



Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук

**IV Международная конференция
“Системные исследования
в энергетике 2023”
IVth International Conference
ENERGY SYSTEMS RESEARCH 2023**

Иркутск 2023

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА И РАЗРУШЕНИЯ ОЗОНОВОГО СЛОЯ ЗЕМЛИ

Алексеевко Сергей Владимирович

*Д.ф.-м.н., научный руководитель, e-mail: asvasus@yandex.ru
Институт теплофизики СО РАН, Новосибирск, Российская Федерация*

Энергетика - базис экономики любой страны вне зависимости от технологического уклада. Однако сегодня возникла беспрецедентная ситуация, когда необходимо безотлагательно принимать принципиальные решения по дальнейшему развитию мировой энергетики. Причины обусловлены изменениями климата и разрушением озонового слоя Земли, преобладающий вклад в которые вносит деятельность человека, прежде всего, в сфере энергетики. В докладе дан анализ существующей ситуации и сформулированы следующие заключения.

Заключение 1: Изменения климата

- Обнаружен рост температуры поверхности Земли, который связывается с глобальным потеплением. Его главной причиной является антропогенная эмиссия парниковых газов – прежде всего, CO₂. Основной вклад вносит энергетика на органическом топливе.
- При любых реальных сценариях развития энергетики глобальное потепление продолжится и уровень в 1,5°C будет достигнут в середине столетия, но далее прогнозы расходятся, и результат может зависеть от действий человеческого сообщества.
- Парижское соглашение не может быть реализовано в полной мере, но глобальная декарбонизация энергетики неизбежна.
- В России потепление климата идет более высокими темпами (в 2,5 раз быстрее) и ведет к значительному сокращению потребности в топливе (до 15%), в основном из-за снижения расходов на теплоснабжение.
- Необходимо сосредоточить усилия на повышении интенсивности биосферного стока (карбоновые полигоны, лесоразведение, борьба с лесными пожарами и др.).
- Необходимо дальнейшее развитие климатических моделей Земли с одновременной организацией систем климатического мониторинга.
- В силу неизбежности изменений климата необходимо разрабатывать адекватные меры по адаптации человеческого общества к существованию в новых условиях.

Заключение 2: Разрушение озонового слоя Земли

- Показано, что антропогенные выбросы ОРВ (озоноразрушающих веществ) типа фреонов приводят к разрушению озонового слоя Земли и образованию озоновых «дыр» в Антарктике.
- Показано, что разрушение озонового слоя и глобальное изменение климата взаимосвязаны, поскольку озоноразрушающие вещества и их заменители являются парниковыми газами. Озон также является парниковым газом. И наоборот, парниковые газы сильно влияют на содержание озона в стратосфере.
- Снижение выбросов ОРВ благодаря соблюдению Монреальского протокола позволяет избежать глобального потепления примерно на 0,5 – 1°C к 2050 г. по сравнению с экстремальным сценарием с неконтролируемым увеличением ОРВ на 3 - 3,5% в год.

- Соблюдение принятой в 2016 году поправки Кигали к Монреальскому протоколу, которая требует поэтапного сокращения производства и потребления некоторых гидрофторуглеродов (ГФУ) в климатических целях, по оценкам, позволит избежать потепления на 0,3 – 0,5°С к 2100 году.
- Ожидается, что общий объем озонового слоя вернется к значениям 1980 года примерно в 2066 году в Антарктике, примерно в 2045 году в Арктике и примерно к 2040 году для среднемирового значения (60° северной широты – 60° южной широты).

Заключение 3: Энергетические технологии

- Необходимо последовательно осуществлять декарбонизацию энергетики со скоростями, не превосходящими экономические возможности страны.
- В сфере энергетики на органичном топливе, прежде всего, необходимо повышать эффективность производства энергии. Радикальным подходом является применение технологий с секвестированием CO₂. В числе наиболее перспективных – цикл Аллама, предусматривающий сжигание топлива в кислороде и использование сверхкритического CO₂ в качестве рабочего тела.
- Альтернативными безуглеродными технологиями являются атомная энергетика и возобновляемые источники энергии (ВИЭ). В числе наиболее перспективных ВИЭ видится геотермальная энергетика с переходом в будущем на глубинное тепло.
- Поскольку практически все основные рабочие тела (типа фреонов) в тепловых машинах являются либо озоноразрушающими, либо парниковыми (или то и другое), то существует принципиальная проблема выбора рабочих веществ для холодильной техники, тепловых насосов, органического цикла Ренкина. По этой причине, на переходный период рассматриваются такие озонобезопасные фреоны (но обладающие парниковым эффектом) как R134a, R245fa, а в будущем – фреоны нового поколения без парникового эффекта.
- Наиболее подходящими рабочими телами (неводного типа) с точки зрения озонобезопасности и парникового эффекта являются давно известные природные агенты: углеводороды типа пропана и изобутана; углекислый газ; аммиак. У каждого свои особенности, в частности, токсичность и горючесть. Аммиак выглядит особо перспективным, поскольку освоен в глобальных масштабах, кроме того, он является эффективным топливом для топливных элементов и представляет собой соединение, которое можно считать одним из лучших способов хранения водорода.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ НЕСОВПАДАЮЩИХ ИНТЕРЕСОВ СУБЪЕКТОВ ОТНОШЕНИЙ

Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В.

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В рамках работы выполнен анализ и классификация организационных форм управления теплоснабжением, разработано научно-методическое обеспечение для моделирования рынков тепловой энергии в условиях несовпадающих интересов сторон, учитывающие технико-экономические свойства и физические ограничения теплоснабжающих систем, исследовано влияние различных организационных моделей теплоснабжения на эффективные решения по развитию теплоснабжающих систем. Научно-методическое обеспечение включает в себя математические модели, методы и алгоритмы расчета ТСС для различных форм организации рынков тепловой энергии, они опираются на основные положения системных исследований в энергетике, на модели и методы теории гидравлических цепей, математическое моделирование, экономику энергетики, базовые принципы микроэкономики, теорию игр, двухуровневое моделирование, сетевые потоковые модели. Применение этих математических моделей и методов позволяет в единой комплексной постановке учитывать индивидуальные особенности и технико-экономические характеристики источников тепла и тепловых сетей, которые должны способствовать взаимным интересам производителей и потребителей тепловой энергии (повышению дохода поставщика и готовности потребителя оплачивать поставленное тепло), проводить исследования и выполнять расчеты технико-экономических показателей систем теплоснабжения с несколькими источниками тепла, работающими на единые тепловые сети, определять их оптимальные уровни загрузки и зоны действия, (обслуживания), оптимальное потокораспределение в тепловых сетях для различных режимов функционирования ТСС, а также учитывать различные методы тарифного регулирования на тепловую энергию для потребителей.

Разработанные методики, методы, модели и алгоритмы решения ключевых задач оптимального функционирования и развития ТСС в условиях рынка отвечают современным требованиям, обладают научной и практической новизной, уникальны с точки зрения их комплексности и универсальности относительно систем теплоснабжения любой сложности, мощности и масштаба.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОЦЕДУРЫ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КИБЕР-ФИЗИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ОБЪЕКТОВ ИЭС

Колосок Ирина Николаевна

Д.т.н., вед.н.с., e-mail: kolosok@isem.irk.ru

Коркина Елена Сергеевна

К.т.н., ст.н.с., e-mail: korkina@isem.irk.ru

Демидов Иван Сергеевич

Аспирант, e-mail: demidov.is96@mail.ru,

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Современные интеллектуальные энергосистемы (ИЭС) и их объекты приобретают устойчивые черты кибер-физических систем, составляющими компонентами которых являются физическая (технологическая) и информационно-коммуникационная подсистемы. В кибер-физической системе сбой в работе одной подсистемы вызывает сбой в работе другой, в результате чего могут возникнуть комбинированные аварийные состояния, поэтому возникает проблема обеспечения устойчивости ИЭС к физическим и информационным возмущениям – проблема кибер-физической устойчивости [1,2].

Одной из причин, приводящих к комбинированным аварийным событиям в ИЭС, являются злонамеренные вмешательства в её безотказную работу. Анализ событий в процессе развития ряда системных аварий в различных странах, выполненный в отечественных и зарубежных работах, показал наличие при развитии аварий взаимного влияния отказов и возмущений в технологической и информационно-коммуникационной подсистемах ЭЭС (стрелки переходов в состояния С и D на Рис.1).

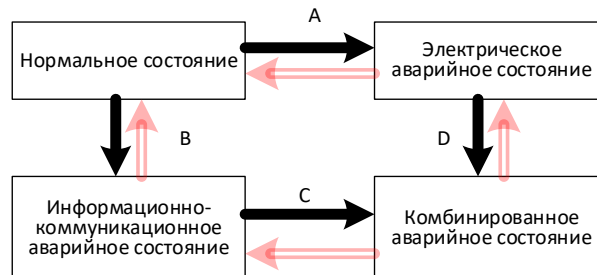


Рис.1. Состояния и переходы кибер-физической системы [3].

Одной из основных рекомендаций, сформулированных в этих работах, является необходимость иметь в ЭЭС надежную и защищенную информационно-коммуникационную подсистему, обеспечивающую задачи диспетчерского управления информацией о параметрах режима, получаемой с помощью оценивания состояния (ОС) по данным SCADA и СМПП.

Вследствие кибератак на системы SCADA и СМПП, нацеленных на искажение данных, в задачи управления технологической подсистемой может поступить искаженная информация о параметрах текущего режима. Если не предпринять специальных мер для идентификации этих искажений, могут возникнуть серьезные ошибки в решениях, принимаемых при диспетчерском управлении технологической подсистемой. Поэтому для получения качественного результата ОС используемые измерения должны пройти проверку на наличие в них искаженных данных [4,5].

В докладе рассмотрены вопросы применения процедуры ОС для анализа и повышения кибер-физической устойчивости ЭЭС и ее объектов. Показано, что процедуры обнаружения и компенсации ошибочных измерений при ОС ЭЭС служат эффективными средствами идентификации технических сбоев и преднамеренных воздействий на информационно-коммуникационные подсистемы и ликвидации последствий сбоев на результаты решения задач диспетчерского управления. Это позволяет предотвратить возникновение сложных комбинированных аварийных состояний и повысить надежность функционирования кибер-физической ИЭС и ее объектов.

В то же время, как показали полученные результаты, в современных условиях для повышения кибер-физической устойчивости ИЭС необходимо существенное развитие и усовершенствование методов и алгоритмов ОС, обеспечивающее кибербезопасность информационно-коммуникационной структуры ИЭС. В качестве стратегии развития предлагается увеличение избыточности измерений в системе SCADA, дополнение их измерениями от СМПП, сочетание различных методов обнаружения ошибочных данных – априорных (метод контрольных уравнений), апостериорных (анализ остатков оценивания), робастных критериев, использование критериев максимальной вероятности обнаружения ошибочных данных при расстановке датчиков телеметрии и синхронизированных векторных измерений и сохранения наблюдаемости схемы при отказах отдельных измерительных устройств.

Благодарности. Работа выполнена в рамках научного проекта «Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных электроэнергетических систем» АААА-А21-121012190027-4

Список источников

1. Воропай Н.И. Проблемы уязвимости и живучести киберфизических электроэнергетических систем / Н.И. Воропай, И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, А.Б. Осак // Энергетическая политика. – 2018. №5. – С.53-61.
2. Faquir, D. Cybersecurity in smart grids, challenges and solutions / D. Faquir; N. Chouliaras, V. Sofia, K. Olga, L. Maglaras // AIMS Electron. Electr. Eng. 2021, is.5. –P. 24–37.
3. Дьяков А.Ф. Надежность систем энергетики: проблемы, модели и методы их решения / А. Ф.Дьяков, В. А. Стенников, С. М. Сендеров. и др. Новосибирск: Наука, 2014. - 284 с.
4. Гамм А.З. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / А. З. Гамм А.З., И.Н. Колосок. Н-ск.: Наука, 2000.- 152 с.
5. Глазунова А.М. Решение задач диспетчерского управления интеллектуальными электроэнергетическими системами на базе методов оценивания состояния / А. М. Глазунова, И.Н. Колосок // Сб. ст. всерос. конф. «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление», – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. - 2015. -С.337-344.

DESIGN OF DAY-AHEAD LOAD PROFILE TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF COMMERCIAL AND INDUSTRIAL MICROGRIDS

Darya V. Kovalchuk¹, Anna M. Glazunova²

¹PhD student, e-mail: dar.amosova@mail.ru

²Dr.Sci. (Eng.), Senior Researcher, e-mail: glazunova@isem.irk.ru

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Lermontov str., 130, Irkutsk, Russia, 664033

The creation of an environmentally friendly commercial and industrial microgrid (CIM) (power is generated only by renewable energy sources) [1] is a solution to the environmental problems. CIM is a local energy cell connected to the power system by a power transmission line, and includes its power plants, network, and consumer. To regulate the relationship and maintain the effective work of both parties (the CIM and the power system), special rules are developed, for the violation of which a fine is imposed. Compliance with these rules by the CIM requires the creation of a CIM management strategy aimed at avoiding a fine and maintaining a power balance in the CIM. Within the framework of this strategy, active consumers (ACs) and energy storage systems (ESSs) play a large role in solving these problems.

The study aims to examine the possibility of optimal functioning of an environmentally friendly CIM without violating obligations to the power system. The paper proposes a demand management program based on the "load shifting" strategy [2], [3].

Optimal CIM operation is possible if there is an optimal strategy for CIM management. In this study, the CIM management strategy is considered optimal if, when fulfilling obligations to the power system, consumers are provided with electricity without upsetting the comfort level of active consumers.

The main idea of the developed CIM management strategy is as follows. We analyze h operating states, where h is the number of operating states per day. From h operating states h_1 (wrong) and h_2 (easy) operating states are selected. Wrong operating states are understood as the operating states in which controlled parameters are violated. Easy operating states are those where the load can be changed without violating the limits of controlled parameters. To eliminate wrong operating states, the load curves of active consumers are adjusted. There are many options to adjust the curves, which represent different numbers and various sequences of wrong operating states to be processed. Further, a certain number and a certain sequence of wrong operating states is called a branch. In this study, an algorithm for creating a CIM management strategy has been developed, where the problem of choosing the optimal distribution of control actions (CAs) between the active consumers in each wrong operating state (Problem 1) and the problem of the optimal option for adjusting the load curves in the wrong and easy operating states (Problem 2) are solved as optimization problems.

The problem of adjusting the load curves is solved as the problem of identifying the operating state with adjusted load curves a day ahead. In the study, the planned (forecast) load curves of the active consumer are adjusted. The adjustment involves shifting the load to other hours of the considered day, subject to the following conditions: to ensure maximum compensation for the delayed power and to guarantee the effective management of CIM.

The optimality criterion is written as follows:

$$\varphi_k = \sum_l^r (S_k^{sch} - S_k^{real}) \rightarrow \min \quad (1)$$

where φ_k is deviation of the area under the planned daily load curve (S_k^{sch}) from the area under the actual daily load curve (S_k^{real}), k is a branch number. Condition (1) means that the deviation of the area under the planned load curve from that under the actual load curve should be minimal, or in other words, the delayed power must be compensated.

Calculations are made for a circuit consisting of 6 nodes and 5 lines. The results show that with the correct adjustment of load curves, obligations to the power system will not be violated.

Acknowledgment. This work was carried out under the State Assignment Project (No. FWEU-2021-0001) of the Fundamental Research Program of the Russian Federation 2021–2030.

References.

1. Gutiérrez-Oliva D, Colmenar-Santos A, Rosales-Asensio E. A Review of the State of the Art of Industrial Microgrids Based on Renewable Energy. *Electronics*. 2022; 11(7):1002.
2. Vardakas J. S., Zorba N., Verikoukis C. V. A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 17, no. 1, pp. 152-178, Firstquarter 2015.
3. Gellings C.W. The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. *Proceedings of the IEEE* 73, no. 10 (1985): 1468–70.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО РАВНОВЕСИЯ НА РЫНКЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Хамисов О.В., Стенников В.А., Пеньковский А.В.

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В докладе рассматривается динамическая модель равновесия Курно на теплоэнергетическом рынке, состоящим из производителей и потребителей тепловой энергии, а также сетевой компании. Исследуются вопросы статического и динамического равновесия. Предполагается, что производители динамически меняют стратегии производства тепловой энергии, исходя из показателей текущей прибыли. Хорошо известно, что при таком подходе могут возникать точки бифуркации и состояние динамического хаоса. Предлагаются дополнительные условия, при которых можно гарантировать состояние динамического устойчивого равновесия. Приводятся результаты предварительных численных экспериментов.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ИЗОЛИРОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Гордин С.А., Зайченко И.В., Животова А.А., Столяров В.Я.

*ФГБОУ ВО Комсомольский-на-Амуре государственный университет,
Комсомольск-на-Амуре, Российская Федерация*

Изолированные системы теплоснабжения (ИСТ) сельских поселений являются неотъемлемой частью системы жизнеобеспечения и обеспечивают теплом и горячей водой различных потребителей: население, учреждения и предприятия. Традиционно в основе тепловой энергетики в системах изолированного теплоснабжения используются водогрейные, работающие на доступном в данной местности топливе: дровах или угле, реже на дизельном топливе или газе. Например, в Хабаровском крае большая часть котлов сжигает уголь (70.1%), а оставшиеся 29.9% приходится на все другие виды топлива - мазут топочный (6.3%), дрова (7.9%), электроэнергия (0.8%), газ природный (10.3%), дизельное топливо (4.5%) [1].

Такие виды топлива как мазут, газ и дизельное топливо сжигаются, как правило, методом распыла и поэтому их горение достаточно стабильно, а автоматика управления котлом является хорошо отработанной и достаточно проста. При этом различные контрольно-измерительные приборы (КИП) имеют простую конструкцию, а автоматика управления, как правило, поставляется заводом-изготовителем вместе с котлом и одновременно является и автоматикой средств защиты.

Котлы, работающие на угле и дровах, в свою очередь, чаще всего не обеспечиваются какой-либо автоматикой (кроме как автоматикой защиты), а КИП представлены чаще всего только датчиками температуры и давления теплоносителя [2]. Возникает закономерный вопрос: почему автоматика управления газо-мазутных котлов не используется на угольных котлах? Если опустить из рассмотрения часть автоматики, обеспечивающую безопасную эксплуатацию котла, то алгоритмы автоматики регулирования экономичности работы котла в основе расчёта регулирования подачи воздуха используют данные по расходу топлива [3, 4], которые для жидких и газообразных видов топлива достаточно просты и надёжны. Задача измерения расхода топлива для твердотопливных котлов уже не является тривиальной, особенно для случая ручной подачи.

Основным способом повышения эффективности твердотопливных котлов является изменение их конструкции, в том числе, например, переход на непрерывную шнековую подачу топлива. Это позволяет улучшить характеристики котельной [5], но только в случае полной модернизации и больших капитальных вложениях. Поэтому такой вариант не является приемлемым для действующих котельных.

Обследуя котельные Хабаровского края и Амурской области в рамках проведения режимно-наладочных испытаний котлов, нами были не только выявлены общие проблемы, характерные для твердотопливных котлов с периодичной загрузкой топлива, но и опробованы различные организационно-технические решения по снижению сверхнормативных потерь. Организационно-технические мероприятия позволяют добиться снижения потерь (повышения КПД на отпуск тепловой энергии) на 1,5..2%. Но повторное посещение котельных через год

показывает, что работники не всегда выполняют рекомендации в полном объеме и, следовательно, такое решение не является надёжным.

В настоящее время нами выполняются работы по разработке автоматизированной системы управления твердотопливным котлом с периодичной загрузкой топлива, позволяющей исключить человеческий фактор и добиться стабильного повышения КПД на отпуск тепловой энергии на уровне 3..5%. Для этого нами разработана математическая модель, описывающая не только процесс преобразования химической энергии топлива в тепловую энергию теплоносителя, но и влияние системы управления на этот процесс [6].

Поскольку в настоящее время АСУ находится в стадии разработки, то для апробации различных решений нами была разработана и реализована экспериментальная установка, моделирующая изолированную систему теплоснабжения и позволяющая проведение длительных экспериментов на всех возможных, в том числе аварийных, режимах работах.

Использование экспериментальной установки позволило подтвердить статичную модель работы котла, обосновать реализуемость АСУ для твердотопливных котлов с периодичной загрузкой топлива без модернизации или замены котлов, определить минимальный объем дополнительного вспомогательного оборудования и перечень основных задач, требующих решения.

Экспериментальная апробация математической модели водогрейного котла, проводимая на экспериментальной установке, показала, что модель не только достаточно точно описывает происходящие в системе процессы, но и позволяет разработать эффективную систему управления твердотопливным котлом, в том числе использующую такую технологию как «цифровой двойник».

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-29-01232, <https://rscf.ru/project/22-29-01232/>

Список источников

1. Гордин С.А. Анализ эффективности котельных Хабаровского края // Мониторинг. Наука и технологии. – 2023. – № 1(55). – С. 98-103. – DOI 10.25714/MNT.2023.55.012.
2. Соколов, А.Д. Энергоэкономический анализ топливно-энергетического комплекса Дальнего Востока / А. Д. Соколов, С.Ю. Музычук, Р.И. Музычук // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2017. – Т. 21, № 1(120). – С. 141-155. – DOI 10.21285/1814-3520-2017-1-141-155
3. Патент № 2745181 С1 Российская Федерация, МПК F23N 1/00. Система и способ автоматического управления и контроля котлоагрегата, работающего на газообразном топливе : № 2020125099 : заявл. 28.07.2020 : опубл. 22.03.2021 / П. Д. Дуньшин.
4. Авторское свидетельство № 1657879 А1 СССР, МПК F23N 1/02. Способ автоматического регулирования процесса горения : № 4638399 : заявл. 16.01.1989 : опубл. 23.06.1991 / В. А. Биленко, Д. В. Буров, В. Р. Котлер, С. А. Сафронников ; заявитель ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ "ИРКУТСКЭНЕРГО", ВСЕСОЮЗНЫЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ИМ.Ф.Э.ДЗЕРЖИНСКОГО.
5. Патент № 2451239 С2 Российская Федерация, МПК F23В 40/00. автоматизированный угольный котел : № 2010130377/06 : заявл. 20.07.2010 : опубл. 20.05.2012 / Д. Б. Петров, А. В. Афанасьев.
6. Гордин С.А. Имитационное моделирование динамических процессов в системах централизованного теплоснабжения / Гордин С.А., Соснин А.А., Шамак В.А., Хряпенко К.Д. // Информатика и системы управления, 2022, №3(73)

ВЛИЯНИЕ РАСТУЩЕГО ПАРКА ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ НА РЫНКИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ – ВЫЗОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Йоханнес-Корнелиус Ростовский

*Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН,
Москва, Российская Федерация*

Массовое внедрение электромобилей приведет к переходу от традиционных топлив для автомобилей, таких как бензин и дизельное топливо, к электрической энергии [1]. Многие нефтяные компании активно адаптируются к внедрению электромобилей и принимают меры для адаптации к изменяющемуся энергетическому рынку.

Некоторые из способов, которые помогают нефтяным компаниям адаптироваться это:

- Расширение своей деятельности, производя альтернативные виды топлива (биотопливо, водород) и увеличивая долю газового топлива, с целью снижения зависимости от нефтепродуктов и адаптации к растущему рынку электромобилей [2].
- Инвестиции в развитие инфраструктуры зарядных станций для электромобилей. Это способствует удобству и доступности зарядных возможностей для владельцев электромобилей и помогает стимулировать рост электромобильной индустрии [3].
- Установление партнерских отношений с производителями электромобилей. Это может включать совместную разработку технологий, обеспечение поставок нефтепродуктов для производства батарей и создание интегрированных решений для поддержки электромобильной индустрии [3].
- Разработка новых технологий и повышение энергоэффективности своих процессов производства и транспортировки нефтепродуктов [4].
- Исследование и разработка альтернативных энергетических решений, таких как солнечная и ветровая энергия. Это позволяет им развивать более устойчивые и экологически чистые источники энергии, что в будущем может снизить их зависимость от нефти [5].
- Участие в экологических инициативах. Компании стремятся сократить свой углеродный след. Они могут вкладывать средства в проекты по посадке лесов, компенсацию выбросов углерода и содействие экологически устойчивому развитию [6].

Несмотря на то, что электромобили представляют собой потенциальную угрозу для нефтяной отрасли, многие мировые нефтяные компании осознают необходимость адаптироваться к эволюции рынка и стремятся внедрить инновационные решения для поддержки роста электромобильной индустрии. Они признают важность снижения выбросов углерода и развития устойчивой энергетики, и поэтому активно внедряют планы, направленные на устойчивое будущее не только для себя, но и для всего общества.

Из-за электрификации российские нефтяные компании могут лишиться до 30% доходов к 2050 году. Это десятки миллиардов долл. США, от которых напрямую зависит бюджет страны [7]. Поэтому необходимо начинать адаптацию к этим угрозам уже сейчас. Важно оценить сколько может стоить адаптация того или иного метода диверсификации бизнеса. Насколько зарубежный опыт подходит для России. Этому будет посвящена статья.

Список источников

1. Global EV Outlook 2023. IEA. 2023 – [Электронный ресурс]. – <https://iea.blob.core.windows.net/assets/dacf14d2-eabc-498a-8263-9f97fd5dc327/GEVO2023.pdf>
2. Oil majors investing 8 times more in biofuels than hydrogen. Transport & Environment. 2023 – [Электронный ресурс]. – <https://www.transportenvironment.org/discover/oil-majors-investing-8-times-more-in-biofuels-than-hydrogen/>
3. Why big oil companies are investing in electromobility. Autovista24. 2022 – [Электронный ресурс]. – <https://autovista24.autovistagroup.com/news/why-big-oil-companies-are-investing-in-electromobility/>
4. 4 ways oil & gas companies can improve energy efficiency within their operations. Euro Petroleum Consultants. 2023 – [Электронный ресурс]. – <https://europetro.com/media/2018/4-ways-oil-gas-companies-can-improve-energy-efficiency>
5. How oil and gas companies can be successful in renewable power. McKinsey & Company. 2023 – [Электронный ресурс]. – <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/how-oil-and-gas-companies-can-be-successful-in-renewable-power>
6. The Importance of ESG in the Oil and Gas Industry. 12eleven. 2022 – [Электронный ресурс]. – <https://www.12eleven.com/news/the-importance-of-esg-in-the-oil-and-gas-industry>
7. Й.-К. Ростовский. Влияние развития электромобилей на потребление энергоресурсов: риски и возможности для экономики России // Проблемы прогнозирования. 2023. No 3 (198). С. 106-119. DOI: 10.47711/0868-6351-198-106-119

ОСОБЕННОСТИ СОЗДАНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СООБЩЕСТВ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ МИКРОСЕТЕЙ С ЖИЛЫМИ НАГРУЗКАМИ

Попова Екатерина Валерьевна

К.т.н., ст. инженер, e-mail: elen@isem.irk.ru

Томин Никита Викторович

К.т.н., с.н.с.

Шакиров Владислав Альбертович

К.т.н., с.н.с.,

*Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Агрегация конечных потребителей, которые производят, потребляют и обмениваются излишками энергии в пределах одного и того же географического периметра, выражает новый способ использования возобновляемой энергии, представленный энергетическими сообществами (ЭСО). При этом в качестве таких потребителей могут выступать как промышленные, так и «жилые» общественные микросети, которые действуют как единый управляемый объект по отношению к внешней электрической сети.

В зависимости от преобладающего типа и характера активных потребителей (промышленные предприятия, жилые дома, фермерские хозяйства и пр.), их объединение в группы микросетей в ЭСО может иметь разные причины и цели, такие как потребность потребителей в энергетической автономии, снижение высоких тарифов на электроэнергию, повышение отказоустойчивости и надёжности энергоснабжения, минимизации выбросов загрязняющих газов в городах, более эффективное использование ВИЭ и пр.

На основе разработанного общего методологического подхода в работе проведена оценка ключевых особенностей создания и функционирования ЭСО промышленных и общественных микросетей с жилыми нагрузками. Показано, как методы многокритериального принятия решений и искусственного интеллекта, позволяют эффективно учитывать эти особенности для максимизации локальных и системных эффектов разных типов ЭСО.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проектов государственного задания (№ FWEU-2021-0001, FWEU-2022-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

DESIGN OF DAY-AHEAD LOAD PROFILE TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF COMMERCIAL AND INDUSTRIAL MICROGRIDS

Darya V. Kovalchuk¹, Anna M. Glazunova²

¹PhD student, e-mail: dar.amosova@mail.ru

²Dr.Sci. (Eng.), Senior Researcher, e-mail: glazunova@isem.irk.ru
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

The creation of an environmentally friendly commercial and industrial microgrid (CIM) (power is generated only by renewable energy sources) [1] is a solution to the environmental problems. CIM is a local energy cell connected to the power system by a power transmission line, and includes its power plants, network, and consumer. To regulate the relationship and maintain the effective work of both parties (the CIM and the power system), special rules are developed, for the violation of which a fine is imposed. Compliance with these rules by the CIM requires the creation of a CIM management strategy aimed at avoiding a fine and maintaining a power balance in the CIM. Within the framework of this strategy, active consumers (ACs) and energy storage systems (ESSs) play a large role in solving these problems.

The study aims to examine the possibility of optimal functioning of an environmentally friendly CIM without violating obligations to the power system. The paper proposes a demand management program based on the "load shifting" strategy [2], [3].

Optimal CIM operation is possible if there is an optimal strategy for CIM management. In this study, the CIM management strategy is considered optimal if, when fulfilling obligations to the power system, consumers are provided with electricity without upsetting the comfort level of active consumers.

The main idea of the developed CIM management strategy is as follows. We analyze h operating states, where h is the number of operating states per day. From h operating states h_1 (wrong) and h_2 (easy) operating states are selected. Wrong operating states are understood as the operating states in which controlled parameters are violated. Easy operating states are those where the load can be changed without violating the limits of controlled parameters. To eliminate wrong operating states, the load curves of active consumers are adjusted. There are many options to adjust the curves, which represent different numbers and various sequences of wrong operating states to be processed. Further, a certain number and a certain sequence of wrong operating states is called a branch. In this study, an algorithm for creating a CIM management strategy has been developed, where the problem of choosing the optimal distribution of control actions (CAs) between the active consumers in each wrong operating state (Problem 1) and the problem of the optimal option for adjusting the load curves in the wrong and easy operating states (Problem 2) are solved as optimization problems.

The problem of adjusting the load curves is solved as the problem of identifying the operating state with adjusted load curves a day ahead. In the study, the planned (forecast) load curves of the active consumer are adjusted. The adjustment involves shifting the load to other hours of the considered day, subject to the following conditions: to ensure maximum compensation for the delayed power and to guarantee the effective management of CIM.

The optimality criterion is written as follows:

$$\varphi_k = \sum_l^r (S_k^{sch} - S_k^{real}) \rightarrow \min \quad (1)$$

where φ_k is deviation of the area under the planned daily load curve (S_k^{sch}) from the area under the actual daily load curve (S_k^{real}), k is a branch number. Condition (1) means that the deviation of the area under the planned load curve from that under the actual load curve should be minimal, or in other words, the delayed power must be compensated.

Calculations are made for a circuit consisting of 6 nodes and 5 lines. The results show that with the correct adjustment of load curves, obligations to the power system will not be violated.

