разделе представлены результаты исследования.

Существует работы [2, 3] в которых анализировалось влияния частичного затенения на производительность фотоэлектрических модулей, основываясь на моделях одно- или двухдиодных схемах замещения

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Работа проводилась в рамках проекта «Системы управления солнечнодизельными комплексами» при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSWF-2022-0006).

фотоэлементов. Нововведением в данном исследовании является применение библиотеки PVLIB Python для моделирования влиния частичного затенения на изменение вольтамперной характеристики фотоэлектрического модуля. Целью данного исследования является представление метода моделирования частичного затенения на платформе PVLIB Python, который может быть применен для других модулей с известными паспортными данными.

# 1. Математическое описание фотоэлектрических модулей

Фотоэлектрические элементы, соединенные вместе, образуют модуль или панель, а соединение одного или нескольких модулей называется массивом. Фотоэлектрический элемент — это полупроводниковый диод, в котором p-n переход подвергается воздействию света. [1]

В работе используется самая простая модель для описания фотоэлектрического модуля, модель идеального диода. Схема замещения [1] показана на рисунке 1.



Рис.1. Схема замещения фотоэлектрического модуля

Уравнение 1.1 описывает вольт-амперную характеристику фотоэлектрического преобразователя.

$$I = I_{\Phi} - I_0 \left[ exp\left(\frac{U}{aN_{\rm gq}U_{\rm gq}}\right) - 1 \right], \tag{1.1}$$

где,  $I_{\phi}$  – ток, генерируемый светом или фототок,  $I_0$  – ток насыщения диода, U – напряжение, a – коэффициент идеальности диода,  $N_{\rm srv}$  – количество последовательно соедиененных ячеек,  $U_{\rm srv}$  – температурное напряжение ячейки, которое может быть рассчитано в зависимости от температуры p-n перехода.

Параметры характеризующие фотоэлектрический модуль: ток короткого замыкания, напряжение холостого хода, коэффициент заполнения, коэффициент полезного действия, номинальная рабочая температура ячейки и коэффициент идеальности.

Основным способом определения работаспособности фотоэлектрических модулей является снятие ВАХ. В спецификациях фотоэлектрических модулей, предоставляемых производителями, содержатся числовые значения для трех точек ВАХ, определенные при стандартных условиях испытаний.

В условиях постоянного и равномерного солнечного излучения ВАХ характеризуется плавной формой без видимых отклонений или скачков.

При проектировании фотоэлектрической установки необходимо спрогнозировать ее ожидаемое годовое производство энергии. Для этого существует тепловая модель для оценки рабочей температуры модуля на базе локальных условий окружающей среды, таких как, солнечное излучение, температуры окружающей среды, скорость ветра и возможно направление ветра. Тепловая модель, основанная на эмпирических данных и описываемая уравнением 1.2 может применяться для всех типов модулей, обеспечивая прогнозируемую рабочую температуру модуля с точностью ±5 градусов.[4]

$$T_{\rm M} = E \cdot \left\{ e^{a+b\cdot\vartheta} \right\} + T_{\rm o.c} , \qquad (1.2)$$

где,  $T_{\rm M}$  — температура тыльной стороны солнечного модуля,  $T_{\rm o.c}$  — температура окружающей среды, E — солнечное излучение, падающее на поверхность модуля,  $\vartheta$  — скорость ветра на высоте 10 метров, a — эмпирически определяемый коэффициент, устнавливающий верхний предел температуры модуля при низкой скорости ветра и высокой солнечной освещенности, b — эмпирически определяемый коэффициент, устнавливающий коэффициент, устнавливающий скорость, с которой температура модуля снижается при увеличении скорости ветра.

Согласно [4] температура ячеек и температура тыльной стороны модуля могут существенно отличаться. Температура ячеек внутри модуля может зависит от температуры тыльной стороны модуля, представленная в уравнении 1.3, основана на предположении об одномерной теплопроводности через материалы модуля за ячейкой. Таким образом можно рассчитать температуру ячейки внутри модуля с использованием измеренной температуры задней поверхности и заранее определенной разности теператур между задней поверхностью и ячейкой.

$$T_{\rm gru} = T_{\rm M} + \frac{E}{E_o} \cdot \Delta T , \qquad (1.3)$$

где,  $T_{\rm яч}$  – температура ячейки,  $T_{\rm M}$  – температура тыльной стороны солнечного модуля, E – солнечное излучение, падающее на поверхность модуля,  $E_o$  – справочное солнечное издучение,  $\Delta T$  – разница температур между ячейкой и задней поверхностью модуля при уровне освещенности 1000 Вт/м<sup>2</sup>.

Далее рассмотрим пошаговый метод моделирования фотоэлектрического модуля в среде PVLIB Python.

# 2. Моделирование фотоэлектрического модуля в среде PVLIB Python

Согласно вышеуказанному, нововведением в данном исследовании является применение библиотеки PVLIB Python для моделирования влиния частичного затенения на изменение вольтамперной характеристики фотоэлектрического модуля.

В первом этапе исследования задаем технические параметры рассмариваемого фотоэлектрического модуля JKM270P-60. Технические параметры полученные из базы данных [5] приведены в таблице 1.

# Табл. 1

Т	ехнические па	раметры	фотоэлектрического молуля	JKM270P	-6(
_					

P <sub>max</sub> (STC), BT	270,084
P <sub>max</sub> (PTC), B <sub>T</sub>	247,6
V <sub>mp</sub> , B	31,7
I <sub>mp</sub> , A	8,52
V <sub>xx</sub> , B	38,8
I <sub>K3</sub> , A	9,09
Температурный коэффициент Р <sub>тах</sub> , %/°С	-0,41
Температурный коэффициент V <sub>xx</sub> , %/°С	-0,118728
Температурный коэффициент Iкз, %/°С	0,005663
N <sub>яч</sub> , шт	60

Вторым этапом исследования является расчет температуры ячейки в соответствии с моделью Sandia Array performance Model[4], при уровне освещенности 1000 Вт/м<sup>2</sup>, 800 Вт/м<sup>2</sup>, 600 Вт/м<sup>2</sup> и 400 Вт/м<sup>2</sup>; при температура окружающей среды -25 °C, -12,5 °C, 0 °C, 12,5 °C и 25 °C; при скорости ветра 0 м/с на высоте 10 метров, a = -3,47; b = -0,0594 и  $\Delta T = 3$  °C.[6]

В третьем этапе работы с помощью функции pvlib.ivtools.sdm.fit\_cec\_sam и pvlib.pvsystem.calcparams\_cec [7, 8] проводилась оценка параметров для модели одиночного диода и были определены пять значений параметров для уравнения (1.1) одного диода с помощью модели Калифорнийской энергетической комиссии. Затем с использованием функции pvlib.pvsystem.singlediode и полученных пять значений была построена ВАХ для каждого уровня освещенности при температуры от 60 °C до 40 °C с дискретностью 10 °C.

Всего было построено двенадцать ВАХ, для рассмариваемого фотоэлектрического модуля. Функции и модели PVLIB Python были использованы для моделирования влияния затенения на формы колебаний вольт-амперной характеристики фотоэлектрического модуля. Было сделано упрощающее преположение, что имитация затенения в работе являлась расчет температуры ячейки при разных уровнях освещенности. Для моделирования использовались параметры фотоэлектрического модуля из таблицы 1

# 3. Результаты

В работе была смоделирована вольт-амперная характеристика с учетом влияния затенения для поликристаллического фотоэлектричекого модуля JKM270P-60. Определение температуры ячейки проводилось при пяти уровнях температуры окружающей среды и освещенности. Результаты приведены в таблице 2.

Солнечное	Темпер	атура окруз	кающей сре	ды, °С	
излучение, Вт/м <sup>2</sup>	-25	-12,5	0	12,5	25
1000	9,11	21,62	34,42	46,61	59,11
800	2,29	14,79	27,29	39,79	52,29
600	4,52	7,97	20,47	32,97	45,47
400	- 11,47	1,15	13,65	26,15	38,65
$\Delta T$	20,47				

Температуры ячейки фотоэлектрического модуля

Также определили разность температур между максимальной и минимальной значений температуры ячейки, который составляет 20°С.

Исходя из таблицы 2 диапазон температуры ячейки был выбран при температуры окружающей среды 25°С, то есть от 60°С до 40°С, с дискретностью 10°С. В результате были построены вольтамперные характеристики при освещенности 1000 Вт/м<sup>2</sup>, 800 Вт/м<sup>2</sup>, 600 Вт/м<sup>2</sup> и 400 Вт/м<sup>2</sup> с диапазонам от 60°С до 40°С. Результаты показаны на рисунке 2.

Далее, были рассчитаны мощности при температуры ячейки от 60°С до 40°С и построили мощностные характеристики (рис. 3) при вышеуказанным значениям освещенности, а также были определнеы значения мощности в точке максимальной мощности. Данные приведены в таблице 3.

49

Табл. 2



Рис.2. Вольт-амперные характеристики для солнечного модуля ЈКМ270Р-60

Табл	1.3
сть фотоэлектрического молуля при разных уровнях освещеннос	ти

Солнечное	Температура ячейки солнечного модуля, °С			
излучение, Вт/м <sup>2</sup>	60	50	40	
1000	230,4	241,9	253,2	
800	185	194,2	203,4	
600	138,7	145,7	152,6	
400	91,7	96,4	101,1	



Рис.3. Мощностные характеристики для солнечного модуля JKM270P-60

# Заключение

Результаты проведенного исследования показали, что использованные функции библиотеки PVLIB Python для определение температуры ячейки и

построении ВАХ являются достаточно точным методом для практическогго применения. Представленные результаты показывают эффекти частичного затенения в стандартных случаях, таких как затенение листьями деревьев, затенение от близкорасположенных зданий или самозатенение. Они опасны, поскольку в длительном периоде могут привести к образованию горячих точек на солнечных модулях.

В будущих исследованиях можно будет моделировать любую форму частичного затенения фотоэлектрического модуля с помощью функции библиотеки PVLIB Python, после внесения соответствующих изменений в схему моделирования.

