

На правах рукописи



**Ерошенко Станислав Андреевич**

**КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И  
ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

05.14.02 – Электрические станции и  
электроэнергетические системы

Автореферат диссертации  
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Новосибирск – 2020

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет».

**Научный руководитель:**

**Манусов Вадим Зиновьевич**  
доктор технических наук, профессор

**Официальные оппоненты:**

**Обухов Сергей Геннадьевич**  
доктор технических наук, доцент,  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (г. Томск), отделение электроэнергетики и электротехники, профессор;

**Бубенчиков Антон Анатольевич**  
кандидат технических наук, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Омский государственный технический университет», кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий», доцент;

**Ведущая организация:**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Иркутский национальный исследовательский технический университет»

Защита состоится: «01» октября 2020 года в 10:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.173.01 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» по адресу: 630073, Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, I корпус, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте <https://www.nstu.ru/>

Автореферат разослан «\_\_» июля 2020 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
канд. техн. наук, доцент



Осинцев Анатолий Анатольевич

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** В настоящее время схема размещения генерирующих объектов на территории Российской Федерации на законодательном уровне включает в себя кроме генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, схем и программ развития Единой энергетической системы России (СиПР ЕЭС), также схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, что является отдельной важной локальной задачей в составе глобальной задачи перспективного планирования. При этом отсутствие утверждённой на федеральном уровне единой для всех методологии разработки программ регионального экономического развития, а также правил планирования развития топливно-энергетического комплекса, на основании которых специалистами энергетического сектора рассчитывается прогноз потребления электроэнергии и мощности, который, в свою очередь, учитывается при составлении схем и программ развития электроэнергетики, подтверждает необходимость разработки нового универсального подхода к решению данной задачи.

Современные региональные электроэнергетические системы (ЭЭС) характеризуются возрастающей долей возобновляемых источников энергии, что обусловлено существующими механизмами стимулирования их развития. В большинстве развитых стран реализуют механизмы государственной поддержки развития возобновляемых источников энергии, включающие фиксированные тарифы, определяющие цену за киловатт-час произведенной электроэнергии, ценовые надбавки, зеленые сертификаты и другие механизмы. В России наибольшее распространение получил механизм конкурсных отборов на право заключения договора поставки мощности для оптового рынка, в рамках которого собственники объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, получают ежемесячную гарантированную плату за мощность. Распоряжением Правительства РФ определены целевые показатели установленной мощности такой генерации в общей структуре генерирующих мощностей – 5 871 МВт до 2024 года. На начало 2018 года ее установленная мощность без учета гидроэлектростанций в ЕЭС России составила – 1,59 ГВт, в мире – 941,0 ГВт, а оценка технически доступного энергетического потенциала возобновляемых источников энергии в России по разным источникам оценивается от 5 до 25 млрд. т.у.т. в год, то есть оценочно 55% от годового потребления энергии.

В ЭЭС со значительной долей возобновляемых источников энергии задача эффективного размещения генерирующих объектов имеет также ряд дополнительных особенностей, а именно связана с задачами размещения генерации и планирования режимов ее работы, которые в свою очередь определяются правилами технологического функционирования электроэнергетических систем и базируются на формировании долгосрочных и краткосрочных балансов мощности и электроэнергии. В среднем установленная мощность, к примеру, фотоэлектрических станций составляет порядка 15-20 МВт, что сопоставимо с потерями мощности в масштабах крупных ЭЭС. Однако для региональных энергосистем и отдельных энергорайонов (Оренбургская область, где доля генерации на основе возобновляемых источников энергии к 2020 году

составит порядка 20% при суммарной установленной мощности в 365 МВт) такая мощность может оказывать существенное влияние на схемно-режимную ситуацию в районе размещения и потребует внимания к электросетевым ограничениям и потерям мощности в сети.

Также задача размещения генерирующих объектов в ЭЭС со значительной долей ВИЭ, имеет непосредственную связь с задачей прогнозирования генерации электрической энергии, так как отсутствие достоверных прогнозов возобновляемых источников энергии влечет за собой необходимость постоянного поддержания полноценного резерва активной мощности в энергосистеме (в объеме располагаемой мощности возобновляемых источников энергии), что фактически означает необходимость дополнительного включения тепловой генерации и её работы в неэкономичных режимах и/или резервирования пропускной способности электрических сетей, что в свою очередь создает проблему формирования избыточных мощностей не только на уровне регионов, но и на уровне потребителей. Так, на примере реализации программы договора о предоставлении мощности в России, завышенные прогнозы роста спроса на электрическую энергию и мощность при формировании плана строительства новых мощностей привели к профициту мощности и дополнительной нагрузке на потребителей.

Проблемы прогнозирования генерации электроэнергии на объектах, функционирующих с использованием различных видов возобновляемых источников энергии, связаны с проблемой стохастического характера их генерации. Такая задача является многофакторной с большим числом плохо формализуемых и лингвистических данных, так как базируется на метеорологических и климатологических данных, укрупненный характер которых также оказывает сильное влияние на результат прогнозирования генерации электрической энергии.

Самыми распространенными станциями на основе возобновляемых источников энергии, реализуемыми на территории РФ с государственной поддержкой, являются фотоэлектрические и ветровые электростанции, а также мини-гидростанции. Несмотря на то, что темпы роста установленной мощности ветровых электростанций на территории РФ выше, отдельные крупные районы юга России формируют свою «зеленую энергетику» именно на базе фотоэлектрических станций.

Применительно к задаче эффективного размещения фотоэлектрических станций требуется учитывать энергетический потенциал территории, доступность альтернативных местных видов топлива и другие критерии, что делает данную задачу актуальной для региональных энергосистем в условиях развития возобновляемых источников энергии.

Необходимость прогнозирования генерации возобновляемых источников энергии закреплена на государственном уровне, согласно приказу от 11.02.2019 № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» «...Объем производства электрической энергии в прогнозном балансе электрической энергии энергосистемы должен определяться для ветровых и солнечных электростанций – на основе помесечных данных о средней многолетней величине производства

электрической энергии данными электростанциями за три последних года, а при отсутствии указанных данных (в том числе для строящихся электростанций) – в соответствии с предложениями собственников по формированию сводного прогнозного баланса...». При этом в деятельности оперативно-диспетчерских центров в России задача прогнозирования генерации фотоэлектрических станций фактически не решена. В настоящее время при краткосрочном планировании электрических режимов с целью компенсации стохастического снижения выдачи мощности электростанциями на основе возобновляемых источников энергии, увеличивается объем резервов активной мощности ЭЭС на суммарную величину генерации, заявленной собственниками таких генерирующих объектов.

С целью повышения эффективности краткосрочного планирования режимов в части соблюдения системных ограничений, размещения резервов активной мощности требуется создание инструментов прогнозирования генерации фотоэлектрических станций для краткосрочного (на сутки вперед) и оперативного (внутри суточный прогноз с горизонтом упреждения до 6 часов) горизонтов планирования режимов. Такое разделение определено, как уже упоминалось выше, стохастичностью процесса генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями, суточным и сезонным циклами изменения солнечного излучения. Краткосрочный прогноз генерации электрической энергии фотоэлектрических станций продиктован необходимостью его формирования диспетчерскими центрами системного оператора для рынка на сутки вперед, а оперативный прогноз – для управления перетоками мощности, балансирования генерации и корректировки диспетчерских графиков фотоэлектрических станций.

Кроме того, собственники фотоэлектрических станций, также заинтересованы в развитии инструментов прогнозирования. В существующих условиях это позволит не только решать задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования, планирования резервов мощности, но обеспечить эффективное планирование технического обслуживания и ремонтов основного генерирующего оборудования.

Вышесказанное подчеркивает актуальность исследования и необходимость гармонизации процесса внедрения фотоэлектрических станций в энергосистемы, а также выявляет ряд принципиально новых проблем и задач, требующих разработки новых подходов к их решению с точки зрения информационно-аналитических и математических принципов обработки и анализа данных.

Таким образом, задачи размещения и краткосрочного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями – актуальные задачи для собственников генерирующих объектов и для организаций диспетчерского и технологического управления, обеспечивающих планирование электроэнергетического режима и бесперебойное электроснабжение потребителей, как с технической, так и с экономической точек зрения.

**Объект исследования** – региональная электроэнергетическая система с большой долей солнечных электростанций на базе фотоэлектрических преобразователей и оценка их влияния на режимы работы сети.

**Предмет исследования** – территориальное размещение и краткосрочное прогнозирование генерации фотоэлектрических станций в региональных

электроэнергетических системах.

**Цель работы** – совершенствование существующих и разработка новых математических подходов к эффективному размещению объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии и краткосрочному прогнозированию генерации фотоэлектрических станций с использованием статистических методов и методов машинного обучения.