Acknowledgment. This work was carried out under the State Assignment Project (No. FWEU-2021-0001) of the Fundamental Research Program of the Russian Federation 2021–2030.

References

1. Gutiérrez-Oliva D, Colmenar-Santos A, Rosales-Asensio E. A Review of the State of the Art of Industrial Microgrids Based on Renewable Energy. *Electronics*. 2022; 11(7):1002.
2. Vardakas J. S., Zorba N., Verikoukis C. V. A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 17, no. 1, pp. 152-178, Firstquarter 2015.
3. Gellings C.W. The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. *Proceedings of the IEEE* 73, no. 10 (1985): 1468–70.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПО ПОСТРОЕНИЮ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ С ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ ЭНЕРГИИ

Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В. Кравец А.А.

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В настоящее время во многих странах мира наряду с развитием централизованных систем теплоснабжения, все более активно прослеживается тенденция масштабного перехода на индивидуальное теплоснабжение на основе распределенной генерации энергии (РГЭ). Отказ от централизованной теплоэнергетики в пользу РГЭ связан в основном с необходимостью перехода к новой технологической парадигме развития теплоэнергетики в России и обусловлен исчерпанием потенциала эффективности централизованных систем теплоснабжения. Внедрение РГЭ в первую очередь определяется их конкурентоспособностью (приемлемые единоразовые капитальные вложения, отсутствие платы на присоединения к тепловым сетям, транспортной составляющей по перекачке теплоносителя и платы за тепловые потери и др.) относительно централизованных систем теплоснабжения. На сегодняшний день развитие РГЭ для нужд теплоснабжения в России носит во многом стихийный, не контролируемый государством характер, что может нанести существенное ослабление энергетической безопасности страны. В этих условиях особую актуальность приобретает проблема по разработке теоретических и практических основ для решения задач по управлению развитием и функционированием централизованных систем теплоснабжением с учетом РГЭ. Это обусловлено необходимостью перехода к созданию интегрированных централизованно-распределенных систем теплоснабжения с адаптивным управлением режимами их функционирования нового поколения, в которых потребитель приобретает новое свойство, связанное с его «активизацией», т.е. предоставлении потребителям возможности самостоятельно управлять объемами получаемой тепловой энергии, а также ее функциональными свойствами (качеством, надежностью и т.д.).

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0002) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ДИАМЕТРОВ ДВУХТРУБНОЙ КОЛЬЦЕВОЙ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Алексеюк Виталий Эдуардович

К.т.н., e-mail: alexeyuk.vitaliy@yandex.ru

Клер Александр Матвеевич,

Д.т.н., профессор

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

Иркутск, Российская Федерация

Важными представителями трубопроводных систем коммунального назначения являются системы теплоснабжения населенных пунктов, городов, районов, промышленных предприятий, которые могут содержать тысячи трубопроводных участков и других элементов. Эффективное решение задач эксплуатации, наладки тепловых сетей и диспетчерского управления ими может быть получено при использовании современных методов математического моделирования, теплогидравлического расчета и оптимизации. Существует методика подбора диаметров распределительных тепловых сетей (основной гидравлический расчет), в которой учитываются только скорость движения теплоносителя и падение давления по длине трубопровода и в местных сопротивлениях [1]. Не менее важно правильно определить диаметры труб сети централизованного теплоснабжения. Если выбрать диаметры трубопроводов больше, чем требуется, то капитальные затраты на строительство тепловых сетей и затраты на распределение тепловой энергии за счет увеличения площади наружной поверхности будут неоправданно завышены. С другой стороны, при выборе меньшего диаметра трубопроводов тепловых сетей, чем требуется, резко возрастут затраты, связанные с перекачкой теплоносителя и поддержания его необходимой скорости в сети (то есть эксплуатационные затраты), иначе при снижении скорости возрастут тепловые потери. Таким образом, существует оптимизационная задача, связанная с определением оптимальных диаметров трубопроводов на всех участках тепловых сетей при известных тепловых нагрузках потребителей тепловой энергии, длин этих участков и климатической зоны (расчетные и среднегодовые температуры наружного воздуха). При этом необходимо учитывать капитальные затраты на приобретение насосного оборудования тепловых сетей и водяных теплообменников в случае независимого подключения систем отопления и закрытой системы горячего водоснабжения. Предложенный в данной работе подход по оптимизации тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения был проверен на тестовой схеме, состоящей из двух источников тепла и двух потребителей, объединённых в кольцевую структуру, а также насосов и трубопроводов тепловых сетей. Вычислительные эксперименты показали высокую эффективность предложенного подхода и выпуклость целевой функции.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников

1. Теплофикация и тепловые сети / Е.Я. Соколов. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБРИДНОЙ МИКРОСЕТИ

Сосновский И.К., Баденко В.В., Козлов А.Н.

e-mail: sosnovskiy71@gmail.com

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

г. Иркутск, Российская Федерация

Возобновляемые источники энергии используются для замены традиционных источников энергии, таких как: уголь, нефть и природный газ. Развитие возобновляемых источников энергии является важным направлением в развитии современной экономики при сохранении качества окружающей среды и снижении выбросов CO₂ [1]. Гибридная энергетика объединяет различные источники энергии, устройства хранения и потребления энергии в единую систему, улучшая общие преимущества по сравнению с системой, зависящей от одного источника энергии [2]. Решение экологических проблем, связанных с использованием ископаемых топлив является важной задачей многих ученых в различных странах. Использование возобновляемых источников энергии, в том числе технологии использования солнечной энергии и биомассы, в гибридных энергетических системах играет все более важную роль для снижения вредных выбросов от систем, работающих на традиционных видах топлива, а также помогает решить проблему недостатка энергии в децентрализованных районах. Однако, у многих гибридных систем есть ряд недостатков: прерывистость и нестабильность солнечной энергии, отсутствие возможности аккумуляции избытков энергии, а также низкая надежность гибридных систем в связи со сложностью согласования различных источников энергии в единую систему, которые значительно ограничивают развитие гибридных энергосистем, работающих с использованием возобновляемой энергии.

В связи с этим было предложено разработать лабораторную микросеть, для исследования и модернизации гибридных энергетических систем с целью повышения их надежности и эффективности.

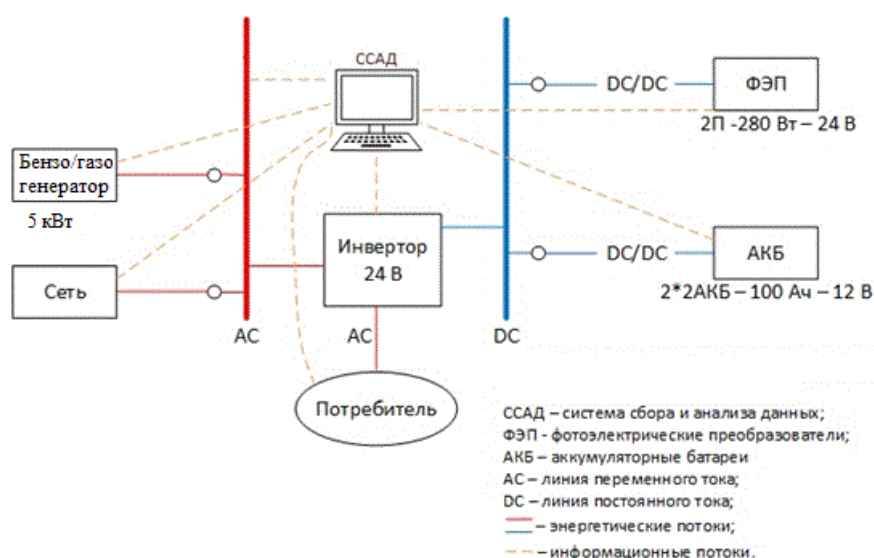


Рисунок 1 – Структурная схема гибридной микросети

В данной работе предлагается и исследуется часть гибридной энергетической установки (ГЭУ), основанной на фотоэлектрических преобразователях (ФЭП) с возможностью аккумулирования избытков энергии. Система включает в себя фотоэлектрические модули, бензиновый/газовый генератор и компоненты хранения энергии (рисунок 1). Гибридная установка позволит подробно изучить данные системы, в том числе разработать оптимальные режимы работы, а также минимизировать риски аварийных случаев в ходе эксплуатации гибридных энергетических систем и повысить их надёжность.

Рассматривается 2 режима работы сети: стационарный режим, в котором микросеть работает с использованием внешней сети, и автономный режим, в котором микросеть работает с использованием фотоэлектрических преобразователей и блока аккумуляторов.

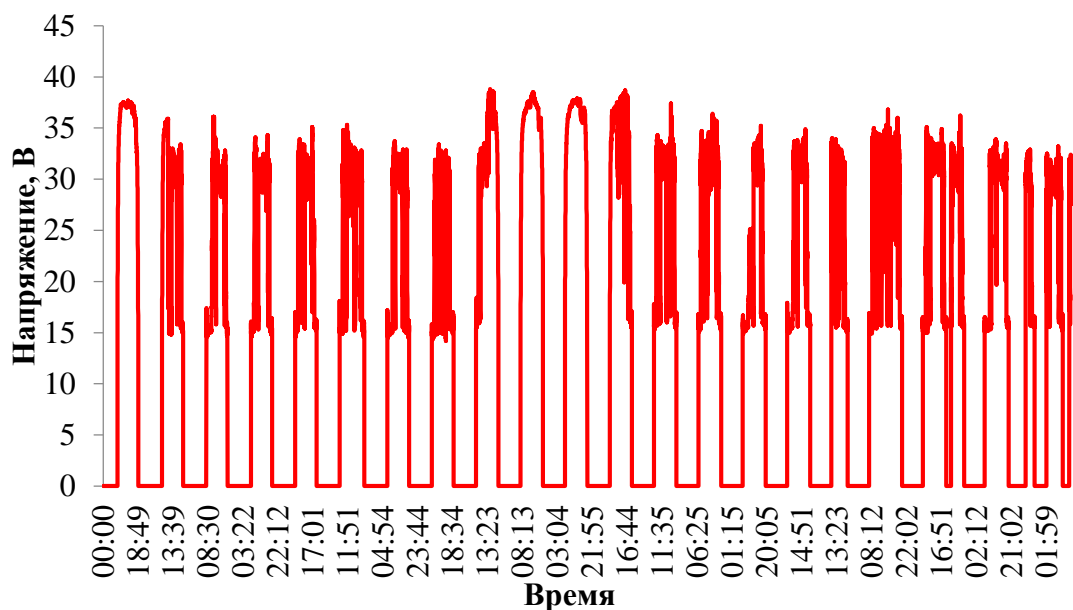


Рисунок 2 – Напряжение на фотоэлектрических преобразователях за март

Согласно исследованию автономного режима работы было выявлено, что значительно увеличивалась длительность работы ГЭУ за счет работы ФЭП в дневное время суток и системы аккумулирования в ночное время суток. В дальнейшем следует провести ряд корректировок: исследовать интенсивность солнечного излучения в месте расположения ФЭП, а также откалибровать положение ФЭП относительно солнца.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что разработанная гибридная микросеть функционирует исправно и позволяет проводить исследования в области улучшения надежности и эффективности гибридных энергосистем с использованием возобновляемых источников энергии.

Список источников

1. Chaiwat Klinlampu, Namchok Chimprang, Jirakom Siririsakulchai, The sufficient level of growth in renewable energy generation for coal demand reduction, Energy Reports, Volume 9, Supplement 10, 2023, Pages 843-849, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.05.203>.
2. Майорова Ю. А. и др. Обзор гибридных фотоэлектрических и ветровых энергетических систем // Энергетические установки и технологии. – 2020. – Т. 6. – №. 3. – С. 40-49.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА К ЗАДАЧЕ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Коконова Ю.И.¹ Маркова Е.В.²

¹Иркутский национальный исследовательский технический университет,

*²Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Рассматривается задача определения долгосрочных стратегий ввода и демонтажа электрических мощностей электроэнергетической системы, описанная с помощью неклассического интегрального уравнения Вольтерра I рода. Предложен алгоритм для решения этой задачи с помощью генетического алгоритма. Приводятся результаты расчетов для Единой электроэнергетической системы России. Проведено сравнение с методами, предложенными для решения данной задачи ранее.

ПРОБЛЕМА МОДЕЛИРОВАНИЯ СЕКТОРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА УРОВНЕ ГОРОДАХ

Семикашев Валерий Валерьевич¹, Терентьева Александра Станиславовна²

¹Зав. лаб., к. э. н., e-mail: vv_semikashev@mail.ru

²Аспирант, м. н. с., e-mail: as.terentyeva@yandex.ru

Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН,

г. Москва Нахимовский проспект, д. 47

Описание модели функционирования централизованного теплоснабжения. Для описания отрасли теплоснабжения была предложена модель отрасли (рис.), включающая три взаимосвязанных баланса: баланса производства и потребления тепловой энергии, баланс потребляемого топлива в теплоснабжении, финансовый баланс отрасли. Концепция модели описана в статье [1].

Модель теплоснабжения строится для двух сегментов: сегмента альткотельных¹ (ценовых зон теплоснабжения) и прочего сегмента централизованного теплоснабжения. Их сумма составляет сектор централизованного теплоснабжения страны.

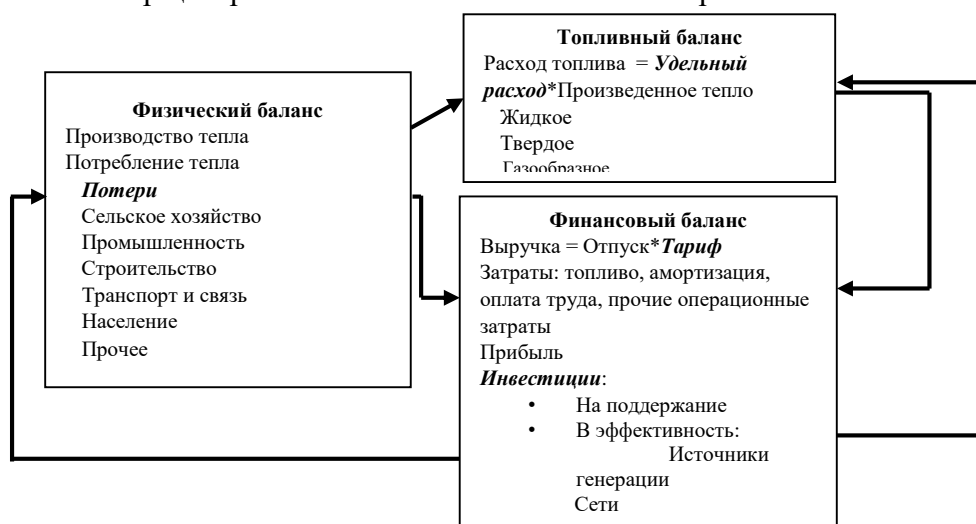


Рисунок 1. Схема модели функционирования сферы централизованного теплоснабжения

Логика модели состоит в том, что в сегменте альткотельных происходит инвестиционный процесс, который меняет параметры функционирования систем централизованного теплоснабжения (СЦТ), а в сегменте прочего теплоснабжения развитие идет по инерции. Такая модель на верхнем уровне позволяет оценить эффекты от внедрения альткотельных или других механизмов развития СЦТ и моделей функционирования отрасли.

¹Механизм, позволяющий СЦТ функционировать на более либеральных условиях при ценообразовании по методу альткотельной – цена на тепло устанавливается свободно в пределах цены альткотельной (расчетная цена стоимости тепла от нового источника тепла на район), в которую входит и инвестиционная составляющая. Кроме того, после введения ценовой зоны Единая теплоснабжающая организация (ЕТО) становится ответственной за всю цепочку теплоснабжения в муниципалитете. См. Федеральный закон от 29.07.2017 г. № 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения» <http://base.garant.ru/71733096/>. Обращение: 04.05.2022

В модели в сегменте альткотельных для каждой ценовой зоны теплоснабжения строится модель функционирования СЦТ в этом населенном пункте по аналогии с моделью всей отрасли – то есть те же балансы, которые назывались выше.

Для построения модели теплоснабжения для отдельных муниципалитетов используются данные схем теплоснабжения, а также различные статформы Росстата (6-ТП, 1-ТЕП, 4-ТЭР, П-2, 1-предприятие). Такие городские модели нами построены для 18 крупных ценовых зон: Новосибирска, Красноярска, Самары, Перми, Тольятти, Барнаула и других. Малые города и поселки, перешедшие в ценовые зоны объединены в одну точку и для них также построена модель.

При построении таких моделей теплоснабжения на уровне города был выявлен ряд проблем.

Проблемы моделирования теплоснабжения городов, связанные с противоречивостью статистики производства и отпуска тепловой энергии. Данные разных источников дают неодинаковые оценки отпуска тепла. Так, по данным схемы теплоснабжения в г. Пермь отпуск тепла составляет около 10 млн Гкал, а оценка отпуска тепла по данным форм 6-ТП и 1-ТЕП составляет 14 млн Гкал. Одной из причин разницы оценок отпуска тепла является то, что в схемах теплоснабжения часто не учитывается отпуск тепла малыми котельными.

Часто в схемах теплоснабжения отражаются некорректные потери тепла. Так, по оценке И. А. Башмакова в реальности потери тепла в отдельных СЦТ могут достигать 50-80% [2], что не получит отражения в официальной статистике.

Иногда в схемах теплоснабжения показатели удельного расхода условного топлива (УРУТ) оказываются ниже теоретически возможных значений (142,8 кг у. т./Гкал). Так, в схеме теплоснабжения г. Чебоксары УРУТ электростанций составляет 133 кг у. т./Гкал, в г. Новосибирск – 142 кг у. т./Гкал.

В форме 1-ТЕП (данные о котельных) УРУТ также бывают занижены относительно реальных показателей. .

Проблема прогнозирования потребления тепла в городах. Как известно в целом по стране и в большинстве регионов потребление тепла в СЦТ падает. А в большинстве схем теплоснабжения заложен рост потребления тепла в СЦТ. Это связано с пересечением интересов двух сторон. Во-первых, заказчики или теплоснабжающие компании заинтересованы в увеличении мощностей, чтобы проще далее согласовывать инвестиции и затраты, а значит тарифы и выручку. Во-вторых, администрация городов и новые потенциальные потребители тепла от СЦТ (в основном это жилые дома) хотят подстраховаться, чтоб не случилось нехватки мощностей. Этому же способствует процедура разработки генпланов, где выделяются территории под жилую застройку, но сроки застройки и принципы организации теплоснабжения в новых микрорайонах не прописываются. Тогда администрация городов и основные теплоснабжающие компании рассматривают эти зоны как формирующие дополнительный спрос.

Опыт изучения схем теплоснабжения показал, что прогнозные значения в основном получаются расчетными и нормативными методами. Если предусмотрена модернизация тепловых сетей и снижение потерь, это не учитывается. Не учитывается также и потенциал повышения эффективности всей системы (улучшение регулирования подачи теплоносителя,

повышение энергоэффективности зданий, наведение порядка в учете и сокращение номинальных (расчетных) потерь, где это используется).

В итоге происходит завышение прогнозных значений потребления и производства тепла в СЦТ [3], что обосновывает ненужные инвестиции и в итоге даже ухудшение эффективности работы СЦТ.

Эта проблема аналогична тому, как завышались вводы/прогнозный спрос на электроэнергию в СиПР и вводы трансформаторной мощности в электросетевом хозяйстве до того, как с этим стали бороться.

Тем не менее, свести балансы производства и потребления тепла и потребляемого топлива задача решаемая.

Проблема моделирования финансового баланса СЦТ в городах. Третья группа проблем связана с моделированием финансового баланса. При расчете выручки и затрат по данным физических показателей и тарифов, в том числе из ранее названных источников получаются неправдоподобные результаты.

Например, по базовой модели получалось, что рентабельность СЦТ в отдельных городах может достигать аномально высоких значений – выше 60-80% по выручке (г. Прокопьевск, г. Кемерово).

Выводы. Ряд названных проблем отражают особенности функционирования теплоснабжения и специфику учета статистики в отдельных ценовых зонах. Однако другие проблемы ведут к ошибочному описанию систем теплоснабжения городов и возможному принятию неверных решений по развитию СЦТ города, что имеет влияние на развитие отрасли страны.

Если для построения одной отдельно взятой модели города, да еще без согласования трех балансов, как предложено в [1] проблем нет, то для большой модели надо использовать одну и ту же методику построения, что при имеющихся данных приводит к несопоставимости результатов. Проблеме такого системного (однотипного) моделирования СЦТ в городах будет посвящен доклад и планируемая статья.

Список источников

семикашев В. В. Альтернативная котельная - новый инвестиционный механизм развития централизованного теплоснабжения в России / В. В. Семикашев, А. С. Терентьева // Проблемы прогнозирования. – 2022. – № 2(191). – С. 105-118. – DOI 10.47711/0868-6351-

ашмаков И.А. Повышение энергетической эффективности энергоснабжения в северных регионах России // Энергосбережение. 2017. №1-3.

апушкин В. Н. Кризис «Схем теплоснабжения» или взлет «Энергетического планирования»? (часть 1), журнал «Новости теплоснабжения» 11, 2007 г.,

ПЕРСПЕКТИВЫ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ В РОССИИ: РОЛЬ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ВЫЗОВЫ САНКЦИЙ

**Нефедова Людмила Вениаминовна¹,
Соловьев Дмитрий Александрович²**

¹ *Старший научный сотрудник, кандидат геогр. наук, e-mail: nefludmila@mail.ru
Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова*

² *Старший научный сотрудник, кандидат физ.-мат. наук, e-mail: solovev@guies.ru
Объединенный институт высоких температур РАН, Институт океанологии имени
П.П.Ширинова РАН*

Мировые тенденции развития энергетики свидетельствуют о переходе к четвертой стадии энергетического развития с акцентом на низкоуглеродное развитие. Многие страны принимают программы по снижению выбросов углекислого газа в энергетике, а Россия не исключение. Вступила в силу новая программа повышения энергоэффективности экономики, нацеленная на достижение углеродной нейтральности к 2060 году [1]. В этом контексте особенно важным становится развитие возобновляемой энергетики (ВИЭ) как альтернативы традиционным топливным энергоисточникам.

По состоянию на 01.07.2023 г. в рамках программы ДПМ ВИЭ -1 на оптовом рынке электроэнергии и мощности в России введены в эксплуатацию 100 объектов ВИЭ-генерации совокупной мощностью 4 219 МВт: СЭС – 1 788 МВт (70 объектов), ВЭС – 2 360 МВт (25 объектов), МГЭС – 71 МВт (5 объектов). На начало второго полугодия 2023 г. суммарная мощность всех объектов возобновляемой энергетики в России составляет около 2,4% от общей мощности генерирующих объектов энергосистемы РФ. При этом – мощность энергообъектов по программе ДПМ ВИЭ – составляет в целом по стране - 1,7%, а в Объединенной Энергосистеме Юга - СЭС и ВЭС составляют на 1.07.23г. уже 12,1% [2, 3].

Анализ объемов производства электроэнергии на действующих сетевых ВЭС и СЭС в России позволил авторам оценить потенциал снижения эмиссии углекислого газа (CO₂) за счет развития гелио- и ветроэнергетики [4]. Особый акцент сделан на регионах с наибольшей установленной мощностью ВЭС и СЭС, в основном расположенных в Южном и Приволжском Федеральных округах. В этих регионах СЭС и ВЭС показывают наиболее высокую эффективность среди всех регионов страны. Несмотря на наличие значительных сезонных колебаний, среднегодовые значения Киум составляют здесь: ВЭС - около 27,4% и СЭС около 16,0%. По проведенным расчетам объекты ветроэнергетики, введенные в строй суммарно по стране по программе ДПМ-1 к началу второго полугодия 2023г. обеспечивают уже сокращение выбросов CO₂ на 3,95 млн т в год, а в солнечной энергетике – 1,12 млн т в год. Максимальные эффекты в плане снижения эмиссии CO₂ за счет использования гелиоресурсов достигнуты в Оренбургской и Астраханской областях – 218,1 тыс.т и 166,6 тыс.т в год соответственно. Ветроэнергетика обеспечивает максимальное снижение выбросов углекислого газа в Ставропольском крае и Ростовской области – 761,4 тыс.т и 690,2 тыс.т в год. Выполненное авторами ранжирование регионов России по уровню декарбонизации за счет использования объектов на ВИЭ позволило выделить семерку регионов - лидеров со Ставропольским Краем в первой строке. Также были проведены региональные оценки доли выработанной электроэнергии от объектов на ВИЭ в энергопотреблении субъектов РФ. Максимальные региональные значения получены для объектов солнечной энергетики:

Республика Калмыкия (42,6%) и Республика Алтай (23,2%). Для объектов ветроэнергетики соответственно: Республика Калмыкия (72,3%), Республика Адыгея (22,3%), Ставропольский Край (16,0%).

Возникший ряд проблем в развитии ветроэнергетики, обусловленный санкционными мерами со стороны западных стран и уходом с российского рынка таких фирм, как Vestas и Simens Gamesa, стал стимулом для поиска альтернативных поставщиков и стратегических партнерств в области технологий и компонентов для ВИЭ, а также открыл перспективы для развития отечественного производства компонентов ветроагрегатов. АО «НоваВинд» (дивизион ГК «Росатом») были введены в строй в Берестовская ВЭС (60 МВт – декабрь 2022г.) и Кузьминская ВЭС (160 МВт – июнь 2023г.). Особо важно, что с мая 2023 г. вопреки санкциям и благодаря усилиям российских инженеров и строителей начала работу в полном объеме Кольская ВЭС (202,35 МВт) - первая в ЕЭС России ветровая станция, подключенная к системе автоматического регулирования частоты. К 2035г. по утвержденным Правительством РФ планам развития оптового и розничного рынка ВИЭ генерации суммарная установленная мощность достигнет порядка 17 ГВт (составит до 6% в совокупной мощности энергосистемы РФ), что будет соответствовать снижению выбросов CO₂ порядка 20 млн т в год.

Государственные меры поддержки отрасли, такие как механизмы ДПМ и свободные двусторонние договоры, способствуют развитию инвестиций в низкоуглеродные проекты и разработке долгосрочных партнерских отношений. Развитие механизмов государственно-частного партнерства и свободных договоров на ВИЭ способно создать благоприятные условия для концентрации производственных ресурсов и развития отечественного производства компонентов для возобновляемой энергетики. Этот путь способствует устойчивому снижению выбросов CO₂ и обеспечению низкоуглеродного развития в России.

Таким образом, сбалансированное развитие возобновляемой энергетики станет ключевым элементом в достижении энергетической устойчивости и снижении уровня выбросов углекислого газа в стране, и позволит принять активное участие в глобальных усилиях по борьбе с изменением климата.

Благодарности. Работа выполнена в рамках Госзадания МГУ № 121051400082-4.

Список источников

1. Дегтярёв К.С., Соловьев Д.А., Березкин М.Ю. Подходы к оценке затрат на переход к низкоуглеродному развитию в России // Энергетическая политика. 2023. № 6(184). С. 100–110. DOI:10.46920/2409-5516_2023_6184_100.
2. НП Совет рынка. Перечень квалифицированных энергообъектов, функционирующих на основе ВИЭ – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/vie/index.htm> (дата обращения 24.07.2023).
3. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2022 году (на основе оперативных данных) – URL:https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2023/ups_rep2022.pdf (дата обращения 24.07.2023).
4. Nefedova L. V., Solovyev D.A. Current and Prospective Role of Solar and Wind Energy in Reducing CO₂ Emissions in Russia // Applied Solar Energy. 2023. № 1(59). С. 79–86. DOI:10.3103/S0003701X2360025X.

ENVIRONMENTAL REASONS FOR DATACENTER ENERGY SOURCES CHOICE

Andrey Semenov¹, Ekaterina Oganessian²

¹Moscow State University of Civil Engineering (MGSU) National Research University

*²Mendeleev University of Chemical Technology of Russia
Moscow, Russia*

Datacenters consume considerable amounts of energy. Input power declared by Russian Top 5 datacenter companies' facilities in total is about 250 MW (2021). Although this corresponds to less than 0.2% of total electricity generation in Russia for corresponding year (1 131.2 billion kWh), but many large scale datacenters need tens of megawatts, and such amount can be delivered only with powerful energy source situated nearby. When energy is generated by fossil fuels combustion, this causes carbon dioxide emissions estimated as hundreds of million tons per year. Actual proportion in Russia of 47.8% of energy generated by natural gas combustion and 12.6% by coal combustion cause considerable carbon footprint. It cannot be reduced by more intensive use of hydropower as there are almost no ways to increase generation for existing hydroelectric power stations and no places left to install new ones. Solar and wind power plants cannot serve as reliable energy sources for datacenters, which need consistent and uninterruptable electricity of many MW power. Other sources usually considered green and environmental friendly are not powerful enough to feed even average scale datacenter. Thus the only promising, reliable, powerful enough energy source able to decrease datacenters' carbon footprint is nuclear energy. Probably that 20% of energy actually generated in Russia by nuclear plants is not enough for future needs. Nuclear power needs to be additionally promoted in Russia and used as a main source to feed large and average scale datacenters.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ: ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТАЯ И РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАИЛУЧШИХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ, ИМЕЮЩЕЙ В СОСТАВЕ ТЭЦ И ГЭС МЕТОДОМ СТУПЕНЧАТОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

Клер Александр Матвеевич,

Д.т.н., профессор, e-mail: step@isem.irk.ru

Жарков Павел Валерьевич,

Кандидат технических наук, с.н.с.

Епишкин Николай Олегович

Научный сотрудник,

Степанова Елена Леонидовна

Кандидат технических наук, с.н.с.

Карамов Дмитрий Николаевич

Кандидат технических наук, с.н.с.

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Во многих электроэнергетических системах РФ значительную часть электрогенерирующих мощностей составляют ТЭЦ, осуществляющие комбинированное производство электрической и тепловой энергии. Кроме того, на этих ТЭЦ, как правило, установлены дополнительные источники тепловой энергии – паровые и/или водогрейные котлы. Поэтому при оптимизации режимов работы таких систем по критерию минимума топливных издержек следует учитывать, как расходы топлива, идущие на производство электрической, так и на производство тепловой энергии. Для электроэнергетических систем восточных регионов РФ кроме значительной доли мощности ТЭЦ характерно наличие ГЭС. При этом некоторые из этих ГЭС имеют водохранилища большего объема, обеспечивающие годовое, а в некоторых случаях и многолетнее регулирование. Отличие между водохранилищами годового и многолетнего регулирования состоит в том, что в первом случае водохранилище срабатывается к началу его заполнения (к началу паводка) до минимального уровня, а во втором случае уровень заполнения водохранилища к указанному моменту может быть различным. При этом для координации электрической мощности ГЭС в течении расчетного периода (года) требуется совместная оптимизация характерных режимов, относящихся к различным моментам этого периода (например, совместная оптимизация всех среднемесячных режимов года). Важной особенностью восточных регионов, имеющих большую площадь и малую плотность населения является передача электроэнергии от крупных ГЭС на большие расстояния. При этом в многоводные годы выдача энергии от ГЭС ограничивается не наличием воды и не суммарной мощностью установленных гидроагрегатов, а пропускной способностью линий электропередачи, которая определяется передаваемыми в системе потоками активной и реактивной мощности. Исходя из сказанного математическая модель электроэнергетической системы должна обеспечить расчет потоков активной и реактивной электрических мощностей, тепла для каждого характерного режима расчетного

периода, а также расчет водных балансов водохранилищ ГЭС. В связи со сложностью расчетных электрических схем электроэнергетических систем, большего числа в них электрогенераторов, генераторов тепла, электрических трансформаторов с управляемыми коэффициентами трансформации, управляемых источников реактивной мощности и других элементов, задачи оптимизации длительных режимов таких систем являются весьма сложными нелинейными оптимизационными задачами. Эффективным методом решения таких задач является метод ступенчатой оптимизации, разработанный в ИСЭМ СО РАН [1, 2]. Особенности метода следующие:

1. Все итерационные процессы решения систем уравнений выносятся с уровня моделей на уровень оптимизации.
2. Не требуется, чтобы в стартовой точке система ограничений в форме равенств имела решение.
3. Достаточно точное решение системы ограничений в форме равенств достигается только в окрестностях оптимальной точки.
4. В состав оптимизируемых параметров входят истинные оптимизируемые параметры, определяющие распределение нагрузок и балансирующие параметры, отвечающие за итерационные процессы, перенесенные с уровня математических моделей на уровень оптимизации.
5. Оптимизационные параметры делятся на внутренние оптимизационные параметры отдельных характерных режимов (определяют нагрузки оборудования в соответствующем режиме) и оптимизируемые параметры связи между режимами (уровни воды в конце одного и начале следующего месяца).