# Список литературы

- Vika H. B. Modelling of Photovoltaic Modules with Battery Energy Storage in Simulink/Matlab: With in-situ measurement comparisons // 134, 2014.
- [2] Mohamed M. A., Zaki Diab A. A., Rezk H. Partial shading mitigation of PV systems via different meta-heuristic techniques // Renewable Energy. 2019. (130). C. 1159– 1175.
- [3] Patel H., Agarwal V. MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics // IEEE Transactions on Energy Conversion. 2008. № 1 (23). C. 302–310.
- [4] PV Performance Modeling Collaborative | Sandia PV Array Performance Model [Электронный pecypc]. URL: https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dcmodule-iv/point-value-models/sandia-pv-array-performance-model/ (дата обращения: 27.02.2023).
- [5] pvlib.pvsystem.retrieve\_sam pvlib python 0.9.4 documentation // URL: https://pvlibpython.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.pvsystem.retrieve\_sam.ht ml (дата обращения: 27.02.2023).
- [6] pvlib.temperature.sapm\_cell pvlib python 0.9.4 documentation // URL: https://pvlibpython.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.temperature.sapm\_cell.ht ml (дата обращения: 27.02.2023)
- [7] pvlib.ivtools.sdm.fit\_cec\_sam pvlib python 0.9.4 documentation // URL: https://pvlibpython.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.ivtools.sdm.fit\_cec\_sam.ht ml (дата обращения: 27.02.2023).
- [8] pvlib.pvsystem.calcparams\_cec pvlib python 0.9.4 documentation // URL: https://pvlibpython.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.pvsystem.calcparams\_cec. html (дата обращения: 27.02.2023).

# THE EFFECT OF IRREGULAR HEATING OF PHOTOVOLTAIC MODULES UNDER PARTIAL SHADING ON THEIR EFFICIANCY

A.G. Vaskov (vaskovag@mpei.ru) I.N. Ainulloeva (ainulloyevain@mpei.ru)

National Research University "MPEI", Moscow

The paper represents a mathematical model describing the non-uniform distribution of temperature over the surface of the module and makes it possible evaluate the change in its efficiency under partial shading conditions.

Keywords: mathematical model, photovoltaic modules, shading, efficiency, PVLIB library.

ХАРИТОНОВ Д.А., ВАСЬКОВ А.Г. ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА / ХАРИТОНОВ Д.А., ВАСЬКОВ А.Г. [Текст] // ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПЛАТФОРМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ Сборник научных трудов. І Всероссийская научно-практическая конференция. — Севастополь: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Севастопольский государственный университет", 2023. — С. 53-60.

Ссылка на скачивание: https://elibrary.ru/item.asp?id=53733343&pff=1

# УДК:621.311.243

# ИММИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА<sup>2</sup>

Д.А. Харитонов (KharitonovDAn@mpei.ru)<sup>1</sup>

А.Г. Васьков (VaskovAG@mpei.ru)<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», Москва

Распределённые энергосистемы с возобновляемыми источниками энергии требую применения новых подходов к управлению их режимами работы. Апробацию имеющихся алгоритмических решений целесообразно проводить в условиях максимально приближенным к реальным условиям эксплуатации. Необходимые условия созданы на имитационной модели солнечно-дизельного комплекса, включающей в свой состав реальное электротехническое оборудование. В работе дано техническое описание разработанного комплекса.

Ключевые слова: СДК, энергоэффективность, оптимизация, имитационная модель, техническое описание, режимы работы, управление, DTMEPI'2023

# Введение

В нашей стране вопрос использования автономных источников генерации (солнечно-дизельных комплексов) актуален прежде всего в изолированных энергорайонах, где по каким-либо причинам не доступна связь с Единой Энергетической Системой (ЕЭС), например[1]: Камчатский край, Сахалинская область, Магаданская область, Чукотский АО и т.д.

Поскольку в наше время генерация на основе ВИЭ в целом, а также использование фотоэлектрических станций (ФЭС) в частности становится всё более экономически доступным, использование данных источников энергии в купе с существующими в изолированных энергорайонах дизельными электростанциями (ДЭС) позволяет существенно снизить

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Исследование проводилось в рамках проекта "Системы управления солнечнодизельными комплексами" при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006.

расход топлива последних, в следствие чего сокращаются затраты на доставку дизельного топлива в данные районы.

Солнечно-дизельные комплексы (СДК) могут иметь различные конфигурации, наиболее полной из которых является система с использованием нескольких дизель-генераторных установок (ДГУ) и системы накопления электроэнергии (СНЭ).

Энергоэффективность солнечно-дизельных комплексов в основном зависит от установленного оборудования и режимов работы объекта генерации, и определяется таким параметром, как удельный расход топлива [граммов/кВт\*ч], который отражает зависимость количества потреблённого дизельного топлива от количества выработанной электроэнергии.

Существует несколько способов повышения энергоэффективности СДК, а именно:

- Замена дизельного оборудования на новое
- Применение ДГУ с переменной скоростью вращения
- Применение систем накопления энергии
- Оптимизация управления режимами работы СДК

Для оценки изменения энергоэффективности, связанного, в первую очередь, с оптимизацией управления режимов работы СДК, необходимо протестировать различные способы управления на реальном оборудовании, при этом использовать для данных целей эксплуатирующиеся объекты распределённой генерации не является возможным, поскольку, в связи с изменениями режимов управления СДК, будут возникать неминуемые отключения электроснабжения потребителя. В связи с этим, предлагается тестировать новые методы управления СДК на имитационной модели СДК, установленной на базе НИУ «МЭИ».

В данной работе дано техническое описание данной имитационной модели.

# 1. Классификация СДК

СДК могут быть классифицированы исходя из их конфигурации и подразделяются на[2]:

- Последовательные гибридные энергосистемы
- Коммутируемые гибридные энергосистемы
- Параллельные гибридные энергосистемы

# 1.1. Последовательные гибридные энергосистемы

Вся энергия проходит через аккумуляторную батарею, а переменный ток, подаваемый на нагрузку, преобразуется из постоянного в регулируемый переменный с помощью инвертора или мотор-генератора.

Система может работать в ручном или автоматическом режиме, с добавлением соответствующего датчика напряжения батареи и управления запуском/остановкой приводимого в действие двигателем генератора.

### 1.2. Коммутируемые гибридные энергосистемы

Коммутируемая конфигурация остается одной из наиболее распространенных установок на сегодняшний день [?]. Она позволяет работать либо с генератором, приводимым в действие двигателем, либо с инвертором в качестве источника переменного тока, однако параллельная работа основных источников генерации невозможна. Аккумуляторная батарея может заряжаться от дизель-генератора и от возобновляемого источника энергии. Нагрузка может питаться непосредственно от генератора, приводимого в действие двигателем, что приводит к снижению цикличности работы аккумуляторной батареи.

Система может работать в ручном режиме, хотя повышенная сложность системы делает весьма желательным включение в нее автоматического контроллера, который может быть реализован с добавлением соответствующих датчиков напряжения батареи и контроля управления запуском/остановкой генератора переменного тока, приводимого в действие двигателем.

# 1.3. Параллельные гибридные энергосистемы

Параллельная конфигурация позволяет всем источникам энергии снабжать нагрузку отдельно при низком или среднем спросе на нагрузку, а также обеспечивать пиковую нагрузку от объединенных источников путем синхронизации инвертора с формой выходной волны генератора. Двунаправленный инвертор может заряжать аккумуляторную батарею (выпрямитель) при наличии избыточной энергии от генератора, а также работать как преобразователь постоянного тока в переменный (инвертор) при нормальной работе.

# 2. Техническое описание имитационной модели солнечно-дизельного комплекса

# 2.1. Описание имитационной модели СДК

Имитационная модель СДК (далее — макет СДК) реализована в типовом 40-футовом контейнере, разделённом на два отсека.

Существующий макет СДК установлен во внутреннем дворе НИУ «МЭИ» для возможности обеспечения питанием макета СДК от распределительного устройства внутренней сети НИУ «МЭИ».

Основным генерирующим оборудованием макета СДК являются дизельные генераторные установки, а также солнечная электростанция, подключенная к сети через сетевой трёхфазный инвертор SMA Sunny

Tripower. Имитация выработки СЭС производится при помощи двух источников питания постоянного тока Delta Elektronika BV SM 660-AR-11.

Для увеличения эффективности работы СЭС и сохранения устойчивой работы автономной системы электроснабжения установлена также система накопления электрической энергии, необходимая для компенсации резких изменений мощности в сети и максимизации выработки ВИЭ. СНЭ построена на батарейных инверторах Victron Energy Quattro и свинцовокислотных необслуживаемых аккумуляторах Yellow GB 12-200, объединённых в кластер на 48 В.

Гарантированное энергоснабжение потребителей, в случае отсутствия солнечного излучения, обеспечивается за счет работы ДГУ при любых возможных мощностях потребителей электроэнергии, которая в зависимости от сезона и времени суток может иметь значительные колебания. График потребления энергии должен быть смоделирован оборудованием отдельного контейнера, предусматривающим возможность включения активной и двигательной нагрузки.

При работе солнечных панелей, для обеспечения поддержания частоты в заданных пределах, используется принцип поддержания баланса вырабатываемой и потребляемой электроэнергии. Задатчиком номинального значения частоты является как минимум одна работающая ДГУ при минимально допустимой вырабатываемой мощности в длительном режиме ДГУ, что ориентировочно составляет около 10–30% номинальной мощности, или батарейный инвертор.

Структурная схема макета СДК представлена на рисунке 1[3].



Рис.1. Структурная схема макета СДК

# 2.2. Номинальные технические характеристики

В таблице 1 представлены номинальные технические характеристики основного электротехнического оборудования в составе макета СДК.[3]

Табл. 1

Номинальные технические характеристики	основного электротехнического
обор	удования в составе макета СДК

Наименование	Оборудование в составе	Модель	Основные технические характеристики
	Дизельный двигатель	АД-12	Частота вращения вала двигателя — 1500 об/мин
ДГУ 1	Силовой генератор	Marelli Motori MJB 160 SA4	Номинальное напряжение – 400 В Номинальная частота – 50 Гц Номинальная мощность кВт – 12 кВт
	Шкаф управления ДГУ	DEIF Multi- line AGC 200	АРВ, АРЧ, автоматическая синхронизация, поддержка Modbus RTU
ДГУ 2	Дизельный двигатель	АД-30	Номинальная мощность (кВт/кВА) – 30/38 Номинальное напряжение – 400 В Номинальная частота – 50 Гц Частота вращения вала двигателя – 1500 об/мин
	Силовой генератор	Marelli Motori MJB 200 SA4	Мощность – 17 кВА Напряжение АС – 380/400 В Частота – 50 Гц Частота вращения – 1500 об/мин

-				
		Шкаф управления ДГУ	DEIF Multi- line AGC 200	АРВ, АРЧ, автоматическая синхронизация, поддержка Modbus RTU
	Подсистема преобразования – кластер двунаправленных инверторов	Victron Energy Quattro 48/10000/140	Напряжение DC – 48 В Мощность преобразователя – 10 кВА Напряжение AC – 230 В Частота – 50 Гц	
С	гНЭ 1	Подсистема накопления энергии – кластер свинцово- кислотных аккумуляторов	Yellow GB 12-200	Напряжение – 12 В Технология GEL Максимальный разрядный ток – 1500 А Саморазряд – 3% в месяц Номинальная ёмкость: 10-часовой разряд – 200 Ач 5-часовой разряд – 166 Ач 1-часовой разряд – 120 Ач
С	CЭС 1	Имитатор солнечных панелей	Delta Elektronika BV SM 660- AR-11	Напряжение DC – 0– 660 В Ток DC – 0–11 А (до 330 В); 0–5.5 (от 330 В) Напряжение AC – 200–480 В Частота – 50/60 Гц