**Для достижения поставленной цели в работе поставлены и решены следующие задачи:**

- 1) анализ существующих методов и подходов к размещению генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии;
- 2) разработка модели эффективного размещения генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии;
- 3) разработка моделей краткосрочного и оперативного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями;
- 4) анализ влияния режимов работы фотоэлектрических станций на резервы мощности электроэнергетической системы.

**Научная новизна** работы состоит в следующем:

- 1) разработана многопараметрическая математическая модель оптимизации размещения объектов генерации в ЭЭС с увеличенной долей возобновляемых источников энергии, реализованная на картах технологического районирования;
- 2) обосновано и получено решение задачи эффективного размещения генерирующих объектов в региональных ЭЭС с большой долей возобновляемых источников энергии с учетом технических ограничений прилегающей сети;
- 3) разработаны новые математические модели и алгоритмы краткосрочного и оперативного прогнозирования генерации электроэнергии фотоэлектрическими станциями, основанные на статистических методах, методах машинного обучения, законах распространения солнечного излучения в атмосфере и его пространственно-временных характеристиках;
- 4) предложена методика оценки необходимых резервов активной мощности в ЭЭС с большой долей возобновляемых источников энергии, основанная на оценке рисков возникновения небаланса активной мощности.

**Практическая значимость результатов работы.**

Предложены эффективные методики и инструменты решения задач размещения и краткосрочного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями в региональных ЭЭС на базе разработанных моделей с использованием статистических методов и методов машинного обучения.

Предложенные подходы позволяют получить максимально точные обоснованные сценарии размещения фотоэлектрических станций в региональных ЭЭС и оценить графики их генерации для решения задачи размещения резервов активной мощности.

Также практическая ценность подтверждается актом внедрения результатов диссертационной работы в деятельность одной из ведущих мировых компаний электроэнергетической области – ООО «Прософт-Системы».

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Многопараметрическая модель размещения объектов генерации на

основе возобновляемых источников энергии, построенная на базе метода анализа иерархий и генетического алгоритма, позволяет получить оптимальные варианты развития такой генерации в региональных электроэнергетических системах.

2. Математическая модель и алгоритм краткосрочного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями «на сутки вперед», построенные на основе метода множественной регрессии, позволяют получить прогноз генерации с ошибкой не более 20%.

3. Математическая модель оперативного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями повышает эффективность внутрисуточного планирования электроэнергетических режимов.

4. Методика оценки величины резервов активной мощности в ЭЭС с большой долей возобновляемых источников энергии, основанная на оценке рисков возникновения небаланса мощности, позволяет избежать необходимости формирования резервов активной мощности тепловой генерации в объеме установленной мощности ВИЭ.

#### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности.**

Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы:

- п. 1 «Оптимизация структуры, параметров и схем электрических соединений электростанций»;
- п. 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»;
- п. 13 «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

**Обоснованность и достоверность.** Результаты диссертационной работы получены при корректном и обоснованном применении статистических методов и методов машинного обучения и подтверждаются согласованностью с результатами, полученными на основе эмпирических выводов и экспертных оценок в рамках выполнения научно-исследовательских работ.

**Апробация работы.** Положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 11 международных и Российских научных конференциях, а именно: 46<sup>th</sup> CIGRE Session, 2016 (Париж, Франция); 57<sup>th</sup> International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2016 (Рига, Латвия); Электроэнергетика глазами молодежи, 2017 (Самара, Россия); II International Conference on Control in Technical Systems, 2017 (Санкт-Петербург, Россия); 8<sup>th</sup> International Conference on Energy and Environment, 2017 (Бухарест, Румыния); 11<sup>th</sup> IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering, 2017 (Кадиз, Испания); Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, 2018 (Санкт-Петербург, Россия); 3<sup>rd</sup> International Conference on Advances on Clean Energy Research, 2018 (Санкт-Петербург, Россия); 3<sup>rd</sup> International Conference on Advances on Clean Energy Research, 2018 (Барселона, Испания); 17<sup>th</sup> International Ural Conference on AC Electric Drives, 2018 (Екатеринбург, Россия); IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, 2019 (Санкт-Петербург, Россия).

**Публикации.** По теме диссертационной работы опубликовано 13 статей, в

том числе 3 статьи в рецензируемых научных изданиях, рекомендуемых ВАК РФ, 10 публикаций в материалах конференций и журналах, индексируемых в международных базах научного цитирования Scopus и Web of Science. В совместных работах доля автора составляет не менее 70%.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа включает в себя введение, четыре главы, заключение, список сокращений и условных обозначений, список литературы, состоящий из 146 библиографических ссылок и одно приложение. Общий объем работы составляет 201 страницу, в том числе 63 таблицы, 58 рисунков.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы и дана ее общая характеристика. Сформулированы цели и задачи работы.

**Первая глава** посвящена анализу существующих подходов для энергообеспечения территорий в рамках реализации целевых показателей развития объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), определенных в документах стратегического развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России. В данной главе также представлен обзор международных стандартов и нормативных документов, регламентирующих основные технические требования к генерирующим установкам на базе ВИЭ, а также процедуры и системные ограничения при ее подключении на параллельную работу с ЭЭС.

Также рассматриваются механизмы поддержки ВИЭ в России на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности, и анализируются основные факторы влияния на эффективность их размещения.

Изучению проблем, связанных с развитием генерирующих мощностей на базе ВИЭ, уделяется большое внимание. В России и за рубежом значительный вклад в развитие методов и подходов к планированию развития нетрадиционной и возобновляемой энергетики внесли Ж.И. Алферов, В.М. Андреев, П.П. Безруких, Б.М. Берковский, В.И. Велькин, Н.И. Воропай, В.В. Елистратов, П.В. Илюшин, М.Б. Коган, Б.В. Лукутин, В.З. Манусов, С.Г. Обухов, О.С. Попель, Ю.А. Секретарев, Б.В. Тарнижевский, М.Г. Тягунов, В.Е. Фортов, С.Е. Щеклеин, F. Blaabjerg, E.F. El-Saadany, J.M. Guerrero, M.A. Moreno, M. Shahidehpour, J.C. Vasquez, J. Wang, P. Wang, Y.I. Mohamed, и другие.

**Во второй главе** представлено описание разработанной системы оптимального размещения объектов генерации на основе ВИЭ с использованием эволюционных методов на базе карт географического и технологического районирования. В представленной постановке задачи эффективность внедрения ФЭС сопоставляется с возможными вариантами реализации проектов по строительству ветровых электрических станций (ВЭС) и станций, функционирующих на биотопливе (БТ). Решение задачи территориального планирования требует сбора и анализа следующей исходной информации:

- *Данные схем и программ развития ТЭК региона, в т.ч.:*
  - структура и состав установленной мощности электростанций;
  - динамика и прогноз потребления электроэнергии и мощности;
  - карты-схемы электрических сетей 110 кВ и выше;

- целевой показатель развития ВИЭ, % (МВт).
- *Данные о загрузке электрической сети в регионе, в т.ч.:*
  - мощность трансформаторов центров питания (ЦП), МВА;
  - загрузка подстанции по данным контрольных замеров;
  - пропускная способность связей 110-220 кВ, МВт.
- *Усредненные данные об энергетическом потенциале ВИЭ, в т.ч.:*
  - средняя за период энергия солнечного излучения, кВт·ч/м<sup>2</sup>;
  - карта среднегодовой скорости ветра, м/с;
  - объемы отходов лесной промышленности, млн. м<sup>3</sup>.
- *Технические и стоимостные характеристики объектов ВИЭ, в т.ч.:*
  - удельная стоимость 1 кВт установленной мощности, руб./кВт;
  - стоимость тех. присоединения в зависимости от  $U_{ном}$ , о.е.;
  - среднегодовая стоимость обслуживания в зависимости от типа, руб./год.

Карты географического и технологического районирования представляют собой основу процесса оптимизации территориального размещения генерирующих объектов на базе ВИЭ. Преимуществом картографической формы исходных данных является привязка к координатной сетке – широта  $x$  и долгота  $y$ . В качестве примера на Рисунке 1 представлена карта солнечного излучения в координатах северная широта ( $x$ ), восточная долгота ( $y$ ) и упрощенная карта-схема распределительной электрической сети 110 кВ и выше, связывающая между собой энергорайоны рассматриваемой территории.