В качестве примера предлагаемого подхода рассматривается Якутская электроэнергетическая система. Система включает две газотурбинные ТЭЦ в Якутске, крупную угольную Нерюнгринскую ГРЭС из трех блоков (один конденсационный и два теплофикационных), малую угольную ТЭЦ в Чульмане, малую паротурбинную ТЭЦ на газе в Якутске, Вилюйские ГЭС 1, 2 с общими плотиной и водохранилищем многолетнего регулирования и недостроенную Светлинскую ГЭС с водохранилищами малой емкости. Рассматривается электрическая сеть напряжением 110 кВ и 220 кВ.

Список источников

1. Клер А.М., Тюрина Э.А. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2018. 145 с.
2. Kler. A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // Energy, 2019. Vol. 189. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116230.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЭНЕРГОБЛОКА, ОСНОВАННАЯ НА МАТЕМАТИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ И ОПТИМИЗАЦИИ

Забуга Федор Викторович

Аспирант, e-mail: fvzabuga@yandex.ru, xpbellow@rambler.ru

Клер Александр Матвеевич,

Д.т.н., профессор

Алексеюк Виталий Эдуардович

К.т.н.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

Иркутск, Российская Федерация

В нашей стране находится в эксплуатации значительное число энергоблоков на органическом топливе, технологические схемы которых нуждаются в модернизации. В настоящей работе представлен методический подход, систематизирующий процесс поиска возможных путей повышения эффективности действующих энергоблоков, а также позволяющий проводить точную и оперативную оценку эффективности технических решений, направленных на модернизацию их технологических схем. Данный подход опирается на применение настроенной по результатам замеров режимных параметров математической модели исследуемой энергетической установки и состоит из четырех стадий. На первой стадии осуществляется выбор объекта исследования. Практический интерес представляют действующие энергетические установки с большим сроком эксплуатации (30 и более лет), технологические схемы которых ранее не подвергались комплексному изучению с целью последующей модернизации. На второй стадии проводится подробный инженерный анализ действующей схемы, выбранной для проведения исследований энергетической установки с целью выявления возможных потерь. Под «подробным» понимается учет всех потоков теплоносителей, протекающих в технологической схеме. Интерес представляют низкопотенциальные тепловые потоки и потоки с малыми расходами, связывающими энергетическое оборудование исследуемой схемы (дренажи подогревателей, паропроводов и т.д.). Завершается инженерный анализ составлением перечня выявленных проблем. На третьей стадии, на основании выполненного инженерного анализа и составленного на второй стадии перечня проблем принимается решение о проведении комплексной модернизации действующей технологической схемы и предлагаются способы устранения выявленных проблем. На основании этого принимается решение о построении математической модели исследуемой установки. Для выполнения этого условия применяется трехэтапная методика идентификации режимных параметров математических моделей теплоэнергетических установок, позволяющая получить настраиваемые коэффициенты, характеризующие текущее состояние ТЭУ. На четвертой стадии рассматриваемого методического подхода, после идентификации математической модели, согласно выполненного ранее инженерного анализа и составленного перечня выявленных проблем и выбранных путей модернизации, вносятся изменения в ее расчетную схему. Далее выполняются оптимизационные расчеты для различных вариантов модернизации схемы и режимов работы энергоустановки по критерию максимальной энергетической эффективности (минимум расхода топлива при заданных

нагрузках) и проводится сравнение полученных результатов. Под различными режимами работы понимается работа энергоустановки в летнем и зимнем периодах года в эксплуатационном диапазоне нагрузок. На основании полученных результатов расчетов математической модели выполняется оценка эффективности рассматриваемых технических решений, и строятся выводы о возможности их реализации на практике.

Разработанная авторами методика продемонстрирована на примере конденсационного угольного энергоблока №5 филиала ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10 (Иркутская область, г. Ангарск). Разработана его подробная математическая модель, проведены оптимизационные расчеты в рабочем диапазоне нагрузок для действующей и модернизированной технологических схем, дана оценка эффективности модернизации.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ СИСТЕМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ В ЧАСТНЫХ ПРОИЗВОДНЫХ МЕТОДОМ КОНТРОЛЬНЫХ ТОЧЕК

Клер Александр Матвеевич,

Д.т.н., профессор, e-mail: step@isem.irk.ru

Епишкин Николай Олегович

Научный сотрудник,

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

Иркутск, Российская Федерация

Разработанный в ИСЭМ СО РАН метод решения систем дифференциальных уравнений в частных производных (метод контрольных точек – МКТ) сводит решение данной задачи к задаче линейного программирования (ЛП). В результате решения задачи ЛП подбираются коэффициенты полиномов, описывающих искомые из системы дифференциальных уравнений зависимости переменных от времени и пространственных координат. При этом вся область изменения времени и пространственных координат делится на блоки и для каждого блока находятся полиномы со своими коэффициентами. Как во внутренних частях блоков, так и на их границах располагаются с достаточной точностью контрольные точки. В этих точках определяются невязки следующих видов.

1. Невязки, характеризующие соответствие полиномов дифференциальным уравнениям (дифференциальные уравнения рассматриваются в неявном виде). При подстановке в дифференциальные уравнения значений переменных и их производных, определенных из полиномов при координатах конкретной контрольной точки, определяются невязки, характеризующие близость полиномов к искомым функциям в соответствующей контрольной точке.
2. Невязки, характеризующие соответствие полиномов начальным и граничным условиям. Это невязки между известными значениями переменных и/или их производных в некоторых контрольных точках и теми же величинами, определяемыми из полиномов. Чем меньше указанные невязки, тем точнее полиномы описывают искомое решение.
3. Невязки, равные разностям значений каждой переменной, определяемым в контрольных точках, лежащих на границе смежных блоков с использованием соответствующих полиномов этих блоков.

Поскольку абсолютные невязки имеют различную размерность, сопоставление их между собой невозможно. Поэтому в МКТ используются относительные невязки, получаемые делением абсолютных невязок на их максимальные допустимые значения. Задача состоит в минимизации максимальной относительной невязки. Если система дифференциальных уравнений является линейной, то задача сводится к задаче ЛП.

Опыт решения задач ЛП показал, что при небольшой размерности эффективно работают такие методы решения задач ЛП как симплекс-метод и методы внутренних точек (использовался метод безусловных последовательных минимизаций с логарифмической функцией штрафа Фиакко и Мак-Кормика). При числе оптимизированных параметров несколько тысяч и числе ограничений более 10000 большую эффективность показал метод внутренних точек при использовании для решения задач безусловной минимизации метода

Ньютона. Однако с ростом числа оптимизируемых параметров быстро (со скоростью пропорциональной кубу от числа этих параметров) растут вычислительные затраты на обращение матрицы вторых производных логарифмической функции штрафа (или на решение соответствующей системы линейных уравнений) в рамках метода Ньютона. Указанные затраты оказывают определяющее влияние на время решения описанных выше задачи ЛП. При чем при приближении числа оптимизируемых параметров к 70000 решить задачу ЛП становится практически невозможно.

Использование различных доступных подпрограмм обращения квадратных симметричных матриц и решения систем линейных уравнений показало, что ни одна из этих подпрограмм не обеспечивает приемлемых сходимости и скорости. Однако анализ структуры матрицы вторых частных производных логарифмической функции штрафа и структуры решаемой системы линейных уравнений показал, что с учётом данных структур имеется возможность кардинального сократить вычислительные затраты на решение системы линейных уравнений, определяющих направление спуска, в методе Ньютона. Причем для того чтобы обеспечить желательную структуру матрицы вторых частных производных логарифмической функции штрафа следует выполнить определённые требования. Все оптимизируемые параметры задачи необходимо разделить на внутренние оптимизируемые параметры отдельных блоков (коэффициенты соответствующих полиномов) и параметры связи между отдельными блоками. В качестве таких параметров следует ввести значения интегрируемых переменных на границах между блоками. Причем каждая из описанных выше невязок третьего типа заменяется на две невязки – одна между соответствующим оптимизируемым параметром связи и значением переменной, вычисленной с использованием полинома первого смежного блока, вторая невязка между параметром связи и значениями переменной, вычисленной с использованием полинома второго смежного блока. В результате, изменение внутренних оптимизируемых параметров некоторого блока при фиксированных параметрах связей приведет к изменению ограничений и невязок данного блока, но не приведет к изменению ограничений и невязок других блоков. В итоге такой организации, смешанные вторые производные логарифмической функции штрафа по внутренним параметрам разных блоков, будут равны нулю. Не равными нулю будут смешанные вторые производные по параметрам одного блока, по внутреннему оптимизируемому параметру блока и оптимизируемому параметру связи между блоками и по двум параметрам связи. Это порождает структуру матрицы вторых производных логарифмической функции штрафа при которой решение системы линейных уравнений большой размерности получается в результате обращения матриц и решения линейных систем гораздо меньшей размерности, что кардинально уменьшает время решения задачи ЛП методом внутренних точек. Это позволяет успешно проводить с использованием МКТ решение систем дифференциальных уравнений в частных производных, возникающих при динамических расчетах элементов энергетических установок (теплообменников, топок, камер сгорания и систем трубопроводов).

Благодарности: Исследования выполнены за счет гранта Российского научного фонда № 22-29-01654, <https://rscf.ru/project/22-29-01654/>.

Список источников

1. Клер А.М., Тюрина Э.А. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2018. 145 с.
2. Kler. A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // Energy, 2019. Vol. 189. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116230.

ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ЭНЕРГОУСТАНОВОК НА ОСНОВЕ CO₂-ЦИКЛОВ

Садкин Иван Сергеевич^{1,2}, Щинников Павел Александрович¹

*¹Новосибирский государственный технический университет,
Новосибирск, Российская Федерация*

*²Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Новосибирск,
Российская Федерация*

Трансформация энергетики для обеспечения минимального воздействия на окружающую среду предусматривает сохранение высокой доли органического топлива в мировом энергобалансе. В этом случае использование органического топлива предполагает наличие технических решений, направленных на снижение экологического воздействия и, в частности, выбросов в атмосферу. Развивается направление, связанное с созданием кислородно-топливных CO₂-циклов. В этом случае не требуется выделение углекислоты из продуктов сгорания, а наиболее предпочтительный вариант ее захоронения представляется в виде закачки в подземные горизонты. Подобные циклы обеспечивают практически нулевое воздействие, так как при кислородном сжигании углеводородов, образующийся водяной пар не несет вредного воздействия среде, а углекислота является рабочим телом в энергетической установке. Ее избыток захоранивается. То есть углерод, добытый из-под земли, туда же и возвращается. Таким образом, обеспечивается нулевое воздействие на атмосферу. Теория CO₂-циклов или циклов с нулевыми выбросами в мировой энергетике пока не выработана. Ее создание затруднено отсутствием широкой практической реализации технических решений. Наиболее высокую неопределённость сегодня представляют стоимостные оценки технологических решений на основе CO₂-циклов. В настоящей работе рассматривают четыре варианта CO₂-цикла, отличающиеся организацией рабочих процессов. Рассмотрены цикл Аллама, цикл ОИВТ РАН и два цикла НГТУ, предложенные авторами. Задачей исследования является установление влияния термодинамических параметров представленных вариантов сверхкритических CO₂-циклов на их стоимостные характеристики. Сравнение сверхкритических CO₂-циклов разной архитектуры по стоимостным показателям между собой и с другими известными технологиями генерации электроэнергии. В основе метода определения стоимости оборудования лежит применение степенной функции. В этом случае при помощи коэффициентов и показателей степени устанавливают взаимосвязь между стоимостью и термодинамическими параметрами и расходными и энергетическими характеристиками. Чем выше параметры, расходы, мощности – тем дороже энергетическая установка. Функционал может быть получен в зависимости от любого влияющего термодинамического или энергетического фактора.

КОНТРОЛЬ ВЫНОСА SR-90 В ВОДЫ КОНТРОЛЬНО-НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В САНИТАРНО-ЗАЩИТНЫХ ЗОНАХ ПРЕДПРИЯТИЙ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Белоконова Надежда Вадимовна

Аспирант, инженер-исследователь, e-mail: nadyusha.ru2@gmail.com

Воронина Анна Владимировна

*Кандидат химических наук, доцент, зав. кафедры,
Уральский Федеральный Университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина,
Екатеринбург, Российская Федерация*

Контроль содержания радионуклидов в санитарно-защитных зонах радиационно-опасных предприятий и своевременное выявление зон радиоактивного загрязнения важен для предотвращения миграции радионуклидов в подземные и поверхностные воды и обеспечения радиационной безопасности.

Одним из трудно определяемых радионуклидов является долгоживущий бета-излучающий радионуклид Sr-90. Используемые в настоящее время методы определения Sr-90 в природных водах не удовлетворяют требованиям по пределу обнаружения радионуклида и экспрессности. Так, минимально определяемая активность в водах контрольно-наблюдательных скважин пунктов захоронения радиоактивных отходов должна составлять 0,02 Бк/л, в то время как существующие методы определения позволяют обнаружить лишь 0,2 Бк/л.

Разработан метод определения Sr-90 в природных водах с минимально определяемой активностью 0,02 Бк/л, основанный на концентрировании стронция карбонатсодержащим гидроксидом циркония марки Т-3К производства АО «Неорганические сорбенты» [1]. Выход стронция-90 в концентрат по разработанному методу составляет $81 \pm 2\%$ и сохраняется постоянным до концентрации кальция ≤ 76 мг/л и общей жесткости воды $\leq 5,2$ ммоль/л.

Проведена апробация метода при проведении радиоэкологического мониторинга природных вод на территории Свердловской и Челябинской областей, а также вод контрольно-наблюдательных скважин ПХРО Свердловского отделения ФГУП «ФЭО». По результатам анализа 26 проб установлена зависимость выхода стронция от концентрации кальция в водных пробах и общей жесткости воды.

Результаты мониторинга показали, что из 26 проб наиболее загрязненными радионуклидом Sr-90 оказались пробы р. Теча (в районе автотрассы) и Нижне-Исетского пруда (г. Екатеринбург). Для вод р. Теча удельная активность Sr-90 (в равновесии с Y-90) составила 51 ± 6 Бк/л, Нижне-Исетского пруда - $0,16 \pm 0,02$. Во всех остальных исследованных пробах активность Sr-90 ниже и не превышает уровень вмешательства 4,9 Бк/л. Загрязнение р. Теча связано со сбросом в реку технологических стоков с ПО «Маяк» в 50-е годы, Нижне-Исетского пруда, предположительно, выпадениями после аварии на Чернобыльской АЭС. Для Нижне-Исетского пруда проведен сезонный мониторинг Sr-90 в водах.

Благодарности. Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках Программы развития Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина в соответствии с программой стратегического академического лидерства "Приоритет-2030".

Список источников

1. Voronina A.V., Belokonova N.V., Suetina A.K., Semenishchev V.S. Sorption of Sr-90 by a T-3K carbonate-containing zirconium dioxide. *Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry*. 331, p. 4021–4030 (2022).

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МАТРИЦЫ ВЫСОКОДОБРОТНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ ТЕРМОЭЛЕКТРИКОВ

Жмурова Анна Валерьевна

Научный сотрудник, e-mail: anna-zhmurova@irioch.irk.ru

Иркутский институт химии им. А.Е. Фаворского, 664033, г. Иркутск, ул. Фаворского, 1

Концепция разумного потребления энергоресурсов находит свое отражение в энергосберегающих системах, в частности в устройствах, представляющих собой комбинацию термоэлектрических генераторов (ТЭГ) и термоэлектрических охладителей (ТЭО) [1]. Преобразование тепловой энергии, побочным образом возникающей при работе электропотребляющих устройств (LED, лазеров, конденсаторов, процессоров и т.д.), в электрическую позволяет накапливать последнюю в аккумуляторах и использовать её затем для электропитания этих же устройств. Эффективность используемых в ТЭГ и ТЭО термоэлектрических модулей во многом обеспечивается добротностью применяемых термоэлектриков. Известно, что термоэлектрическая добротность, характеризующая эффективность энергоконверсии материала, напрямую зависит от его электропроводности, теплопроводности и коэффициента Зеебека. Поскольку данные величины взаимосвязаны, поиск материалов с как можно большим значением термоэлектрической добротности представляет собой нетривиальную задачу.

В настоящее время наблюдается большой интерес к полимерным нанокompозитным термоэлектрикам, несмотря на небольшую величину их добротности, по сравнению с полностью неорганическими термоэлектриками [2]. Вызван он такими важными практическими и привлекательными технологическими преимуществами полимерных композитных термоэлектриков, как гибкость, относительная дешевизна, легкий вес. Перед исследователями открываются широкие возможности для поиска высокодобротных термоэлектриков как за счет многообразия типов создаваемых наночастиц, как правило, представленных полупроводниками, традиционно обладающими термоэлектрическими свойствами, так и за счет специфики свойств полимерных матриц. В докладе раскрываются современные тенденции в области поиска высокодобротных полимерных термоэлектриков. На основе данных научной литературы рассматриваются предлагаемые на сегодняшний день исследователями полимерные матрицы (проводящие, изоляционные, биоразлагаемые), а также достигаемые значения термоэлектрических параметров соответствующих им полимерных нанокompозитов.

Список источников

1. Kwan T. H. Complete implementation of the combined TEG-TEC temperature control and energy harvesting system / T. H. Kwan, X. Wu, Q. Yao // Control Engineering Practice. 2020. № 95, С. 104224.
2. Li J. Polymer-based thermoelectric materials: A review of power factor improving strategies / J. Li, A.B. Huckleby, M. Zhang // Journal of Materiomics. 2022. № 8 (1). С. 204-220.

ОЦЕНКА СИСТЕМНЫХ ЭФФЕКТОВ РАБОТЫ ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛО-, ХЛАДОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА

**Васильев Семен Семенович, Павлов Никита Владимирович,
Прохоров Дмитрий Валерьевич, Иванова Альбина Егоровна,
Старостина Анна Егоровна**

Ведущий инженер, e-mail: vasilievss_ykt@mail.ru

*Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН
г. Якутск Российская Федерация*

Современные тренды мировой энергетики направлены в сторону интеллектуализации, интеграции, глобализации, декарбонизации. В связи с общими тенденциями энергетических политик ведущих стран мира, с широким развитием телекоммуникационных устройств, развитием технологий взаимозаменяемости различных источников энергии быстрыми темпами развиваются интегрированные интеллектуальные энергетические системы. Интеграция электро-, тепло-, холодо-, газоснабжающих систем на всех этапах - производства, передачи и потребления, в одну общую измеряемую, управляемую систему позволит повысить гибкость, энергетическую эффективность и безопасность системы [1,2]. В России может иметь актуальность частный случай интегрированных систем – интегрированная система тепло-, хладоснабжения или, другими словами, централизованное хладоснабжение на базе абсорбционных чиллеров из-за наличия крупных тепловых электростанций и разветвленной трубопроводной сети централизованного теплоснабжения [3,4].

В данной работе поставлена задача развития интегрированных систем тепло-, хладоснабжения в условиях Севера России. Основной акцент делается на системных эффектах, возникающих при работе энергетической системы города в режиме тригенерации. В ходе работы разработан подход к оценке мощностных, структурных, экономических и экологических эффектов в работе интегрированной системы тепло-, хладоснабжения. Практическое применение разработанного подхода выполнено на примере города Якутска. Город отличается большим количеством сбросного тепла от газотурбинных установок и значительной нагрузкой холода из-за резко континентального климата.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания №FWRS-2021-0014 программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. и гранта Главы Республики Саха (Якутия) молодым ученым, специалистам и студентам Республики Саха (Якутия).

Список источников

1. Voropai N.I., Stennikov V.A., Barakhtenko E.A. Integrated Energy Systems: Challenges, Trends, Philosophy // Studies on Russian Economic Development, 2017. Vol. 28. No. 5. Pp. 492–499 [Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология // Проблемы прогнозирования, 2017. №5. С. 39-49]
2. Барахтенко Е.А., Воропай Н.И., Соколов Д.В. Современное состояние исследований в области управления интегрированными энергетическими системами // Известия РАН. Энергетика. 2021. № 4. С. 4-23.

3. Semen Vasilev. Analysis of perspective technical solutions for the implementation of integrated heat and cooling systems in a harsh continental climate. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020906023>
4. Louise Trygg, Shahnaz Amiri. European perspective on absorption cooling in a combined heat and power system – A case study of energy utility and industries in Sweden. *Applied Energy* 84 (2007). Pp 1319–1337. doi:10.1016/j.apenergy.2006.09.016

ТЕРМОЯДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ В ПЕРСПЕКТИВНОЙ СИСТЕМЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Кузенкова Д.С. Родионова Е.В., Субботин С.А.,
Цибульский С.В., Щепетина Т.Д.

e-mail: Kuzenkova_DS@nrcki.ru

*Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»,
Москва, Российская Федерация*

Анализируя развитие атомной энергетика на длительную перспективу наиболее актуальными выглядят две проблемы: ограниченность ресурсов природного урана и высокий уровень радиоактивности в топливном цикле при наработке нового топлива. В настоящее время ведутся активные исследования возможности использования альтернативного сырья для функционирования системы АЭ. Исследования в этой области с одной стороны обусловлены конечностью запасов относительно недорогого доступного природного урана [1], с другой стороны, большим количеством накопленных радиоактивных отходов и ОЯТ.

В настоящее время выделяется два приоритетных направления развития атомной энергетика: на основе открытого топливного цикла с потреблением природного урана и замкнутого топливного цикла с быстрыми реакторами-размножителями. В случае реализации замкнутого топливного цикла потребуется переработка большого количества высокоактивного ОЯТ. При таком сценарии риск загрязнения окружающей среды радиоактивными отходами серьезно увеличивается [2].

Проблема ограниченности топливной базы и необходимости обращения с высокоактивным ОЯТ могут быть решены путем внедрения в систему гибридных термоядерных реакторов. Потенциальный сценарий развития предполагает создание производства делящихся изотопов вне традиционных реакторов деления, в частности, ^{233}U из изотопа ^{232}Th , в бланкетах гибридных термоядерных реакторов [5-6] для дальнейшего использования в тепловых реакторах.

Конверсия сырьевых изотопов в делящиеся будет осуществляться при помощи нейтронов, образующихся в результате реакции синтеза в активной зоне гибридного термоядерного реактора. Тем самым снижается радиационная нагрузка в процессах выделения делящихся изотопов.

Авторы рассмотрели возможность работы гибридного термоядерного реактора в качестве наработчика топлива в ядерном топливном цикле и потребность в количестве таких установок для замыкания системы по топливу [3]. Была смоделирована система, реализующая синергию технологии деления и технологии синтеза.

Кроме этого, были рассмотрены различные варианты топливных композиций реакторов ВВЭР-1000, позволяющие сократить потребление природного урана и/или использовать уже имеющееся сырье в виде обедненного и регенерированного урана.

Принципиальным отличием представленных в данной работе исследований является рассмотрение вариантов, в которых уран-233, полученный из гибридных термоядерных реакторов, используется в тепловых реакторах деления совместно с обедненным и регенерированным ураном.

Учитывая мировой тренд на безуглеродную энергетику, открываются обширные перспективы для развития атомной энергетика в новом формате, например, с развитием

реакторов малой и средней мощности. В этом контексте проблема обеспечения топливом встанет еще более остро.

Список источников

5. Uranium 2018: Resources, Production and Demand, NEA No. 7413, OECD, 2018
6. Приемлемость замыкания топливного цикла в атомной энергетике // Е.П. Велихов, А.О. Гольцев, В.Д. Давиденко, А.В. Ельшин, А.А. Ковалишин, Е.В. Родионова, В.Ф. Цибульский. Вопросы атомной науки и техники Сер. Термоядерный синтез, 2021, т. 44, вып. 1 с. 5-12
7. Влияние гибридной термоядерной установки, работающей в системе реакторов деления и синтеза, на топливный цикл // Андрианова Е.А., Родионова Е.В., Субботин С.А., Щепетина Т.Д., Гурин А.В., Коваленко Н.А. Вопросы атомной науки и техники Сер. Физика ядерных реакторов, 2021, вып.1 с. 23-30
8. Программа UNK для детального расчета спектра нейтронов в ячейке ядерного реактора: препринт / Н. И. Белоусов, В. Д. Давиденко, В. Ф. Цибульский. - М., 1998. - 24 с. : ил. - (Препринт ; ИАЭ-6083/4)
9. Фундаментальные основы формирования эффективной структуры замкнутого топливного цикла атомной энергетике // Цибульский В.Ф., Андрианова Е.А., Давиденко В.Д., Родионова Е.В., Цибульский С.В. Атомная энергия, т.120, вып.5, 2016, стр. 243-248
10. Grancea L. et al. Uranium Resources, Production and Demand 2020. – Organisation for Economic Co-Operation and Development, 2020. – №. NEA—7551
11. Nuclear Energy Development in the 21st Century: Global Scenarios and Regional Trends IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-1.8, STI/PUB/1476 (2010)
12. Ядерная энергетическая система с реакторами деления и синтеза – стратегический ориентир развития отрасли // Е.П. Велихов, М.В. Ковальчук, В.И. Ильгисонис, В.В. Игнатьев, В.Ф. Цибульский, Е.А. Андрианова, В.Ю. Бландинский. Вопросы атомной науки и техники. Сер. Термоядерный синтез, 2017, т. 40, вып. 4, с. 5—13.
13. Энергетические перспективы термоядерной энергетике // В.И. Ильгисонис, В.Ю. Бландинский, В.Д. Давиденко, А.С. Зинченко, А.В. Моряков, Е.В. Родионова, Б.К. Чукбар, В.Ф. Цибульский. Вопросы атомной науки и техники. Сер. Термоядерный синтез, 2018
14. УТС с магнитным удержанием и разработка гибридного реактора синтез-деление на основе токамака // Э.А. Азизов, Г.Г. Гладуш, А.Б. Минеев. Тривант, 2016, 320 с.
15. Гибридный термоядерный реактор-токамак для производства делящегося топлива и электроэнергии // Велихов Е.П., Глухих В.А., Гурьев В.В., Кадомцев Б.Б., Колбасов Б.Н. и др. Атомная энергия, 1978, т. 45, вып. 1, с. 3—9.
16. NuclearDataCenter. JapanAtomicEnergyAgency[Электронный ресурс]: база данных URL:https://www.ndc.jaea.go.jp/ENDF_Graph/ (дата обращения 14.05.2020)
17. Фундаментальные основы формирования эффективной структуры замкнутого топливного цикла атомной энергетике // Цибульский В.Ф., Андрианова Е.А., Давиденко В.Д., Родионова Е.В., Цибульский С.В. Атомная энергия, т.120, вып.5, 2016, стр. 243-248
18. Токамак ДЕМО-ТИН: Концепция электромагнитной системы вакуумной камеры // Э.А. Азизов, С.С. Ананьев, В.А. Беляков, Э.Н. Бондарчук, А.А. Воронова, А.А. Голиков, П.Р. Гончаров. ВАНТ. Сер. Термоядерный синтез, 2015, т. 38, вып. 2

19. Оценка возможности наработки делящихся изотопов для реакторов деления в blankets термоядерного реактора // А.В. Моряков, А.С. Зинченко, В.Ф. Цибульский, В.Д. Давиденко, Чукбар Б.К. Вопросы атомной науки и техники. Сер. Термоядерный синтез, 2018
20. Уточненные расчеты накопления трития в стенках вакуумного корпуса ИТЭР и его проникновения в теплоноситель // Ю.В. Мартыненко, П.Г. Московкин, Б.Н. Колбасов. Вопросы атомной науки и техники. Сер. Термоядерный синтез, 2004, вып. 2, с. 45—53.
21. Эволюционное развитие атомной энергетики в направлении крупномасштабной ядерной энергетической системы с реакторами деления и синтеза // Велихов Е.П., Ковальчук М.В., Ильгисонис В.И., Игнатьев В.В., Цибульский В.Ф., Андрианова Е.А. Энергетическая политика, вып.3, 2017, стр.12-21
22. Использование компактных токамаков в качестве источника нейтронов для решения проблем ядерной энергетики // Э.А. Азизов, Г.Г. Гладуш, В.Н. Докука, Р.Р. Хайрутдинов, В.П. Смирнов, А.А. Гостев, А.В. Лопаткин, Н.А. Обысов. Вопросы атомной науки и техники. Сер. Термоядерный синтез, 2009, вып. 3, с. 3—9.
23. Энергетические перспективы термоядерного синтеза // Бландинский В.Ю., Давиденко В.Д., Зинченко А.С., Моряков А.В., Родионова Е.В., Чукбар Б.К., Цибульский В.Ф. Атомная Энергия, 2020, т. 128, №1, с. 37-40
24. Расчетные оценки наработки ядерного топлива в blankets гибридного термоядерного реактора с использованием метода Монте-Карло // Сухарев Ю.П. и др. в печати.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВИДА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОРГАНИЧЕСКОГО ЦИКЛА РЕНКИНА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ПОДВОДА ТЕПЛОТЫ

Максимов И.А., Сабанова Е.Н., Киндра В.О.

e-mail: MaksimovIA98@gmail.com

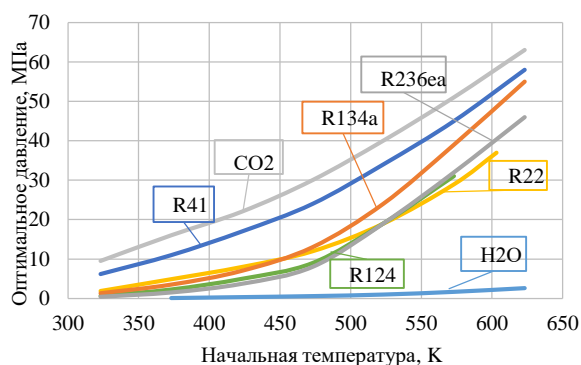
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Российская Федерация

Согласно энергетической стратегии России до 2035 года, повышение энергетической эффективности отечественной экономики является одним из приоритетных направлений развития страны [1]. Высоким потенциалом повышения энергоэффективности обладают энергоёмкие предприятия металлургической, нефтехимической и электроэнергетической отраслей. Это обуславливается, в первую очередь, наличием источников низкопотенциальной теплоты, которую можно было бы полезно утилизировать для генерации электрической мощности.