	Подсистема преобразования СЭС	SMA Sunny Tripower STP 12000TL-20	Напряжение DC – 440-800 В Мощность инвертора – 12 кВА Напряжение AC – 400 В (линейное) Частота – 50 Гц Интерфейс/протокол передачи данных – Ethernet/Modbus TCP
асу сдк	Программируемый логический контроллер	Mitsubishi Electric MELSEC FX3u	Напряжение питания – AC 220 В Количество аналоговых входов/выходов – 64/64 Интерфейс передачи данных – Ethernet, RS-485

# 3. Функциональные возможности

Модель СДК позволяет тестировать алгоритмы управления различными элементами СДК, например:

– ДГУ

Управление ДГУ позволяет изменять режим работы СДК, посредством отключения ДГУ или же изменения их загруженности (либо загружая их по равенству удельных расходов, либо по критерию минимума удельного расхода) в соответствии с изменяющимся характером нагрузки, что позволит оптимизировать потребление дизельного топлива

– СНЭ

Управление системой накопления энергии позволяет имитировать различные режимы работы СДК, например, задавая различные значения зарядного/разрядного тока на батарейных инверторах, возможно имитировать СНЭ с различной мощностью

– ФЭС

При помощи имитаторов солнечных панелей возможно исследовать влияние степени замещения дизельной мощности СДК мощностью ФЭС на удельный расход ДГУ, изменяя программные настройки имитаторов с компьютера. При этом предел степени замещения мощности составляет 15,7% (ограничение по мощности имитаторов)

# Заключение

На базе ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ» установлен макет СДК который позволяет имитировать различные режимы работы как СДК в целом, так и его отдельных составляющих. На основе данной имитационной модели можно испытывать различные методы управления элементами СДК с целью оптимизации существующих комплексов, что позволит снизить потребление дизельного топлива на реальных объектах, тем самым повышая как энергетическую, так и экономическую эффективность солнечно-дизельных комплексов.

### Список литературы

- [1] Соотношение территорий федеральных округов, регионов и энергосистем // Системный Оператор Единой Энергетической Системы URL: https://www.soups.ru/index.php?id=fops (дата обращения: 25.02.2023).
- [2] B.Wichert Pv-Diesel Hybrid Energy Systems For Remote Area Power Generation-A Review Of Current Practice And Future Developments // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 1997. - №3. - C. 209-228.
- [3] Васьков А.Г. Разработка математической и имитационной модели солнечнодизельного комплекса. // Регистрационный номер ЕГИСУ: 223020800165-3. -Дата регистрации: 17.02.2023: С. 63-64, 67.

# IMMITATIONAL MODEL OF PV-HYBRID SYSTEM

# D.A. Kharitonov (KharitonovDAn@mpei.ru)<sup>1</sup> A.G. Vaskov (VaskovAG@mpei.ru)<sup>1</sup>

# <sup>1</sup>National Research University "MPEI", Moscow

Distributed power systems with renewable energy sources require new approaches to the management of their modes of operation. Approbation of existing algorithmic solutions is advisable to be carried out in conditions as close as possible to real operating conditions. The necessary conditions are created on a simulation model of the solar-diesel complex, which includes real electrical equipment. This paper represents the technical description of the developed complex.

**Keywords**: SDC, energy efficiency, optimization, simulation model, technical description, modes of operation, control, DTMEPI'2023



# Сертификат

# Харитонов Дмитрий Андреевич

принял участие с докладом

ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

І Всероссийской научно-практической конференции ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПЛАТФОРМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Севастополь, 23 марта 2023 г.

Председатель организационного комитета конференции

<u> Генора</u> С.Ю. Петрова

Андреева, К. А., Васильева, А. А., Васьков, А. Г., Шуркалов, П. С. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ [Текст] / К. А. Андреева, А. А. Васильева, А. Г. Васьков, П. С. Шуркалов // Вестник МЭИ. — 2024. — №. — С.

Ниже представлена справка от редакции журнала «Вестник МЭИ».



Редакция журнала «Вестник МЭИ» сообщает, что статья «Математическое моделирование солнечно-дизельных комплексов», авторы - Андреева К.А., Васильева А.А., Васьков А.Г. Шуркалов П.С., принята к опубликованию и будет напечатана в журнале «Вестник МЭИ» в первом полугодии 2024 года.

Орг. редактор журнала «Вестник МЭИ»

Zons

Зайко Е.С.

# УДК 621.311.243; 621.311.001.57 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ<sup>1</sup>

К.А. Андреева, А.А. Васильева, А.Г. Васьков, П.С. Шуркалов

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»)

# E-mail: AndreevaXA@mpei.ru, VasilyevaAAl@mpei.ru, VaskovAG@mpei.ru, ShurkalovPS@mpei.ru

B статье рассматриваются вопросы математического моделирования оборудования солнечно-дизельного комплекса (СДК) в контексте последующей разработки автоматизированной системы управления такими автономными гибридными энергокомплексами. Приведены математические модели солнечных фотоэлектрических модулей, аккумуляторных батарей, дизельных генераторных установок, а также упомянуты основные факторы, влияющие на работу этих элементов. Апробация итоговой математической модели СДК в целом осуществлялась на примере действующего энергетического комплекса, построенного в городе Верхоянск Республики Саха (Якутия), для 3-х условий работы.

Ключевые слова: солнечная энергетика, математическое моделирование, солнечно-дизельный комплекс, солнечный фотоэлектрический модуль, система накопления энергии, дизель-генераторная установка, распределенная энергетика

В России остро стоит проблема энергоснабжения отдаленных населенных пунктов, не имеющих присоединения к объединенной 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). Однако данное решение имеет ряд проблем, одна из которых – высокий расход топлива, что в свою очередь приводит к повышенным эксплуатационным расходам.

На сегодняшний день существует несколько способов снижения объема потребления дорогостоящего, а порой и труднодоступного, топлива на ДЭС:

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Работа проводилась в рамках проекта «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006.

 замена устаревшего оборудования действующей электростанции на более современное;

• внедрение энергосберегающих технологий;

 использование вспомогательного генерирующего оборудования в виде солнечных фотоэлектрических модулей (СФЭМ), ветроэнергетических и малых гидроэнергетических установок, а также систем накопления энергии (СНЭ).

В последнем случае появляется возможность наиболее существенной экономии топлива, но при этом усложняется процесс управления такими автономными гибридными энергетическими комплексами (АГЭК).

При управлении любым технологическим объектом, а в контексте данной статьи – солнечно-дизельным комплексом (СДК), автоматизированная система управления технологическим процессом должна работать в соответствии с составленными планами работы [2]. Срок планирования при этом определяется непредвиденными изменениями в ресурсах, условиях работы и пр. Сами же процессы построения системы управления работой СДК и моделирования режимов его работы в рамках срока планирования как привило включают в себя несколько этапов (см. рисунок 1):

• моделирование поступления первичного ресурса (солнечного излучения);

 математическое описание технической системы преобразования первичного ресурса (солнечной энергии) с учетом влияния внешних факторов;

 математическое описание технической системы накопления энергии и дизельной электростанции с учетом существующих технических и экономических ограничений;

• моделирование режима работы солнечно-дизельного комплекса в целом.

В данной статье основное внимание уделяется математическому моделированию оборудования солнечно-дизельных комплексов и расчету их режимов работы.

## Моделирование массива СФЭМ в заданных внешних условиях

На эффективность работы СФЭМ влияют различные внешние и внутренние факторы, а именно:

• экологические: освещенность, температура, запыленность, загрязнение, ветер, затенение, влажность;

 конструктивные: фотоэлектрический материал, кристаллическая структура, вольтамперная характеристика (ВАХ), наличие СНЭ, характеристики инвертора или контроллера заряда;



Рисунок 1 – Структурная схема процесса моделирования режима работы СДК

 монтажные: ориентация, наличие контролера отслеживания точки максимальной мощности (МРРТ-контроллера);

 эксплуатационные (связанные с техническим обслуживанием): очистка, охлаждение, обслуживание модулей.

Так как работа энергетического комплекса, как правило, моделируется после выбора оборудования и, что довольно часто, уже после его установки, то из всех вышеупомянутых факторов основную проблему при моделировании создают именно факторы окружающей среды (экологические):

• Интенсивность солнечного излучения (СИ) зависит от географического положения рассматриваемой точки, времени суток, положения Солнца на небосводе, погоды, сезонных изменений и т.д.

 Пыль и загрязняющие вещества оседают на СФЭМ, загрязняя модули, что приводит к снижению эффективной освещенности и, следовательно, к снижению выработки электроэнергии.

 Под воздействием СИ нагреваются как солнечные элементы (СЭ) СФЭМ, так и другие элементы их конструкции, что в итоге приводит к более существенному нагреву солнечных модулей и, следовательно, к уменьшению энергии запрещенной зоны СЭ.

Последний момент особенно важен, т.к. эффективность производства электроэнергии напрямую зависит от температуры СФЭМ. Существует сильная взаимосвязь между температурой модуля и энергией запрещенной зоны материала фотоэлемента. Как уже было отмечено выше в условиях высоких рабочих температур энергия запрещенной зоны солнечных элементов уменьшается, что в свою очередь влияет на способность СЭ поглощать фотоны с большей длиной волны и, как правило, приводит к увеличению времени существования неосновных носителей. Таким образом, эти факторы увеличивают ток, появляющийся благодаря явлению фотоэффекта, что приводит к падению напряжения холостого хода и, следовательно, снижению коэффициента заполнения ВАХ элемента *FF* [3]. Выработка электроэнергии в фотоэлектрическом модуле зависит от тока короткого замыкания и напряжения холостого хода, и определяется уравнением (1) [4, 5]:

$$P = V_{\rm M} \cdot I_{\rm M} = FF \cdot V_{\rm XX} \cdot I_{\rm K3}.$$
 (1)

Согласно [6-8] температура солнечного модуля зависит от таких экологических факторов, как солнечное излучение, скорость ветра, температура окружающей среды, а также от некоторых конструктивных факторов фотоэлектрической системы, а именно – от используемых материалов и коэффициента светопропускания защитного стекла. Температуру модуля можно рассчитать, используя уравнение (2):

$$T_{\text{модуль}} = T_{\text{o.c}} + R \cdot exp(-a - b \cdot v_{\text{B}}) + \Delta T \cdot \frac{R}{1000},$$
(2)

где a, b и  $\Delta T$  являются константами – для стекла, ячейки и полимерного листа значения равны 3,56; 0,0750 и 3 о.е. соответственно;  $v_{\rm B}$  – скорость ветра (м/с);  $T_{\rm o.c}$  – температура окружающей среды (°С); R – солнечное излучение (Вт/м<sup>2</sup>).