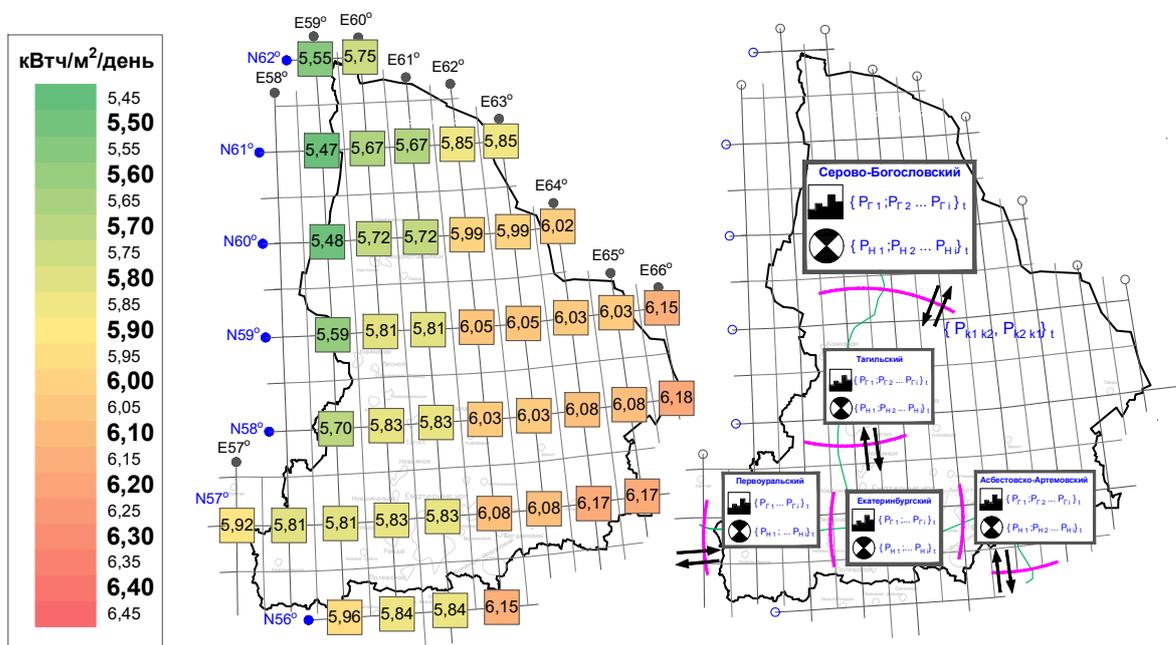


Рисунок 1 – Карта-схема исходных данных для оптимизации местоположения генерирующих объектов на базе ВИЭ

Таким образом, для решения задачи оптимизации размещения генерирующих объектов на базе ВИЭ с привязкой к координатной сетке рассматриваемой территории формируются: карта усредненного солнечного излучения, карта среднегодовой скорости ветра с привязкой к типу ландшафта и растительности, карта размещения базовых предприятий лесной

промышленности, карта-схема и расчетная модель установившегося режима (УР) распределительных электрических сетей 110 кВ и выше, связывающих отдельные энергорайоны с привязкой к фактическому размещению и загрузке основных ЦП 110 кВ и существующих объектов генерации.

В качестве метода, позволяющего качественно и количественно оценить полезность установки генерирующего объекта, функционирующего на основе ВИЭ, выбран метод иерархий, позволяющий проводить сравнительную оценку вариантов по следующим группам параметров:

- группа технических параметров;
- группа экономических параметров;
- группа экологических параметров.

Система оценки степени полезности решений основана на равномерной шкале Саати от 1 до 9 баллов, где 1 соответствует максимальной полезности, а 9 – нулевой полезности по всем группам параметров. Оценки полезности возможных решений представлены в Таблице 1.

Отнесение объекта  $j$  по рассматриваемому параметру  $i$  к тому или иному состоянию определяется соотношением между значениями параметра  $Y_{ji}^t$  к пороговым значениям. Такие преобразования выполняются по правилам, описанным в Таблице 1.

Таблица 1 – Классификация решений по степени полезности

Обозначение уровня оценки	Соотношение нормализованных значений параметров и их пороговых уровней	Оценка полезности $b_{ij}$
Максимальная полезность (МП)	$Y_{ji}^H = 0$ и $Y_{ji}^t \neq Y_{ОП-1,ji}$	1
Объективная полезность 1 уровня (ОП-1)	$0 < Y_{ji}^H < Y_{ОП-2,ji}^H$	2
Объективная полезность 2 уровня (ОП-2)	$Y_{ОП-2,ji}^H \leq Y_{ji}^H < Y_{ОП-3,ji}^H$	3
Объективная полезность 3 уровня (ОП-3)	$Y_{ОП-3,ji}^H \leq Y_{ji}^H < Y_{КП,ji}^H$	4
Компромиссная полезность (КП)	$Y_{КП,ji}^H \leq Y_{ji}^H < 1$	5
Субъективная полезность 1 уровня (СП-1)	$1 \leq Y_{ji}^H < Y_{СП-2,ji}^H$	6
Субъективная полезность 2 уровня (СП-2)	$Y_{СП-2,ji}^H \leq Y_{ji}^H < Y_{СП-3,ji}^H$	7
Субъективная полезность 3 уровня (СП-3)	$Y_{СП-3,ji}^H \leq Y_{ji}^H < Y_{НП,ji}^H$	8
Нулевая полезность (НП)	$Y_{ji}^H \geq Y_{НП,ji}^H$	9

### Группа технических параметров

**1. Выдача располагаемой мощности ( $\alpha_{\text{вм}})_j$ .** Параметр принимает значение 0 в отношении объекта  $j(x, y)$ , если ток любой линии  $I_{mk}$ , подключенной к центру питания (ЦП)  $k(x, y)$ , в режиме  $N-1$  не превышает величину допустимого значения  $I_{\text{ДДТН } mk}$ ; значение 1 – если ток любой линии  $I_{mk}$  не превышает аварийно-допустимое значение  $I_{\text{АДТН } mk}$ ; в противном случае определяется отношением  $I_{mk} / I_{\text{АДТН } mk}$ .

$$(\alpha_{\text{вм}})_j = \begin{cases} 0, & \text{если } (I_{mk}/I_{\text{ДДТН } mk}) \leq 1 \\ 1, & \text{если } 1 < (I_{mk}/I_{\text{ДДТН } mk}) \leq (I_{\text{АДТН } mk}/I_{\text{ДДТН } mk}) \quad \forall k, m \in j(x, y) \\ (I_{mk}/I_{\text{АДТН } mk}), & \text{если } I_{mk} > I_{\text{АДТН } mk}. \end{cases} \quad (1)$$

**2. Ограничение мощности центра питания  $(\alpha_{\text{цп}})_j$ .** Параметр принимает значение 0, если обеспечивается ограничение по трансформаторной мощности ЦП  $k(x, y)$ . В ином случае определяется отношением мощностей  $P_{\text{уст } j}/P_{\text{цп } k}$ .

$$(\alpha_{\text{pc}})_j = \begin{cases} 0, & \text{если } (P_{\text{уст } j}/P_{\text{цп } k}) \leq 1 \\ (P_{\text{уст } j}/P_{\text{цп } k}), & \text{если } (P_{\text{уст } j}/P_{\text{цп } k}) > 1. \end{cases} \quad (2)$$

**3. Обеспечение требуемого уровня напряжения в сети  $(\alpha_U)_j$ .** Параметр принимает значение 0, если в результате расчета установившегося режима (УР) с объектом генерации  $j(x, y)$  отклонение напряжений  $(\Delta U_k)$  на шинах ЦП  $k(x, y)$  составляет более 5% от номинального значения, если менее 5% – 1.

$$(\alpha_U)_j = \begin{cases} 0, & \text{если } \Delta U_k > \pm 5\% \\ 1, & \text{если } \Delta U_k \leq \pm 5\%. \end{cases} \quad (3)$$

**4. Влияние на потери активной мощности  $(\alpha_{\Delta P})_j$ .** Параметр определяется отношением суммарных потерь мощности в схеме с объектом генерации  $\sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \Delta P_{\text{лин } mkj}$  и в исходной схеме  $\sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \Delta P_{\text{лин } mk0}$ :

$$(\alpha_{\Delta P})_j = \begin{cases} \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M (\Delta P_{\text{лин } mkj}/\Delta P_{\text{лин } mk0}), & \text{если } \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M (\Delta P_{\text{лин } mkj}/\Delta P_{\text{лин } mk0}) < 1 \\ 1, & \text{если } \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M (\Delta P_{\text{лин } mkj}/\Delta P_{\text{лин } mk0}) \geq 1. \end{cases} \quad (4)$$

**5. Динамика изменения нагрузки энергорайона  $(\alpha_{\text{нагр}})_j$ .** Параметр вычисляется на основе оценки динамики прироста нагрузки энергорайона и определяется как отношение потребленной мощности в существующей схеме к прогнозу потребления на 5 лет в соответствии с программой развития электрических сетей рассматриваемой территории:

$$(\alpha_{\text{деф}})_j = \begin{cases} 0, & \text{если } \sum_{k=1}^K (P_{\text{нагр } t+5k}/P_{\text{нагр } t0k}) > (1 + \delta)^{t+5} \\ 1, & \text{если } 1 \leq \sum_{k=1}^K (P_{\text{нагр } t+5k}/P_{\text{нагр } t0k}) < (1 + \delta)^{t+5} \\ \left[ \sum_{k=1}^K (P_{\text{нагр } t+5k}/P_{\text{нагр } t0k}) \right]^{-1}, & \text{если } \sum_{k=1}^K (P_{\text{нагр } t+5k}/P_{\text{нагр } t0k}) < 1, \end{cases} \quad (6)$$

где  $\delta$  - показатель естественного прироста нагрузки по ЭЭС, %.