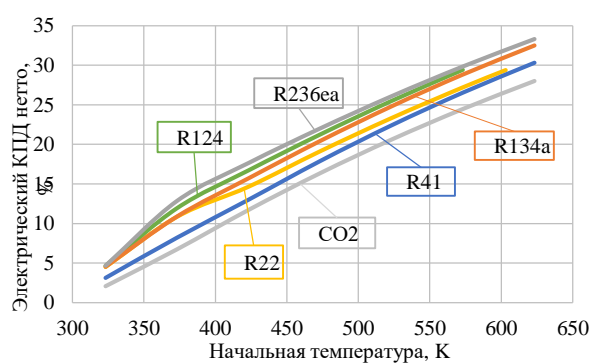
Множество исследований, проведённых в последнее время различными авторами, было посвящено применению энергоустановок на базе цикла Ренкина с органическим теплоносителем для полезной утилизации теплоты от низкотемпературных источников [2–4]. За счёт невысокой температуры кипения различных органических теплоносителей появляется возможность организации низкотемпературных энергетических циклов с повышенным уровнем КПД – это уже получило широкое применение в геотермальной энергетике и в холодильной технике, однако вопрос выбора вида теплоносителя для промышленных предприятий и объектов традиционной энергетики, где температура утилизируемой низкопотенциальной теплоты обычно не превышает 200 °С, остаётся малоизученным.

Выбор оптимального теплоносителя, а также структуры и параметров схемы установки, обеспечивающих максимальную энергоэффективность органического цикла Ренкина, будет определяться во многом условиями подвода теплоты в цикл: в первую очередь температурой и расходом от источника. В настоящей работе представлен анализ влияния вида теплоносителя на эффективность органического цикла Ренкина при различных условиях подвода теплоты.

На рисунке 1 представлены графики зависимости начальной температуры в цикле и вида теплоносителя на значение оптимального давления в насосе (а) и на КПД нетто цикла (б). В случае одинаковой температуры на входе в турбину наиболее эффективным является применение фреона R236ea: при начальной температуре 200°С КПД цикла достигает 17,7%, а оптимальное давление после насоса – 8 МПа.



а)



б)

Рис. 1. Зависимость начального давления (а) и эффективности (б) ОЦР с регенерацией от вида теплоносителя и начальной температуры

В свою очередь обеспечить равенство температур на входе в турбину для циклов с различными теплоносителями при условии утилизации теплоты от одинакового источника не всегда возможно. Так, например, одним из главных ограничивающих факторов будет являться форма кривой фазового перехода теплоносителя при подводе теплоты: из-за наличия зоны постоянства температуры органической среды точка пинча будет ограничивать эффективность утилизации теплоты. В настоящей работе выявлено, что для утилизации теплоты уходящих газов ПГУ с турбиной ГТЭ-160, температура которых составляет 183,6°C, максимальный КПД цикла Ренкина с регенератором достигается при использовании в качестве теплоносителя фреона R236ea, начальном давлении 3,3 МПа и составляет 18,9%.

Благодарность. Исследование проведено в НИУ «МЭИ» при финансовой поддержке Минобрнауки России (государственное задание № FSWF-2023-0014, соглашение № 075-03-2023-383 от 18 января 2023 г.).

Список источников

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года | Министерство энергетики РФ [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 30.06.2023).
2. Zhang Q., Zhao X., Lu H., Ni T., Li Y. Waste energy recovery and energy efficiency improvement in China's iron and steel industry // *Applied Energy*. — 2017. — Т. 191. — с. 502–520.
3. Song J., Li Y., Gu C., Zhang L. Thermodynamic analysis and performance optimization of an ORC (Organic Rankine Cycle) system for multi-strand waste heat sources in petroleum refining industry // *Energy*. — 2014. — Т. 71. — с. 673–680.
4. Наумов В.Ю., Скляр Н.С. Парогазовые Установки С Утилизацией Низкопотенциальной Теплоты В Углекислотном Цикле Ренкина. Общество с ограниченной ответственностью "Центр полиграфических услуг «РАДУГА». — 2022. — с. 723.

ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМ И СПОСОБОВ РАСШИРЕНИЯ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА ПО ОТПУСКУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ТЭЦ

Бурденкова Елена Юрьевна

к.т.н., старший научный сотрудник, e-mail: lena.burdenckova@yandex.ru

Гариевский Михаил Васильевич

*к.т.н., научный сотрудник,
Федеральный исследовательский центр «Саратовский научный центр РАН»,
Саратов, Российская Федерация*

Одной из важных задач развития и функционирования генерирующих мощностей является надежное регулирование переменной части графика электрической нагрузки энергосистем, а также надежное и эффективное обеспечения потребности в электроэнергии. Это связано со значительной неравномерностью и дальнейшим разуплотнением суточных графиков электропотребления и увеличением в структуре генерирующих мощностей доли маломаневренных АЭС и ТЭЦ.

В большинстве энергосистем России в эксплуатации находится значительное количество теплофикационных агрегатов с промышленными и отопительными отборами пара. Возможности ежесуточной разгрузки по электрической нагрузке ТЭЦ ограничены величиной загрузки регулируемых отборов [1, 2]. Для отопительной ТЭЦ в зимний период при низких температурах наружного воздуха обычно регулируемые отборы полностью загружены и регулировочные возможности ТЭЦ практически отсутствуют [3–5]. В то же время наиболее остро вопросы обеспечения регулировочных возможностей энергосистем в разрезе суточного графика нагрузок стоят именно в эти периоды [6–8].

В данной работе проведены исследования по оценке возможности применения малорасходных режимов работы на паротурбинных и парогазовых ТЭЦ для схем теплоснабжения с дополнительной бойлерной установкой и электродкотлом с учетом аккумулирующих свойств тепловых сетей и зданий. Показано, что применение малорасходных режимов работы турбоустановки в ночной период позволяет ТЭЦ более эффективно участвовать в покрытии переменной части графика электрической нагрузки. Определена зависимость доли участия дополнительной бойлерной установки и электродкотла в покрытии тепловой нагрузки от цен на топливо и электроэнергию. Сравнение показателей эффективности работы паротурбинной ТЭЦ в малорасходных режимах с отпуском необходимой потребителю тепловой энергии от дополнительной бойлерной установки и электродкотла с режимом ее полного останова и отпуском тепловой энергии от пикового водогрейного котла позволило, с учетом аккумулирующих свойств тепловых сетей и зданий, рекомендовать работу в малорасходных режимах в период провала графика электрической нагрузки. Для парогазовой ТЭЦ показано, что обеспечение номинального отпуска тепла разгрузку ПГУ по электрической мощности на ночь целесообразно проводить за счет разгрузки газовых турбин с переводом паровой турбины в моторный режим.

Список источников

1. Назаров В.И., Тарасевич Л.А., Назаров П.В. Анализ привлечения ТЭЦ, работающей по тепловому графику, к прохождению провалов графиков электрической нагрузки //

- Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. 2013. № 5. С. 56-64.
2. Аракелян Э.К., Васильев Е.Д. Выбор оптимальной стратегии разгрузки/нагрузки энергоблоков ТЭС при прохождении провала графика нагрузки // Новое в российской электроэнергетике. 2017. № 2. С. 6-20.
 3. Повышение маневренности турбоагрегатов ТЭЦ для участия их в прохождении провалов графиков электрической нагрузки / Э.К. Аракелян, В.А. Макарьян, Э.И. Тажиев, В.Н. Самаренко // Теплоэнергетика. 2001. № 4. С. 37–42.
 4. Горячих Н.В., Батухтин А.Г., Иванов С.А. Некоторые методы повышения маневренности ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2010. № 10. С. 69-73.
 5. Повышение маневренности турбоагрегатов ТЭЦ для участия их в прохождении провалов графиков электрической нагрузки / Аракелян Э.К., Макарьян В.А., Тажиев Э.И., Самаренко В.Н. // Теплоэнергетика. 2001. № 4. С. 37–42.
 6. Аминов Р.З., Бурденкова Е.Ю., Москаленко А.Б. Использование аккумулирующих свойств тепловых сетей и зданий для расширения регулировочного диапазона по отпуску электроэнергии на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2021. № 7. С. 80-88.
 7. Аминов Р.З., Бурденкова Е.Ю. Оценка эффективности использования аккумулирующих свойств тепловых сетей и зданий для расширения регулировочного диапазона по отпуску электроэнергии на ТЭЦ // Энергобезопасность и энергосбережение. 2023. № 1. С. 22-29.
 8. Гариевский М.В. Оценка эффективности использования ПГУ-ТЭЦ для регулирования графика электрических нагрузок с учетом износа оборудования // Энергобезопасность и энергосбережение. 2022. №2. С. 19-25.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕГРАДАЦИИ ЛИТИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ НА ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Булатов Рамис Вагизович

Аспирант, e-mail: BulatovRV@mpei.ru

Насыров Ринат Ришатович

К.т.н., доцент кафедры Электроэнергетических систем, e-mail: NasyrovRR@mpei.ru

Бурмейстер Максим Витальевич

Аспирант, e-mail: max.burmeyster@gmail.com

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Москва, Российская Федерация

Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ) способствуют интеграции в электроэнергетическую систему (ЭЭС) генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), оптимизации затрат на электроснабжение, постепенному выводу из эксплуатации оборудования традиционной генерации и обеспечению надежного функционирования ЭЭС. В соответствии с энергетической стратегией Российской Федерации до 2035 года необходимо обеспечить участие СНЭЭ в обращении электрической энергии и оказании сопутствующих услуг [1].

Анализ последних проектов применения СНЭЭ показывает, что их подсистему накопления в большинстве случаев составляют литий-ионные аккумуляторные батареи (АБ) с литий-железо-фосфатным (LFP) катодным материалом, ввиду их меньшей стоимости, относительно большого срока службы и повышенной пожаробезопасности [2].

Из-за высокой стоимости аккумуляторных СНЭЭ важной задачей является определение ее параметров с учетом характеристик аккумулирующих элементов, таких как энергоэффективность, состояние заряда, саморазряд, разрядные кривые, токи заряда/разряда. Значительный вклад в итоговое значение определяемой номинальной энергоемкости вносит учет деградации аккумулирующих элементов, на которую влияют температура, сила тока/токоотдача, глубина разряда и состояние заряда. В зависимости от механизмов деградации разделяют календарное и циклическое старение [3]. Результатом деградации является снижение энергоемкости АБ. Электрохимические модели АБ описываются дифференциальными уравнениями, что затрудняет их практическое применение. В связи с этим, в работе были проанализированы существующие модели деградации с целью нахождения адекватной взаимосвязи между потерей энергоемкости и факторами, влияющими на деградацию. В результате были получены выражения для определения циклической (1) и календарной (2) деградации литий-железо-фосфатных АБ [3].

$$\Delta E_{\text{цикл}} = 7,157 \cdot 10^{-5} \cdot e^{0,02717 \cdot T} \cdot \sqrt{\frac{Q}{2 \cdot E_{\text{ном.АБ}}}} \quad (1)$$

$$\Delta E_{\text{календ}} = 0,0025 \cdot e^{0,1099 \cdot T} \cdot e^{0,0169 \cdot SOC} \cdot t^{(-3,866 \cdot 10^{-13} \cdot T^{6,865} - 4,853 \cdot 10^{-12} \cdot SOC^{5,508} + 0,9595)} + 0,7 \quad (2)$$

где $\Delta E_{\text{цикл}}$ и $\Delta E_{\text{календ}}$ – утрата энергоемкости в результате циклического и календарного старения, соответственно, в %. T – температура в °С, SOC – состояние заряда в %, Q – заряд, прошедший через аккумулятор в А·ч, $E_{\text{ном.АБ}}$ – номинальная емкость аккумулятора в А·ч.

Представленная модель деградации была применена при выборе параметров СНЭЭ для решения задачи обеспечения заявленной выходной мощности электростанции на базе ВИЭ в допустимом диапазоне. Расчет проводился для схемы сети, представленной в работе [4]. На рисунке 1 представлены графики мощности электростанции на базе ВИЭ и СНЭЭ на недельном интервале.

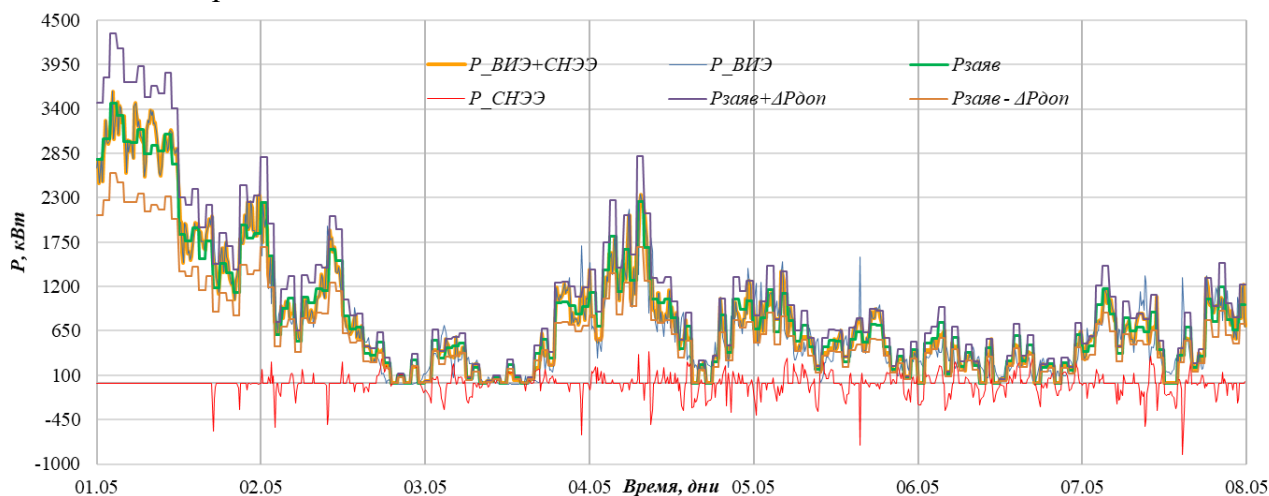


Рис. 1. Графики выдачи мощности ЭС на базе ВИЭ и СНЭЭ

Было получено, что при интеграции модели деградации аккумуляторная батарея номинальной мощностью 500 кВт и энергоемкостью 1500 кВт·ч достигла критического уровня остаточной энергоемкости в 80% спустя 7,3 лет.

Полученные результаты работы могут быть использованы при проектировании и внедрении новых СНЭЭ в электроэнергетическую систему.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта «Разработка прототипа системы виртуальной инерции для применения на солнечных и ветряных электростанциях в составе микрогрида» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программы научных исследований «Приоритет 2030: Технологии будущего» в 2022-2024 гг.

Список источников

1. Москвин К.В. Правовой режим систем накопления электрической энергии // Правовой энергетический форум. 2022. № 3. С. 60–65.
2. DOE Global Energy Storage Database. [Электронный ресурс] – URL: <https://www.energystorageexchange.org/projects/> (дата обращения 01.03.2023).
3. Sui X., Swierczynski M., Teodorescu R., Stroe D. / The Degradation Behavior of LiFePO₄/C Batteries during Long-Term Calendar Aging // Energies 2021, 14, 1732.
4. Bulatov R.V. et al. / Application of a Battery Energy Storage System to Reduce Fluctuations in the Power Output of a Wind Farm Integrated into the Power System // Proc. III Intern. Youth Conf. Radio Electronics, Electrical and Power Eng. 2021. pp. 1–8.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ЯДЕРНОГО ЭНЕРГОБЛОКА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Клер Александр Матвеевич

Зав. отделом, д.т.н., профессор

Степанова Елена Леонидовна

С.н.с., e-mail: step@isem.irk.ru

Жарков Павел Валерьевич

С.н.с.,

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

Иркутск, Российская Федерация

В настоящей работе представлена двухэтапная методика создания математических моделей теплофикационных ядерных энергоблоков, предназначенных для проведения оптимизационных исследований автономных электроэнергетических систем. Первый этап включает разработку подробной модели ядерного энергоблока, обеспечивающей удовлетворительную точность описания протекающих в нем процессов и проведение оптимизационных расчетов для достаточно большого количества режимов работы. На втором этапе по результатам оптимизационных расчетов первого этапа строятся энергетические характеристики и зависимости, определяющие границы области допустимых решений в виде полиномов и на их основе создается упрощенная математическая модель ядерного энергоблока, применяемая для оптимизационных исследований автономных электроэнергетических систем. Для решения задачи поиска полинома предлагается двухшаговый подход. На первом шаге подбираются такие коэффициенты полинома, при которых достигается минимум максимального значения модуля разности функции определенной с использованием полинома и функции, определенной с использованием подробной модели энергоблока. На втором шаге модули отклонений ограничиваются значением, найденным на первом шаге и минимизируется сумма модулей отклонений во всех точках. Разработанная авторами методика продемонстрирована на примере теплофикационного атомного энергоблока, предполагаемого к эксплуатации в климатических условиях Крайнего Севера. Разработана его подробная математическая модель, проведены расчеты при различных тепловых мощностях реактора, различных расчетных тепловых нагрузках потребителя и температурах наружного воздуха, определены полные и полезные электрические мощности атомного энергоблока, и часовой расход ядерного топлива. Результаты оптимизационных расчетов режимов работы установки, полученные с помощью ее подробной модели, являлись основой для построения энергетических характеристик в виде полиномов, которые используются для создания упрощенной модели энергоблока, применимой при оптимизационных исследованиях автономных электроэнергетических систем в целом.

МНОГОСТУПЕНЧАТАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДОВ: ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

Козлов А.Н., Пензик М.В., Сосновский И.К., Баденко В.В.

e-mail: kozlov@isem.irk.ru,

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Применение низкосортных твердых топлив в традиционных энергетических установках оказывается малоэффективным и зачастую экологически небезопасным. Перспективным направлением применения низкосортных твердых топлив выступают технологии газификации, позволяющие перерабатывать различные виды топлив: высокозольные, высоковлажные, с высоким выходом летучих продуктов, неоднородные по составу. Получаемый газ может быть использован в качестве топлива в печах, силовых машинах и электрохимических топливных элементах, а значительно меньший его объем, по сравнению с технологиями прямого сжигания, позволяет уменьшить мощность и удельную стоимость систем газоочистки.

Технологии газификации, пригодные для энергетического использования низкосортных топлив, часто неконкурентноспособны по сравнению с технологиями прямого сжигания сортовых топлив. На пути реализации технологий газификации существуют трудности, обусловленные следующими факторами:

1. Для низкосортных топлив зачастую характерна малая плотность их сосредоточения по территории, а также высокая доля балластных веществ в составе (влага, минеральная часть). Данный фактор обуславливает значительные затраты, связанные со сбором, транспортировкой и кондиционированием топлива.

2. Существует необходимость утилизации отдельных видов низкосортного топлива и отходов, представляющих экологическую опасность.

3. Традиционным технологиям газификации в той или иной степени присущи следующие недостатки:

а. Непостоянство свойств слоя топлива: прогары и сводообразование в плотном слое; оседание кипящего слоя при спекании частиц топлива; зашлаковывание внутренних поверхностей поточных реакторов.

б. Высокое содержание смолы в составе газа, препятствующее его использованию без дополнительной очистки в силовых агрегатах и топливных элементах.

в. Значительный механический недожог топлива, характерный для аппаратов с кипящим слоем, и слоевых с сухим золоудалением, работающих на шлакующемся топливе.

Совокупность указанных причин обуславливает высокую актуальность разработки новых способов утилизации низкосортных местных твердых топлив и отходов, в том числе древесных с получением электрической и тепловой энергии.

Работа посвящена выбору и обоснованию направлений развития техники для эффективного использования древесных отходов путем их термохимической конверсии, а также разработке конкурентноспособной автоматизированной установки газификации древесной биомассы.

ИССЛЕДОВАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ СОЗДАНИЯ ВЕРТОЛЕТНЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ ГИБРИДНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Фам Тхань Куэт¹, Рассохин Виктор Александрович², Барсков Виктор
Валентинович², Чу Ван Чунг², Басати Панах Мехди²

¹Аспирант, e-mail: phamthanhquyet.kcd@gmail.com,

^{1,2}Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

В настоящее время интенсивное развитие энергетики, промышленности и транспорта неизбежно вызывает рост потребления углеводородного топлива, что увеличивает массовое количество продуктов его сгорания, выбрасываемых в атмосферу. Кроме этого, стоимость топлива составляет огромную долю в эксплуатационных расходах авиапарка. Для решения этих проблем одним из основных направлений является переход на самолёты с электрической тягой, которые различают на «полностью электрические самолеты» и «гибридные самолеты».

В работе были проанализированы параметры современных турбовальных двигателей (ТВаД) [1,2], работающих на современных и распространенных вертолетах, построены графики изменения удельных параметров по мощности (рис. 1).

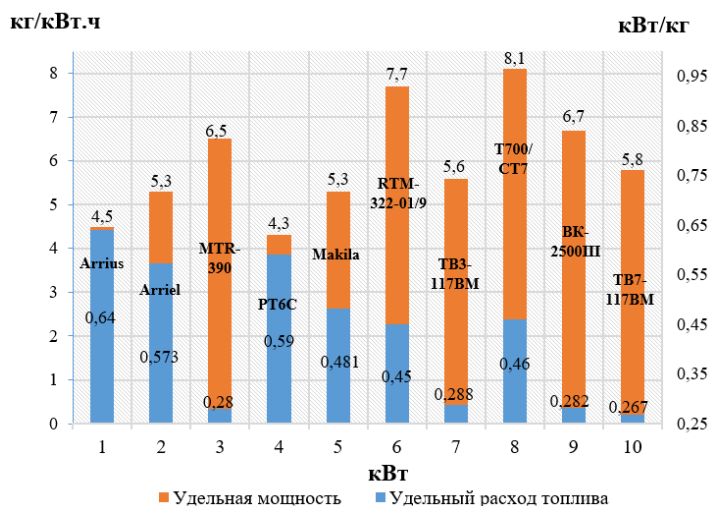


Рис. 1. Изменения удельной мощности и удельного расхода топлива по мощности при взлете современных вертолетных ТВаД

В результате анализа показывает, что во всех рассмотренных вертолетных двигателях: по энергичности двигатель Т700/СТ7 имеет самую большую удельную мощность (8,1 кВт/кг), что значительно выше, чем у всех других двигателей внутреннего сгорания; по экономичности двигатель ТВ7-117ВМ имеет самый низкий показатель удельного расхода топлива (0,267 кг/кВт.ч). Тем не менее, современные вертолетные двигатели достигли крайне высоких удельных параметров, их дальнейшее развитие требует применения новых материалов и источников энергии или перехода к новым схемам и типам двигателей.

В настоящее время идет широкое использование гибридных силовых установок (ГСУ) в качестве двигателя в наземном транспорте. Данное техническое решение делает транспортные средства более экономичным, мобильным и экологичным, сочетая в себе традиционный двигатель внутреннего сгорания и электрический мотор. В авиационной области, благодаря уменьшению удельного расхода топлива двигателя на основных режимах работы, применение ГСУ можно получить преимущество в дальности полета самолетов.

Для вертолетов, газотурбинные двигатели должны работать на всех режимах и, в первую очередь, обеспечивать взлет и набор высоты. Так получается, что при крейсерском режиме мощность такого двигателя избыточна. Для снижения мощности двигателя снижается расход подаваемого в камеру сгорания топлива (дросселируется), что приводит к повышению удельного расхода топлива. ГСУ позволит решить эту проблему путем комбинирования различных типов источников энергии, оптимизированных под каждый режим полета вертолета.

Разработкой гибридных и полностью авиационных электрических силовых установок (СУ) занимаются многие крупные мировые авиационные производители и научные центры, в их числе и Россия: полностью электрические установки на моделях электрических самолетов Extra 330LE (Siemens), E-FAN (Airbus), X-57 «Maxwell» (NASA); гибридно-электрические установки на моделях концентраторов NASA SCEPTOR (NASA), Pipistrel Virus (Pipistrel), DA36 E-Star (Diamond Aircraft Industries); демонстратор ГСУ «Электролет» и ее продолжения «Электролет СУ-2020» (ЦИАМ), ВК-650В (ОДК-Климов)...[3].

Результаты исследования показывают, что ГСУ может существенно снизить выброс газов в атмосферу, расход топлива, увеличить ресурс и надежность вертолетной СУ, повысить её удельные параметры. Это может стать основой для создания новых типов вертолетов с ГСУ на базе ТВад. В последовательном этапе развития вертолетных двигателей, ГСУ на базе ТВад оказывается промежуточным вариантом между традиционным ТВад и полностью электрическим двигателем. ГСУ имеет больше перспектив и возможностей в своем развитии для современных вертолетов.

Список источников

1. ЕАСА. Спецификация сертификации двигателей. – URL: <https://www.easa.europa.eu/en/downloads> (дата обращения: 04.04.2023).
2. ОДК Климов. Двигатели для вертолетов. – URL: <https://www.klimov.ru/production/helicopter/TV7-117V> (дата обращения: 04.04.2023).
3. Волченко В. Г. Гибридные и электрические силовые установки летательных аппаратов / В. Г. Волченко // Научные горизонты. 2021. № 7 (47). – С. 47–58.

КИНЕТИЧЕСКИЙ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ ГАЗООБРАЗНЫХ ПРОДУКТОВ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ БИОМАССЫ НА ОСНОВЕ ТГА-МС

Баденко В.В., Сосновский И.К., Козлов А.Н.

Аспирант, e-mail: badenko@isem.irk.ru

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Использование традиционных энергоносителей связано не только с проблемой образования парниковых газов и загрязняющих веществ, но и с проблемой утилизации отходов энергодобывающей промышленности. Альтернативным подходом является вовлечение в энергобаланс таких источников энергетического сырья, как биомасса. Термохимическая конверсия рассматривается как один из наиболее перспективных подходов к энергетическому использованию биомассы. За последние несколько десятилетий тема термохимической конверсии биомассы получила пристальное внимание исследователей и для анализа этого процесса были разработаны различные подходы и технические решения. Основой для получения данных о термохимической конверсии являются комплексы термогравиметрического анализа (ТГА).

Процесс декомпозиции биомассы сопровождается выделением различных газообразных продуктов. Качественный и количественный анализ этих продуктов невозможен на основании данных термогравиметрии. Для решения этой проблемы совместно с выше указанными методами используются квадрупольные масс-спектрометры. Осуществляемое ими разделение ионов по отношению массы к заряду дает возможность качественной идентификации летучих веществ. Однако, количественная оценка этих данных затруднена. В работе предложен метод для количественной интерпретации масс-спектров, связывающий характеристики проведения термического анализа с сигналами ионного тока.

Известные вычислительные методы позволяют рассчитать на базе сигнала по потере массы величину общей энергии активации [1], для анализа отдельных веществ таких расчетов не предусмотрено. В связи с этим предложен метод для вычисления энергии активации и сопутствующего предэкспоненциального множителя под конкретное соединение, опирающийся на уравнения гетерогенной кинетики, данные термогравиметрии и масс-спектрометрии. При вычислении количественной характеристики (л/г) сигнал ионного тока исследуемого компонента нормируется на аналогичный сигнал транспортного газа.

В качестве материала для исследования использовали отходы лесозаготовок древесины. Древесные отходы измельчали путем поперечного пиления, а затем с помощью ситового анализа были отобраны для дальнейшего исследования три фракции 0.1 мм, 0.315 мм и 2-3 мм. Отобранные образцы анализировались с помощью комплекса ТГА. Анализ выходящих газов проводили с использованием квадрупольного масс-спектрометра, совместно с термогравиметрией.

Аналогично методам [2], базирующимся на применении параметра степени конверсии для термогравиметрии, данные количественного анализа могут быть использованы в качестве характеристики процесса выделения для конкретного газа. Таким образом, энергия активации и предэкспоненциальный множитель рассчитывается из зависимости:

$$\ln \left[-\frac{F^{1-n}}{T^2(1-n)} \right] \quad n > 1, \quad (1)$$

где F – промежуточная количественная характеристика процесса выделения газообразного вещества в процессе декомпозиции биомассы, n – выбранный порядок реакции.

При построении функции (1) от обратной температуры, точка пересечения этой функции с осью и тангенс угла наклона пропорциональны энергии активации и предэкспоненциальному множителю. Касательные необходимо строить для каждой стадии конверсии, каждая из которых характеризуется как пиками на кривых ионного тока, так и характерными ступенчатыми участками на кривой потери веса. На рисунке 1 представлен пример построения касательных для образцов крупностью 0.1 мм. Предложенный подход по расчету энергии активации и количественная оценка выделения газообразных веществ позволяют более детально рассмотреть процесс декомпозиции древесины, что может быть использовано при моделировании и создании установок конверсии биомассы.

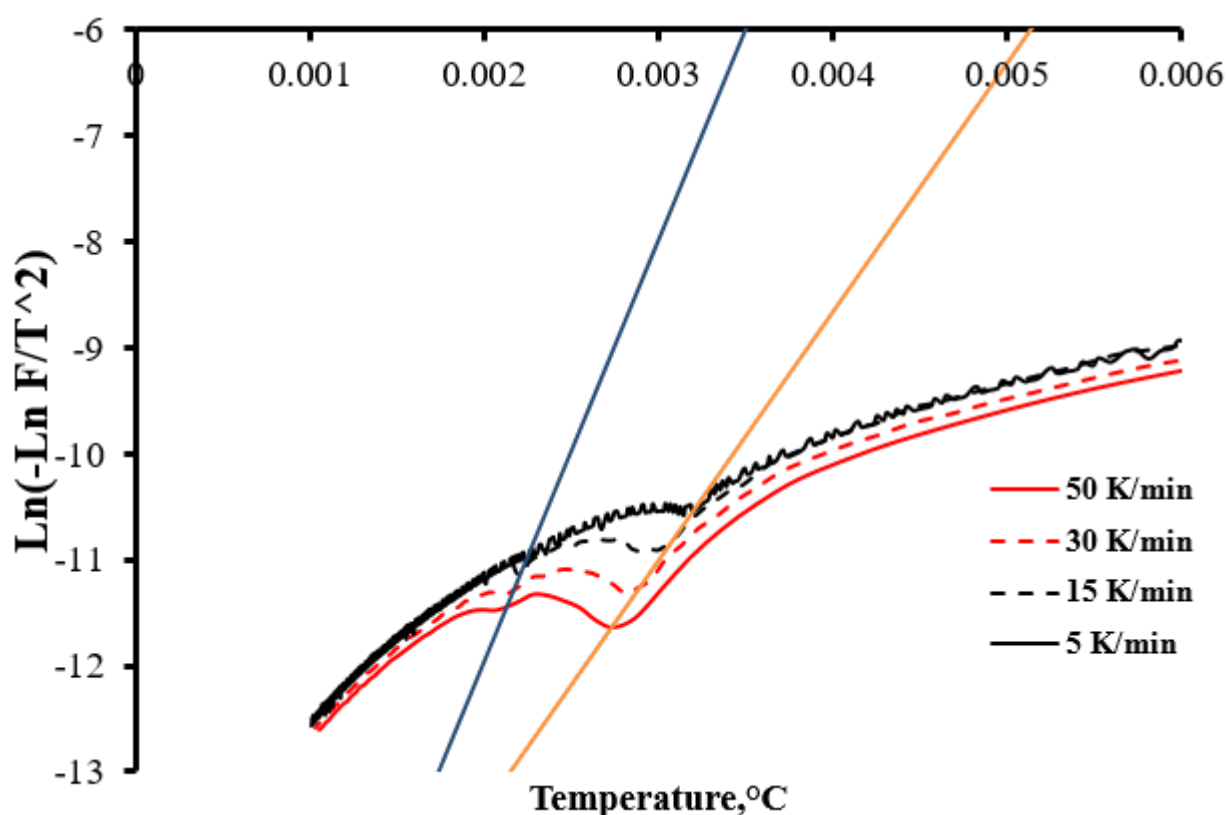


Рис. 1. Построение касательных для вычисления кинетических коэффициентов реакции выделения газообразных компонентов при термохимической конверсии биомассы

Список источников

1. Filipe Rego. Pyrolysis kinetics of short rotation coppice poplar biomass / Filipe Rego, Ana P. Soares Dias, Miguel Casquilho, Fátima C. Rosa, Abel Rodrigues // Energy. 2020. № 207 (118191).
2. Gamzenur Özsin. TGA/MS/FT-IR study for kinetic evaluation and evolved gas analysis of a biomass/PVC co-pyrolysis process / Gamzenur Özsin, Ayşe Eren Pütün // Energy Conversion and Management. 2019. № 182. С. 143-153.