Затенение – еще один важный фактор, который снижает выходную мощность СФЭМ и который необходимо учитывать при их моделировании. Затенение бывает различных типов, например, жесткое затенение, мягкое затенение, самозатенение и т.д.

В ряде исследований упоминаются разработанные методы минимизации эффекта самозатенения. К примеру, Кристиан Брецл разработал эмпирическую формулу для расчета относительных годовых потерь энергии (relative annual energy losses – RAEL) обусловленных самозатенением СФЭМ (см. уравнение (3)) [9]:

$$RAEL = A \cdot e^{-2,3F} - 0,001 \cdot F + 0,01, \tag{3}$$

где A – параметр потери энергии (o.e.); F – коэффициент, учитывающий расстояние между солнечными модулями (1,5 о.е. < F < 5 о.е.).

Относительная влажность также влияет на эффективность работы СФЭМ, т.к. водяной пар конденсируется мельчайшими каплями воды из атмосферы на поверхности солнечных модулей. Большой угол рассеивания света мелкими частицами водяного пара приводит к нелинейному изменению интенсивности СИ, что в свою очередь еще сильнее затрудняет процесс моделирования выработки солнечных панелей. В свою очередь, капельки воды могут преломлять и отражать СИ, тем самым уменьшая величину прямой составляющей солнечного излучения, поступающей на СФЭМ. Длительное пребывание во влажной среде также приводит к коррозии элементов конструкции фотоэлектрических модулей. А проникновение влаги в корпус СФЭМ приводит к увеличению электропроводности материала и токов утечки [10].

### Моделирование СНЭ с учетом технических ограничений

Одним из основных элементов автономных гибридных энергетических комплексов являются аккумуляторные батареи (АКБ). Для управления зарядом и разрядом батарей (контролем глубины разряда) используется параметр *SOC* (state of charge), который характеризует состояние заряда аккумулятора. *SOC* – один из наиболее важных параметров АКБ, необходимых для их моделирования, однако рассчитать его весьма затруднительно. В общем виде SOC аккумуляторной батареи определяется как отношение ее текущей емкости Q(t) к номинальной емкости  $Q_n$  (см. уравнение (4)) [11]:

$$SOC(t) = \frac{Q(t)}{Q_n}.$$
(4)

Ввиду того, что точная и надежная оценка состояния заряда аккумулятора позволяет корректно осуществлять управление АГЭК, различными исследователями было предложено большое количество методов по расчету уровня заряда АКБ. Эти методы можно разделить на 4 группы [12]:

- методы прямого измерения;
- методы накопительной оценки;
- адаптивные системы;
- гибридные методы.

Более подробная информация по основным методом расчета параметра SOC представлена в таблице 1.

При моделировании АКБ с использованием вышеупомянутых методов следует также учитывать ряд ограничений:

• Аккумуляторные батареи имеют максимальную (*C*<sub>max</sub>) и минимальную (*C*<sub>min</sub>) степени заряда. При этом максимальная глубина разряда как правило не должна превышать 80 %. В этом случае моделирование АКБ будет осуществляться с учетом системы уравнений (5):

$$C(t-1) = SOC(t-1) < C_{max} \to ЗарядАКБвозможен;$$

$$C(t-1) = SOC(t-1) = C_{max} \to Зарядневозможен;$$

$$C(t-1) = SOC(t-1) > C_{min} \to Разрядвозможен;$$

$$C(t-1) = SOC(t-1) = C_{min} \to Разарядневозможен.$$
(5)

1	r	18
Метод	Основные формулы	Особенности
На основе измерения напряжения холостого хода [13]	$V_{OC}(t) = a_1 \cdot SOC(t) + a_0,$ где $SOC(t) - $ это $SOC$ АКБ при $t$ ; $a_0$ – напряжение на клеммах батареи, когда $SOC = 0$ %, а $a_1$ – напряжение при SOC = 100 %	<ul> <li>оценка SOC АКБ эквивалентна оценке ее напряжения;</li> <li>необходимо много времени для проведения измерения</li> </ul>
На основе измерения напряжения на клеммах АКБ [14-15]		<ul> <li>измерение падения напряжения, обусловленное внутренним сопротивлением, при разряде АКБ;</li> <li>редко используется на практике ввиду увеличения оценочной погрешности в зависимости от стадии разряда</li> </ul>
На основе измерения внутреннего сопротивления АКБ [16-17]		<ul> <li>сложен в исполнении;</li> <li>необходимо большое количество различных экспериментов</li> </ul>
Метод накопительной оценки (метод кулоновского счета) [18-20]	$SOC(t) = SOC(t-1) - \frac{-\eta}{Q_n} \int_{t-1}^{t} I_d(t) dt,$ где $SOC(t-1)$ – значение заряда аккумулятора в предыдущий момент времени; $\eta - K\Pi Д$ заряда/разряда; $Q_n$ – номинальная емкость; I(t) – ток заряда/разряда	<ul> <li>позволяет учесть саморазряд, эффективность заряда и др.;</li> <li>базируется на измерении тока разряда и его интегрировании по времени;</li> <li>часто применяется из-за простоты и точности;</li> <li>на точность влияют многие факторы</li> </ul>
Адаптивный метод определения SOC [21-22]		<ul> <li>необходимо много справочной информации, которая влияет на погрешность</li> </ul>
Гибридный метод определения SOC [23-24]		- хорошие результаты по сравнению с отдельными методами

Таблица 1 – Основные методы расчета состояния заряда АКБ

• На работу АКБ могут оказывать влияние батарейные инверторы. Довольно часто в паспортных данных батарейных инверторов приводятся значения максимальных разрядных/зарядных токов, по которым можно определить будет ли используемый аккумулятор работать в наиболее оптимальных для себя режимах или же инвертор будет слишком сильно его ограничивать. Если заряд АКБ возможен (см. уравнения (5)), то величина энергии, доступной для зарядки аккумулятора, сравнивается с максимальной установленной мощностью батарейного инвертора, работающего на заряд, с учетом его коэффициента полезного действия (см. систему уравнений (6)):

$$P_{3ap}(t) = C_{max} - C(t-1);$$
  
 $P_{3ap}(t) \le P_{\text{инв}} \to \text{ВсядоступнаяэнергияидетназарядАКБ};$  (6)  
 $P_{3ap}(t) > P_{\text{инт}} \to 3арядАКБограничиваетсяинвертором.$ 

Если заряд АКБ невозможен, то ее емкость остается неизменной и равной максимальной емкости. Принцип определения возможной степени разряда аккумуляторной батареи с учетом ограничений батарейного инвертора аналогичен варианту с зарядом АКБ.

### Моделирование ДЭС с учетом технических и экономических ограничений

На сегодняшний день существуют разные модели, которые используются для математического моделирования дизельных генераторных установок (ДГУ). Из их общего числа можно выделить 2 вида математического моделирования:

- Поэлементное моделирование ДГУ.
- Моделирование ДГУ посредством расчета величины потребляемого топлива.

Поэлементное математическое моделирование ДГУ в основном применяется для анализа переходных процессов, происходящих в энергосистеме с дизель-генераторными установками. Для оценки режимов работы АГЭК, в состав которых входят ДГУ, настолько детальное моделирование редко применяется.

Моделирование ДГУ посредством расчета 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 дизельгенератора. Однако, как правило в паспортных характеристиках ДГУ производители указывают лишь значение расхода топлива при номинальной мощности и не включают саму кривую расхода топлива на других значениях мощности [25, 26].

Данная проблема может быть решена с использованием методики, описанной в [27]. Согласно этой методике, удельный расход условного топлива может быть рассчитан по формуле (7):

$$b_{\mathrm{y,T}i}^{\mathrm{Д}\Gamma\mathrm{y}} = \frac{b_{\mathrm{HOM}}^{\mathrm{A}}}{\eta_{\mathrm{HOM}}^{\mathrm{r}}} \cdot \left(0,9 + \frac{0,1}{\left(N_{\mathrm{\phi}i}/N_{\mathrm{HOM}i}\right)}\right) \cdot \frac{Q_{\mathrm{p}}^{\mathrm{H}}}{7000},\tag{7}$$

где  $b_{\text{ном}}^{\text{д}}$  – показатель расхода топлива по дизель-генератору (гр./(кВт·ч));  $\eta_{\text{ном}}^{\text{г}}$  – КПД ДГУ (о.е.);  $N_{\phi i}$  – средняя прогнозируемая нагрузка *i*-го дизель-генератора за соответствующий период (кВт);  $N_{\text{ном}i}$  – паспортная мощность *i*-й ДГУ (кВт);  $Q_{\text{р}}^{\text{H}}$  = 10180 ккал/кг – теплота сгорания топлива.

Абсолютный расход в зависимости от текущей мощности N<sub>i</sub> рассчитывается по формуле (8):

$$Q_i^{\text{A}\Gamma \text{Y}} = \frac{b_{\text{y},\tau i}^{\text{A}\Gamma \text{Y}} \cdot N_i}{1,45 \cdot \rho},\tag{8}$$

где  $\rho = 860$  кг/м<sup>3</sup> – плотность дизельного топлива; 1,45 – коэффициент перевода дизельного топлива в условное топливо (o.e.).

Следует отметить, что при моделировании характеристик и режимов работы ДГУ также необходимо учитывать ряд ограничений:

 Следует избегать длительной работы дизель-генератора на холостом ходу и самой малой нагрузке (обычно не менее 20 % от номинальной мощности), так как это приводит к повышенным отложениям загрязнений в цилиндрах и проточных частях ДГУ [28].

 При более низких нагрузках существенно возрастает удельный расход топлива (т.е. отношение затраченного топлива к произведенной мощности). Хотя абсолютный расход в данном случае снижается, оборудование будет работать в неблагоприятных условиях.

# Расчет и прогнозирование режимов работы СДК

Основой расчета режима работы СДК является соблюдение баланса мощности между всеми источниками и потребителями энергии в каждый момент времени (см. уравнение (9)):

$$P_{\text{Harp}}(t) = P_{\text{C}\Phi\Im\text{M}}(t) \cdot \eta_{\text{HHB}} \pm P_{\text{AKB}}(t) + P_{\text{Д}\Im\text{C}}(t), \qquad (9)$$

где  $P_{\text{нагр}}(t)$  – мощность потребителя;  $P_{C\Phi \ni M}(t)$  – полезная мощность солнечных фотоэлектрических модулей;  $\eta_{\text{инв}}$  – КПД инвертора;  $P_{AKE}(t)$  – мощность заряда/разряда системы накопления энергии;  $P_{\text{ДЭС}}(t)$  – рабочая мощность дизельных генераторных установок.