**6. Диспетчерское управление и автоматизация  $(\alpha_{\text{ду}})_j$ .** Параметр принимает значение 0 при необходимости обеспечения дополнительных требований организаций оперативно-диспетчерского управления объектом

генерации  $j(x, y)$  и 1 – в случае её отсутствия. Определяется в зависимости от установленной мощности объекта генерации.

$$(\alpha_{\text{дв}})_j = \begin{cases} 0, & \text{при } P_{\text{уст } j} > 25 \text{ МВт} \\ 0.5, & \text{при } 5 \text{ МВт} < P_{\text{уст } j} < 25 \text{ МВт} \\ 1, & \text{при } P_{\text{уст } j} < 5 \text{ МВт} \end{cases} \quad (7)$$

## Группа экономических параметров

**1. Капиталовложения  $(\gamma_k)_j$ .** Оценка удельных капиталовложений в строительство объекта генерации  $j(x, y)$  выполнена на основе ДПМ ВИЭ и определяется соотношением:

$$(\gamma_k)_j = k_{\text{уд } j} / \overline{k_{\text{уд } j}}. \quad (8)$$

**2. Стоимость технологического присоединения  $(\gamma_{\text{тп}})_j$ .** Оценка по данному параметру выполнена на основе укрупненных стоимостных показателей строительства электросетевых объектов 35-750 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» (Рисунок 2). Параметр определяется дискретным значением капиталовложений в распределительное устройство ВН объекта генерации  $j(x, y)$  в зависимости от установленной мощности и класса напряжения электрической сети и рассчитывается следующим образом:

$$(\gamma_{\text{тп}})_j = 1 - 1/k_{\text{тп } j \text{ о.е.}} \quad (9)$$

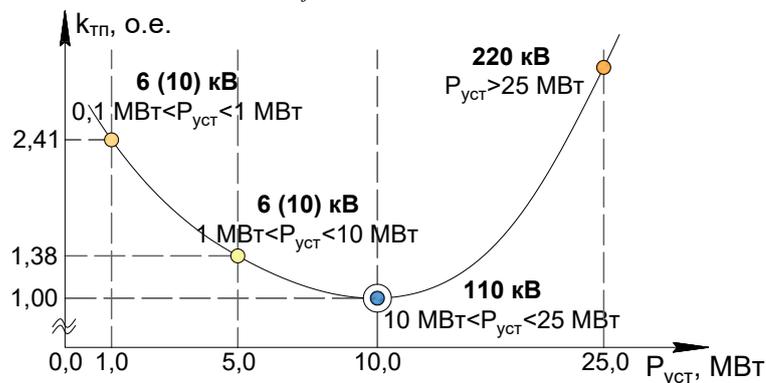


Рисунок 2 – Определение удельной стоимости технологического присоединения

**3. Срок окупаемости  $(\gamma_{\text{со}})_j$ .** Параметр оценивает период времени возврата первоначальных капиталовложений в строительство генерирующего объекта  $j(x, y)$  и принимает значение  $(T_{\text{со}}/15 - 1)$  в случае, если срок окупаемости превышает 15 лет, в противном случае – 0. Рассчитывается на основе данных о КИУМ, участии в ДПМ, землеотводе, стоимости.

$$(\gamma_{\text{со}})_j = \begin{cases} 0, & \text{если } T_{\text{со}} = f(\text{КИУМ}_j, P_{\text{уст } j}, k_j, \text{и}_j, \delta_{\text{РЭМ}}) \leq 15 \\ (T_{\text{со}}/15 - 1), & \text{если } T_{\text{со}} = f(\text{КИУМ}_j, P_{\text{уст } j}, k_j, \text{и}_j, \delta_{\text{РЭМ}}) > 15. \end{cases} \quad (10)$$

## Группа экологических параметров

**1. Шум и вибрация  $(\varepsilon_{\text{шв}})_j$ .** Параметр определяется в зависимости от типа генерирующей установки  $j(x, y)$  и принимает значение 0 при отсутствии подвижных конструктивных элементов, 1 – в ином случае.

**2. Выбросы вредных веществ** ( $\varepsilon_{\text{ВВ}})_j$ . Параметр определяется на основании оценки сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в тыс. тонн, принимает значение 1 при в случае увеличения выбросов вредных веществ, 0 – в противном случае.

После определения оценок по отдельным параметрам для объекта  $j$ , формируется оценка по группам параметров  $n$ , которая вычисляется как средневзвешенная нормализованная оценка, где в качестве весов выступают балльные оценки состояния по каждой группе.

$$C_{nj} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{nj}} b_{ji} Y_{ji}^H}{\sum_{i=1}^{N_{nj}} b_{ji}} \quad (11)$$

Аналогично (11) после определения балльных оценок по группам  $b_{jn}$  в соответствии с предложенной шкалой (Таблица 1) формируется итоговая оценка полезности ( $Z_j$ ) по всем группам параметров реализации проектов генерации на основе ВИЭ.

$$Z_j = \frac{\sum_{n=1}^{N_n} b_{jn} C_{nj}}{\sum_{n=1}^{N_n} b_{jn}} \rightarrow \min \quad (12)$$

Поиск оптимальных вариантов размещения генерирующих мощностей ВИЭ в заданном районе реализуется на основе генетического алгоритма, для которого функцией приспособленности и является итоговая оценка полезности ( $Z_j$ ) по всем группам параметров. Генетический алгоритм – это метод оптимизации, основными преимуществами которого являются его эффективность для решения дискретных задач, низкая чувствительность к качеству начального приближения и прямое вычисление целевой функции.

Для выполнения расчётов была выбрана территория Свердловской области, для которой было проведено районирование по энергетическому потенциалу ВИЭ. В схеме замещения эквивалентной электрической сети напряжением 110 кВ и выше учтено 53 центра питания, относящиеся к основным муниципальным образованиям. Электрическая сеть 220 кВ учтена в объеме основных межрайонных и межрегиональных транзитов. В качестве целевого показателя развития генерирующих объектов на базе ВИЭ принимается общероссийский показатель 4,5% в общей структуре генерирующих мощностей, что составляет до 450 МВт.

В процессе оптимизации для данной территории рассматриваются следующие виды генерирующих объектов на базе ВИЭ: ветровая электростанция, фотоэлектрическая станция, электростанция на биотопливе. Выполнен анализ и составлены карты потенциала солнечной энергии, ветровой энергии, карта размещения наиболее крупных предприятий лесопромышленного комплекса, карта загрузки центров питания электрической сети 110 кВ и выше.

В результате применения генетического алгоритма формируется ранжированный перечень вариантов строительства генерации на базе ВИЭ в зависимости от типа первичного энергоносителя. Варианты с наиболее высокой степенью соответствия представлены в Таблице 2.

Таблица 2 – Ранжированный перечень вариантов реализации проектов ВИЭ.

Вариант	Р <sub>уст</sub> , МВт	Центр питания	Техн. параметры	Эконом. параметры	Эколог. параметры	Балл	Оценка
Вар. 1 ФЭС, Талицкие ЭС	8	Тугулым	0,68	0,83	0,00	0,67	КП
Вар. 2 ФЭС, Восточные ЭС	60	Камышлов	0,49	0,85	0,00	0,61	ОП-3
Вар. 3 ФЭС, Артемовские ЭС	20	Туринск	0,61	0,83	0,00	0,65	ОП-3
Вар. 4 ФЭС, Восточные ЭС	50	Синарская	0,42	0,86	0,00	0,58	ОП-3
Вар. 5 ФЭС, Артемовские ЭС	48	Алапаевск	0,60	0,85	0,00	0,65	КП
Вар. 6 БТ, Артемовские ЭС	25	Алапаевск	0,62	0,62	1,00	0,77	КП
Вар. 7 БТ, Серовские ЭС	20	Черемухово	0,65	0,48	1,00	0,73	КП
Вар. 8 БТ, Западные ЭС	25	Красноуфимская	0,35	0,62	1,00	0,73	КП
Вар. 9 БТ, Западные ЭС	15	Михайловская	0,38	0,48	1,00	0,69	КП
Вар. 10 ВЭС, Тагильские ЭС	65	Качканар	0,78	1,66	0,80	1,16	СП-1

Анализ результатов оптимизации типа, установленной мощности и мест размещения генерирующих объектов на базе ВИЭ выявил следующее: с увеличением мощности объектов генерации, питающая распределительная сеть разгружается, снижая нагрузку линий до 40%; в большинстве случаев результирующая установленная мощность ограничивается величиной трансформаторной мощности рассматриваемых центров питания; наиболее целесообразными местами размещения объектов генерации на основе ВИЭ являются энергорайоны с высокими показателями экономической активности, выраженными в приросте нагрузки на перспективу 5 лет.