THERMODYNAMIC ANALYSIS OF THE PROCESSES OF MUTUAL INFLUENCE AND FORMATION OF NITROGEN AND SULFUR COMPOUNDS DURING THE COMBUSTION OF KANSK-ACHINSK COALS

Elsukov V.K.¹, Latushkina S.V.²

¹ *Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Energy, e-mail: elswk@mail.ru*

² *Senior Lecturer, Department of Energy, e-mail: latushkinasv@yandex.ru
Bratsk State University, Bratsk, Russia*

The presented studies were carried out on the basis of the model of extreme intermediate states (MEIS), developed at Melentiev Energy Systems Institute and presented in a number of publications, for example [1], and the works of one of the authors [2]. Calculations using MEIS make it possible to determine extreme (possible) concentrations of pollutants of interest (x^{ext}) on the way systems of hundreds of substances involved in combustion, from the initial state (y) to the final equilibrium (x^{eq}) (with minimum Gibbs energy ($\min G$)).

The purpose of the research is to clarify the factors influencing the generation of the main gaseous pollutants, which are nitrogen oxides (NO_x) and sulfur dioxide (SO_2), including their mutual influence. The studies presented consider coals of several different fields in the Kansk-Achinsk basin (KAB), characterized by different content of sulfur and mineral components.

The research included three stages. At the first stage, the influence of various components of the mineral part of fuels on the generation of these pollutants was considered. It was found that in the x^{eq} state at various air excess (α) and temperatures with nitrogen and sulfur compounds, Na interacts during combustion, forming NaNO_2 and/or $\text{CaSO}_4(\text{k})$, respectively. The inclusion (exclusion) of the NaNO_2 connection in the list of possible system components (vector) changed the content of both NO and SO_2 , especially at temperatures (T) below 1500K.

At the second stage of research, the conditions of transition at different T and α for coals of the Irsha-Borodinsky, Berezovsky and Bogotolsky fields were studied. It was obtained that the concentrations of the resulting components are determined by the sulfur content (S) in the fuel (y_s), depend on α , but the transition temperature range for all fuels remains approximately constant and is $\approx 1400\div 1500\text{K}$.

At the third stage of research, the possibility and conditions for simultaneous increase in NO (x_{NO}) concentrations and decrease in SO_2 (x_{SO_2}) at values close to those measured by Japanese specialists in industrial experiments with a boiling layer [3], with an increase in calcium concentration in it, were checked. Based on the results obtained, an explanation of this pattern is proposed: the endothermic formation of NO at certain (concluding) stages of combustion is due to the exothermic formation of $\text{CaSO}_4(\text{k})$ (similar to the Zeldovich mechanism).

Conclusions:

1. The influence of individual elements of the mineral part of the fuel was determined (first of all, Na) for the generation of both NO and SO_2 ;
2. It was found that the temperature range of decomposition (binding) of $\text{CaSO}_4(\text{k})$ during the combustion of coal from various deposits of KAB remains approximately constant at values $\approx 1400\div 1500\text{K}$. The amount of formed sulfur-containing components is determined by the sulfur content in the fuel and depends on α ;

3. For the combustion of KAB, the thermodynamic possibility of simultaneous increase of the NO_x concentration with a decrease of SO_2 (pattern), observed in industrial experiments of some foreign researchers, was demonstrated. Specified regularity can be explained by multidirectional energy flows at generation of $\text{CaSO}_4(\text{c})$ and NO_x . This assumption requires additional experimental verification.

References

1. Kaganovich B. M. and Filippov S. P. // Equilibrium thermodynamics and mathematical programming. Novosibirsk: Nauka: Siberian Publishing Company RAS. 1995. P. 236.
2. Elsukov V. K. Complex researches of power sources efficiency in systems of centralized heat supply: autoabstract of dis. for the degree of doctor of technical science, Irkutsk, (2012)
3. Circulating Fluidized Bed Technology III, Ed. P. Basu, M. Hozio, M. Hasatani. Pergamon Press, 1990.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ИНТЕГРАЦИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Массель Людмила Васильевна

*Доктор технических наук, г.н.с.,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Исследования устойчивости энергетических и экологических систем рассматриваются в смысле Resiliense (один из переводов на русский язык – «упругость», или «упругая устойчивость»). Устойчивость (Resiliense) представляет собой способность системы возвращаться к равновесному состоянию после временного нарушения; чем быстрее она возвращается к равновесию и чем меньше теряет, тем более устойчивой она является.

Предлагаемое исследование посвящено разработке нового подхода к исследованиям устойчивости, основанного на применении современных интеллектуальных технологий для моделирования взаимосвязи энергетической и экологической систем и разработки управляющих воздействий с целью возвращения систем в устойчивое состояние после возмущений, вызванных природными и антропогенными воздействиями.

Излагаются результаты проекта, выполненного при поддержке РНФ (грант №22-21-00841). Определены критерии устойчивости энергетических и экологических систем, а также угрозы нарушений устойчивости энергетических и экологических систем на основе анализа угроз энергетической и экологической безопасности (ЭБ) в Байкальском регионе; сформирован перечень возможных чрезвычайных ситуаций в энергетике, вызываемых выделенными угрозами, и управляющих воздействий (перечня превентивных и оперативных мероприятий), направленных на предотвращение или устранение последствий ЧС. Выполнено обоснование выбора модели машинного обучения (LSTM-сети) для проведения вычислительных экспериментов в исследованиях устойчивости энергетических систем.

Выполнена адаптация методов и инструментальных средств: 1) ПК ИНТЭК-А для оценки состояния энергетических систем (проектирование и макетная реализация агента когнитивного моделирования (CogMap) и его интеграция в ПК ИНТЭК-А); 2) реализация системы преобразования когнитивных карт (КК) в продукционные правила экспертной системы TCogMap с целью автоматизации анализа и интерпретации КК с помощью ЭС; 3) адаптация Информационно-вычислительной системы (ИВС WICS) для оценки влияния объектов энергетики на загрязнение окружающей среды. Выполняется интеграция перечисленных программных средств в рамках многоагентной инструментальной среды, разрабатываемой на принципах агентно-сервисного подхода, что позволит создать научный прототип интеллектуальной системы поддержки принятия решений по обеспечению устойчивости энергетических и экологических систем.

Разработана методика качественной и количественной оценки устойчивости энергетических систем (ЭС) с применением ПК ИНТЭК-А и CogMap, включающая этапы: 1) описание начального (текущего) состояния ЭС; 2) описание реализации набора возмущающих событий (угроз устойчивости); 3) оценка устойчивости системы после возмущающих

воздействий (по шкале «норма-предкризис-кризис»); 4) описание реализации управляющих воздействий; 5) оценка устойчивости ЭС после управляющих воздействий. Проведены вычислительные эксперименты с использованием разработанных методики и инструментальных средств, в том числе с применением методов машинного обучения.

Новизна предлагаемого подхода определяется, *во-первых*, интеграцией исследований устойчивости энергетических и экологических систем с учетом влияния энергетических объектов на окружающую среду; *во-вторых*, применением концепции ситуационного управления в исследованиях устойчивости; *в-третьих*, интеграцией математического моделирования и методов искусственного интеллекта, в первую очередь семантического моделирования и машинного обучения.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-21-00841.

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ КОМПЛЕКСНОГО ВЛИЯНИЯ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ В ПРОГНОЗНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Гальперова Елена Васильевна

К.т.н., с.н.с., e-mail: galper@isem.irk.ru

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Среди стратегических угроз энергетической безопасности одной из важнейших является угроза неприемлемого для потребителей роста стоимости энергоносителей. Следовательно, важно знать, как изменение цен, обусловленное динамикой рынка и/или государственной политикой в области энергетики, повлияет на спрос на энергию, развитие энергетической инфраструктуры, уровень жизни. Как правило, для подобной оценки применяют коэффициенты ценовой эластичности спроса, которые показывают, как изменится спрос на тот или иной энергоноситель при изменении его цены на 1 %. Для получения таких коэффициентов применяют разные типы моделей [1], но все они используют ряды отчетных данных по стоимости энергоносителей и их потреблению, которые отражают существовавшие в прошлом факторы и связи. В прогнозных же исследованиях необходимо имитировать будущие условия и взаимосвязи.

По существующим прогнозам [2], в будущем электроэнергия становится доминирующим энергоносителем, что увеличивает значимость исследований влияния ее стоимости на перспективную потребность. Для этого предлагается комплексная оценка с учетом прошлых и будущих условий. Первая составляющая оценки должна учитывать снижение электропотребления в отрасли вследствие продолжения существовавших в прошлом тенденций взаимосвязи спроса, цен и энергосбережения. Ее можно определять на основе коэффициентов ценовой эластичности, принимаемых по результатам анализа и обобщения имеющихся зарубежных и отечественных оценок. Вторая составляющая (перспективная) должна учитывать динамику развития экономики, изменения в структуре, объемах производства и потребления продукции и услуг в отраслях, происходящие под влиянием удорожания электроэнергии. Для ее определения предлагается специальный подход с использованием нескольких ранее разработанных моделей [3] (рис.). Комплексное снижение спроса на электроэнергию рассчитывается:

$$\Delta W' = \sum_i \varepsilon_i (I_i - 1) \bar{w}_i X_i + \sum_i \Delta \bar{w}_i \Delta X_i$$

где I_i – индекс изменения стоимости электроэнергии, ε_i – ценовая эластичность спроса отрасли (сектора) i , X_i – объем производства в отрасли i , \bar{w}_i – удельный расход электроэнергии на производство продукции отрасли i , ΔX_i и $\Delta \bar{w}_i$ – изменение объемов производства и удельного расхода электроэнергии на производство продукции в отрасли i обусловленное межотраслевым взаимодействием.



Рис. Схема предлагаемого подхода и используемые модели для определения перспективной составляющей комплексной оценки влияния стоимости электроэнергии на ее потребность.

Где: X_i - объемы валовой продукции отраслей, Y и Y' – конечное потребление до и после изменения стоимости электроэнергии, W – потребность в электроэнергии, I_i – индекс изменения стоимости электроэнергии, I_n – индекс изменения стоимости продукции отраслей.

Проведенные исследования продемонстрировали работоспособность предлагаемого подхода, а экспериментальные расчеты показали, что вторая составляющая соизмерима, либо больше первой. При учете комплексного влияния увеличение стоимости электроэнергии в 2 раза в принятых условиях 2030 года электропотребление в производственной сфере может снизиться почти на 10%.

Предлагаемый подход позволяет: (1) имитировать возможные будущие условия, (2) оценить комплексную ценовую эластичности спроса на электроэнергию в предполагаемых перспективных условиях, (3) определить возможное изменение потребления электроэнергии в перспективе при разной ценовой политике, (4) при необходимости заблаговременно наметить возможные пути сохранения надежного снабжения потребителей.

Благодарности. Работа выполняется в рамках проекта государственного задания №№FWEU-2021-0003 программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. (рег. № АААА-А21-121012090014-5).

Список источников

1. Мазурова О.В., Гальперова Е.В. Учет неопределенности экономических параметров при оценке рыночного спроса на энергоресурсы в регионе// Экономика региона. 2017. Т. 13. вып. 2. С. 465-476, doi 10.17059/2017-2-12.
2. World Energy Outlook, URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>, <https://www.eia.gov/outlooks/archive/ieo19/> (дата обращения: 19.07.2023)
3. Гальперова Е.В. Использование стенда моделей для долгосрочного прогнозирования рыночного спроса на энергоносители // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2016. № 4-2. С. 17-27.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕСУРСОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ «ГИБКОСТИ» ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В ЕЕ НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ПЕРЕСТРОЙКЕ

Аликин Руслан Олегович

Аспирант, младший научный сотрудник, e-mail: ruslanalikin@bk.ru

Институт энергетических исследований РАН,

Москва, Российская Федерация

В свете глобальных инициатив по борьбе с климатическими изменениями, таких как Парижское соглашение [1], в большинстве стран мира акцентируется внимание на декарбонизации экономики. Особое внимание уделяется энергетическому сектору и, в частности, электроэнергетике. Это обусловлено уникальными технологическими возможностями отрасли в использовании различных видов безуглеродных ресурсов, в качестве альтернативы традиционным видам органического топлива.

Кроме того, разные страны, в том числе Россия [2], планируют или уже прикладывают существенные усилия по декарбонизации и других секторов, в частности - транспортного сектора, так же обладающего существенным потенциалом замещения органического топлива электроэнергией [3] или водородом (ресурсом для производства которого также часто рассматривается электроэнергия).

С увеличением использования безуглеродных источников энергии (ВИЭ, АЭС и др.) и увеличения объемов электрификации у потребителей возникает необходимость в адаптации энергосистем к возрастающему дисбалансу между меняющимися суточными профилями потребления электроэнергии и режимами ее генерации, которые под влиянием ВИЭ, становятся все более стохастическими [4].

Свойство адаптивности энергосистемы к дисбалансам часто определяется, как «гибкость» и обеспечивается наличием достаточного количества ресурсов для резервирования или быстрого маневрирования нагрузкой на стороне, как производства, так и потребления.

Опыт стран, существенно наращивающих долю ВИЭ, показывает, что для обеспечения гибкости энергосистемы требуется большой объем мероприятий по повышению маневренности существующих электростанций, развитию новых пиковых источников, усилению электрической сети, развитию систем накопления электроэнергии. Сопутствующие системные затраты могут существенно повлиять на выбор приоритетов и темпов декарбонизации. С другой стороны, изменение профиля кривых предложения и спроса под влиянием безуглеродных технологий будет влиять и на уровень рыночных цен, меняя условия для окупаемости новых инвестиций.

В современных практиках энергетического планирования исследование потенциала гибкости энергосистемы и оценка необходимых для этого мероприятий является неотъемлемой частью работ по обоснованию рациональной структуры генерирующих мощностей, выбору приоритетных направлений технологического обновления электроэнергетики, особенно с учетом требований по декарбонизации.

Решение такой задачи требует специального модельного инструментария – оптимизационных моделей внутригодовой коммерческой диспетчеризации генерирующих и аккумулирующих мощностей. В статье рассмотрены ключевые требования к модельному инструменту для исследования выбираемой структуры мощностей требованиям гибкости

балансирования спроса и предложения. Рассмотрены различные применяемые подходы к моделированию и варианты программных продуктов, проведено их краткое сравнение.

В качестве одного из инструментов для исследования необходимых условий для обеспечения гибкости энергосистемы, в ИНЭИ РАН используется разработанный IRENA инструмент FlexTool [5], являющийся универсальным, простым в эксплуатации и общедоступным программным обеспечением. В статье рассмотрены примеры исследовательских задач, выполненных с применением данной модели. В частности, приведены результаты моделирования условий балансировки спроса и предложения в ЕЭС России на уровне 2050-го года, с учетом высокого уровня электрификации транспорта, и покрытия дополнительного спроса за счет различных технологий генерации, в том числе безуглеродных. На основе решения двойственной задачи рассмотрены ценовые последствия изменения балансовой ситуации.

Список источников

1. PARIS AGREEMENT. – URL: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf (дата обращения 05.07.2023).
2. Концепция по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 23 августа 2021 г. № 2290-п) – URL: <http://static.government.ru/media/files/bW9wGZ2rDs3BkeZHf7ZsaxnlbJzQbJJt.pdf> (дата обращения 05.07.2023)
3. Соляник А.И., Веселов Ф.В., Аликин Р.О. Влияние электрификации в секторе дорожного транспорта на уровень электропотребления и суточный график нагрузки в ЕЭС России // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2023. – № 1. С. 57-71
4. Филиппов С.П., Дильман М.Д., Возобновляемая энергетика: Системные эффекты // 12-я международная конференция «Управление развитием крупномасштабных систем» (Москва, 01–03 октября 2019 года) С. 558-567.
5. The IRENA FlexTool. – URL: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Planning/Flextool> (дата обращения 05.07.2023).

КОМПЛЕКС ОНТОЛОГИЙ НАУЧНОГО ПОРТАЛА ЗНАНИЙ ДЛЯ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Ворожцова Татьяна Николаевна¹, Пестерев Дмитрий Вячеславович²

¹ *К.т.н., вед. инженер-исследователь, tnn@isem.irk.ru*

² *Инженер-исследователь, pesterev.dmitriy@gmail.com*

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В ИСЭМ СО РАН выполняется работа по формированию онтологического пространства знаний для системных исследований энергетики, которое представляет собой совокупность онтологий, отражающих взаимосвязи базовых понятий предметной области исследований энергетики и смежных предметных областей. Доступ к этому пространству знаний обеспечивается порталом знаний. Особенностью разрабатываемого портала знаний для исследований является его научная направленность, в отличие от других порталов по энергетике, ориентированных на доступ к информационным ресурсам более практического и коммерческого назначения, а также, в отличие от порталов знаний, имеющих образовательную или энциклопедическую направленность.

Актуальность использования онтологий обусловлена необходимостью интеграции и наглядного представления знаний для системных исследований энергетики [1]. Научный портал знаний – это специализированный интернет-портал, обеспечивающий систематизацию знаний и информационных ресурсов определенной области знаний, их интеграцию и содержательный доступ к ним. Онтологии используются в качестве ядра информационной модели портала знаний и формируются с использованием фрактального подхода [2]. Система онтологий соответствует структуре предметной области исследований энергетики и сложной иерархической структуре объектов исследований; отражает направления и особенности выполняемых конкретных исследований; обеспечивает описание и доступ к методам исследований, информационным ресурсам и источникам знаний.

Научный портал знаний для исследований энергетики разрабатывается на основе технологии построения порталов научных знаний, разработанной в Институте систем информатики им. А.П. Ершова СО РАН в Новосибирске [3]. В соответствии с этой технологией онтология портала знаний включает описание предметной области и описание релевантных ей ресурсов. Основными принципами построения онтологии портала знаний являются структурирование онтологий по разделам (онтологии области знаний, онтологии научных интернет-ресурсов, онтологии задач и методов); использование базовых онтологий (онтология научной деятельности, онтология научного знания, онтология задач и методов, онтология научных информационных ресурсов, онтология представления тезауруса); построение онтологий научных предметных областей на основе системы паттернов онтологического проектирования.

Особенностью используемой технологии является ориентация на экспертов и использование онтологий и семантических сетей в качестве средства представления и систематизации знаний. На начальном этапе онтологии разрабатываются в графическом виде с использованием инструментария SmartTools. Это обеспечивает их наглядность и возможность согласования базовых понятий между исследователями. На основе графических

онтологий создается их формализованное представление с использованием открытой системы разработки онтологий Protégé на языке OWL.

Информация портала представлена в виде сети взаимосвязанных информационных объектов, которые являются экземплярами понятий онтологии. Доступ к знаниям и данным осуществляется путем навигации по дереву понятий онтологии. Пример показан на рисунке 1.

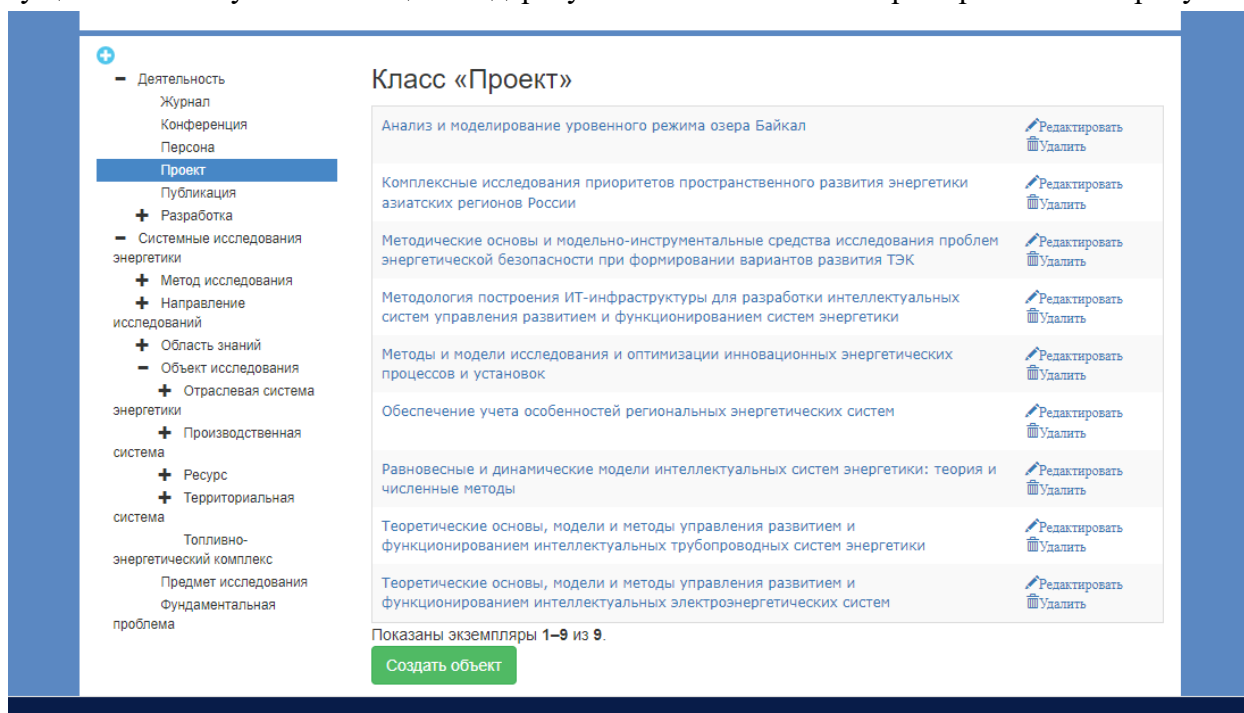


Рис.1. Пример навигации по portalу.

Использование современных подходов к представлению знаний обусловлено необходимостью описания, структурирования и интеграции сложной структуры знаний для системных исследований энергетики. Разрабатываемый научный портал знаний предназначен для обеспечения доступности и наглядного представления знаний по конкретной тематике и с этой точки зрения имеет специфическую направленность, но возможности используемых технологий позволяют расширять области описываемых ресурсов и интеграцию знаний.

Благодарности. Работа по разработке, интеграции и наполнению онтологий научного портала знаний продолжается в рамках проекта государственного задания «Методология построения ИТ-инфраструктуры для разработки интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики» (№ FWEU-2021-0007) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников

1. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.
2. Массель Л.В. Фрактальный подход к структурированию знаний и примеры его применения // Онтология проектирования. 2016. Т.6. №2(20). С. 149-161. DOI:1018287/2223-9537-2016-6-2-149-161.
3. Загорулько Ю.А., Загорулько Г.Б., Боровикова О.И. Технология создания тематических интеллектуальных интернет-ресурсов, базирующаяся на онтологии. // Программная инженерия. 2016. № 2. Том 7. С. 51-60. DOI: 10.17587/prin.7.51-60.

ЭНЕРГОПЕРЕХОД К ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМ ИСТОЧНИКАМ ЭНЕРГИИ: НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ И НЕРЕШЕННЫЕ ЗАДАЧИ

Чернов Дмитрий Владимирович

*Руководитель проектов, e-mail: dmitry.v.chernov@mail.ru,
ООО «ЧКД ЭЛЕКТРОПРОМ», Москва, Российская Федерация*

Энергопереход настоящего времени, который непосредственно связан с внедрением естественных возобновляемых источников энергии, выбрал амбициозные цели и набрал значительные темпы в своем развитии. Его дальнейшее устойчивое развитие требует не только экстенсивного роста установленной мощности возобновляемых источников энергии, но и качественных изменений в энергетике. Таковыми, вероятно, уже можно рассматривать совершенствование способов управления энергобалансом, а также принятие более актуальной модели энергообеспечения, ориентированную на распределенную генерацию, с последующей постепенной трансформацией энергосистем.

Критерии энергобаланса — достаточность, доступность, непрерывность энергии — обеспечиваются технологической (производство, передача, распределение, потребление) и экономической (предмет купли-продажи или коммерческой деятельности) составляющих.

Построение энергобаланса включает его расчет, оценку, достижение, поддержание, и понимание направлений ликвидации последствий его отклонения. Формирование более совершенного энергобаланса системы с растущей составляющей возобновляемых источников энергии, является ключевой и важной задачей для любой экономики. Решение этой задачи позволит сглаживать энергетические кризисы, обеспечивать энергобезопасность владельца энергобаланса.

Современный энергопереход предоставил возможности внедрения распределенной генерации. Особенностью распределенной генерации является исключительная возможность производства необходимой энергии в точке ее потребления. Распространение распределенной генерации предполагает появление новой модели энергообеспечения. В основе новой модели ключевую роль играет энергетический узел, представляющий собой совокупность устройств генерации, потребления, хранения, со своим управляемым балансом энергии. Энергосистема здесь — это отношения между множеством (а также подмножеством) собственников энергетических узлов и их балансов, которые достигаются техническими и коммерческими средствами. Эффективное управление собственным балансом зависит от правильности выбора установленной мощности и источников производства энергии на месте, а также от способности купить-поставить недостающую мощность и продать-отправить избыточную мощность в любой момент времени.

В отличие от рассмотренной, преобладающая модель энергоснабжения, сложившаяся к настоящему времени, представляет собой энергетическую систему, обеспечивающую поставку энергии потребителю с требуемой надежностью и качеством, от станций генерации, через линии передачи и распределения. Каждая из этих составляющих имеет свои ключевые характеристики и критерии эффективности, как технологические, так и экономические. В такой модели значимым прежде всего является поддержание энергобаланса в системе, преобладание регулируемых односторонних коммерческих отношений, что является барьером для применения и развития возобновляемых источников энергии.

Понимание сути, необходимости указанных задач, равно как и нахождение путей рационального их решения, актуально как на глобальном уровне, так и на локальных уровнях.

Список источников

1. Модели развития электроэнергетических систем: учебное пособие / С.С. Ананичева, П.Е. Мезенцев, А.Л. Мызин. – Екатеринбург : УрФУ, 2014. – 148 с.

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОСЕТЕВЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС

Бердников В.М., Абасов Н.В., Осипчук Е.Н.

e-mail: berdvm98@gmail.com

Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, ул.Лермонтова, 130

Долгосрочное планирование ГЭС охватывает период от одного до двух лет и включает в себя планирование энергобалансов (генерацию и потребление электроэнергии), в том числе, прохождение пиковых нагрузок. В зависимости от притока изменчивость выработки электроэнергии ГЭС может колебаться в больших пределах (от 40 до 70 % по каскаду). Сложность прохождения пиковых нагрузок потребления может быть связана с дефицитом мощности ГЭС, что влечет за собой максимальную загрузку тепловых электростанций и заблаговременным обеспечением их топливом.

В настоящее время глобальные климатические модели имеют широкое развитие, но они не позволяют формировать надежные прогностические оценки на период более 1 месяца, которые можно использовать на практике. Традиционные математические методы, основанные на обработке статистики, в современных условиях имеют большие ошибки за счет изменения статистических показателей притока воды в водохранилища, осадков и температурного режима. Одним из способов формирования прогностических оценок водности предлагается использование нейросетевых подходов.

Классическая нейронная сеть включает оптимизационную и верификационную выборки. Разработанная в ИСЭМ СО РАН многопараметрическая нейронная сеть (МНС) [1, 2] позволяет создавать различные нейросетевые модели для формирования прогностических оценок на заданный период времени с выделением обеспеченности суммарного притока за год (рис. 1). Нейронная сеть включает средства формирования предикторов (влияющих факторов) и набор внутренних параметров, определяющие структуру модели нейронной сети. Использование данных глобального мониторинга состояния атмосферы и гидрологической обстановки позволяет задавать множества различных предикторов нейронной сети. Например, формирование метеорологических показателей за более ранний период времени с исследуемыми притоками воды в водохранилища ГЭС (с положительной или отрицательной корреляцией), различные индексы циркуляции атмосферы (NAO – Северо-атлантическая осцилляция, АО – Арктическая осцилляция PDO – Тихоокеанская декадная осцилляция, ENSO – Южная осцилляция, QBO - квази-двухлетний цикл и др.) и выделение областей со значимым индексом завихренности для исследуемого процесса.

С помощью МНС итерационно изменяется набор потенциальных предикторов, уточняется структура нейронов по слоям и производится обучение сети. Качество модели определяется на независимых верификационных выборках. Разработка долгосрочных сценариев определяется следующей процедурой: создается модель и прогностический показатель для периода в целом (например, на год и более), генерируются отдельные модели по кварталам и сезонам и согласуются с годовыми показателями, формируются модели для отдельных месяцев (или декад) с согласованием по кварталам или месяцам. Набор предикторов уточняется с уменьшением времени запаздывания исследуемого процесса.

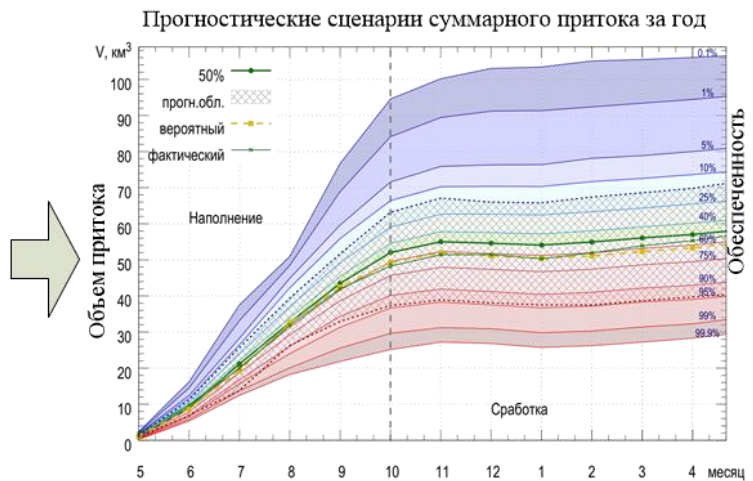
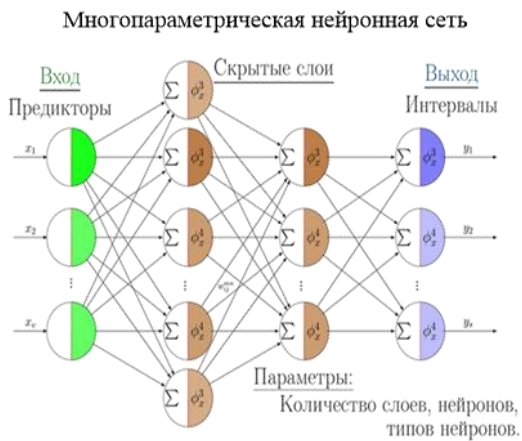


Рис. 1. Использование МНС для формирования прогностических сценариев водности

Такой подход имеет ограничения за счет относительно небольших выборок и ошибок по экстремальным показателям на верификации. Для уменьшения ошибок и времени расчетов предлагается использовать ансамблевые методы глубокого обучения, такие как, Бэггинг, Стекинг и Бустинг. Бэггинг представляет собой алгоритм, при котором несколько одинаковых моделей обучаются на разных образцах, распределение которых неизвестно. Стекинг предполагает использование различных моделей нейронной сети одной обучающей выборкой. Бустинг использует последовательное обучение моделей, при котором каждая следующая модель учитывает ошибки предыдущей.