Можно выделить следующие основные этапы расчета режима работы энергетического комплекса:

 Определение электрической нагрузки мощности потребления на весь период планирования с принятым разбиением на расчетные интервалы.
Определение выработки электроэнергии солнечными фотоэлектрическими модулями, и сравнение ее величины с потреблением в каждый расчетный интервал времени. При этом возможны следующие сценарии:

а. Выработка СФЭМ перекрывает энергопотребление. В этом случае избыточная энергия от солнечных фотоэлектрических установок может быть запасена в накопителях энергии с учетом технических ограничений, упомянутых выше (см. систему уравнений (10)). Дизельные энергоустановки при этом практически не включаются (за исключением аварийного отключения СФЭМ).

ЗарядАКБнеограничиваетсяинвертором:  

$$C(t) = C(t-1) \cdot k + P_{C\Phi \ni M}(t) \cdot \eta_{\text{инв}} - P_{\text{нагр}}(t);$$

$$P_{C,\ni} = 0.$$
ЗарядАКБограничиваетсяинвертором:  

$$C(t) = C(t-1) \cdot k + P_{\text{зар}}(t);$$

$$P_{C,\ni}(t) = P_{C\Phi \ni M}(t) \cdot \eta_{\text{инв}} - P_{\text{нагр}}(t) - P_{\text{зар}}(t).$$

$$P_{ДГУ1}(t) = P_{ДГУ2}(t) = \dots = P_{ДГУn}(t) = P_{ДЭC}(t) \rightarrow 0,$$
(10)

где k – коэффициент саморазряда АКБ; P<sub>сэ</sub> – величина «свободной» мощности; P<sub>ДГУi</sub>(t) – мощность *i*-й ДГУ.

б. Когда выработка СФЭМ меньше энергопотребления или равна нулю (ночное время), то в работу включаются накопители энергии, которые должны быть заряжены. На случай, если в накопителях недостаточно энергии или же они полностью разряжены в работу вводятся ДГУ, которые в основном используются в качестве источника резервного энергоснабжения. Также, для обеспечения условий оптимальной работы ДГУ, дизельгенераторы могут работать и на заряд аккумуляторных батарей (см. систему уравнений (11)).

ЗарядаАКБдостаточнодляэнергоснабжениянагрузки:  

$$C(t) = C(t-1) \cdot k - P_{\text{нагр}}(t) + P_{C\Phi \ni M}(t) \cdot \eta_{\text{инв}};$$

$$P_{Д\Gamma Y_1}(t) = P_{Д\Gamma Y_2}(t) = \dots = P_{Д\Gamma Y_n}(t) = P_{Д\ni C}(t) \rightarrow 0;$$
ЗарядаАКБнедостаточнодляэнергоснабжениянагрузки:  

$$C(t) = C(t-1) \cdot k \pm P_{\text{зар/разр}}(t);$$
(11)  
ВыработкаСФЭМравнанулю:  

$$P_{Д\ni C}(t) = P_{\text{нагр}}(t);$$

$$C(t) = C(t-1) \cdot k.$$

$$P_{C\ni} = 0.$$

 Далее данный алгоритм повторяется для следующего расчетного интервала времени.

Апробация приведенного выше алгоритма расчета режимов работы энергетических комплексов осуществлялась на примере СДК, построенного в декабре 2021 года в городе

Верхоянск Республики Саха (Якутия). Рассматривался следующий состав оборудования комплекса:

• Солнечная электростанция (СЭС) мощностью 952 кВт.

 Система накопления энергии емкостью 1400 кВт·ч на основе свинцовоуглеродных аккумуляторов и двух двунаправленных батарейных инверторов мощностью по 150 кВт каждый.

• ДЭС, состоящая из 3-х пар дизель-генераторных установок 400, 520 и 315 кВт.

Моделирование режима работы СДК осуществлялось для характерных суток 3-х месяцев года (января, апреля и июля) и для 3-х вариантов работы солнечно-дизельного комплекса:

- Работа СДК без СНЭ.
- Работа СДК с ограничением по емкости СНЭ.

• Работа СДК с ограничением по емкости СНЭ и зарядной мощности батарейного инвертора.

Пример суточного баланса мощности для одного из дней представлен на рисунке 2. Результаты расчета режимов работы для года в целом сведены в таблицу 2, где в таблице:  $C_{\text{max}}$  и  $C_{\text{min}}$  – максимальная и минимальная емкости аккумуляторных батарей соответственно;  $N_{\text{зар}}^{\text{инв}}$  и  $N_{\text{разр}}^{\text{инв}}$  – ограничения по зарядной и разрядной мощностям батарейного инвертора; WES – «свободная» энергия СЭС;  $b_{y.T}^{\text{ДЭС}}$  – удельный расход топлива на ДЭС;  $Q_{\text{ДЭС}}$  – абсолютный расход топлива на ДЭС; КИУМ СЭС – коэффициент использования установленной мощности СЭС.



Рисунок 2 – Баланс мощности для варианта работы СДК с ограничением по емкости СНЭ для характерного дня июля-месяца

		Условия работы СДК				
Параметры		Работа	Работа СДК с	Работа СДК с ограничением по		
сравн	ения	СДК без	ограничением по	емкости СНЭ и зарядной		
		СНЭ	емкости СНЭ	мощности батарейного инвертора		
Стах кВт.ч		0	1000	1000		
$C_{\min}$	кВт∙ч	0	200	200		
N <sup>инв</sup> N <sub>зар</sub>	кВт∙ч	-	-	200		
<i>N</i> <sup>инв</sup> разр	кВт∙ч	-	-	250		
WES	MBT	225,95	113,99	115,66		
<i>b</i> <sup>ДЭС</sup>	гр./кВт∙	258,34	254,04	254,06		
y.1	Ч					
Q <sub>дэс</sub>	Т	868,76	837,39	837,80		
КИУМ	%	8,72	10,00	9,98		
СЭС		100				

Таблица 2 – Сравнение режимов работы СДК при различных условиях

Представленные результаты иллюстрируют собой важность использования соответствующих математических моделей элементов гибридного энергетического комплекса, для определения его оптимального состава и оценки режимов работы комплекса. Так, из таблицы 2 видно, что режим работы СДК без СНЭ проигрывает варианту с системой накопления энергии. Это связано с тем, что «свободная энергия» СЭС, оставшаяся после обеспечения потребности потребителя в электроэнергии, идет на балластную нагрузку, а значит проста расходуется впустую. ДЭС в системе без СНЭ работает чаще, что также показывает, что применение аккумуляторных батарей благоприятно сказывается на снижении величины моточасов ДГУ.

Кроме этого, можно наблюдать, что учет в рассмотренных вариантах работы СДК ограничения батарейного инвертора на зарядную мощность не сильно влияет на работу СНЭ. Однако это позволяет установить для системы накопления энергии пороговое значение по мощности, которое она не должна превышать для обеспечения более качественной и длительной работы СНЭ.

### Выводы

В статье были рассмотрены существующие математические модели основных элементов солнечно-дизельных комплексов и продемонстрирована их важность для оптимизации и эффективного управления такими системами. Математическое моделирование позволяет не только определять оптимальные режимы работы СДК, но и прогнозировать их режимы в различных условиях, что становится особенно актуальным в контексте растущей потребности в устойчивых и экологически чистых источниках энергии.

Понимание внутренних процессов и взаимодействий в солнечно-дизельных комплексах с помощью математических моделей позволяет оптимизировать использование солнечной и дизельной энергии, снижать расходы, уменьшать воздействие на окружающую среду и обеспечивать надежное энергоснабжение в разных ситуациях.

Дальнейшие исследования и разработки в области математического моделирования элементов СДК имеют большое значение для устойчивого развития современных энергетических систем и содействия переходу к более чистым и эффективным источникам энергии.

### Список литературы:

 Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России: аналитический доклад, март 2020 / Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2020. 78 с.

 АСУ ТП для систем накопления электроэнергии — ключевой элемент энергетической инфраструктуры // «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение» № 4(79), июль-август 2023. С. 32-33.

3. Meyer E.L., van Dyk E.E. Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters // IEEE Trans. Reliab. 2004. Vol. 53, № 1. P. 83-92.

4. Dubey S., Sarvaiya J.N., Seshadri B. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review // Energy Procedia. Elsevier BV, 2013. Vol. 33.

5. Кирпичникова И.М., Махсумов И.Б. ПОСТРОЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СОЛНЕЧНЫХ МОДУЛЕЙ С УЧЕТОМ УСЛОВИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2020. №34. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/postroenie-energeticheskihharakteristik-solnechnyh-moduley-s-uchetom-usloviy-okruzhayuschey-sredy (дата обращения: 29.11.2023).

 Bright J.M. et al. A synthetic, spatially decorrelating solar irradiance generator and application to a LV grid model with high PV penetration // Sol. Energy. 2017. Vol. 147. P. 83-98.

7. Moretón R. et al. From broadband horizontal to effective in-plane irradiation: A review of modelling and derived uncertainty for PV yield prediction // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier, 2017. Vol. 78, № C. P. 886-903.

8. Abiola-Ogedengbe A., Hangan H., Siddiqui K. Experimental investigation of wind effects on a standalone photovoltaic (PV) module // Renew. Energy. 2015. Vol. 78. P. 657-665.

9. Brecl K., Topič M. Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays // Renew. Energy. Elsevier, 2011. Vol. 36, № 11. P. 3211-3216.

 Ndiaye A. et al. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review // Sol. Energy. 2013. Vol. 96. P. 140-151.

11. 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.

 Chiasson J., Vairamohan B. Estimating the state of charge of a battery // IEEE Trans. Control Syst. Technol. 2005. Vol. 13, № 3. P. 465-470.

13. Anbuky H., Pascoe P. E. VRLA battery state-ofcharge estimation in telecommunication power systems // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2000. № 47. P. 565-573.

 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.

 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.

16. 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.

17. 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.  Rosewater D.M. et al. Battery Energy Storage Models for Optimal Control // IEEE Access. 2019. Vol. 7. P. 178357-178391.

19. 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.

20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. Wang J. et al. Combined state of charge estimator for electric vehicle battery pack // Control Engineering Practice. 2007. № 15. P. 1569-1576.