Таким образом, в наибольшей степени всем предъявленным требованиям соответствует вариант строительства ФЭС с установленной мощностью до 50 МВт в Восточном энергорайоне с выдачей мощности в район центра питания 110 кВ Синарская. Оценка данного варианта находится на границе объективной полезностью 3 уровня и 2 уровня. Диаграммы полезности вариантов представлены ниже на Рисунках 3-4.

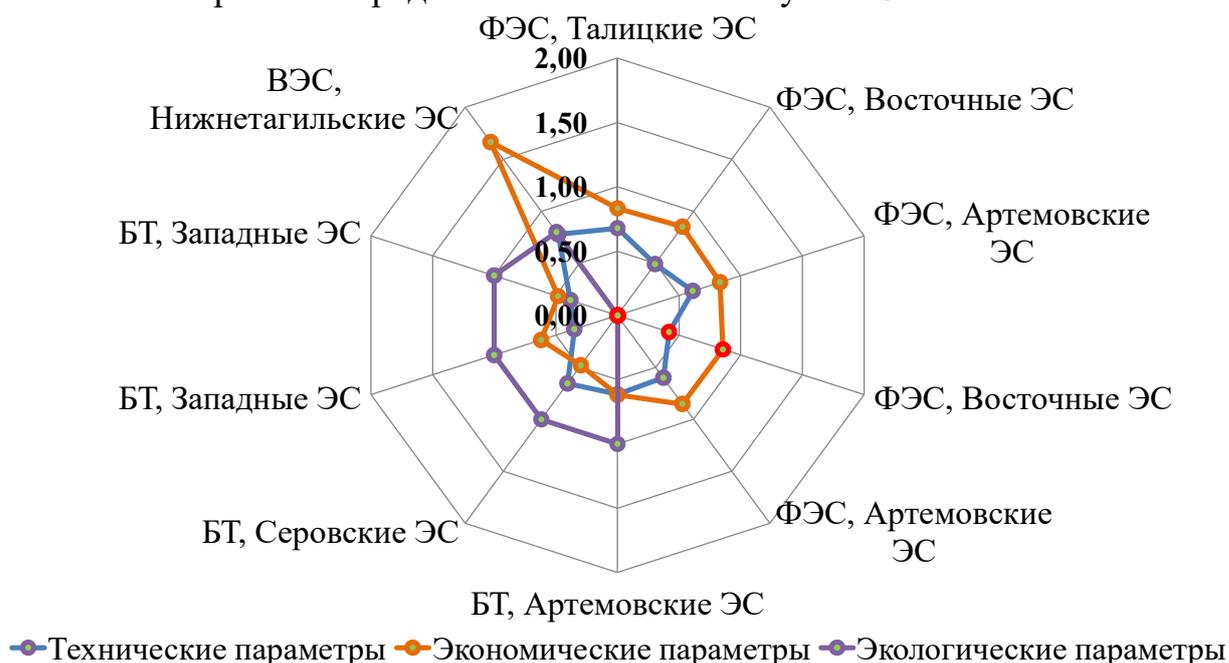


Рисунок 3 – Оценка полезности вариантов по блокам параметров

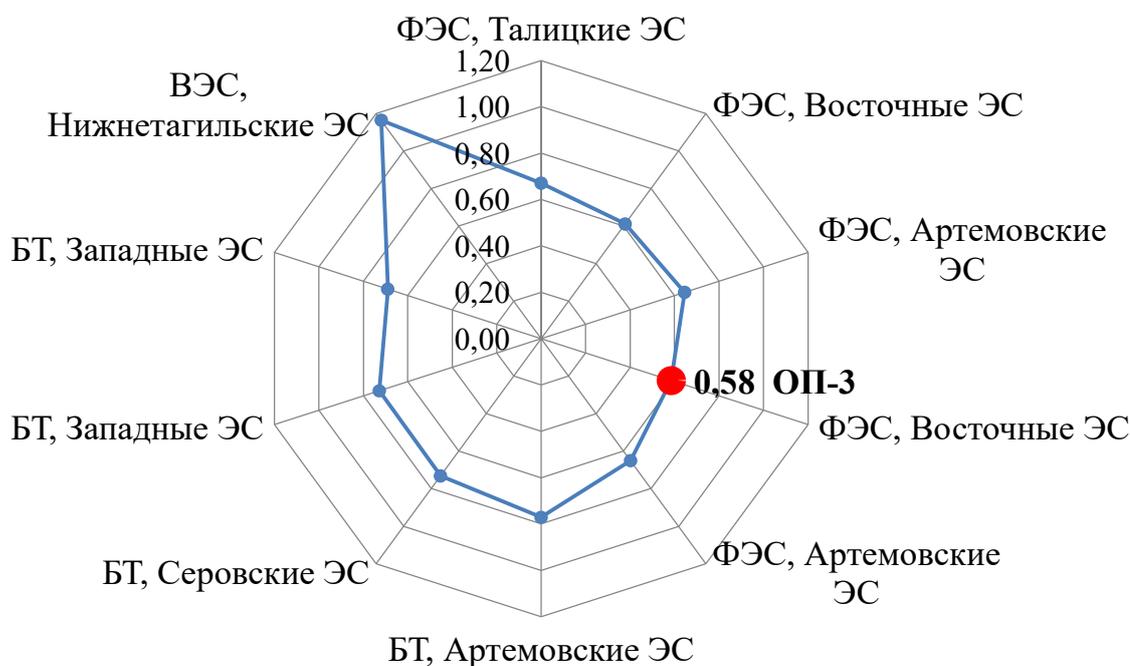


Рисунок 4 – Итоговая оценка полезности вариантов

**Третья глава** посвящена разработке метода краткосрочного прогнозирования генерации ФЭС. В разделе представлено описание различных конфигураций ФЭС, основные технические особенности и требования при параллельной работе с энергосистемой, а также обзор существующего мирового опыта в области прогнозирования генерации ФЭС.

Предлагается выделить три основных подхода к прогнозированию генерации ФЭС: астрономические модели, статистические модели и комбинированные модели. Большинство из описанных подходов обладают рядом недостатков, в частности: большой погрешностью прогнозирования в дни с переменной облачностью, использованием усредненных на месячных или годовых интервалах времени параметров солнечного излучения, неучётом влияния внешних и внутренних факторов на эффективность работы ФЭС.

В настоящее время алгоритмы машинного обучения очень распространены и универсальны для большинства прикладных задач. С их помощью можно прогнозировать вещественный отклик для каждого объекта, то есть решать задачу регрессии.

### Модель генерации электрической энергии ФЭС

Генерация электрической энергии с помощью фотоэлектрической панели (ФЭП) в большей степени зависит от солнечного излучения и температуры окружающей среды, а также определяется и другими факторами, в том числе конфигурацией электростанции на сторонах постоянного и переменного тока.

Выходная мощность каждого инвертора зависит от количества ФЭП, от мощности на стороне постоянного тока инвертора. Усреднение на часовых интервалах выполняется для обеспечения соответствия временного шага прогноза генерации ФЭС, временным интервалам рынка «на сутки вперед» и регламентам формирования планового диспетчерского графика. Выходная мощность каждого инвертора определяется соотношением:

$$\bar{P}_{AC_i} = \frac{P_{AC_0}}{P_{DC_0} - P_{S_0}} \cdot (\bar{P}_{DC_i} - P_{S_0}) \quad (13)$$

где  $\bar{P}_{AC_i}$  – средняя за час выходная мощность на стороне переменного тока инвертора  $i$ , кВт;  $P_{AC_0}$  – номинальная мощность на стороне переменного тока, кВт;  $P_{DC_0}$  – номинальная мощность на стороне постоянного тока, кВт;  $P_{S_0}$  – номинальная мощность собственного потребления инвертора  $i$ , кВт;  $\bar{P}_{DC_i}$  – средняя за час входная мощность на стороне постоянного тока инвертора  $i$ , кВт.