Для повышения надежности прогностических оценок предлагается использование множества разных нейросетевых моделей, обеспечивающих минимальное требование верификации, на основе которых производится комплексирование итоговых решений. Используя заданные сценарии притока по минимальной и максимальной границе, с помощью разработанной в ИСЭМ СО РАН системы производится моделирование режимов работы ГЭС.

Результаты нейросетевых моделей также должны согласовываться с результатами прогностических моделей для коротких промежутков времени (до 3-х месяцев и более). На основе предложенного подхода использования нейросетевых моделей ожидается повышение качества долгосрочного планирования режимов ГЭС и их внедрение на практике при формировании энергетических балансов.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003 рег. номер: АААА-А21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2025 гг.

Список источников

1. Abasov N.V., Nikitin V.M., Berezhnykh T.V. and Osipchuk E.N. Monitoring and Predictive Estimations of Atmospheric Parameters in the Catchment Area of Lake Baikal. [Atmosphere], 2022, 1(13), pp 49-61. <https://doi.org/10.3390/atmos13010049>.
2. Berdnikov V. Generation of prognostic interval estimates of water inflows to hydroelectric reservoirs using multiparametric neural network [E3S Web Conf.], 289, 01003, (2021) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128901003>

МОНИТОРИНГ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС

Абасов Н.В., Осипчук Е.Н., Гасан В.С.

e-mail: viktor-gasan@yandex.ru

Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, ул. Лермонтова, д. 130

Глобальные изменения климата существенно влияют на гидрологические и климатические показатели, от которых зависит генерация и потребление электроэнергии, особенно для энергосистем с большой долей ГЭС. Например, за последнее десятилетие на ГЭС Ангаро-Енисейского каскада значительно увеличились колебания притоков в водохранилища (экстремально высокие притоки по всему каскаду в 2021 г. и экстремально низкие по Енисейской ветви в 2022 г.), что повысило риски надежной работы единой энергосистемы. Поэтому для нормализации режимов работы ГЭС требуются уточнённые оценки гидрологической и климатической обстановки в периоде от одного года и более. В связи с отсутствием надежных долгосрочных прогнозов предлагается технология постоянного мониторинга и прогнозирования этих показателей с моделированием режимов работы ГЭС.

Для формирования уточненных оценок приточности по бассейну Ангаро-Енисейского каскада разработана система мониторинга и накопления климатических показателей с реализацией различных методов по анализу их изменения. Для эффективной работы с большими объемами данных мониторинга и их анализа был разработан G13-формат [1], который в одном файле позволяет хранить не только пространственные данные за весь период наблюдения, но и включать в себя агрегированные показатели среднего, минимального и максимальные значения.

Используя данные глобальной климатической модели CFSv2 [2], разработана специальная структура хранилища накопления ансамблей CFS, на основе которого формируются прогностические карты на период до 10 месяцев.

Разработанная система включает следующие элементы:

- свободные консольные утилиты для загрузки и автоматического скачивания последних данных из различных центров;
- компоненты системы ГеоГИПСАР [3] в сочетании с внешними утилитами для декодирования и записи в хранилище климатических файлов;
- внешние системы построения графиков (Gnuplot, TikZ) с гибкими шаблонами вывода для формирования и визуализации климатических карт с метеорологическими показателями (изменение температурного режима, интенсивности осадков, давления, геопотенциала, абсолютного и относительного выражения).

Результат формирования и визуализации климатических карт с помощью системы ГеоГИПСАР показано на примере сравнения осадков в бассейне оз. Байкал за июнь-сентябрь 2021–2022 гг. (рис. 1). В 2021 г. были экстремально высокие притоки по Ангаро-Енисейскому каскаду, что привело к холостым сбросам по всем ГЭС. В 2022 г. экстремально низкие притоки по Енисейской ветви в весенне-летний период вызвали дефицит электроэнергии.

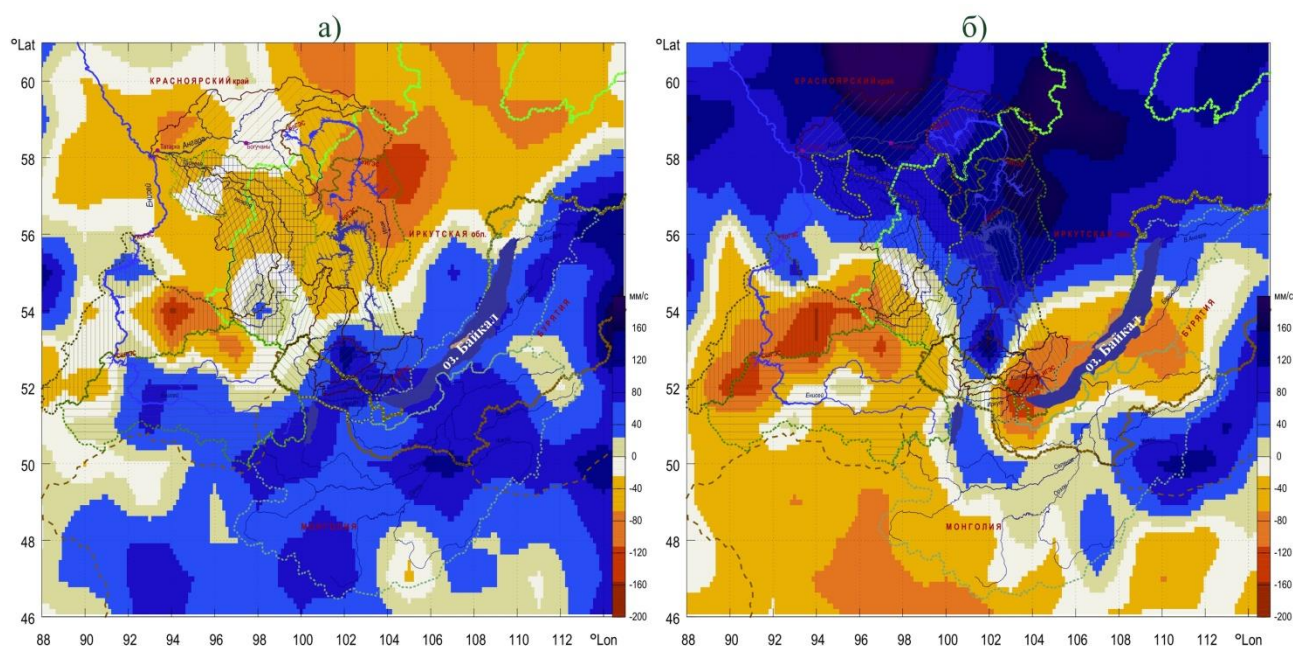


Рис. 1. Сравнение осадков за июнь-сентябрь: а) 2021 г., б) 2022 г.

Для повышения эффективности обработки, мониторинга, прогнозирования и анализа планируется применение нейронных сетей для формирования сценариев притока в водохранилища с интервальным разбиением (декад, месяц, сезон), а также статистической обработкой интегральных показателей в виде накопления суммарного притока и оценки их обеспеченностей. Предлагается проводить уточнение прогностических показателей не реже одного раза в месяц или декаду в критические периоды времени, когда может измениться тенденция приточности в водохранилища. Используя полученную информацию по притоку, разрабатываются сценарии режимов работы ГЭС для более обоснованного принятия решения.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003 рег. номер: АААА-А21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2025 гг.

Список источников

1. Абасов Н.В., Ветрова В.В., Технология обработки геоклиматических данных // Тр. XII Байкальской Всеросс. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Часть II. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007. С. 85-91.
2. Yuan, X.; Wood, E.; Luo, L.; Pan, M. A first look at climate forecast system version 2 (CFSv2) for hydrological seasonal prediction. Hydrol. Land Surf. Stud. 2011, С. 38.
3. Абасов Н.В. Система долгосрочного прогнозирования и анализа природо-обусловленных факторов энергетики ГеоГИПСАР // Материалы междунар. совещания «Enviromis-2012». – С. 63-66.

ПРОБЛЕМЫ СПРОСА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Головщиков Владимир Олегович

Кандидат технических наук, главный специалист, e-mail: vladgo@isem.irk.ru

Стенников Валерий Алексеевич

Академик РАН, доктор технических наук, директор Института систем энергетики им.

Л.А. Мелентьева СО РАН, e-mail: sva@isem.irk.ru

Пеньковский Андрей Владимирович

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник, e-mail: penkoffsky@isem.irk.ru

Осак Алексей Борисович

Научный сотрудник, заведующий сектором, e-mail: osakalexey@mail.ru

664033, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Лермонтова, д. 130.

Проблема увеличения спроса на электроэнергию и мощность в юго-восточных районах Сибири становится всё более актуальной. Это начинает проявляться в нарастающем дефиците электрической мощности и прежде всего на юге Иркутской области (ИО). При этом следует иметь в виду не дефицит электроэнергии (что обычно обсуждается), а дефицит электрической мощности. Дефицит электроэнергии, который является интегральным показателем мощности и времени, в подавляющем большинстве случаев отсутствует не только в ИО, но и в других субъектах Сибирского федерального округа (СФО). Определенный объем дефицита электроэнергии в стране существовал всегда, но он носит в основном локальный и временный характер, вызванный неразвитостью электросетей различных классов напряжения, ошибками в прогнозах электропотребления, затягиванием сроков сооружения энергообъектов и т.д. Актуальность проблемы дефицита электрической мощности в юго-восточных районах Сибири подтверждается тем, что этот вопрос находится на контроле руководства страны [1], Министерства энергетики РФ, руководства СФО, Системного оператора ЕЭС РФ (СО ЕЭС РФ) и его региональных структур. В последнее время появилось ряд работ по проблеме возникновения этого дефицита, например, [2, 3]. Причины появившегося дефицита мощности, а также некоторые пути его решения, отражены в утвержденной «Схеме и программе развития электроэнергетики (СиПР) на период 2023-2028 годы» [4]. Однако, реальная ситуация с дефицитом электрической мощности отражается в СиПР не в полной мере. Для оценки ситуации и поиска путей решения проблемы дефицита мощности применяется системный анализ, комплексно учитывающий ряд аспектов: какие группы потребителей обуславливают появление дефицита мощности; возможно ли устранить дефицит за счет внутренних ресурсов или необходимо задействовать внешние источники и др. Складывающаяся ситуация с дефицитом электрической мощности понимается неоднозначно, поэтому часто предлагаются неоптимальные пути устранения этой проблемы. В ИО прирост электропотребления в 2022 г. составил более 2 млрд. кВт·ч к уровню 2021 года. Наибольшие приросты потребления электроэнергии фиксируются в группе «население» (по данным 2022 года, около 15% ежегодно) и в группе «майнинг криптовалюты». На начало 2023 года количество договоров на технологическое присоединение и увеличение мощности у «населения» превысило 10 тыс. на суммарную мощность около 155 МВт. По данным СО ЕЭС РФ дефицит мощности на юге ИО в 2024 году может составить 193 МВт, в 2029 около 1500 МВт. Кроме населения, причиной образования дефицита мощности является «майнинг криптовалюты», однако, он пока находится вне правового регулирования РФ. Эта группа «новых потребителей» вызывает множество вопросов и проблем [5]. Интенсивное развитие «майнинга» из-за низких тарифов на электроэнергию приводит к дефициту мощности в ИО. Позиция энергетических компаний по отношению к «майнингу» - двойственная. Если в энергокомпаниях есть свободные мощности (генерация, сети) и «белый майнинг» (зарегистрированные, как юридические лица) готов платить по тарифам для юридических лиц, то такие «фермы» подключаются к

электросетям достаточно быстро. По данным группы «Еп+» на «белый майнинг» в ИО приходится около 6% от суммарной мощности потребителей. Выявленный «майнинг криптовалют» в бытовом секторе («серый майнинг») потребляет более 190 МВт (около 2% суммарной мощности потребителей в ИО).

Для снижения дефицита мощности, который может усилиться к 2028-2035 году, был предложен ряд мероприятий, которые можно условно разделить на несколько групп: первая - мероприятия, включенные в [4] (около 700 МВт); вторая – не включенные в СиПР (до 2038 года - более 4 ГВт); третья - организационные-технологические и нормативно-правовые. К третьей группе следует отнести: системный анализ причин дефицита мощности, управление спросом на электроэнергию, запрет на проведение плановых ремонтов в пиковые периоды нагрузок, разработка СиПР для электросетей напряжением 35 кВ и ниже, ускоренное введение 4-й категории надежности, согласование планов развития индивидуального жилищного строительства с планами развития электросетей, ускоренное введение временных правовых норм, касающихся «майнинга», до принятия федерального решения – имеет ли право на существование в РФ этот вид бизнеса и ряд других. Необходимо особо отметить, что сооружение новой генерации и развитие электросетей с целью удовлетворения заявок на технологическое присоединение «майнинговых ферм», является очень рискованным мероприятием. В зависимости от конъюнктуры в любое время возможно резкое сокращение или даже полное исчезновение «майнинга», как вида бизнеса, из-за внешних и внутренних факторов (ужесточение законодательства, рост тарифов и т.д.). Это приведет к появлению высокочрезвычайно избыточных (а фактически ненужных) основных фондов электроэнергетики.

Важным фактором в частичном решении проблемы с дефицитом мощности является газификация ИО. Замена использования электроэнергии на электроотопление и бытового потребления на газ поможет разгрузить электрические сети. Однако, это направление возможно только при условии прихода газа в ИО и приемлемых тарифах на его подачу потребителям. В ближайшей перспективе это представляется маловероятным с учетом неопределенной ситуации с газификацией восточных регионов России, включая ИО.

Работа выполнена в рамках Государственного задания NFWEU - 754 2021-0001. Программа фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников

1. Путин поручил принять меры для недопущения дефицита электроэнергии на юго-востоке Сибири. Электронный ресурс: URL: <https://tass.ru/economika/17715835> (Дата обращения: 11.08.2023 г.).
2. Стенников В.А., Головщиков В.О. Энергетика Иркутской области: тенденции, вызовы и угрозы в современных условиях // Энергетическая политика. №12 (178), 2022 г. С. 56-71.
3. В. Стенников, В. Головщиков, А. Осак. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики в восточных регионах России. Энергетическая политика, №6 (184), 2023 г. С. 20-36.
4. Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 № 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы». Электронный ресурс: URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/dev-sch/> (Дата обращения: 20.08.2023 г.).
5. Маяков Д.В., Корнилов В.Н. Иркутск – столица майнинга: новые вызовы для энергосистемы // Bigpower Daily. 16.12.2022. Электронный ресурс: URL: <https://www.bigpowernews.ru/interview/document106777.phtml> (Дата обращения: 20.08.2023 г.).

ИЗМЕНЧИВОСТЬ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА АНГАРСКОГО КАСКАДА ГЭС В МАЛОВОДНЫЕ И МНОГОВОДНЫЕ ПЕРИОДЫ

Осипчук Е.Н., Абасов Н.В., Никитин В.М.

e-mail: eugene.os@mail.ru

Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, ул. Лермонтова, д. 130

Ангарский каскад включает 4 крупные ГЭС (Иркутская, Братская, Усть-Илимская, Богучанская) с установленной мощностью 12 ГВт. Несмотря на большие объемы водохранилищ (более 70 км³ полезного объема), рабочая мощность ГЭС каскада по годам и месяцам может существенно меняться в зависимости от притоков в водохранилища и запасов воды в них.

Для оценки гидроэнергетического потенциала каскада ГЭС необходимо учитывать суммарную потенциальную энергию притоков и запасов воды в его водохранилищах. Для Ангарского каскада характерна высокая изменчивость как ежегодных, так и сезонных притоков (в зимний период приток более чем в 10 раз меньше, чем в летний). Это влияет как на величину гидроэнергетического потенциала, так и на фактический коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ГЭС.

За последнее десятилетие на Ангарском каскаде наблюдались как экстремально высокая (2021 г.), так и рекордно низкая водность (2015, 2017 г.). Наиболее значимыми для каскада являются полезный приток в оз. Байкал (57% общего притока) и боковой приток в Братское водохранилище (30%). Для притока в оз. Байкал, содержащего значительные гидроресурсы всего каскада, характерны длительные маловодные периоды. Наблюдавшийся в 2014–2017 гг. маловодный период был экстремально низким за весь период наблюдений (средний годовой приток составил 68% от нормы). К концу маловодного периода были практически полностью сработаны многолетние ресурсы Братского водохранилища, снизилась надёжность работы энергетической и водохозяйственной систем.

Для каскада маловодный год на оз. Байкал может быть компенсирован за счет распределения гидроресурсов Братского водохранилища. Однако при длительном (многолетнем) маловодном периоде Братское водохранилище истощает свои ресурсы. Ситуация усугубилась из-за перевода Иркутского водохранилища из многолетнего в сезонное регулирование после принятия закона об ограничении уровня оз. Байкал в диапазоне 456–457 м (Постановление Правительства РФ №234 от 26.03.2001 г.), а также повышения нижней границы регулирования Братского водохранилища на 3 м (30% глубины сработки относительно проектной) из-за водохозяйственных ограничений (водозаборов).

В многоводные годы приток в оз. Байкал может составлять 150–170% от нормы (1932, 1973 гг.), при этом возникает проблема холостых сбросов. Например, в 2021 г. при экстремальном притоке в оз. Байкал (обеспеченностью 3–4 %) и боковом притока в Братское (обеспеченностью около 10%) проводились холостые сбросы на всех ГЭС каскада. В этот период холостые сбросы на Иркутской ГЭС составили 8,7 км³, на Братской – 3,6 км³, на Усть-Илимской и Богучанской – около 30 км³ на каждой. В целом по Ангарскому каскаду холостые сбросы были сопоставимы с выработкой 13 млрд кВт·ч электроэнергии (табл. 1), что составляет более 20% от его средней годовой выработки электроэнергии.

Таблица 1. Параметры ГЭС и водохранилищ Ангарского каскада.

ГЭС	Диапазон изменения уровней, м	Полезный объем водохр., км ³	Средний годовой приток, км ³	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии на 1 км ³ воды **, млн кВт·ч
Иркутская	456.00 (455.54*) – 457.00	31.5 (46.0)	60.5	662	70–75
Братская	394.73 (391.73) – 401.73	35.1 (48.2)	32.8	4500	250–260
Усть-Илимская	294.5–296	2.7	7	3840	210–220
Богучанская	207–208	2.3	5.8	3000	170–180
Сумма		71.6 (99.2)	106.1	12002	

*– проектный показатель, ** – при максимальном уровне воды в водохранилище

Соответственно, в зависимости от приточности менялась и средняя рабочая мощность ГЭС каскада. В маловодный период (2017 г.) средняя зимняя мощность ГЭС Ангарского каскада снижалась до 4,8 ГВт (40% от установленной), в многоводный (2021 г.) этот показатель достигал 8,7 ГВт (73%), что значительно повлияло на работу всей энергосистемы.

Для повышения надежности работы энергосистемы и оценок гидроэнергетического потенциала Ангарского каскада ГЭС в различные по водности периоды предлагается:

1. Из-за неопределенности притоков в водохранилища Ангарского каскада в энергосистеме необходимо иметь резерв мощности с учетом планирования работы тепловых электростанций. Для повышения доли рабочей мощности ГЭС требуется решение специальных задач оптимизации с учетом долгосрочных прогнозов притока воды в водохранилища.

2. Для оз. Байкал, имеющего значительный запас водных ресурсов, целесообразно проведение комплексной научно-исследовательской работы по определению обоснованного регулирования его уровня с учётом современных экологических и социально-экономических факторов.

3. Из-за изменений условий регулирования режимов и характеристик водохранилищ Ангарского каскада ГЭС требуется внесение соответствующих поправок в законодательные акты. Необходима разработка специальных регламентов и правил регулирования (ПИВР) совместной работы Ангарского и Енисейского ветвей каскада, их работы в экстремальных условиях водности.

4. Иркутская область имеет значительный запас гидроэнергетического потенциала на боковых притоках р. Ангара (более 2 ГВт). Строительство новых ГЭС на этих притоках позволит не только увеличить мощность ГЭС области, но и обеспечит защиту от наводнений при высоких паводках на реках Ия, Ока, Китой, Иркут, Белая.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003 рег. номер: АААА-А21-121012090014-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2025 гг.

ТРЕБОВАНИЯ К ДИЗАЙНУ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И АНТИМОНОПОЛЬНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРАВА

Васильев Михаил Юрьевич

*К.т.н., научный сотрудник, e-mail: mikhail-vasilyev@yandex.ru
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН*

Сфера регулирования электроэнергетики и организации рынков электроэнергии и мощности междисциплинарная по своему характеру. К задачам экономической теории относится разработка форм и методов регулирования и организации рынков, при которых достигаются определенные задачи – снижаются издержки и затраты потребителей на электроснабжение, обеспечивается стабильное функционирование и развитие отрасли и другие. Однако, когда эти формы и методы разработаны, они воплощаются в жизнь правовыми инструментами. Практические действия по воплощению в жизнь концепции рынка, задуманной экономистами, осуществляют сотрудники энергетических компаний и администратора торговой системы, чиновники антимонопольного органа и судьи, контролирующие законность действий всех остальных и дающие окончательное толкование сформулированным экономистами и записанным в законодательстве нормам. Из этой междисциплинарности вытекают существенные требования к регулированию – оно должно быть согласовано с принципами права.

В настоящее время экономико-теоретическая и правовая части регулирования России согласованы недостаточно. Далеко не все нормы соответствуют принципу правовой определенности, встречается определение границ законного поведения по результатам моделирования рынка, то есть задним числом. В частности, определение доминирующего положения поставщика на оптовом рынке может быть установлено постфактум по результатам моделирования уже состоявшейся рыночной ситуации. Широко распространенная в экономической теории концепция предельных издержек, хоть и лежит в основе антимонопольного регулирования, но не доведена до применения в законодательстве.

В статье разбираем на примерах конфликты системы правового регулирования с теорией и правовыми принципами в электроэнергетике России и формулируем требования к исследованиям в области дизайна рынка электроэнергии и антимонопольной политики, которых необходимо придерживаться для разработки эффективных моделей и механизмов регулирования оптового рынка электроэнергии и мощности.

Список источников

1. Joskow P.L. Transaction Cost Economics, Antitrust Rules, and Remedies // Journal of Law, Economics, and Organization. - 2002. - № 1. - С. 95-116.
2. Истербрук Ф. Пределы антимонопольного правоприменения // Экономическая политика. - 2010. - № 5. - С. 29-41.
3. Гринспен А. Антимонопольное регулирование // Экономическая политика. - 2007. - № 3. - С. 32-38.
4. Авдашева С.Б., Шаститко А.Е., Калмычкова Е.Н. Экономические основы антимонопольной политики: российская практика в контексте мирового опыта // Экономический журнал ВШЭ. - 2007. - № 4, С. 562-610.

5. Приказ ФАС России от 25.08.2020 N 777/20 "Об определении численных характеристик факторов, на основании которых определяется доминирующее положение хозяйствующего субъекта (группы лиц) с долей установленной мощности его генерирующего оборудования или с долей выработки электрической энергии с использованием этого оборудования или с долей приобретаемой или потребляемой электрической энергии и (или) мощности в границах зоны свободного перетока меньше 20 процентов, и порядка их применения".

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Стенников В.А., Пеньковский А.В.

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В работе выполнен анализ действующих механизмов тарифного регулирования в теплоснабжающих системах. Для всех подходов выявлены и описаны положительные и отрицательные аспекты их формирования. Дано детальное описание расчета тарифов на тепловую энергию с учетом периода их регулирования. Особое внимание в работе уделено исследованию нового подхода регулирования тарифов на тепловую энергию на основе метода альтернативная котельная. Укрупнено представлена методика расчета предельной цены на тепловую энергию методом альтернативная котельная. На основе анализа действующих нормативных актов, приказов, постановлений и др. выполнен комплексный анализ поэтапного введения 34 муниципальных образований Российской Федерации, перешедших в ценовую зону альтернативная котельная в период 2019- 2023 годы. Представлены интегральные показатели по объемам инвестиций на реконструкцию и развитие теплоснабжающих систем по всем муниципальным образованиям вошедших в ценовую зону. Проанализированы возможные последствия роста тарифов, которые в отдельных случаях на конец периода регулирования могут достигать 300% и выше. В заключении сформулированы предложения и рекомендации по совершенствованию подходов по повышению эффективности функционирования и развития теплоснабжающих систем в условиях их государственного регулирования.

ПУТИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Кузнецова Ольга Сергеевна, Ханаев Вениамин Вениаминович

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

Иркутск, Российская Федерация

Под воздействием различных внешних и внутренних факторов структура электроэнергетической системы (ЭЭС) нуждается в периодической корректировке. Так, изменение состава действующих станций и агрегатов требует построения долгосрочных планов для всей структуры ЭЭС и для её конкретных объектов в частности. Немаловажное влияние на структуру и развитие ЭЭС оказывают изменения как территориального, так и технологического характера. В связи с этим, исследование перспектив развития ЭЭС и поиск путей оптимального введения новых и модернизации существующих объектов генерации является одной из актуальных тем развития электроэнергетики в целом.

РАЗВИТИЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АГЕНТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Майоров Глеб Сергеевич

младший научный сотрудник, e-mail: mayorovgs@isem.irk.ru

Стенников Валерий Алексеевич

Академик РАН, директор, e-mail: sva@isem.irk.ru

Барактенко Евгений Алексеевич

*Кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник,
e-mail: barakhtenko@isem.irk.ru*

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В настоящее время при решении задач развития энергетических систем требуется учитывать глубокие изменения, связанные с переходом от рассмотрения централизованного планирования и управления к новой парадигме многостороннего процесса обоснования решений и создания механизмов их реализации в условиях неопределенности, многокритериальности и множественности несовпадающих интересов. Развитие современных энергетических систем требует применения инновационных методов и технологий к их исследованию, предполагающих наличие множества центров принятия решений и учитывающих сложную структуру этих систем. В данной статье для решения задач развития интегрированных энергетических систем используется мультиагентный подход, в котором решения получаются в результате взаимодействия между собой множества агентов. Разработана оригинальная структура мультиагентной системы для исследования взаимодействия объектов интегрированных энергетических систем при решении задачи их развития, определены основной состав и типы агентов мультиагентной системы, их цели и задачи. На основании предложенной структуры мультиагентной системы разработана мультиагентная модель интегрированной энергетической системы. Проведен ряд вычислительных экспериментов, которые позволили осуществить проверку разработанных принципов взаимодействия объектов в интегрированной энергетической системе при решении задач развития.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0002) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Список источников

1. Voropai N.I., Stennikov V.A., Barakhtenko E.A. Methodological principles of constructing the integrated energy supply systems and their technological architecture. Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – vol. 1111. – no. 1. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1111/1/012001>
2. Valery Stennikov, Evgeny Barakhtenko, Gleb Mayorov, Dmitry Sokolov, Bin Zhou. Coordinated management of centralized and distributed generation in an integrated energy system using a multi-agent approach. Applied Energy. – 2022. – vol. 309. – 118487. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118487>
3. Wooldridge M., Jennings N. Intelligent Agents: Theory and Practice. The Knowledge Engineering Review. – 1995. – vol. 10. – no. 2. – pp. 115-152.

4. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В. и др. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование // Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука. – 2015. – 448 с.
5. Jing R., Wang M., Zhang Z., Wang X., Li N., Shah N., Zhao Y. Distributed or centralized? Designing district-level urban energy systems by a hierarchical approach considering demand uncertainties. *Applied Energy*. – 2019. – vol. 252. – 113424. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113424>
6. Chen Z., Avraamidou S., Liu P., Li Z., Ni W., Pistikopoulos E.N. Optimal design of integrated urban energy systems under uncertainty and sustainability requirements. *Computers and Chemical Engineering*. – 2021. – vol. 155. – 107502. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2021.107502>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПРОМИССНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОСТАВОК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ МЕЖДУ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ СИСТЕМОЙ И АКТИВНЫМ ПОТРЕБИТЕЛЕМ

**Ташлыкова Вероника Борисовна, Барахтенко Евгений Алексеевич,
Стенников Валерий Алексеевич**

e-mail: vsb@isem.irk.ru,

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Интеллектуализация систем энергетики ставит множество задач перед инфраструктурой систем энергоснабжения в целом [1], так и перед системой теплоснабжения в частности [2]. Ввиду расширения роли потребителей в качестве полноправных участников процесса управления энергоснабжением, возникает необходимость принимать решения о вариантах энергоснабжения в условиях несовпадающих интересов сторон – активных потребителей и централизованной энергоснабжающей системы.

Естественно, что цели активного потребителя и централизованной энергоснабжающей системы противоположны – при больших излишках собственной выработки тепловой энергии активный потребитель будет стремиться поставить как можно больше ее в централизованную теплоснабжающую систему, вне зависимости от потребности в энергии других потребителей, объема электроэнергии необходимого для распределения этой тепловой энергии, затрат централизованной энергоснабжающей системы, а также влияния, оказываемого на тарифы на тепловую энергию.

Аналогично и централизованная энергоснабжающая система стремится поставлять максимально возможное количество тепловой энергии, несмотря на возможности активного потребителя по распределению своего спроса во времени на энергию и использования собственной генерации, чтобы увеличить свой доход от отпускаемой энергии.

Следовательно, необходимо регулировать функционирование энергосистемы в условиях постепенного увеличения распределенной генерации и доли активных потребителей с помощью определения таких значений поставок тепловой энергии, при которых будет достигаться компромисс между величиной затрат на энергоснабжение активного потребителя и затратами централизованной энергоснабжающей системы.

В данной работе была разработана модель определения оптимальных значений поставок тепловой энергии между централизованной энергоснабжающей системой и активным потребителем на основе метода справедливого компромисса. Главными достоинствами данного метода являются: отсутствие необходимости нормализации критериев; неограниченное количество критериев (участников), каждый из которых рассматривается равнозначным по отношению к остальным критериям [3,4].

В результате применения метода справедливого компромисса найдена стратегия собственного энергоснабжения активного потребителя и стратегия энергоснабжения потребителей централизованной системы.

По результатам проведенных исследований был сделан вывод о том, что компромиссное значение поставок тепловой энергии между централизованной теплоснабжающей системой и активным потребителем позволяет обеим системам функционировать наиболее рациональным

образом, обеспечивая выполнение поставленных перед энергоснабжающими системами задач в настоящем и приближая достижение устойчивого развития энергетики в будущем.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0002) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030.