24. Лаврик А. Ю. Повышение энергоэффективности автономных электротехнических комплексов путем обоснования состава и режимов работы с учётом предиктивных алгоритмов управления нагрузкой: дис. ... канд. техн. наук 05.09.03 / Лаврик А. Ю. – СПб., 2021. – 145 с.

25. 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. № 60. P. 4249-4260.

26. M.S. Ismail, M. Moghavvemi, T.M.I. Mahlia, 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. P. 163-173.

27. Приказ от 30 декабря 2008 года № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии» (с изменениями на 30 ноября 2015 года) / Министерство энергетики Российской Федерации, 2015.

 Правила технической эксплуатации дизельных электростанций (ПТЭД) / Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 1993.

#### Аннотация

# МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ

К.А. Андреева, А.А. Васильева, А.Г. Васьков, П.С. Шуркалов

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»)

E-mail: AndreevaXA@mpei.ru, VasilyevaAAl@mpei.ru, VaskovAG@mpei.ru, ShurkalovPS@mpei.ru

### MATHEMATICAL MODELING OF SOLAR-DIESEL COMPLEXES

X.A. Andreeva, A.A. Vasilyeva, A.G. Vaskov, P.S. Shurkalov

E-mail: AndreevaXA@mpei.ru, VasilyevaAAl@mpei.ru, VaskovAG@mpei.ru, ShurkalovPS@mpei.ru

The article deals with the issues of mathematical modeling of solar-diesel complex (SDC) equipment in the context of the subsequent development of an automated control system for such autonomous hybrid energy complexes. Mathematical models of solar photovoltaic modules, accumulator batteries, diesel generator sets are given, and the main factors affecting the operation of these elements are mentioned. Approbation of the final mathematical model of SDC as a whole was carried out on the example of an operating energy complex built in the city of Verkhoyansk of the Republic of Sakha (Yakutia) for 3 operating conditions.

## Сведения об авторах

1	Название статьи	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ	
			СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ
2	Фамилия, имя, отчество	1	Ксения Александровна Андреева
	каждого автора полностью на		Xeniya Aleksandrovma Andreeva
	русском и английском языке		
		2	Анастасия Алексеевна Васильева
			Anastasiya Alekseevna Vasileva
		3	Алексей Геннадьевич Васьков
			Aleksey G. Vaskov
		4	Шуркалов Петр Сергеевич
			Shurkalov Petr Sergeevich
3	Ученые степени или	1	-
	профессиональная		
	квалификация всех авторов		
	(обязательно указать, кто из		
	авторов является соискателем)		
		2	-
		3	Кандидат технических наук
20		4	Кандидат технических наук
4	Место работы всех авторов	1	Федеральное государственное бюджетное
	(полное и сокращенное		ооразовательное учреждение высшего ооразования
	название организации) и их		«национальный исследовательский университет
	должности		«МЭИ» (ФІ БОУ ВО «ПИУ «МЭИ») Российская Фелерация 111250 г. Москва
			Красноказарменная, д. 14
			Инженер-исследователь лаборатории «Системы
			управления солнечно-дизельными комплексами» каф.
			Гидроэнергетики и Возобновляемых Источников
			Энергии (ГВИЭ)
		2	Федеральное государственное бюджетное
			ооразовательное учреждение высшего ооразования
			«Национальный исследовательский университет
			Российская Фелерация 111250 г. Москва
			Красноказарменная. д. 14
			Инженер-исследователь лаборатории «Системы
			управления солнечно-дизельными комплексами» каф.
			Гидроэнергетики и Возобновляемых Источников
			Энергии (ГВИЭ)
		3	Федеральное государственное бюджетное
			ооразовательное учреждение высшего ооразования
			«МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»)
			Российская Федерация, 111250. г. Москва.
			Красноказарменная, д. 14
			Заведующий лабораторией «Системы управления
			солнечно-дизельными комплексами» каф.
			Гидроэнергетики и Возобновляемых Источников
		<u> </u>	Энергии (ГВИЭ)
		4	Федеральное государственное оюджетное
			ооразовательное учреждение высшего ооразования
			итациональный исследовательский университег

			«МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ») Российская Федерация, 111250, г. Москва, Красноказарменная, д. 14 Старший научный сотрудник лаборатории «Системы управления солнечно-дизельными комплексами» каф. Гидроэнергетики и Возобновляемых Источников Энергии (ГВИЭ)
5	Контактная информация для каждого автора (фактический адрес для направления почтовых обращений и авторских экземпляров журнала, телефон, факс, адрес электронной почты)	1	111250, Россия, г. Москва, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ЛЕФОРТОВО, УЛ КРАСНОКАЗАРМЕННАЯ, Д.14, СТР.1 Phone: +7 (495) 362-72-51 E-mail: AndreevaXA@mpei.ru
		2	111250, Россия, г. Москва, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ЛЕФОРТОВО, УЛ КРАСНОКАЗАРМЕННАЯ, Д.14, СТР.1 Phone: +7 (495) 362-72-51 E-mail: VasilyevaAAI@mpei.ru
		3	111250, Россия, г. Москва, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ЛЕФОРТОВО, УЛ КРАСНОКАЗАРМЕННАЯ, Д.14, СТР.1 Phone: +7 (916) 242-72-24 E-mail: VaskovAG@mpei.ru
		4	140032, Московская обл., Люберецкий р-н, пос. Малаховка, ул. Комсомольская, д. 1, кв. 121 +7 (495) 362-72-51 ShurkalovPS@mpei.ru

Харитонов, Д. А., Васьков, А. Г., Айнуллоева, И. Н. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ НА ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ [Текст] / Д. А. Харитонов, А. Г. Васьков, И. Н. Айнуллоева // Вестник МЭИ. — 2024. — № . — С. Ниже представлена справка от редакции «Вестник МЭИ».



Минобрнауки России Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение выстего образоватия «Национальный исследовательский университет «МЭИ» 111250, Россия, Москпа, Краскоказарменная ул., 14, Тел.: (495) 362-75-60, факс: (495) 362-89-38 E-mail: universe@mpei.ac.ru http://www.mpei.ru

Редакция журнала «Вестник МЭИ» сообщает, что статья «Исследование работы фотоэлектрической станции на физико-математической модели», авторы – Харитонов Д.А., Васьков А.Г., Айнуллоева И.Н., принята к опубликованию и будет напечатана в третьем или четвертом номере журнала «Вестник МЭИ» за 2024 год.

Орг. редактор журнала «Вестник МЭИ»

Jano

Зайко Е.С.

# ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ НА ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Д.А. Харитонов, А.Г. Васьков, И.Н. Айнуллоева

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ

«МЭИ»)<sup>1</sup>

E-mail: dimax41@gmail.com, VaskovAG@mpei.ru, AinulloyevaIN@mpei.ru

Перед началом практической эксплуатации солнечных электростанций требуется проведение имитационных испытаний их электротехнического оборудования в условиях, приближенных к реальным. В данной статье приведено описание метода имитации работы солнечных электростанций, а также представлены результаты исследования работы фотоэлектрической станции, работающей в различных условиях эксплуатации. С использованием функционала математической модели солнечной электростанции, основанной на библиотеке PVLIB, проведена верификация физико-математической модели фотоэлектрической станции в ишроком диапазоне параметров окружающей среды. Показана принципиальная применимость имеющейся в ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» физико-математической модели для проведения имитационных испытаний работы солнечных электростанций в условиях, приближенных к реальным.

Ключевые слова: солнечная энергетика, имитационный макет солнечной электростанции, моделирование, испытания, электротехническое оборудование

#### Имитационный макет солнечной электростанции

Солнечная энергия является одним из наиболее перспективных и экологически чистых источников энергии, которому все больше предпочтения отдается в мире. Современный рынок насыщен электротехническим оборудованием разных производителей, зачастую с недостаточным качеством изготовления. В связи с чем возникает необходимость проведения имитационных испытаний оборудования, применяемого в фотоэлектрических станциях, и систем управления им. Во многих исследовательских центрах и компаниях, занимающихся продажей и монтажом солнечных электростанций (СЭС), для такого рода испытаний изготавливаются имитационные макеты, которые можно разделить на две группы:

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Исследование проводилось в рамках проекта "Системы управления солнечно-дизельными комплексами" при поддержке гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FSWF-2022-0006.

 Имитационные макеты, в которых источником энергии является батарея фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) [2, 3], что исключает возможные погрешности моделирования выработки энергии на стороне постоянного тока инвертора. Минусом является то, что ФЭП находятся в неконтролируемых условиях окружающей среды.

2) Имитационные макеты, в которых источником энергии является специально изготовленные имитаторы — источники питания с воль-амперными характеристиками необходимого вида [4 — 6]. Невозможность абсолютно достоверно смоделировать режим работы батареи ФЭП, перевешивается полностью контролируемыми условиями эксперимента, что позволяет многократно сократить время, необходимое для испытаний.

Для решения задачи проведения испытаний электротехнического оборудования фотоэлектрических станций на базе ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» (далее — НИУ «МЭИ») установлен макет СЭС, позволяющий моделировать режимы работы солнечной станции при различных значениях температуры окружающей среды и уровня солнечной инсоляции. Ниже приведено описание данного макета.

В качестве имитаторов СЭС в составе солнечно-дизельного комплекса (СДК) выступают 2 источника постоянного тока Delta Electronika SM 660-AR-11 номинальной мощностью 3300 ватт каждый. Работать данные источники постоянного тока могут в двух диапазонах выходных параметров (см. табл. 1): от 0 до 330 вольт с максимальным током до 11 ампер, или в диапазоне от 0 до 660 вольт с максимальным током до 5,5 ампер. Переключение между диапазонами производится при необходимости, что позволяет проводить моделирование различных массивов солнечных модулей, параметры которых попадают в вышеописанные диапазоны. На рисунке 1 представлена вольт-амперная характеристика источника постоянного тока Delta Electronica SM 660-AR-11. (далее – имитаторы)



Рисунок 1 – Вольт-Амперная характеристика Delta Electronica SM 660-AR-11

Выходные параметры постоянного тока (DC)					
Парадотр	Значение				
Параметр	Диапазон 1	Диапазон 2			
Напряжение, В	0 ÷ 330	0 ÷ 660			
Ток, А	0 ÷ 11	$0 \div 5,5$			

Таблица 1 – Технические характеристики имитатора Delta Electronica SM 660-AR-11

Имитаторы позволяют проводить моделирование режимов работы солнечной электростанции в широких диапазонах задаваемых параметров:

- Температура фотоэлектрических ячеек может быть установлена в диапазоне от -120 до +120 градусов по Цельсию;
- Уровень солнечной инсоляции может быть установлен в диапазоне от 0 до 10000 Вт/м<sup>2</sup>.

Данные диапазоны задаваемых параметров превышают реально возможные значения, что позволяет проводить моделирование режимов работы СЭС в любых реально-возможных условиях.