Входная мощность зависит от мощности отдельных ФЭП и их схемы соединения и определяется следующим выражением:

$$\bar{P}_{DC_i} = \bar{P}_{ФЭП} = Y_{ФЭП} \cdot f_{ФЭП} \cdot \left( \frac{\bar{G}_H}{\bar{G}_{H,CY}} \right) \cdot [1 + \alpha_P (T_{ФЭ} - T_{ФЭ,CY})], \quad (14)$$

где  $\bar{P}_{ФЭП}$  – средняя за час мощность одной ФЭП, Вт;  $Y_{ФЭП}$  – номинальная мощность солнечной панели при стандартных условиях, Вт;  $f_{ФЭП}$  – коэффициент снижения общей эффективности панели в результате деградации, о.е.;  $\bar{G}_H$  – среднее значение плотности потока энергии солнечного излучения (ППСИ) у поверхности земли, падающего на наклонную плоскость, в рамках заданного временного шага, Вт/м<sup>2</sup>;  $\bar{G}_{H,CY}$  – среднее значение ППСИ у поверхности земли, падающего на наклонную плоскость, в рамках заданного временного шага, при стандартных условиях, Вт/м<sup>2</sup>;  $\alpha_P$  – температурный коэффициент мощности, о.е./<sup>0</sup>С;  $T_{ФЭ}$  – температура фотоэлемента, <sup>0</sup>С;  $T_{ФЭ,CY}$  – температура фотоэлемента при стандартных условиях, <sup>0</sup>С.

Среди прочих факторов, оказывающих влияние на генерацию ФЭС, выделяют множество трудно-формализуемых разнородных параметров, в том числе потери в инверторах и трансформаторах, в линиях постоянного и переменного тока, деградацию панелей и другие факторы, учтенные в модели.

Ключевым этапом прогноза генерации ФЭС является определение главной энергетической характеристики – ППСИ, которая зависит от множества трудно-прогнозируемых факторов, имеющих метеорологическую природу.

### Краткосрочное прогнозирование ФЭС на основе регрессии

Представленная методика основана на расчете ППСИ, падающего на горизонтальную поверхность, по данным метеопровайдера для часовых интервалов, необходимых для построения регрессионной модели. Среднее значение ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость,  $\bar{G}$  для каждого часа прогнозных суток определяется выражением:

$$\bar{G} = \bar{k}_T \cdot \bar{G}_0, \quad (15)$$

где  $\bar{G}_0$  – среднее значение ППСИ на границе атмосферы, Вт/м<sup>2</sup>;  $\bar{k}_T$  – коэффициент прозрачности для каждого часа прогнозных суток, о.е.

Для определения параметра  $\bar{k}_T$  используется статистическая модель, позволяющая определять коэффициент прозрачности на каждый час на сутки вперед. При этом необходимы ретроспективные данные по облачности за

предыдущие дни, ретроспективные данные по ППСИ за предыдущие дни, прогнозные данные по облачности на следующие сутки, данные о местоположении СЭС, календарные дата и время.

Регрессионная модель описывается следующим выражением:

$$\bar{k}_T = a_1 + b_1 \cdot (\bar{cc})^2 \cdot \sin \bar{\alpha} + c_1 \cdot (\bar{cc})^2 + d_1 \cdot \sin \bar{\alpha}, \quad (16)$$

где  $\bar{k}_T$  – коэффициент прозрачности, [о.е.];  $\bar{cc}$  – облачность, [о.е.];  $\bar{\alpha}$  – среднее значение угловой высоты Солнца в рамках заданного временного шага, [град];  $a_1, b_1, c_1, d_1$  – коэффициенты функции регрессии [безразмерная величина]. Регрессионный анализ выполняется для различных диапазонов углов  $\bar{\alpha}$ , для которых рассчитываются свои коэффициенты регрессии  $a_1, b_1, c_1, d_1$ .

Генерация ФЭС определяется с учётом составляющих рассеянного и отраженного излучения. Анализ точности прогноза выполняется по средствам определения нормализованного модуля средней ошибки nMAE, %. На Рисунке 5 представлена блок-схема методики краткосрочного прогнозирования.

### **Оперативное прогнозирование ФЭС на базе деревьев решений**

При краткосрочном прогнозировании зависимость ППСИ от облачности удается восстановить, решая задачу регрессии методом наименьших квадратов. Использование такого рода традиционных методов для решения задачи оперативного прогнозирования режимов ФЭС не представляется возможным, поскольку в случае наличия разномасштабных данных – текущей и ретроспективной информации, не удастся восстановить зависимость между ППСИ и данными измерений.

Для решения задачи оперативного прогнозирования в работе используется алгоритм градиентного бустинга над деревьями решений. Бустинг – это процедура последовательного построения композиции алгоритмов машинного обучения, где каждая следующая модель стремится компенсировать недостатки композиции всех предыдущих алгоритмов. Градиентный бустинг представляет собой градиентный спуск в пространстве возможных алгоритмов, каждый шаг спуска делается по базовому алгоритму  $b_n(x)$  согласно следующей последовательности: инициализация первого базового алгоритма  $b_0$ ; вычисление вектора сдвига  $s$ ; построение базового алгоритма  $b_N$  и добавление в композицию.

Решение задачи прогнозирования состоит в построении композиции решающих деревьев, которая определяет значение новых параметров  $y$  по соответствующим признакам  $x_{ia}$ , другими словами, задача состоит в построении модели  $f$ , которая, получив на вход  $x$ , предсказала бы отклик  $y$ .

Задача оперативного прогнозирования была решена для трех возможных вариантов формирования обучающей выборки, различающихся используемыми в них признаками (Таблица 3). Анализ ошибки прогнозирования выполнялся путем вычисления нормализованного модуля средней ошибки nMAE.



Рисунок 5 – Обобщенная схема краткосрочного прогнозирования генерации ФЭС

Таблица 3 – Возможные варианты формирования выборки

Признаки	Типы входных данных		
	Обучение без истории	Обучение с историей	Обучение с историей и метеоданными
Номер дня в году, $n$	+	+	+
Угол солнечного склонения, $\delta$	+	+	+
Солнечное время, $t_s$	+	+	+
Коэффициент прозрачности, $k_T$	-	+	+
ППСИ на границе атмосферы, $G_0$	-	+	+
Средняя влажность за час, %	-	-	+
Среднее значение облачности, %	-	-	+

Результаты оперативного прогноза для горизонта прогнозирования 1 час для всех трех способов обучения представлены в Таблице 4.

Таблица 4 – Оценки ошибок прогнозов

Дата	Средняя облачность, о.е.	Модель	nMAE ОП, %	nMAE КСП, %
19.10.17	0,112	без истории и метеоданных	19,45	15,64
		с историей	9,87	
		с историей и метеоданными	8,95	
18.10.17	0,426	без истории и метеоданных	24,13	20,77
		с историей	10,63	
		с историей и метеоданными	9,65	
17.10.17	0,959	без истории и метеоданных	16,77	13,35
		с историей	3,68	
		с историей и метеоданными	3,15	

В работе сформирована модель исходных данных и методика кластеризации ретроспективной информации по метеорологическим условиям и событиям: обучение без истории, обучение с историей и обучение с историей и метеоданными.

Из Таблицы 4 видно, что в первом случае – при отсутствии ретроспективных данных о метеорологических условиях и ППСИ, при использовании только расчетных данных по геометрическим и временным параметрам распространения солнечного излучения, алгоритм также позволяет определить зависимость между ППСИ на границе атмосферы  $\bar{G}_0$  и ППСИ  $\bar{G}$ , падающего на горизонтальную поверхность.

При обучении с историей, когда для прогнозирования использовались данные текущих измерений, алгоритм позволяет приближать значение прогноза  $\bar{G}$  к измеренным значениям  $\bar{G}_{\text{изм}}$ . В последнем случае наблюдается снижение ошибки прогноза, даже несмотря на то, что для обучения алгоритма использовались метеоданные низкого качества.

В Таблице 5 сведены усредненные параметры nMAE генерации ФЭС, где шаг оперативного прогноза (ОП) – 1 час, а шаг краткосрочного прогноза (КСП) – 24 часа. С помощью разработанных алгоритмов был также проанализирован весь период функционирования ФЭС (26.09.17-05.02.19), в результате которого были получены следующие ошибки nMAE: для обучения с историей и метеоданными – 11,2%; для обучения с историей – 12,3%; для обучения без истории – 23,5%.

Основной фактор, влияющий на ошибку прогноза – удаленность горизонта прогнозирования. На Рисунке 6 приведена зависимость nMAE от величины горизонта прогнозирования, где видно, что, по мере приближения горизонта прогнозирования к «текущему» времени nMAE снижается, поскольку текущие измерения лучше описывают прогнозируемую величину. Эмпирически определено, что наименьшая nMAE при обучении с историей и при обучении с историей и метеоданными достигается при использовании пяти ближайших доступных измерений коэффициента прозрачности при шаге усредненных измерений равном 30 мин.