Список источников

1. Цифровизация интегрированных энергетических систем / В. А. Стенников, Н. И. Воропай, Е. А. Барахтенко, Д. В. Соколов // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2020. – № 4. – С. 5-10. – DOI 10.18635/2071-2219-2020-4-5-10.
2. Стенников, В. А. Методы и модели оптимального управления теплоснабжающими системами с активными потребителями тепловой энергии / В. А. Стенников, И. В. Постников, А. В. Пеньковский // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2021. – № 3. – С. 12-23. – DOI 10.31857/S0002331021030092.
3. Оптимизация годовой производственной программы предприятия методом справедливого компромисса / А.А. Мицель, М.А. Зедина // Экономический анализ: теория и практика Экономико-математическое моделирование. 41 (296) 2012 СТР. 54-59.
4. Многокритериальная оптимизация формирования ассортимента продукции предприятия А.Ф. Шориков, Е.С. Рассадина. Экономика региона №2 2010 стр. 189-196.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД В ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ ЗДАНИЙ С ИЗНОСОМ

Соломонов Михаил Прокопьевич

*e-mail: vsb@isem.irk.ru, Федеральный исследовательский центр Якутский научный центр
Сибирского отделения Российской академии наук, Якутск, Российская Федерация*

Удельные расходы тепловой энергии, утвержденные Постановлением Правительства РФ № 360 в зданиях с износом не покрывают фактические расходы. Собственники зданий сопротивляются установлению счетчиков, предпочитая платить по нормативу. На Севере государство вынуждено возмещать фактические расходы теплоснабжающим организациям по топливу. Регулятору требуются автоматизированные системы нормирования расхода тепловой энергии по каждому объекту – потребителю тепла в соответствии с теплотехническими характеристиками этого объекта в данной местности. Актуальность работы связана со значительными дотациями из регионального бюджета на отопление и необходимостью для регулятора контроля за каждым отапливаемым объектом. В работе обоснован новый повышенный норматив расхода тепловой энергии для использования в зданиях с высоким износом. А также автоматизация регулирования затрат на отопление по каждому отдельному объекту.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ ПЛАЗМА ДЛЯ УЛАВЛИВАНИЯ CO₂ КАК ПУТЬ К ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Зайченко Илья Владимирович

Кандидат технических наук, доцент, e-mail: zaychenko@inbox.ru

Гордин Сергей Александрович

Кандидат технических наук, доцент, e-mail: gordin@knastu.ru

Сизинцева Анна Сергеевна

Кандидат технических наук, PhD, e-mail: annasizzi@yandex.ru

Соколова Вера Сергеевна

Старший преподаватель, e-mail: sokolova.v.s@mail.ru

Бажеряну Виктория Васильевна

Аспирант, e-mail: bazheryanu@mail.ru,

Комсомольский-на-Амуре государственный университет,

Комсомольск-на-Амуре, Российская Федерация

К одной из серьезных экологических проблем современности относят влияние на глобальные климатические изменения процессов загрязнения атмосферы парниковыми газами. В качестве наиболее существенного компонента антропогенного воздействия на тепловой баланс земли выделяют диоксид углерода (углекислый газ).

Примерно 75 процентов антропогенной эмиссии диоксида углерода в течение последних 20 лет обусловлено сжиганием ископаемого топлива в следствии функционирования энергетической отрасли. В этом случае парниковые газы образуются при добыче и переработке первичного топлива во вторичное и сжигании с целью получения тепловой, электрической и механической энергии. Анализ мировых статистических данных показал, что около 44 процентов этих парниковых газов образовалось при использовании угля, 36 процентов пришлось на нефть и нефтепродукты и 20 процентов - на природный газ.

Переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике является одним из приоритетов государственной энергетической политики Российской Федерации, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 18.12.2021 г. № 2352.

Можно выделить два пути этого перехода: количественный (увеличение доли использования экологически чистых источников - ядерной энергии, энергии воды, ветра и солнца) и качественный (внедрение технологий снижения негативного воздействия на окружающую среду при использовании традиционного углеводородного топлива).

Традиционным методом снижения негативного воздействия на окружающую среду путем разработки более эффективных алгоритмов управления процессом горения. В частности, проведено имитационное моделирование динамических процессов горения твердого топлива и предложены алгоритмы управления по неполному вектору состояния.

Другим перспективным вариантом реализации перехода к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике является применение низкотемпературной плазмы для улавливания выбросов парниковых газов при сжигании ископаемого топлива.

Сочетание оптимизированных алгоритмов управления горением с инновационными методами улавливания продуктов горения позволяет достичь мультипликативного эффекта при управлении системами энергоснабжения.

Низкотемпературная плазма является привлекательной альтернативой для преобразования парниковых газов в синтез-газ и другие ценные химические вещества при относительно низких температурах. Высокоактивные частицы, генерируемые в процессе низкотемпературной плазмы, используются как для инициирования, так и для распространения химических реакций. В настоящее время все большее внимание привлекает комбинированное влияние плазмы и гетерогенного катализа на производство топлива в процессе риформинга метана. Когда катализатор помещается непосредственно в низкотемпературную плазму, как химические, так и физические свойства плазмы и катализатора могут изменяться в присутствии друг друга.

Мы изучили и проанализировали новейшие исследования в области применения низкотемпературной плазмы для улавливания парниковых газов при сжигании углеводородного топлива, оценили потенциал данной технологии и её место в разработке перспективных энергетических технологий, а также определили направления для дальнейших исследований этого вопроса.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-29-01232.

Список источников

1. Centi G., and Perathoner S. Chemistry and energy beyond fossil fuels. A perspective view on the role of syngas from waste sources // *Catal. Today*. 2020. V.342, Pp. 4-12.
2. Centi G., Iaquaniello G., Perathoner S. Chemical engineering role in the use of renewable energy and alternative carbon sources in chemical production // *BMC Chem. Eng.* 2019. V.1:5, Pp. 2-16.
3. Gielen D., Boshell F., Saygin D., Bazilian M. D., Wagner, N., Gorini, R. The role of renewable energy in the global energy transformation // *Energy Strat. Rev.* 2019. V.24, Pp. 38-50.
4. Bogaerts A., Neyts E. Plasma technology: an emerging technology for energy storage // *ACS Energy Lett.* 2018. V.3, Pp. 1013-1027.
5. Liu P., Liu X., Shen J., Yin Y., Yang T., Huang Q. CO₂ conversion by thermal plasma with carbon as reducing agent: high CO yield and energy efficiency // *Plasma Sci. Technol.* 2019. V.21. 012001.
6. Li S., Ongis M., Manzolini G., Gallucci F. Non-thermal plasma-assisted capture and conversion of CO₂ // *Chem. Eng. J.* 2021. V.410(15), 128335.
7. Xu S., Chen H., Hardacre C., Fan X. Non-thermal plasma catalysis for CO₂ conversion and catalyst design for the process // *J. Phys. D: Appl. Phys.* 2021. V.54. 233001.
8. Ampelli C., Perathoner S., Centi G. CO₂ utilization: an enabling element to move to a resource- and energy-efficient chemical and fuel production // *Philos. Trans. A Math. Phys. Eng. Sci.* 2015. V.373, Pp. 1-35.
9. Puliyalil H., Lasic Jurkovic D., Dasireddy V. D. B. C., Likozar B. A review of plasma-assisted catalytic conversion of gaseous carbon dioxide and methane into value-added platform chemicals and fuels // *RSC Adv.* 2018. V.8, Pp. 27481-27508.
10. Song C., Liu Q., Ji N., Deng S., Zhao J., Li Y. Alternative pathways for efficient CO₂ capture by hybrid processes- a review // *Renew. Sust. Energy Rev.* 2018. V.82, Pp. 215-231.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Марченко Олег Владимирович, Соломин Сергей Владимирович

e-mail: marchenko@isem.irk.ru,

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

Иркутск, Российская Федерация

Показана актуальность создания систем экологически чистого электроснабжения для снижения выбросов парниковых газов и предотвращения глобального изменения климата. С этой целью целесообразно внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на основе энергии солнца и ветра, а также использование экологически чистого энергоносителя – водорода.

Солнечная и ветровая энергия обладают огромными ресурсами, но колебания их интенсивности во времени затрудняют обеспечение стабильного и надежного электроснабжения. Внедрение ВИЭ требует либо дублирования их мощности энергоисточниками других типов, либо применения систем аккумулирования энергии. В автономных энергосистемах для сглаживания колебаний выработки ВИЭ целесообразно аккумулирование водорода, вырабатываемого в этой же системе за счет "избыточной" (в отдельные моменты времени) выработки ВИЭ. Это оказывается более эффективным, чем аккумулирование электроэнергии [1–3]. Сочетание ВИЭ, систем производства, хранения и использования водорода обеспечивает экологическую чистоту и надежность электроснабжения. Кроме этого, следует ожидать, что стоимость водорода, производимого за счет "избыточной" энергии ВИЭ, окажется ниже, чем в системах, предназначенных только для производства электролитического водорода.

Цель настоящей работы – оценка экономической эффективности производства водорода методом электролиза на основе электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими преобразователями (ФЭП) или ветроэнергетическими установками (ВЭУ) в зависимости от конфигурации энергосистемы и внешних условий. Рассмотрены три варианта: 1) источник электроэнергии – ФЭП, 2) источник электроэнергии – ВЭУ, 3) водород производится в автономной энергосистеме с ФЭП и ВЭУ за счет "избыточной" электроэнергии, когда мощность ВИЭ превышает мощность нагрузки.

Построены графики зависимости стоимости электроэнергии и водорода от показателей ВЭУ и ФЭП для разных климатических условий.

Показано, что в системе электроснабжения с ВИЭ стоимость водорода оказывается минимальной в связи с тем, что водород в данном случае оказывается побочным продуктом, производимым за счет избыточной (бесплатной) электроэнергии.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Список источников

1. The future energy: hydrogen versus electricity / Marchenko O.V., Solomin S.V. // International Journal of Hydrogen Energy. 2015. V. 40. P. 3801-3805.

2. Modeling of hydrogen and electrical energy storages in wind/PV energy system on the Lake Baikal coast / Marchenko O.V., Solomin S.V. // International Journal of Hydrogen Energy. 2017. V. 42. P. 9361-9370.
3. Modeling and research of power supply systems with renewable energy sources and hydrogen fuel cells / Marchenko O.V., Podkoyalnikov S.V., Solomin S.V. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2022. V. 1070. P. 012008.

ЭКСЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПОТОКА СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В ВАКУУМНОМ СОЛНЕЧНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Хорева Валентина Александровна

ассистент, khorevavalentina@yandex.ru

Елистратов Сергей Львович

профессор, elistratov.sl@yandex.ru

Новосибирский государственный технический университет,

Новосибирск, Российская Федерация

На рис. 1 приведены процессы преобразования солнечной радиации в технических системах в основные продукты жизнеобеспечения: электроэнергию, теплоту и холод положительных и отрицательных температур. Эти процессы связаны с трансформацией различных по своей физической природе видов энергии, сравнительную эффективность которых можно выполнить на основе эксергетического метода с учетом волновой природы солнечного излучения.

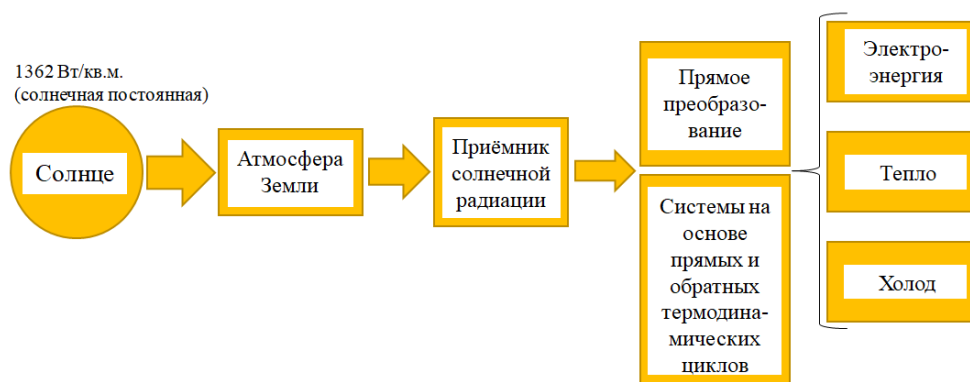


Рис. 1. Схема преобразования солнечной энергии в основные продукты жизнеобеспечения

За максимальную величину эксергии (работоспособной энергии) солнечной радиации принято значение солнечной постоянной $E_0 = 1362 \text{ Вт/м}^2$ на верхней границе земной атмосферы с учетом ее дифференциального распределения по длинам волн излучения. Потери эксергетического потенциала $\Delta E_{атм.}$ солнечного излучения при прохождении через атмосферу приводят к преимущественному рассеиванию коротковолновой части начального спектра излучения [1]. При этом на входе в приемники излучения интегральная работоспособная часть солнечного излучения снижается до величины E_1 , которая может быть принята за базовую при сравнительной оценке эффективности технических систем в земных условиях. Ее значение в зависимости от времени года и пространственного расположения солнечных технических систем на земной поверхности можно определить согласно [2].

В системе «приемник + технология» полезно используется только определенная часть волнового спектра солнечного излучения, определяющая конечную эксергетическую ценность продуктов жизнеобеспечения. Понятия электроэнергии и эксергии (работоспособной энергии) принято считать тождественными [3], а их потоки E_2 равными по величине. Эффективность работы систем прямого преобразования солнечной энергии в электроэнергию можно оценить как:

$$\eta = \frac{E_2}{E_1} = \frac{E_2}{E_o - \Delta E_{атм}} \quad (1)$$

Работоспособная часть потоков q_T теплоты и холода с температурой T может быть определена с учетом привязки к температуре окружающей среды T_{oc} .

$$E_3 = q_T \cdot \left(1 - \frac{T_{oc}}{T}\right) \quad (2)$$

На основании данных годовой работы системы (рис. 2), состоящей из вакуумного солнечного коллектора Vitosol 300-ТМ эффективной площадью $1,51 \text{ м}^2$, неподвижно установленного под углом 15° к наружной стене здания второго учебного корпуса Новосибирского государственного технического университета с ориентацией на юго-восток, и теплоизолированного бака Vitocell 360-SVSB ёмкостью 950 л определены значения эксергетических КПД при среднесуточной температуре в помещении T_{oc} для максимальной интенсивности $q_{макс.}$ нагрева воды в баке за счет солнечной инсоляции:

$$\eta_{макс.}^{ATM} = \frac{E_1}{E_0} = 0,772 \quad (3)$$

$$\eta_{макс.} = \frac{E_3}{E_1} = \frac{q_{макс.} \cdot 0,0757}{0,772 \cdot E_0} = 0,245 \quad (4)$$

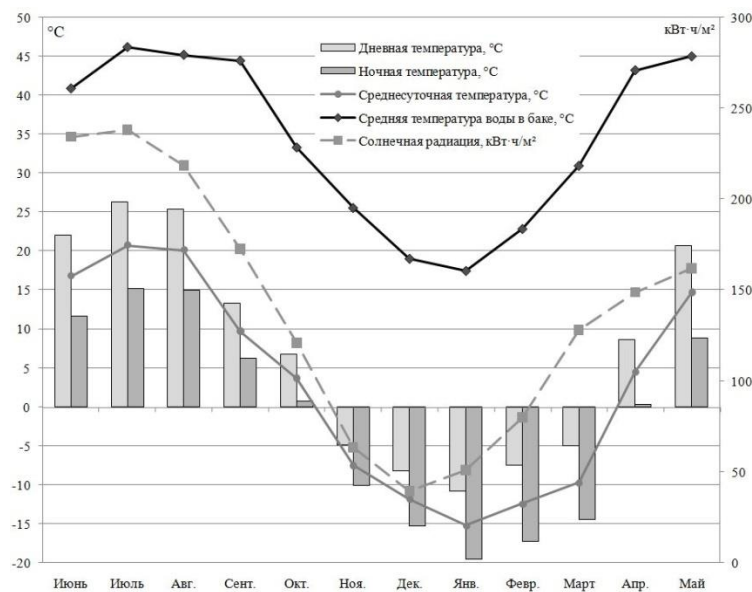


Рис. 2. Характеристики круглогодичной работы системы на основе вакуумного солнечного коллектора

Предложено использовать эксергетический метод для комплексного анализа эффективности солнечных технологий производства электроэнергии, теплоты и холода.

Список источников

1. Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К., Солнечная энергетика: Учебное пособие для вузов / Под ред. В.И.Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. - 320с.
2. Хорева В.А. Уточненная модель расчета потока солнечного излучения. Международный технико-экономический журнал. 2022. – № 4. – С. 44–56.
3. Янтовский Е.И. Потоки энергии и эксергии.- М.: Наука, 1988. -143с.

ОПТИМИЗАЦИОННЫЙ РАСЧЕТ ОБЪЕМА БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ ДЛЯ СИСТЕМ СОЛНЕЧНОГО ОТОПЛЕНИЯ

Прохоров Дмитрий Валерьевич

К.т.н., старший научный сотрудник, e-mail: prokhorovdv@gmail.com

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН

Климатические особенности Республики Саха (Якутия) требуют повышенной надежности и работоспособности инженерных систем жизнедеятельности населенных пунктов. В среднем продолжительность отопительного периода в Якутии составляет 8-9 месяцев в году, а в отдельных населенных пунктах Арктической зоны круглогодично. В силу влияния климатических факторов количество энергии на отопление 1 кв. м жилья требуется в 2 раза больше, чем в среднем по Российской Федерации и, соответственно, экономически обоснованные тарифы на коммунальные услуги значительно превышают их среднероссийский уровень [1].

Ежегодно наблюдается рост расходов государственного бюджета Республики Саха (Якутия) на предоставление субсидий организациям коммунального комплекса.

В среднем за период с 2015 по 2018 гг. 90,8% экономически обоснованного тарифа (ЭОТ) на теплоэнергию субсидируется из регионального бюджета. Соответственно, часть ЭОТ, оплачиваемая населением, составляет 9,2%. Субсидии на теплоэнергию только в Арктической зоне составляет 5,7 млрд рублей [2].

В сложившейся ситуации высоких расходов на теплоснабжения труднодоступных населенных пунктов республики создается огромный потенциал для внедрения энергосберегающих технологий.

Гибридное солнечное отопление с вакуумными солнечными коллекторами является перспективной для внедрения технологией из-за наличия значительного природного гелиопотенциала. Для более эффективной работы такие системы включают в себя баки-аккумуляторы тепловой энергии, которые запасают ее для дальнейшего использования в ночное время. Одной из основных проблем при проектировании таких систем является выбор оптимального объема баков-аккумуляторов.

В ходе эксплуатации системы солнечного отопления в ИФТПС СО РАН при работе батарей отопления только от бака-аккумулятора температура теплоносителя в контуре отопления была ниже, чем температура теплоносителя в контуре солнечного коллектора из-за избыточного объема бака-аккумулятора без дополнительного греющего элемента. При небольшом диапазоне уставки срабатывания циркуляционного насоса в контуре солнечного коллектора теплоноситель наоборот остужал бак-аккумулятор в пасмурную погоду.

Список источников

1. Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 13.12.2019 №897 «О государственной программе Республики Саха (Якутия) «Обеспечение качественным жильем и повышение качества жилищно-коммунальных услуг на 2020-2024 годы»
2. Иванова А.Е., Захаров В.Е., Петрова Т.Н. Анализ субсидирования тепловой энергии в арктической зоне Республики Саха (Якутия) // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. 2020. №1, Т.24 С. 123-124. DOI: 10.21285/1814-3520-2020-1-123-134.

ПРИМЕНЕНИЕ АБСОРБЦИОННЫХ ТЕРМОТРАНСФОРМАТОРОВ ПОВЫШАЮЩЕГО ТИПА ДЛЯ РЕЦИКЛИНГА СБРОСНОГО ТЕПЛА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Мухин Дмитрий Геннадьевич^{1,2}

Аспирант НГТУ, e-mail:mukhindg@mail.ru

Елистратов Сергей Львович²

Степанов Константин Ильич¹

¹ *Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН*

² *Новосибирский государственный технический университет,
Новосибирск, Российская Федерация*

Абсорбционные термотрансформаторы (АТТ) широко используются в мире как теплоиспользующее и энергосберегающее оборудование и подразделяются на холодильные машины (АХМ) и тепловые насосы (АТН). АХМ применяются для охлаждения жидкостей с положительными температурами. АТН используются для подогрева воды в системах теплоснабжения и утилизации техногенного сбросного тепла. В качестве основного рабочего тела в АТТ используется водный раствор бромида лития (LiBr). Таким образом, в мире наиболее широко используются абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины (АБХМ) и тепловые насосы (АБТН).

Принцип работы простейшего АБТТ [1] основан на способности рабочего тела – водного раствора LiBr поглощать водяной пар хладагента, который в равновесном состоянии имеет более низкую температуру, чем сам раствор. Это позволяет осуществлять передачу тепла от охлаждаемого низкопотенциального источника теплоты на более высокий температурный уровень, который пригоден либо для сброса тепла в атмосферу (как в АБХМ) либо может быть использован для нагрева жидкости (как в АБТН).

АБТН подразделяются на понижающий и повышающий типы. АБТН понижающего типа подогревает воду в системах отопления и горячего водоснабжения. При этом АБТН утилизирует сбросное техногенное тепло, например, воды оборотных систем ТЭЦ (охлаждающая вода после конденсаторов турбин), сбросных дымовых газов и сточных вод предприятий. В качестве источника энергии, в АБТН понижающего типа используется высокопотенциальное тепло - природный газ либо пар с давлением до 0,9 МПа.

Повышающий АБТН могут быть использованы для утилизации отработанного техногенного тепла с потенциалом от 40 до 95 °С с частичным возвратом тепла повышенного потенциала (от 50 до 120 °С) в производственный цикл (частичный рециклинг тепла). В качестве источника энергии в АБТН повышающего типа используется только сбросное тепло, продуктом является тепло повышенного потенциала.

На промышленных предприятиях имеется большое количество различного сбросного тепла. Это может быть вода оборотных систем с температурным потенциалом от 40 до 60 °С, конденсат пара с температурой от 60 до 95 °С, сбросные дымовые газы с температурой до 100 °С. К примеру, для повторного использования конденсата пара в производстве, его обычно транспортируют в паровой котел, где он превращается в пар с затратами топлива. Тепло нагретой оборотной воды (даже с температурой 60 °С) попросту сбрасывается в атмосферу. Для утилизации сбросного тепла производств, предлагается использование АБТН

повышающего типа. В этом случае может быть реализован цикл возврата до половины производственного тепла с температурным потенциалом до 120 °С.

К примеру, АБТН повышающего типа могут быть использованы в производстве спирта (либо жидких продуктов, получаемых в ректификационных колоннах). В качестве источника энергии для АБТН используются пары спирта после ректификационной колонны [2], которые конденсируются в АБТН. При этом АБТН, при утилизации единицы тепла конденсации, возвращает в производственный цикл половину от сбросного тепла в виде горячей жидкости либо водяного пара с температурой до 120 °С. Вторая половина компенсируется из парового котла. В качестве охлаждающей среды используется обратная система с градирнями.

Энергетическая эффективность рабочего цикла АБТН повышающего типа выражается через коэффициент трансформации (1), который определяется как отношение теплопроизводительности АБТН (q_a – тепловая нагрузка на абсорбер) к подводимому к АБТН сбросному теплу (тепловые нагрузки на испаритель q_o и генератор q_h):

$$\alpha = \frac{q_a}{q_o + q_h} \quad (1)$$

Значения α определяются совершенством теплообменного оборудования АБТН и параметрами внешних теплоносителей.

Оценочные расчёты показали, что среднее значение коэффициента трансформации АБТН повышающего типа при температурах источников сбросного тепла от 40 до 95 °С варьируется от 0,46 до 0,49.

В качестве абсорбента в АТН повышающего типа может быть использован водный раствор LiCl. Соль LiCl в производстве существенно дешевле LiBr, поэтому её использование может существенно сократить стоимость АБТН. Оценки показали сопоставимые энергетические эффективности циклов АТН с рабочими телами на основе LiBr и LiCl. Однако, LiCl обладает меньшей растворимостью в воде по сравнению с LiBr, что указывает на его меньшую абсорбционную способность. Таким образом, для получения требуемой теплопроизводительности, АТН с LiCl по сравнению с бромистолитевым АТН должен иметь увеличенную поверхность теплообмена.

Благодарности и ссылки на проекты. Расчёты циклов АБТН повышающего типа выполнены в рамках государственного задания ИТ СО РАН (№ 121031800229-1)

Список источников

1. Бараненко А.В. Абсорбционные преобразователи теплоты/ Бараненко А.В., Тимофеевский Л.С., Долотов А.В., Попов А.В.: Монография // СПб.: СПбГУНиПТ, 2005. – 338 с.
2. Cudok F., Giannetti N., et al. Absorption heat transformer - state-of-the-art of industrial applications, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2021 – Vol. 141 – 110757, DOI: 10.1016/j.rser.2021.110757

РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ВЕТРОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СРЕДЫ UNITY

Щукин Никита Игоревич

Инженер, e-mail: niksha14@mail.ru

Массель Людмила Васильевна

Доктор технических наук, г.н.с.

Массель Алексей Геннадьевич

Кандидат технических наук, с.н.с.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

Иркутск, Российская Федерация

Последние десятилетия развития средств вычислительной техники сопровождались существенным ростом вычислительных мощностей ЭВМ (более чем в десятки раз), что открыло возможности для все более детального моделирования объектов и их визуализации. В настоящее время для этих целей можно использовать среды для разработки 3D-приложений, которые помогают существенно сократить сроки разработки готового продукта.

Среды для разработки 3D-приложений сейчас предлагают широкий спектр средств для работы с графикой. Польза их применения заключается в том, что исследователь получает готовый качественный инструмент с большим количеством возможностей. В связи с этим нет необходимости в написании большей части базового программного кода, который отвечает за графическую визуализацию примитивов, звуковое сопровождение, взаимодействие объектов в соответствии с программным кодом, соблюдение физических эффектов и законов. В результате можно сосредоточиться на реализации своих объектов и их логики взаимодействия.

Существенным преимуществом использования сред для разработки 3D-приложений является удобство визуализации процесса моделирования и его результатов. Стоит отметить, что результаты моделирования может быть сложно интерпретировать неподготовленному человеку, также может вызвать затруднение изменение параметров моделирования. С точки зрения доступности составления модели и обработки результатов моделирования более перспективными являются приложения, предоставляющие полную визуализацию моделируемого объекта и позволяющие человеку, имеющему минимальные познания в области программирования, создавать модели, имитирующие различные технические процессы.

В докладе рассматривается подход к разработке цифрового двойника ветровой электростанции с применением среды для разработки 3D-приложений (на примере среды Unity). Описывается используемая математическая модель для определения параметров работы ветроэнергетической установки, особое внимание уделено проектированию архитектуры цифрового двойника.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-21-00382, <https://rscf.ru/project/23-21-00382>.

Список источников

1. Tony Faccenda. Zutari uses Unity to design renewable energy sites for a more sustainable future, URL: <https://blog.unity.com/industry/zutari-uses-unity-to-design-renewable-energy-sites-for-a-more-sustainable-future> (дата обращения: 15.07.2023).

ПРЕДСКАЗАНИЕ ИНСОЛЯЦИИ В ЗАДАЧЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА

Цыбиков А.Р., Массель А.Г.

Аспирант, инженер, e-mail: tsibikow@mail.ru

К.т.н., с.н.с., e-mail: amassel@gmail.com

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН.

В работе исследуется применение методов прогнозирования данных в задаче проектирования цифрового двойника солнечной электростанции.

Цифровой двойник – это реальное отображение всех компонентов в жизненном цикле продукта с использованием физических данных, виртуальных данных и данных взаимодействия между ними, то есть цифровой двойник создает виртуальный прототип реального объекта, с помощью которого можно проводить эксперименты и проверять гипотезы, прогнозировать поведение объекта и решать задачу управления его жизненным циклом. У цифрового двойника существует необходимость работы с данными, но кроме работы в реальном времени существует проблема, связанная с получением данных, а также возможность строить прогнозы на основе данных для взаимодействия с системой управления объектом. Для решения этой проблемы существуют модели машинного обучения для прогнозирования данных.

Предлагается использовать рекуррентные нейронные сети и цепь Маркова. Рекуррентная нейронная сеть позволяет предсказывать информацию на основе исторических данных, а также анализировать входные данные. В качестве примера были взяты такие популярные сети как LSTM и GRU.

Также предлагается использовать цепь Маркова для расчета вероятностей появления определенного класса. Для расчета вероятностей класса требуется преобразовать исходный набор данных и использовать кластерный анализ для получения классов для матрицы перехода. В задаче кластеризации используется метод k – ближайших соседей и метод локтя для расчета количества кластеров. Совокупность методов, представленных в работе, позволит их интегрировать в цифровой двойник солнечной электростанции для повышения качества работы.

Благодарности.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-21-00382

<https://rscf.ru/project/23-21-00382/>

Список источников

1. Никитина Е. Попали в сети: как работают цифровые двойники в электроэнергетике. Режим доступа: <https://pro.rbc.ru/news/5db1b59a9a79474bb142a3fe>
2. Goodfellow I., Bengio Y., Courville A. Deep Learning. MIT Press, 2016 – 786 с.

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ МЕХАНИЗМА ГОРЕНИЯ МЕТАНА С ПОМОЩЬЮ ПОЭТАПНОГО ГРАФА ХИМИЧЕСКИХ РЕАКЦИЙ

Козлова Мария Александровна¹, Шаманский Виталий Алексеевич²

¹Инженер-исследователь, e-mail: kma95@isem.irk.ru

²Старший научный сотрудник, e-mail: vita@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация

Основную сложность в моделировании реагирующих систем составляют химические превращения, которые развиваются в пространстве и во времени с выделением или поглощением тепла и изменением состава системы. Такие превращения представляют собой множество последовательных и параллельных элементарных реакций с образованием промежуточных компонентов.

Поэтапный граф химических реакций даст более полное представление о механизме химической кинетики и путях образования тех или иных веществ [1]. Для того, чтобы построить такой граф, необходимо составить список всех возможных компонентов в системе. В системе, в которой происходит горение метана в кислороде, могут присутствовать следующие вещества: CH_4 , CH_3 , CH_3O_2 , CH_3O , OH , HO_2 , H , HCHO , CHO , CH_2O , CO_2 , H_2O , O_2 , CO , CH_3OH [2]; на основе данного списка веществ можно сгенерировать 104 теоретически возможных элементарных реакций, а соответствующий поэтапный граф можно представить в три этапа. Возникает следующий вопрос: действительно ли данный список веществ является исчерпывающим и все ли реакции учтены?

В данном исследовании предложено генерировать список веществ на каждом этапе графа химических реакций в соответствии с элементным составом системы и протекающими условиями, при этом отбор реакций проводить на основе их кинетического анализа, и на основе полученных реакций осуществлять отбор веществ через их равновесные количества. Предложенный подход позволит уйти от необходимости экспертной оценки каждого вещества и автоматизировать анализ поэтапного графа химических реакций.