Помимо вышеописанных условий, для проведения моделирования режимов работы СЭС необходимыми параметрами являются характеристики моделируемого массива солнечных фотоэлектрических модулей (ФЭМ):

- Напряжение холостого хода;
- Ток короткого замыкания;
- Напряжение в точке максимальной мощности;
- Ток в точке максимальной мощности;
- Температурный коэффициент изменения тока короткого замыкания;

• Температурный коэффициент изменения напряжения холостого хода.

Имитаторы СЭС подключены к сетевому инвертору SMA Sunny TriPower 12000TL, основные технические характеристики которого приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики инвертора SMA Sunny TriPower 12000TL

Входные параметры постоянного тока (DC)					
Параметр	Значение				
Минимальное напряжение, В	150				
Напряжение запуска, В	188				
Напряжение поиска точки максимальной мощности, В	$440 \div 800$				
Номинальное напряжение, В	580				
Максимальное напряжение, В	1000				
Ток на вход 1, А	18				
Ток на вход 2, А	10				
Максимальная мощность, Вт	12275				
Выходные параметры переменного тока (АС)					
Номинальное напряжение, В 2					
Номинальная частота, Гц	50				
Номинальная мощность при 230 В/50 Гц, Вт	12000				
Номинальный фазный ток при 230 В, А	17,4				
Эффективность	Эффективность				
Максимальная эффективность, % 98					

Структурная схема соединений установки полунатурного моделирования СЭС включает в себя всё вышеописанное электротехническое оборудование, элементы, необходимые для управления имитатором СЭС, такие как автоматизированное рабочее место оператора (в виде персонального компьютера) и сервер MQTT, а также контрольноизмерительные соединения макета СЭС и связь силового оборудования с электрической сетью. На рисунке 1 представлена структурная схема подключений оборудования.



Рисунок 2 – Структурная схема имитатора СЭС

Перед началом моделирования проводится численная оценка возможности моделирования заданного массива ФЭМ при помощи имитаторов. Для этого выполняется проверка напряжения и тока моделируемого массива ФЭМ на их соответствие диапазонам тока и напряжения, доступных на имитаторе СЭС.

$$I_{SCARRAY} \leq I_{DCMAX}^{UCTOYHUKA}$$
(1)

$$U_{OCARRAY} \leq U_{DCMAX}^{\text{Источника}}$$
(2)

$$I_{MPPARRAY} \le I_{DCMAX}^{\text{UCTOYHUKA}}$$
(3)

$$U_{MPPARRAY} \leq U_{DCMAX}^{\text{Источника}}$$
(4)

Ниже приведён пример определения максимального количества ФЭМ в массиве, доступного для моделирования. Технические характеристики рассматриваемого солнечного модуля JinKo Solar JKM190M-72:

- Напряжение холостого хода: 45,2 В;
- Ток короткого замыкания: 5,56 А;
- Напряжение в точке максимальной мощности: 36,6 В;
- Ток в точке максимальной мощности: 5,19 А;
- Температурный коэффициент изменения тока: 0,004309 %/°С;
- Температурный коэффициент изменения напряжения: -0,177681 %/°С.

Массив, состоящий из 15 таких ФЭМ, соединённых последовательно друг с другом, характеризуется следующими параметрами: напряжение холостого хода 678 В; ток короткого замыкания 5,56 А; напряжение в точке максимальной мощности 549 В; ток в точке максимальной мощности 5,19 А. При этом:

$$I_{SCARRAY} \leq I_{DCMAX}^{\text{Источника}}$$
; 5.56A > 5.5A  
 $U_{OCARRAY} \leq U_{DCMAX}^{\text{Источника}}$ ; 678B > 660B  
 $I_{MPPARRAY} \leq I_{DCMAX}^{\text{Источника}}$ ; 5.19A < 5.5A  
 $U_{MPPARRAY} \leq U_{DCMAX}^{\text{Источника}}$ ; 5.49B < 660B

Перед непосредственной выдачей мощности существует временная задержка, обусловленная временем синхронизацией инвертора с сетью, поэтому до момента начала выдачи мощности моделируемый массив ФЭМ будет находиться в состоянии холостого хода, следовательно, массив из 15 вышеописанных модулей не может быть смоделирован корректно.

Массив, состоящий из 14 ФЭМ, соединённых последовательно, имеет следующие параметры: напряжение холостого хода 632,8 В; ток короткого замыкания 5,56 А; апряжение в точке максимальной мощности 512,4 В; ток в точке максимальной мощности 5,19 А. При этом:

$$I_{SCARRAY} \leq I_{DCMAX}^{\text{Источника}}; 5.56A > 5.5A$$
  
 $U_{OCARRAY} \leq U_{DCMAX}^{\text{Источника}}; 632.8B < 660B$   
 $I_{MPPARRAY} \leq I_{DCMAX}^{\text{Источника}}; 5.19A < 5.5A$ 

 $U_{MPPARRAY} \leq U_{DCMAX}^{\text{Источника}}$ ; 512.4B < 660B

Напряжение холостого хода данной конфигурации массива солнечных модулей ниже максимального значения напряжения на выходе источников постоянного тока. При этом значение тока короткого замыкания превышает допустимый предел тока источника на 0,06 A, однако это не является проблемой, поскольку работа в режимах, близких к короткому замыканию, не производится. Следовательно, данный массив пригоден к моделированию и далее будет рассмотрено моделирование массива из 14 ФЭМ JinKo Solar JKM190M-72.

На рисунке 3 приведены вольт-амперные характеристики рассматриваемых массивов ФЭМ.



Рисунок 3 – Вольт-амперные характеристики рассматриваемых массивов ФЭМ

Для подтверждения корректности моделирования работы СЭС в различных условиях окружающей среды были проведены эксперименты, в ходе которых определялась мощность, получаемая на выходе инвертора и сравнивалась с результатами расчёта, проведённого на основании верифицированных инструментов библиотеки для моделирования фотоэлектрических систем PVLIB [1].

Последовательность моделирования с использованием библиотеки для моделирования фотоэлектрических систем PVLIB:

 Моделирование вольт-амперной характеристики ФЭМ исходя из температуры солнечных элементов

$$T_m = T_a + G * exp(a + b * WS)$$
(5)

 Моделирование вольт-амперной характеристики батареи ФЭМ на основе полученной характеристики единичного ФЭМ с учётом схемы соединения модулей в батарею.

$$T_C = T_m + \frac{G}{G_0} \Delta T$$
(6)

3. Моделирование системы преобразования постоянного тока в переменный

$$I = I_L - I_0 \left[ exp\left(\frac{V + IR_s}{nN_sV_{th}}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$
(7)

#### Условия проведения эксперимента полунатурного моделирования СЭС

Для проведения эксперимента необходимо произвести логическое подключение к имитаторам. Затем задаются параметры моделируемого массива солнечных модулей и начальные условия эксперимента (температура ФЭМ и величина освещённости). Следующим шагом является передача управления на блок симуляции ФЭМ, установленного в имитаторе на аппаратном уровне. На этапе выдачи мощности имитатором эксперимент принимает итерационный характер, в соответствии с заданным оператором количеством пар значений: температура ФЭМ; уровень освещённости (пример фрагмента исходных данных приведён в таблице 3). В качестве выходных данных эксперимента выступает мощность на стороне переменного тока, получаемая с инвертора. После того, как все итерации успешно выполнятся, выводится сообщение о завершении эксперимента.

dt (Время выполнения итерации), с	Tcell (Моделируемая температура ячеек), °С	Global_irradiance (Моделируемый уровень солнечной инсоляции), Вт/м <sup>2</sup>
15	25	1000
15	25	960
15	25	920
15	25	880
15	25	840
15	25	800

Таблица 3 – Структура файла исходных данных для эксперимента

Заданное время итерации определяется временем поиска инвертором точки максимальной мощности при новых условиях окружающей среды.

Для подтверждения возможностей моделирования различных значений параметров окружающей среды была проведена серия экспериментов:

1. Определение зависимости мощности на выходе инвертора от уровня солнечной инсоляции.

 Определение зависимости мощности на выходе инвертора от температуры окружающей среды. 3. Моделирование режима работы СЭС в переменных условиях окружающей среды, приближенных к реальным.

### Результаты полунатурного моделирования режима работы СЭС

В первом эксперименте определялась зависимость мощности на выходе инвертора от уровня солнечной радиации при постоянной температуре поверхности ФЭМ.

Условия эксперимента:

- Фиксированная температура фотоэлектрических ячеек, равная 25°С.
- Линейно снижающийся уровень солнечного излучения (с 1000 Вт/м2 до 80

Вт/м2 с интервалом в 40 Вт/м2).

Результаты данного эксперимента представлены в таблице 4 и на рисунке 4.

	Входные параметры		Выходные параметры		
номер итерации	Температура ячеек Т, °С	освещённость G, Вт/м^2	мощность на стороне переменного тока инвертора Р, кВт	мощность теоретическая Р, кВт	Отклонение, %
1	25	1000	5.028	5.117	-1.78%
2	25	960	4.824	4.917	-1.92%
3	25	920	4.632	4.715	-1.79%
4	25	880	4.416	4.512	-2.17%
5	25	840	4.212	4.308	-2.28%
6	25	800	4.008	4.103	-2.38%
7	25	760	3.804	3.898	-2.47%
8	25	720	3.588	3.691	-2.88%
9	25	680	3.384	3.484	-2.96%
10	25	640	3.18	3.276	-3.02%
11	25	600	2.952	3.067	-3.90%
12	25	560	2.748	2.857	-3.98%
13	25	520	2.532	2.647	-4.55%
14	25	480	2.328	2.436	-4.65%
15	25	440	2.1	2.225	-5.94%
16	25	400	1.896	2.013	-6.16%
17	25	360	1.68	1.800	-7.17%
18	25	320	1.464	1.588	-8.46%
19	25	280	1.248	1.375	-10.19%
20	25	240	1.044	1.163	-11.36%
21	25	200	0.84	0.950	-13.14%
22	25	160	0.624	0.739	-18.41%
23	25	120	0.42	0.529	-25.88%
24	25	80	0.218	0.321	-47.14%

Таблица 4 – Результаты эксперимента №1



Рисунок 4 – Результаты эксперимента №1

Среднее отклонение мощности от теоретических значений составило -8,11%. Минимальное отклонение: -1,78 % при G: 1000 Вт/м<sup>2</sup> Максимальное отклонение: -47,14 % при G: 80 Вт/м<sup>2</sup>.

По результатам данного эксперимента было выявлено, что погрешность моделирования тем больше, чем ниже значение солнечного излучения.