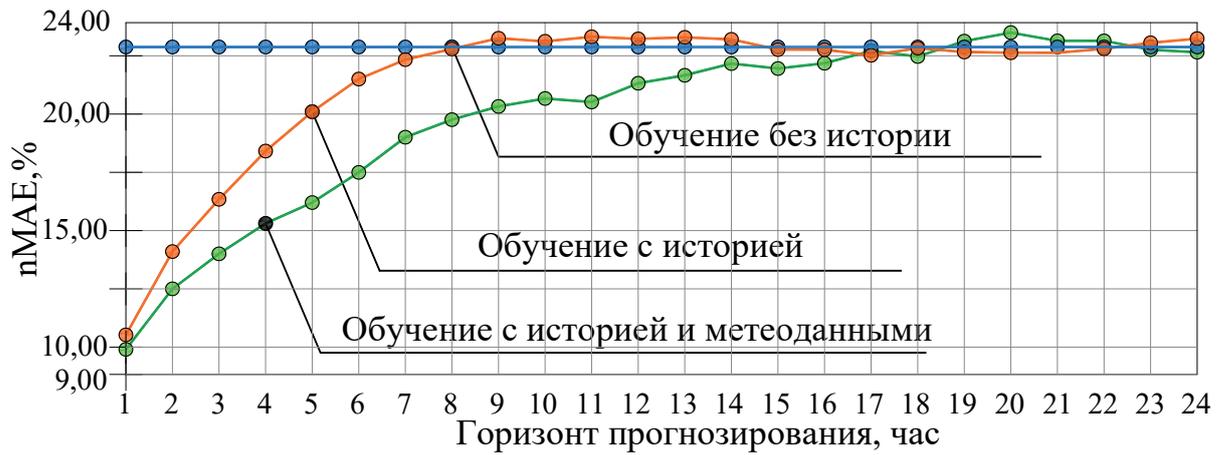


Рисунок 6 – Зависимость nMAE, [%] от горизонта прогнозирования

Из Рисунка 6 видно, что для задач прогнозирования на час вперед наиболее информативным признаком является текущее измерение ППСИ. При прогнозировании на 2-15 часов вперед снижение nMAE обусловлено использованием метеоданных. Если горизонт планирования больше 15 часов, nMAE для всех трех рассмотренных моделей является эквивалентной.

Разработанные модели краткосрочного и оперативного прогнозирования генерации ФЭС реализованы в виде программного модуля на языке Python в программной среде Jupyter, и апробированы на базе данных, полученных с функционирующей ФЭС. Результаты сравнения прогноза генерации ФЭС «на сутки вперед» и на час вперед с фактической генерацией рассматриваемой ФЭС приведены на Рисунке 7 и в Таблице 5.

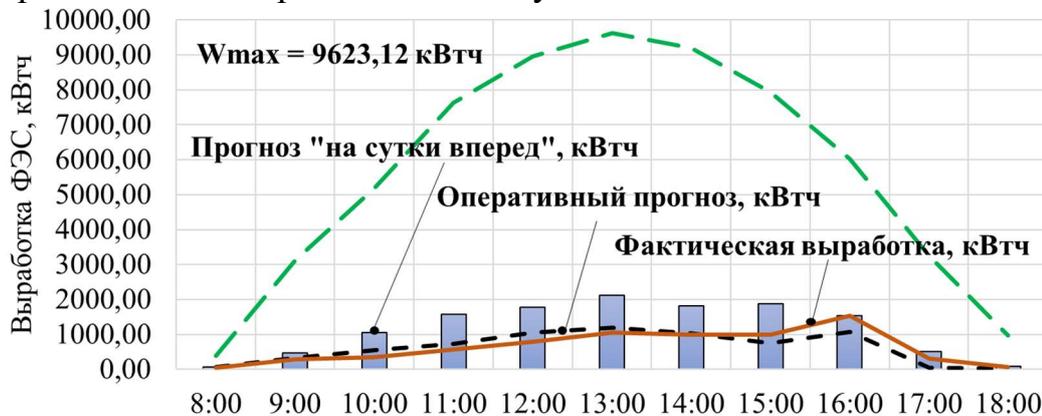


Рисунок 7 – Результаты прогнозирования генерации ФЭС, 17.10.17

Таблица 5 – Результаты прогнозирования генерации ФЭС

Час (Дата 17.10.17)										
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Прогноз генерации ФЭС "на сутки вперед", кВт·ч</b>										
61,10	470,1	1053,4	1577,8	1778,8	2129,0	1826,4	1879,0	1541,6	501,2	91,2
<b>Оперативный прогноз генерации ФЭС, кВт·ч, шаг=1 час</b>										
67,6	321,9	549,6	723,5	1048,4	1199,9	1023,5	741,4	1083,1	38,0	20,3
<b>Генерация ФЭС по данным АСКУЭ, кВт·ч</b>										
42,0	283,0	352,8	562,8	785,4	1056,7	994,5	988,6	1536,3	303,2	66,3
<b>Нормализованный модуль ошибки, прогноз "на сутки вперед" nAE, %</b>										
4,87	5,98	15,83	13,30	11,10	10,82	9,03	11,21	0,09	6,46	2,55
<b>Нормализованный модуль ошибки, оперативный прогноз nAE, %</b>										
6,55	1,24	4,45	2,11	2,94	1,45	0,32	-3,11	-7,28	-8,66	-4,71

**В четвертой главе** представлена оценка влияния точности прогнозирования генерации ФЭС на объем резервов активной мощности, которые необходимо определять при краткосрочном планировании режимов ЭЭС. Согласно существующей практике оперативно-диспетчерского управления, на стадиях краткосрочного планирования электрических режимов с целью компенсации стохастического снижения выдачи мощности электростанциями на основе ВИЭ существенно увеличивается объем резервов третичного регулирования.

Для оценки целесообразного увеличения объемов третичного регулирования предлагается модель риск-ориентированная модель обеспечения баланса мощности в ЭЭС с учетом погрешности прогнозирования ФЭС. Если допустить, что ошибка прогнозирования равна нулю, Поскольку из уравнения баланса мощности следует, что  $P_{\text{нагр}}^{\text{прогноз}}(t) - P_{\text{ген}}^{\text{прогноз}}(t) - P_{\text{сэс}}^{\text{прогноз}}(t) = P_{\text{резерв}}$ , выражение для риска превышения мощностью нагрузки суммарной мощности генерации в момент времени  $t$  определяется совместной вероятностью ошибок прогнозирования нагрузки  $\varepsilon_{\text{нагр}}(t)$ , традиционной генерации  $\varepsilon_{\text{ген}}(t)$  и ФЭС  $\varepsilon_{\text{сэс}}(t)$ :

$$R(t) = \mathbb{P}(\varepsilon_{\text{нагр}}(t) - \varepsilon_{\text{ген}}(t) - \varepsilon_{\text{сэс}}(t) > P_{\text{резерв}}) \quad (17)$$

Используя свойство вероятности  $\mathbb{P}(X \geq x) = 1 - F_X(x)$ , получаем:

$$R_0(t) = 1 - F_E(P_{\text{резерв}}), \quad (18)$$

где  $F_E(\varepsilon)$  – функция распределения суммарной ошибки  $\varepsilon$ .

Для ошибки прогноза мощности нагрузки ЭЭС  $\varepsilon_{\text{нагр}}$  выдвинута гипотеза о нормальном распределении ошибок. Для ошибки в определении плановой мощности электростанций  $\varepsilon_{\text{ген}}$  выдвинута гипотеза о биномиальном распределении. Для ошибки прогноза мощности ФЭС  $\varepsilon_{\text{сэс}}$  была подтверждена гипотеза о распределении Джонсона.

Моделирование риска нарушения баланса мощности ЭЭС выполнялось для ЭЭС с нагрузкой 1000 МВт (стандартное отклонение ошибки прогнозирования нагрузки принято равным  $\sigma = 1\%$ ), включающей 11 энергоблоков ТЭС с одинаковой мощностью 100 МВт. Суммарная установленная мощность генерирующих объектов ФЭС принята равной 50 МВт. На Рисунке 8 представлено семейство кривых, определяющих риск возникновения дефицита в ЭЭС для трех сценарных условий: выхода из строя генерации; выхода из строя тепловой генерации и погрешность прогноза нагрузки; выхода из строя генерации, погрешности прогноза нагрузки, погрешности прогноза генерации ФЭС.

Видно, что кривые рисков возникновения дефицита мощности в ЭЭС имеют ступенчатую форму, что обусловлено дискретной природой биномиального распределения работоспособного состояния энергоблоков ТЭС. Зависимости будут принимать более сглаженный вид при учете состава генерирующих мощностей крупной ЭЭС. В представленном примере внедрение объекта ФЭС приводит к необходимости увеличения резервов мощности не

более чем на 7 МВт при увеличении риска возникновения небаланса на 5%. Если следовать сложившейся отраслевой практике, резервы активной мощности могли быть увеличены на величину до 50 МВт, что также подчеркивает актуальность развития систем прогнозирования генерации на основе ВИЭ.