Скорее всего это связано с тем, что при математическом моделировании использована схема замещения солнечного элемента с одним диодом, которая построена в предположении о постоянстве коэффициента идеальности диода, хотя в действительности коэффициент идеальности диода является функцией напряжения на солнечном элементе. При высоком напряжении (возникающем при достаточной освещённости) коэффициент идеальности близок к единице, а при низком напряжении коэффициент идеальности начинает изменяться, приближаясь к 2. Учесть эти изменения возможно используя схему замещения солнечного элемента с двумя диодами, однако она имеет повышенную сложность при вычислении параметров вольт-амперной характеристики и практически не используется на практике [7, 8].

Во втором эксперименте определялась зависимость мощности на выходе инвертора от температуры окружающей среды при постоянной интенсивности солнечного света.

Условия эксперимента:

• Линейно повышающаяся температура окружающей среды: (с 10 °C до 56 °C с интервалом 2 °C).

Фиксированный уровень солнечной инсоляции: 800 Вт/м2.

Результаты эксперимента приведены в таблице 5 и на рисунке 5.

	Входные	параметры	Выходные параметры		
номер итерации	температура T, °C	освещённость G, Вт/м^2	мощность на инверторе Р, кВт	мощность теоретическая Р, кВт	Отклонение, %
1	0	800	4.308	4.182	2.92%
2	4	800	4.284	4.177	2.50%
3	8	800	4.26	4.169	2.14%
4	12	800	4.212	4.158	1.29%
5	16	800	4.188	4.144	1.05%
6	20	800	4.164	4.128	0.87%
7	24	800	4.128	4.109	0.47%
8	28	800	4.092	4.087	0.13%
9	32	800	4.068	4.062	0.14%
10	36	800	4.044	4.035	0.22%
11	40	800	4.02	4.005	0.37%
12	44	800	3.984	3.973	0.29%
13	48	800	3.948	3.938	0.27%
14	52	800	3.936	3.900	0.92%
15	56	800	3.9	3.860	1.04%
16	60	800	3.864	3.817	1.22%
17	64	800	3.828	3.771	1.48%
18	68	800	3.792	3.724	1.81%
19	72	800	3.78	3.673	2.82%
20	76	800	3.744	3.621	3.30%
21	80	800	3.708	3.565	3.85%
22	84	800	3.696	3.508	5.09%
23	88	800	3.648	3.448	5.48%
24	92	800	3.598	3,386	5.89%

Таблица 5 – Результаты эксперимента №2



Среднее отклонение мощности от теоретических значений составило 1,9%. Минимальное отклонение: 0,13% при Tcell: 28°C Максимальное отклонение: 5,89% при Tcell: 92°C

Таким образом, моделирование различных температур поверхности массива солнечных модулей обладает погрешностью в 5% при моделируемой температуре не более 80 °C, при этом, наиболее точные значения наблюдаются при температурах от 24 °C до 48 °C

В третьем эксперименте проводилось моделирование работы СЭС при изменяющихся условиях окружающей среды, приближенных к реальным: в ходе эксперимента температура поверхности ФЭМ менялась от -0.5 до 6.8 °C, а интенсивность солнечно излучения от 0 до 550 Вт/м<sup>2</sup>.

Результаты эксперимента приведены в таблице 6 и на рисунке 6.

	Входные	параметры	Вых	одные параметры	
номер итерации	температура T, °C	освещённость G, Вт/м <sup>2</sup>	мощность на инверторе Р, кВт	мощность теоретическая Р, кВт	Отклонение, %
1	2	0	0	0	0.00%
2	2.1	0	0	0	0.00%
3	1.8	0	0	0	0.00%
4	2	35	0.132	0.098	25.42%
5	2.7	35	0.192	0.098	48.79%
6	3.4	73	0.708	0.295	58.29%
7	3.6	288	1.548	1.447	6.52%
8	5.1	318	1.776	1.608	9.47%
9	5.8	384	2.316	1.963	15.25%
10	4.9	550	2.676	2.854	-6.66%
11	5.5	402	2.04	2.060	-0.98%
12	6.8	365	1.752	1.859	-6.14%
13	5.1	275	1.716	1.376	19.82%
14	5.5	440	2.052	2.264	-10.35%
15	5.9	289	1.524	1.451	4.81%
16	5.4	305	1.584	1.537	2.94%
17	3.6	305	1.428	1.539	-7.76%
18	2.6	214	0.972	1.049	-7.88%
19	1.1	149	0.54	0.700	-29.61%
20	1.8	40	0.108	0.124	-14.92%

### Таблица 6 - Результаты эксперимента №3

21	1.3	0	0	0	0.00%
22	0.6	0	0	0	0.00%
23	-0.3	0	0	0	0.00%
24	-0.5	0	0	0	0.00%



Рисунок 6 – Результаты эксперимента №3

Среднее отклонение мощности от теоретических значений составило 4,46%. Минимальное отклонение: -0,98 % при: G: 402 BT/м<sup>2</sup>, Tcell: 5,5°C Максимальное отклонение: 58,29% при: G: 73 BT/м<sup>2</sup>, T ячеек: 3,4°C

Анализ полученных результатов показывает, что при моделировании условий окружающей среды, приближенных к реальным, наибольшая погрешность наблюдается на значениях уровня солнечного излучения вплоть до 150 Вт/м<sup>2</sup>.

## Заключение

Полунатурное моделирование СЭС в условиях, приближенных к реальным, является важным инструментом для оптимизации проектирования и работы солнечных электростанций. Этот подход позволяет точнее учесть факторы, влияющие на работу солнечных фотоэлектрических модулей и инверторов. Приближение условий моделирования к реальным включает в себя использование реальных данных о погоде, географических и климатических особенностях местности, а также технических характеристик солнечных панелей и другого электротехнического оборудования. Большая точность моделирования позволяет более точно оценить производительность СЭС и определить оптимальные параметры для работы.

В заключение, полунатурное моделирование СЭС в условиях, приближенных к реальным, является эффективным инструментом для оптимизации работы солнечных электростанций. Это позволяет спрогнозировать поведение энергетической системы с солнечными электростанциями при различных условиях окружающей среды и выбрать наиболее оптимальные параметры для ее работы. Полунатурное моделирование позволяет сэкономить время и ресурсы, при этом достигая высокой точности оценки производительности и надежности СЭС.

Погрешность получаемых данных в среднем не превышает 5 % при интенсивности солнечного света не менее 480 Вт/м<sup>2</sup> и температуре не более 80 °C. Таким образом Имеющийся в НИУ «МЭИ» имитационный макет СЭС позволяет осуществлять полунатурное моделирование при наиболее часто встречающихся сочетаниях параметров окружающей среды.

### Литература:

- William F. Holmgren, Clifford W. Hansen, and Mark A. Mikofski. "pvlib python: a python package for modeling solar energy systems." Journal of Open Source Software, 3(29), 884, (2018). <u>https://doi.org/10.21105/joss.00884</u>
- Junsheng Zhang. Hardware-in-the-Loop Simulation of EV Smart Charging in a Distribution Grid // MASTER THESIS. Delft University of Technology. 2022
- Alberto Dolara, Sonia Leva, Giampaolo Manzolini, Comparison of different physical models for PV power output prediction, Solar Energy, Volume 119, 2015, Pages 83-99, ISSN 0038-092X, <u>https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.06.017</u>
- Operating and Information Manual for PV-Simulator URL: <u>https://www.idm-instrumentos.es/files/fuentes/BajaMedia%20potencia/PV-Sim\_B\_E%20manual.pdf</u> (дата образения: 14.12.2023).
- Рекутов О. Г. Анализ способов построения имитаторов солнечных батарей для физического моделирования систем электроснабжения космических аппаратов / О. Г. Рекутов, А. Г. Юдинцев // Доклады ТУСУР. – 2020. – Т. 23, № 2. – С. 108–115. DOI: 10.21293/1818-0442-2020-23-2-108-115
- А.В. Шкуратов, А.В. Формирователь аналоговых вольт-амперных характеристик для имитатора солнечной батареи // Доклады ТУСУР. 2018. Т. 21, № 3. С. 93–97. DOI: 10.21293/1818-0442-2018-21-3-93-97

- N.M. Abd Alrahim Shannan, N.Z. Yahaya, and B. Singh. Single-diode model and two-diode model of pv modules: A comparison. In Control System, Computing and Engineering (ICCSCE), 2013 IEEE International Conference on, pages 210–214, Nov 2013.
- 8.
   Double
   Diode
   Model.
   URL:

   https://www.pveducation.org/pvcdrom/characterisation/double-diode-model
   (дата

   обращения: 15.12.2023).

#### Аннотация

# ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ НА ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Д.А. Харитонов, А.Г. Васьков, И.Н. Айнуллоева

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» (ФГБОУ ВО «НИУ

«МЭИ»)

E-mail: dimax41@gmail.com, VaskovAG@mpei.ru, AinulloyevaIN@mpei.ru

## STUDY OF PHOTOVOLTAIC PLANT OPERATION USING A PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODEL

D.A.Kharitonov, A. G. Vaskov, I. N. Ainulloyeva

## dimax41@gmail.com, VaskovAG@mpei.ru, AinulloyevaIN@mpei.ru

Before starting practical operation of solar power plants, it is required to conduct simulation tests of their electrical equipment under conditions close to real conditions. This paper describes the method of simulation of solar power plants and presents the results of the study of the PV power plant operating under different operating conditions. Using the functionality of the mathematical model of the solar power plant based on the PVLIB library, the verification of the physical and mathematical model of the photovoltaic power plant in a wide range of environmental parameters has been carried out. The principal applicability of the physical and mathematical model available at the National Research University "Moscow Power Engineering Institute" for conducting simulation tests of solar power plants operation under conditions close to real ones is shown.

**Keywords:** solar energy, simulation model of solar power plant, modeling, testing, electrical equipment

5	Контактная информация для каждого автора (фактический адрес для направления почтовых обращений и авторских экземпляров журнала, телефон, факс, адрес электронной почты)	1	111250, Россия, г. Москва, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ЛЕФОРТОВО, УЛ КРАСНОКАЗАРМЕННАЯ, Д.14, СТР.1 Phone: +7 (965) 422-69-19 E-mail: dimax41@gmail.com
		2	111250, Россия, г. Москва, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ЛЕФОРТОВО, УЛ КРАСНОКАЗАРМЕННАЯ, Д.14, СТР.1 Phone: +7 (916) 242-72-24 E-mail: VaskovAG@mpei.ru
		3	111250, Россия, г. Москва, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ЛЕФОРТОВО, УЛ КРАСНОКАЗАРМЕННАЯ, Д.14, СТР.1 Phone: +7 (977) 166-73-48 E-mail: AinulloyevaIN@mpei.ru