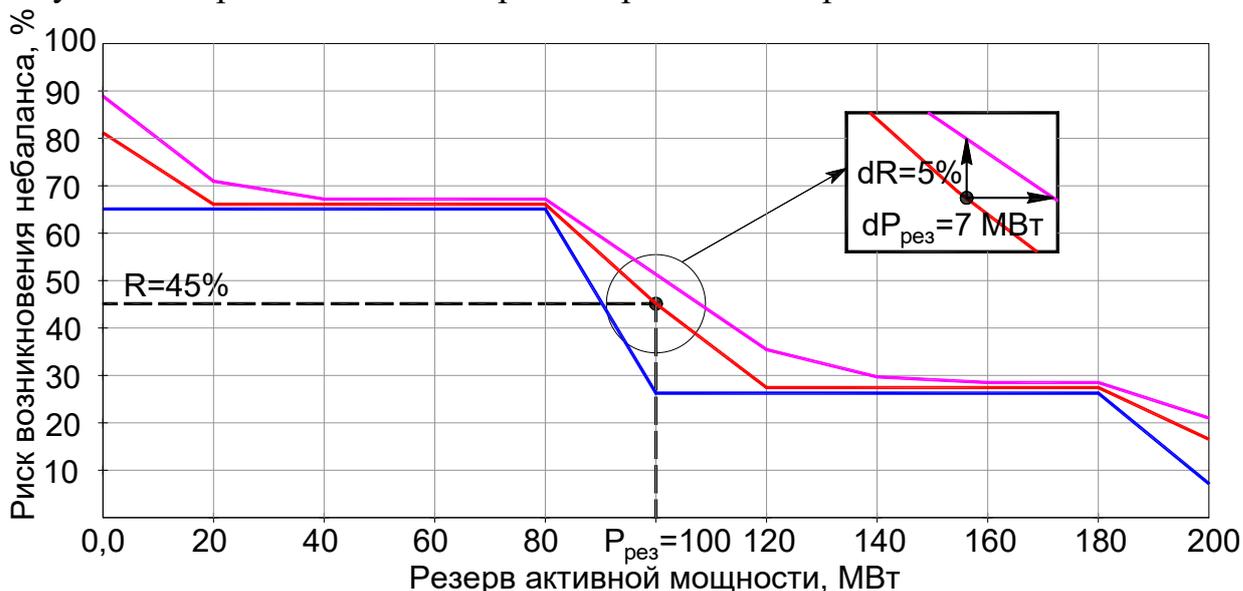


Рисунок 8 – Графическая интерпретация методики определения резервов мощности

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Выполнен анализ подходов для энергообеспечения территорий в рамках реализации целевых показателей развития объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии и представлен обзор международных стандартов и нормативных документов, регламентирующих основные технические требования и системные ограничения при их подключении на параллельную работу с электроэнергетической системой.

2. Разработана многопараметрическая математическая модель оптимизации размещения объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии, основанная на картах технологического районирования региональной электроэнергетической системы и доказана ее эффективность на примере анализа энергосистемы Свердловской области.

3. Получено и обосновано решение задач краткосрочного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрической станцией «на сутки вперед» на основе модели множественной регрессии и оперативного прогнозирования на интервале упреждения до шести часов на основе метода градиентного бустинга над деревьями решений. Выполнена реализация разработанных методик в виде программного модуля на языке Python в ПО Jupyter и апробация разработанных моделей на Оренбургской ФЭС, показавшие достаточную для практической реализации точность прогнозов.

4. Сформирована модель исходных данных и методика кластеризации ретроспективной информации по метеорологическим данным и событиям для фотоэлектрической станции, позволяющие уменьшить нормализованный модуль средней ошибки краткосрочного прогнозирования до величины 20% за счёт снижения дисперсии признаков.

5. Показана возможность получения оперативных прогнозов генерации электрической энергии фотоэлектрической станцией без применения дополнительных устройств мониторинга погодных условий с нормализованным модулем средней ошибки 15%.

6. Выявлены, систематизированы и ранжированы основные факторы и критерии, влияющие на величину ошибок при формировании краткосрочных и оперативных прогнозов генерации электрической энергии, проведен анализ информативности признаков и степень их влияния на результат прогноза. Сформированы требования к структуре и составу исходных данных.

7. Разработана универсальная методика оценки величины необходимых резервов активной мощности в ЭЭС с увеличенной долей солнечных электростанций на базе фотоэлектрических преобразователей, основанная на оценке рисков возникновения небаланса активной мощности в электроэнергетических системах.

## **СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

### ***Публикации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК:***

1. Ерошенко, С.А. Разработка адекватных технических условий для технологического присоединения генерирующих объектов малой мощности к электрической сети / П.М. Ерохин, С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин, В.О. Самойленко, А.Л. Рывлин, С.А. Стерлягова // Промышленная энергетика, 2016. – № 2. – С. 6-12.

2. Ерошенко, С.А. Технические вопросы подключения малой генерации на параллельную работу с энергосистемой / С.А. Ерошенко, А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, А.В. Паздерин, А.А. Карпенко // Журнал «Научное обозрение», 2013. – №6 – С. 49-56.

3. Ерошенко, С.А. Анализ технической реализуемости присоединения установок малой генерации на параллельную работу с сетью электросетевой компании / С.А. Ерошенко, А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев // Журнал «Энергетика Татарстана», 2013 – №3(31) – С. 51-56.

### ***Публикации в трудах конференций и изданиях, входящих в наукометрические базы данных Scopus, Web of Science и другие:***

4. S.A. Eroshenko. Comparison study of wind flow velocity short-term forecasting methods based on adaptive models and neural networks / V.Z. Manusov, S.A. Eroshenko, P.V. Matrenin, E.A. Igumnova, G. B. Nesterenko // International Journal of Advanced Science and Technology, 29 (8 Special Issue), 2020. – pp. 2108-2115.

5. Eroshenko, S.A. Solar Power Plant Generation Short-Term Forecasting Model / S.A. Eroshenko, E.S Kochneva, P.A. Kruchkov, A.I. Khalyasmaa // MATEC Web of Conferences, 2018. – № 208 04004. DOI: 10.1051/matecconf/201820804004

6. Eroshenko, S.A. Very-short term solar power generation forecasting based on trend-additive and seasonal-multiplicative smoothing methodology / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa, R.T. Valiev // E3S Web of Conferences, 2018. – № 51 02003. DOI: 10.1051/e3sconf/20185102003

7. Eroshenko, S.A. Weather data errors analysis in solar power stations generation forecasting / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa // E3S Web of Conferences, 2018. – № 51 02002. DOI: 10.1051/e3sconf/20185102002
8. Eroshenko, S.A. Assessment of the learning sample size and pattern impact on the SPS generation short-term forecasting / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa // Proceedings of the 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering – EIConRus, 2018. – pp. 617-621. DOI: 10.1109/EIConRus.2018.8317172
9. Eroshenko, S.A. Algorithmic realization of short-term solar power plant output forecasting / D.A. Snegirev, S.A. Eroshenko, R.T. Valiev, A. I. Khalyasmaa // Proceedings of 2017 IEEE 2nd International Conference on Control in Technical Systems – CTS'2017, 2017. – pp. 228-231. DOI: 10.1109/CTS'2017.8109532
10. Eroshenko, S.A. The improvement of distributed generation integration efficiency / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa // Proceedings of 2017 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering – CPE-POWERENG, 2017. – pp. 94-99. DOI: 10.1109/CPE.2017.7915151
11. Eroshenko, S.A. Functional assessment system of solar power plant energy production / A.I. Khalyasmaa, D.A. Snegirev, R.T. Valiev, S.A. Eroshenko // Proceedings of 8th International Conference on ENERGY and ENVIRONMENT – CIEM, 2017. – pp. 349-353. DOI: 10.1109/CIEM.2017.8120862
12. Eroshenko, S.A. Intelligent model of decision support system of distributed generation integration / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa // Proceedings of the IEEE International Conference on Software Engineering and Service Science – ICSESS, 2017. – pp. 79-82. DOI: 10.1109/ICSESS.2017.8342868
13. Eroshenko, S. A. Training sample dimensions impact on artificial neural network optimal structure / V. Z. Manusov, I. S. Makarov, S. A. Dmitriev and S. A. Eroshenko // Proceedings of the 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2013. – pp. 156-159. DOI: 10.1109/EEEIC.2013.6549608

Отпечатано в типографии

Новосибирского государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20. Тел./факс. (383) 346-08-57  
Формат 60x84 1/16, объем 1.5 п.л. Тираж 100 экз.  
Заказ № 727. Подписано в печать 16.07.2020 г.