Благодарности и ссылки. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-29-00406, <https://rscf.ru/project/23-29-00406/> с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Список источников

1. Козлова М.А., Шаманский В.А. Построение графа химических реакций для анализа реагирующих систем // ИМТ. 2022. № 4(28). С. 108–118.
2. Арутюнов В.С. Окислительная конверсия природного газа / В.С. Арутюнов // М.: Красанд, 2011. – 590 с.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЗАХОРОНЕНИЯ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ

Суетина Анна Константиновна, Воронина Анна Владимировна

Магистрант, e-mail: annasuetina@mail.ru

*Уральский Федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, г.
Екатеринбург, Россия*

Деятельность предприятий атомной энергетики сопровождается образованием радиоактивных отходов (РАО). Объемы накопленных РАО, находящихся на территории Российской Федерации исчисляются сотнями млн. куб. м. После переработки РАО размещают на захоронение. Обеспечение экологической и радиационной безопасности пунктов хранения и захоронения РАО является одной из основных задач их функционирования. Для обеспечения безопасности захоронения РАО требуется контроль выноса радионуклидов с территории хранилищ в поверхностные и подземные воды.

Из долгоживущих бета-излучающих радионуклидов контролю подлежат Cs-137 и Sr-90. Требуемый предел обнаружения радионуклида Cs-137 в водах контрольно-наблюдательных скважин пунктов приповерхностного захоронения РАО составляет 0,001 Бк/л. Используемые в настоящее время методы определения Cs-137 не дают такой низкий предел обнаружения.

Разработан метод определения Cs-137 в природных водах, основанный на концентрировании радионуклида селективным сорбентом – ферроцианидом никеля-калия на основе гидратированного диоксида титана (НКФ-ГДТ). Показано, что выход Cs-137 в концентрат по разработанному методу составляет $98\pm 2\%$. При необходимом соотношении объема пробы и массы сорбента метод позволяет определить Cs-137 в природных водах с пределом обнаружения 0,001-0,01 Бк/л.

С использованием разработанного метода был проведен радиоэкологический мониторинг проб природных вод, отобранных на территории Свердловской и Челябинской областей и вод контрольно-наблюдательных скважин, отобранных на территории пункта хранения радиоактивных отходов Уральского филиала ФГУП «Федеральный экологический оператор». Пробы отбирали с июля 2021 по май 2023 г.

Было показано, что содержание Cs-137 во всех исследованных пробах не превышает уровень вмешательства для питьевой воды $УВ=11$ Бк/л [1]. Наибольшее содержание Cs-137 было характерно для вод Нижне-Исетского пруда (г. Екатеринбург) в зимний период и составило 0,61 Бк/л. Загрязнение данного пруда предположительно связано со стоком из почв, загрязнённых в результате атмосферных выпадений после аварии на Чернобыльской АЭС в 1986 году.

Благодарности. Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (в рамках базовой части госзадания, проект № FEUZ-2023-0013).

Список источников

1. СанПин 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009): Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы // М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2009. – 225 с.

СТРУКТУРИРОВАНИЕ ЗНАНИЙ ДЛЯ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Гаськова Дарья Александровна*, Массель Алексей Геннадьевич

*e-mail: gaskovada@gmail.com

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 664033,
г. Иркутск, ул. Лермонтова, д. 130*

В докладе представлены этапы структурирования знаний на примере ветровой электростанции и фотоэлектрической системы для построения цифрового двойника изолированной энергосистемы. Для каждого этапа структурирования знаний показаны результаты: информационные модели, модели данных, архитектура программных инструментов, используемые математические модели и результаты вычислительных экспериментов.

Приведенные этапы структурирования знаний являются частью онтологического подхода к построению цифровых двойников [1].

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-21-00382, <https://rscf.ru/project/23-21-00382/>

Список источников

1. Массель Л.В., Массель А.Г. Семантическое моделирование при построении цифровых двойников энергетических объектов и систем // Онтология проектирования. 2023. Т.13, №1(47). С. 44-45. DOI:10.18287/2223-9537-2023-13-1-470-480.

ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ II

ЭНЕРГОИНФОРМАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ЕВРАЗИЙСКОЙ ЦИВИЛИЗАЦИИ

Бушуев Виталий Васильевич

Д.т.н., профессор, генеральный директор

Институт энергетической стратегии – e-mail: vital@df.ru

Энергетика – не просто жизнеобеспечивающая отрасль народного хозяйства любого государства. Она – синоним самой жизнедеятельности общества, ибо «энергия – это действие, работа, жизнь, в противовес потенции как возможности осуществлять эту деятельность» (Аристотель).

Как потенциал, так и сама деятельность существует и реализуется в реальном, искусственном и виртуальном виде.

Реальный энергетический потенциал – это природные ресурсы: топливно-энергетические и минерально-сырьевые ресурсы недр, гидро-, солнечные, ветровые и биоресурсы; сама территория и как вместилище этих ресурсов, и как пространство, непрерывно их трансформирующее в новые возможности для жизнедеятельности человека.

Искусственный энергетический потенциал – это созданные и непрерывно обновляющиеся трудом человека новые рукотворные и интеллектуальные возможности для жизни и творческого развития индивидуума и общества, включая науку и культуру, идеи и социальную структуру, политику и духовное богатство народа.

Виртуальный энергетический потенциал – это и отражение ноосферы и космических сил, иницирующих на земле подобие небесной динамики, с ее цикличностью, неуничтожимостью и системностью.

А реализация этого потенциала – это не только биологическая и физическая жизнь, но и энергоинформационная форма ее существования, включая цифровое отражение окружающей действительности и ментальное представление о путях ее будущего развития. Эта энергетическая реализация сегодняшних возможностей создает новый искусственный и виртуальный творческий потенциал для дальнейшего развития человеческого и человеко-машинного сообщества.

Сегодня, когда одного материального образа окружающего мира (с его набором оборудования, машин и механизмов, проектов и планов, алгоритмов и

программного обеспечения), даже совместно с финансово-экономическими возможностями уже явно недостаточно для проникновения в будущее, приходится прибегать к использованию внешних виртуальных образов этого мира с учетом его системного космопланетарного характера. Системность в энергетике есть отражение ее космической энергоинформационной фрактальности (системного пространственно-временного подобия).

Евразия как земное геотерриториальное отражение космопланетарной сущности характеризуется тремя отличительными особенностями:

- достаточно сказать, что в Евразии сосредоточено более 70% всех углеводородов нашей планеты, что можно рассматривать как фрактальное подобие реального энергетического потенциала Космоса, «крышующего» эту часть земной геотерритории;
- древняя культура Евразии, проявившаяся в рукотворном и интеллектуальном

потенциале цивилизаций, развивавшихся на ее территории, сохранила задел для возрождения нового евразийского сообщества и, в частности и в особенности нового русского мира, с его духовным богатством и особенным чувством коллективизма, который с переходом космоса в эпоху Водолея, наиболее востребован для развития социогуманизма взамен уходящему в прошлое миру материальной и финансовой доминанты; - новая Евразийская цивилизация является характерным примером фрактальности человеческой культуры и космической ноосферы, и эта виртуальная фрактальность выражается в том, что между ними существует виртуальная информационная связь посредством ментального отображения друг в друге образа единого космопланетарного мира. Примером такой связи является цифровизация как “иная форма энергии ци”, что позволяет рассматривать “ци” как общий вид силовой и ментальной, физической, биологической, духовной, социальной и интеллектуальной энергии.

Восточная Евразия в силу ее космопланетарных особенностей будет развиваться не по принципу равномерного насыщения ее территории инфраструктурными коммуникациями, а по принципу сетевой структуры, где узлами системы станут «оазисы» - геотории, с их реальным природным потенциалом, а интеграция этих геоторий в единую систему будет осуществляться с помощью виртуальных энергоинформационных связей, использующих пространственно-временное подобие Земли и Космоса.

Там, где недра хранят богаты минерально-сырьевые и топливно-энергетические ресурсы, этот потенциал будет использоваться для формирования крупных энергопромышленных комплексов, например, в Якутии и на Сахалине, в Магадане и Забайкалье. Причем эти комплексы будут работать как на экспорт в другие регионы, так и на собственную глубокую переработку (развитие металлургии, нефтегазо- и углехимию, лесопереработку). Особого внимания для собственного развития геоторий заслуживает комплексное использование водных ресурсов для энергетики и транспорта, сельского хозяйства, ирригации и рекреации, подобно тому как вода всегда была источником жизни для вновь осваиваемых территорий, не только в реальном, но и в виртуальном плане. Виртуальные же информационные коммуникации с помощью цифровизации станут искусственным средством экономической и социальной интеграции отдельных районов. А ВИЭ станут средством прямого энергетического влияния Космоса на распределенную жизнедеятельность отдельных геоторий.

Поэтому, говоря о развитии какого-либо региона земной ойкумены, в частности Евразии, следует понимать это развитие как общую энергоинформационную деятельность человеческого сообщества в унисон с космической динамикой солнечной системы.

Недаром, анализ динамики земных природных, климатических, социально-экономических и политических событий подтверждает цикличность этих процессов по аналогии с небесными циклами солнечной активности, составляющими 12-летнюю и кратную ей 36-летнюю, 72-летнюю и 144-летнюю периодичность.

Достаточно сказать, что с 1917 по 1953 гг (36 лет) происходило становление СССР как государства победившего социализма, а период с 1917 по 1989 гг (72 года) - был временем существования СССР и социалистического лагеря. С 1989 по 2025 гг (очередные 36 лет) - это подобие становления уже Евразийского сообщества, включая Россию и Китай, которая имеет космический срок с 1917 по 2061гг (144-летний т.н. имперский цикл).

Нынешняя стадия этого цикла начнется на уровне 2025 г, когда во всем мире должно возобладать “новое мышление” (по аналогии с горбаческим пересмотром миропорядка в конце советского периода). Этот процесс затронет все страны мира и будет совпадать с началом нового миропорядка - переходом от материально-финансовой доминанты развития и глобального доминирования американской идеологии и военно-экономической монополии к всеобщей б цивилизации, так и восточно-евразийской (с учетом Китая, Индии, России и других стран БРИКСа), так и исламского мира, имеющего своих “небесных покровителей”. Начало этого социально-политического процесса совпадает с ожидаемыми в 2025 г. выборами лидеров ведущих стран (США, России и Китая) и необходимостью новых программных заявлений с их стороны., инициирующих пассионарность общественных сил человечества на новые устремления в будущее. Нынешнее военно-политическое противостояние между ведущими странами в результате победы “нового мышления” неизбежно приведет не к победе какой-либо одной из цивилизационных систем, а к их полноправному сосуществованию и собственной траектории развития.

На этом пути неизбежен расцвет восточно-евразийской цивилизации, включая “русский мир”, потому что именно он соответствует новому социогуманитарному миру, отражающему космопланетарное будущее человечества. А потенциал этого развития, включая природные и человеческие ресурсы как энергоинформационный источник космопланетарной динамики, дают основания надеяться на успех этого развития.

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ СО СТРАНАМИ ВОСТОЧНОЙ АЗИИ В НОВЫХ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Мастепанов А.М.

*Д.э.н., главный научный сотрудник, e-mail: amastepanov@mail.ru
Институт проблем нефти и газа РАН. 119333, г. Москва, ул. Губкина, дом 3*

Выступая в Иркутске в сентябре 2020 г., я уже отмечал, что Северо-Восточная и Юго-Восточная Азия или, для краткости, просто Восточная Азия, является одним из крупнейших макрорегионов планеты, наиболее динамично развивающимся геополитическим пространством мира, куда последовательно смещается центр тяжести мировой экономики и политики. Кроме того, этот регион представляет собой практически безграничный рынок энергетических товаров и услуг. Поэтому трудно представить лучший пример потенциального международного взаимодополнения в сфере экономики и энергетики, чем это географическое пространство, где одни страны богаты энергетическими, минерально-сырьевыми и другими природными ресурсами, другие – обладают самыми передовыми технологиями, а третьи – огромными трудовыми ресурсами.

Исходя из этого, до 2022 г. строилась и вся внешнеэкономическая политика нашего государства в энергетической сфере. На Китай, Республику Корея и Японию ориентировались основные экспортные проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока. Причём справедливо считалось, что объём экспорта углеводородов из России будет лимитироваться не столько спросом на них со стороны азиатских рынков, сколько возможностью их конкурентоспособного производства и транспорта в нашей стране.

Одной из наиболее перспективных стран для двустороннего сотрудничества в области водородной энергетики также считалась Япония.

Однако геополитические потрясения 2022 г. принесли гораздо больше проблем и неопределённости, чем можно было ожидать, не только для российской экономики, которая попала под мощнейшие санкции и в значительной мере оказалась в изоляции, но и для всей глобальной экономики и энергетики. Порождённая геополитическим кризисом вокруг Украины, новая волна пока ещё холодной войны оказала серьёзнейшее влияние как на их текущее состояние, так и на будущее крупнейших энергетических и инфраструктурных проектов и энергетических рынков, привела к резкому разрыву важнейших межрегиональных торговых отношений в области энергетики не только между Россией и Европой, но и с рядом других стран, включая Японию и Р. Корея.

В новых геополитических условиях, которые продлятся не один десяток лет, масштабное энергетическое сотрудничество России с этими государствами представляется невозможным, необходим поиск новых рынков и новых партнёров.

Безусловно, важнейшим таким партнёром в Восточной Азии для России останется Китай, на который уже в настоящее время приходится основная часть энергетического товарооборота России в этом регионе. Но один Китай все наши проблемы не решит.

К тому же с учётом основных целей энергетической политики Китая (обеспечение энергобезопасности страны и недопущение критической зависимости её как от импорта в целом, так и от одного поставщика энергоресурсов) рассчитывать на значительное увеличение поставок российских энергоресурсов в эту страну на выгодных для России условиях не

приходится. В частности, в условиях неопределённости с ролью природного газа как в политических кругах Китая, так и в его бизнесе, нереально рассчитывать на дальнейшее значительное увеличение экспорта российского газа, тем более что свой газ Китаю активно предлагает и другие страны.

В сложившихся геополитических условиях представляется необходимым нацелить сотрудников посольств и торговых представительств России в «дружественных» странах Восточной Азии на поиск новых возможностей энергетического сотрудничества с ними, причём не только и не столько в части наших поставок энергоресурсов, сколько в части содействия развитию национальных энергетик и связанных с ними областей деятельности.

Анализ соответствующих результатов исследований, выполненных нами и другими специалистами, показывает, что Россия могла бы стать крупным экспортёром технологий и ноу-хау в целом ряде энергетических областей, поскольку многие российские компании имеют опыт и компетенции в этих сферах. Немаловажно и то, что подобное сотрудничество позволит одновременно и диверсифицировать источники формирования государственного бюджета России, и открыть для её обрабатывающей промышленности новые рынки сбыта.

Со странами Восточной Азии, имеющими значительный научно-технический потенциал, целесообразно также развитие сотрудничества в сфере разработки новых технологий и материалов для возобновляемой энергетики, технологий аккумулирования энергии и повышения эффективности её использования.

Однако для обеспечения подобного инновационно-технологического сотрудничества в энергетической сфере как со странами Восточной Азии, так и другими государствами необходимо создать эффективные условия привлечения финансовых ресурсов к реализации инновационных проектов в самой России.

Рецепты решения этой задачи известны и неоднократно предлагались и бизнесом России, и представителями академической и отраслевой науки. Это налоговые освобождения и льготные кредиты; включение в себестоимость затрат на инновации с повышающим коэффициентом; льготные условия как для концентрации ресурсов по целевым научно-техническим направлениям и проектам; незамедлительный отказ от «остаточного принципа» государственного финансирования науки, придание ей статуса защищённой строки бюджета.

Необходимо также разработать и реализовать механизмы поддержки организаций, аккумулирующих и направляющих финансовые ресурсы в высокорисковые инновационные проекты, начиная с ранних стадий разработки.

Сможем это сделать — и сотрудничество со странами Восточной Азии «заиграет» совсем в других «оттенках», придав новые импульсы развитию как углеводородной и атомной энергетике, так и возобновляемым источников энергии.

НОВЫЕ ЦИКЛЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ БЕЗ ВЫБРОСОВ УГЛЕКИСЛОТЫ В АТМОСФЕРУ

Щинников Павел Александрович

Доктор технических наук, профессор, e-mail: tes.nstu@gmail.com,

Новосибирский государственный технический университет,

Новосибирск, Российская Федерация

Одним из глобальных вызовов устойчивого развития энергетики является современная климатическая повестка. Являясь одной из цивилизационных задач развития, климатическая повестка обуславливает снижение роста температуры и требует сокращения антропогенного выброса углекислоты в атмосферу. Учитывая, что одним из основных загрязнителей атмосферы углекислотой является энергетика на органическом топливе, происходит трансформация последней, получившая название «зелёный энергопереход». Вместе с тем доля органического топлива велика и, даже в условиях сокращения продолжает оставаться доминирующей в мировом энергобалансе, а задачи развития энергетики на органическом топливе рассматриваются через призму сокращения выбросов углекислоты в атмосферу.

Рассматривают несколько вариантов развития энергетики на органическом топливе, каждый из которых обладает экологическими достоинствами. Одним из наиболее перспективных можно считать направление, связанное со сжиганием природного газа в кислороде. В этом случае продукты сгорания являются рабочим телом для реализации термодинамических циклов, которые получили название «СО₂-циклы». Одним из них является цикл Аллама и для него имеется успешный опыт реализации в г. Ла-Порте, США. Практическая реализация цикла Аллама усилила интерес к подобным установкам. Известны исследовательские работы разных научных коллективов, в том числе и в России. В то же время актуальность исследований подобных новых технологий в энергетике высокая.

В докладе предлагается исследование СО₂-циклов разной архитектуры с выделением их термодинамических, энергетических и экономических особенностей. Термодинамический анализ циклов проведен в сравнении с широко используемыми в энергетике циклами. Оценки энергетической эффективности и показатели стоимости проведены в параметрической постановке задач анализа. Приводится поагрегатная оценка капиталовложений в основное оборудование.

Благодарности. Исследование выполнено при поддержке гранта Российского научного фонда № 23-29-00035, <https://rscf.ru/project/23-29-00035>.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

HYDROGEN PRODUCTION FROM BIOMASS GASIFICATION: PROSPECTS AND CONSTRAINTS

Electo Eduardo Silva Iora
Federal University of Itajubá

Energy transition politics seeks to mitigate global warming, climate change, and air pollution. In this sense, renewable energy utilization should be enhanced, but the intermittency of the primary sources: solar and wind, pose serious defies to satisfying existing demand curves. Hydrogen production through electrolysis and its utilization for energy storage could be a solution to renewable energy variability and intermittency, side by side with system flexibility enhancement, transport electrification, biomass energy utilization, and electricity accumulation in batteries.

In this sense, biomass gasification for hydrogen production from syngas has excellent potential due to massive biomass and residue availability at both global and Brazilian levels and its promising low production cost. Hydrogen from biomass allows the implementation of circular economy projects for biomass and waste conversion into fuels and electricity.

Conclusions.

- Fluidized bed gasifiers, using steam as the working fluid, are the most viable for hydrogen production, given their greater biomass processing capacity and hydrogen content in the synthesis gas.
- Among the primary catalysts, CeO₂-Ni-CaO proved to have the highest efficiency in increasing the Hydrogen volume fraction, on the order of 85.81% (volume). Using CaO, NiO, Olivina, Ni/dolomite, and Ni/Al₂O₃, the most frequently evaluated as primary catalysts allows increasing H₂ content in syngas in a range of 46.0 to 59.6 %.
- Efforts are being made, through primary catalyst utilization, to produce, already at the gasifier outlet, a gas with the highest possible content of hydrogen to allow a simpler purification train and considerably reduce the cost of the hydrogen obtained by biomass gasification.
- Hydrogen yield values from biomass gasification are in the range of 0.0154-0.165 kg H₂/kg Biomass.
- LCOH average values for biomass gasification to hydrogen process are in the range of 0.98 to 5.37 USD/kgH₂. This wide range results from uncertainties related to biomass price, plant CAPEX and size, as there are no industrial plants for hydrogen production from biomass gasification in operation.
- Average value of GWP in LCA studies of Hydrogen from biomass gasification are in the range of -0.5 to 8.0 in kg CO₂/kgH₂ and 11 to 14 in kg CO₂/kgH₂ for NG reforming.
- Catalyst deactivation due to ammonia, Sulphur compounds, and BTX in gas and the need for regeneration is an issue that deserves further studies.
- More experimental research at a pilot plant level is needed to improve the unit's integration and to advance to higher TRL values of the whole process.
- Increasing the efficiency of the primary catalyzers, which increases the hydrogen content at the gasifier outlet, simplifies the hydrogen purification train and reduces its costs.
- The bibliometric analysis showed that China, the USA, and Canada have the highest publications on hydrogen production via biomass. Core terms: gasification and hydrogen

production are connected with others such as syngas, fluidized bed, steam gasification, steam reforming, supercritical water, catalysts, as well as process simulations. The most cited authors are Guo. L. Jin. H., Dincer. I., Williams. P.T, and Chunfei. W.

SELECTIVE PRODUCTION OF FUEL BLENDSTOCK FROM LOW ALCOHOLS: A COMPARATIVE STUDY OF METAL-DOPED HZSM-5 ZEOLITE CATALYSTS

Smarte Anekwe¹, Bilainu Oboirien², Yusuf Isa¹

¹*School of Chemical and Metallurgical Engineering, University of the Witwatersrand, Johannesburg 2050, South Africa*

²*Department of Chemical Engineering Technology, University of Johannesburg, Johannesburg, South Africa*

This study focused on the effects of transition metal modification on HZSM-5 catalysts for the selective conversion of methanol and ethanol to liquid hydrocarbons. The hydrothermally synthesised HZSM-5 catalyst was modified with transition metals (Ni and Co) and evaluated at 350 °C and different space velocities (7 and 12 h⁻¹) for low alcohol conversion. Several techniques were used to characterise the catalysts, including XRD, FTIR, SEM-EDS, PSD, BET, N₂ adsorption, NH₃-TPD and TGA-DTA. The characterisation results confirmed the successful integration of the metal species into the HZSM-5 catalyst support. Performance evaluation of the catalysts consistently showed a similar preference for the generation of C₅-C₈ and C₉-C₁₂ hydrocarbons in methanol-to-hydrocarbon (MTH) conversion, achieving impressive conversion rates of > 99%. Specifically, the Ni-modified HZSM-5 catalyst showed the highest selectivity for C₁₂⁺ and C₉-C₁₂, while the Co-modified HZSM-5 catalyst favoured BTX and C₅-C₈ hydrocarbons in MTH conversions. In ethanol-to-hydrocarbon (ETH) conversion, all catalysts achieved conversion rates of > 99%, with varying product distributions. Ni/HZSM-5 showed the highest selectivity for C₉-C₁₂ and BTX, while Co/HZSM-5 preferred C₅-C₈-hydrocarbons in ETH. The modified catalysts exhibited improved selectivity for liquid fuel-blendstock hydrocarbons (>78 %) compared to the unmodified catalysts in the low alcohol conversion. However, the unmodified catalysts only recorded significant selectivity for C₁₂⁺ hydrocarbons in the ETH conversion. In addition, the deposition of carbonaceous material on the catalyst surface was investigated in this study. The results showed that the Ni-modified HZSM-5 catalyst exhibited excellent stability with minimal coke formation. On the contrary, the Co-modified HZSM-5 catalyst experienced higher levels of coke deposition, indicating a greater tendency to deactivate during MTH and ETH conversions. The Ni-modified HZSM-5 catalyst demonstrated excellent stability and performance in low alcohol conversion into fuel-range hydrocarbons. This study provides valuable insight into the development of efficient catalysts for the conversion of low alcohols to fuel blendstock, contributing to the advancement of catalysis and supporting the transition to sustainable energy. The improved selectivity and stability of the Ni-modified HZSM-5 catalyst brings us closer to environmentally friendly energy production.

Keywords: Catalysts, Cobalt, Coke deposition, Ethanol, Methanol, Nickel, Zeolite, ZSM-5

APPLICATION OF ROTATING PACKED BED TECHNOLOGY FOR BIOGAS UPGRADING

Atuman Samaila Joel*, Yusuf Makarfi Isa

e-mail: atuman.joel@wits.ac.za,*

School of Chemical and Metallurgical Engineering, Faculty of Engineering and Built Environment, Witwatersrand University, Johannesburg, South Africa

Biogas is a renewable energy source consisting mainly of methane, carbon dioxide, and other impurities. To meet the requirements as an energy source for vehicles, a purification process is required to remove the impurities (biogas upgrading and purification). Removal of CO₂ from the biogas stream, which accounts for about 40% of the impurities, is necessary to produce biogas (mainly methane) for use in vehicles. Chemical absorption of CO₂ using a rotating packed bed was considered due to its high CO₂ absorption efficiency and small column size. Aspen Plus and Visual Fortran software were used to develop a model, and the solvent monoethanolamine was used as the absorbent. The developed model was validated with experimental data, where the relative error is less than 10%. The process analysis performed shows: (a) CO₂ capture efficiency increases with rotation speed. (b) An increase in lean solvent concentration leads to an increase in CO₂ capture efficiency. (c) An increase in CO₂ concentration in biogas leads to a decrease in capture efficiency. (d) An increase in biogas throughput leads to a decrease in CO₂ removal efficiency. The study may be useful for the design and operation of intensified CO₂ capture from biogas streams for vehicle applications.

Keywords: process intensification, rotating packed bed, biogas upgrading, chemical absorption.

STUDY TO EVALUATE THE EFFECT OF TERRAIN SURFACE ON PERFORMANCE OF A WIND FARM IN NINH THUAN PROVINCE, VIETNAM

Dinh Van Thin, Nguyen Huu Duc, Le Quang Sang, Doan Van Binh

Topography is one of the important factors directly related to the distribution of wind resources, so it plays an important role in determining the layout and operation efficiency of wind power farms. In this research, we use a combination of Computational Fluid Dynamics (CFD) method and Geographic Information Systems (GIS) data to determine suitable locations for building wind turbines in complex terrain conditions. The selected region to build the analytical model is an area with many hills and mountains adjacent to the East Sea, in Thuan Nam and Ninh Phuoc districts, Ninh Thuan province. The first part, this article will provides a general method for determining the best locations for installation of wind turbines according to specific terrain conditions. Then, apply this method to build accurate 3D models for the area, the models are meshed by hexagonal elements combined with tetrahedron elements with side lengths of 200m. The results obtained from the models are the distributions of wind speed by altitude at specific locations such as mountain peaks, mountain slopes, valleys of the area pointed out. Based on these results, the locations with high and stable wind speed, suitable for wind turbine operation are suggested. In addition, the article also presents some locations where wind with high turbulence or eddy winds may appear, which may adversely affect turbine performance. Finally, the paper gives an optimal location map for a wind farm with a capacity of less than 100MW using a turbine with a 4MW capacity.

KEYWORDS: CFD Method, GIS Data, Wind Resources, Wind Power Plant Layout, Turbine's Blade Breakage.

SIMULATION STUDY TO OPTIMIZE THE USE OF RENEWABLE ENERGY IN AGRICULTURAL FARMS: A CASE STUDY IN THE NORTH OF VIETNAM

Nguyen Thi Thu Huong, Le Quang Sang, Vu Minh Phap, Doan Van Binh

Agriculture plays an important role in the economy and society of many countries in the world. Especially, Vietnam is a country with a high proportion of the agricultural sector. Many high technologies have been used to increase productivity and minimize the impact of production, harvesting, preliminary processing, and processing in agriculture on the environment. Using high-tech equipment on the farm has many benefits, meaning it will require more energy to operate than traditional methods. Therefore, using renewable energy in agricultural farms aims for maximum usage by arranging cyclical loads to make the most of on-site renewable energy sources efficiently and with little loss, most cost-effective, and much more economical than other conventional methods. The renewable energy system used for agricultural farms includes wind, solar, and biomass energy. A typical pilot model for a high-tech agricultural farm in North of Vietnam is studied. Construct an objective function, use least squares and a binary coding genetic algorithm to calculate the optimal simulation for operating loads in the agricultural farm. The load is flexibly arranged to make the most of solar and wind energy in the conditions of the North in Vietnam. The simulation results are presented in the content of the paper.

ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕНИЙ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

Санеев Б.Г.

*Д.т.н., заведующий отделом, профессор, e-mail: saneev@isem.irk.ru
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия*

Особенности энерго- и топливоснабжения потребителей в восточных регионах России обусловлены суровыми климатическими условиями территорий, повышенной потребностью в тепловой и электрической энергии, а также наличием богатых запасов угля и углеводородов. Анализ существующего состояния топливно-энергетического комплекса восточных регионов России позволил выделить несколько категорий этих особенностей: социально-экономические, инфраструктурные, отраслевые, топливно-энергетического баланса, эколого-климатические.

К социально-экономическим и инфраструктурным особенностям восточных регионов относятся: низкая плотность расселения по территории, демографическая специфика, богатая минерально-сырьевая база, растущие объемы добычи ресурсов, суровые климатические условия, бюджетная дотационность, протяженные расстояния, недостаточно развитая транспортная инфраструктура, существенная роль в обеспечении энергетической безопасности и в экспортных доходах страны, ограниченная пропускная способность транспортных магистралей, портов и терминалов.

В электроэнергетике характерна существенная доля гидрогенерации в составе энергосистем, преобладающая доля угля и повышенные удельные расходы топлива на тепловых электростанциях, повышенные потери электроэнергии в сетях, наличие изолированно функционирующих энергосистем, низкая доля возобновляемой энергетики, значительная доля автономного электроснабжения.

Для систем теплоснабжения свойственно доминирование мелких котельных, существенная доля неудовлетворительного состояния оборудования, повышенные расходы тепловой энергии, превалирование котельных с низким КПД, высокая доля ветхих тепловых сетей, преобладание угля и низкая доля природного газа в производстве тепловой энергии.

Особенностью угольной отрасли являются значительные запасы угля; высокая доля в добыче, переработке и поставках российских углей; существенная доля регионов в экспорте угля; экологические проблемы при добыче, транспорте и сжигании угля; логистические проблемы транспортировки, в том числе на экспорт.

В газоснабжении и газификации следует отметить значительные запасы природного и попутного газа, неразвитость либо отсутствие газоснабжающих и газотранспортных систем, низкий уровень газификации, высокая капиталоемкость и низкая окупаемость проектов газификации.

Из всего выше перечисленного складываются особенности топливно-энергетического баланса регионов: высокая доля добываемого угля, существенная доля гидроэнергетики, преобладание угля и низкая доля газа в топливном балансе тепловых электростанций и котельных, что значительно осложняет решение задачи декарбонизации экономики восточных регионов России.

Особенности текущего состояния энергетики обуславливают существенную долю восточных регионов в российской структуре выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и образования золошлаковых отходов от объектов генерации энергии; значительную долю котельных в структуре выбросов в атмосферу от объектов энергетики; различный ингредиентный состав выбросов от котельных и ТЭС; преобладание в выбросах загрязняющих веществ твердых частиц и оксидов серы; высокую долю в списке городов РФ с высоким уровнем загрязнения атмосферы. Для восточных регионов за счет преобладания угля в топливном балансе характерна высокая доля в эмиссии CO₂ от генерирующих объектов. Удельный выброс диоксида углерода на единицу сожжённого топлива в восточных регионах в 1,5 раза выше, чем в западной части РФ.

Исходя из перечисленных особенностей, при формировании направлений декарбонизации в восточных регионах России, наряду с повышением уровня газификации регионов и увеличением доли возобновляемых источников энергии, следует уделить особое внимание следующим:

- применение более эффективных технологий сжигания угля;
- предварительная подготовка угля перед сжиганием (технологии газификации угля и пр.);
- внедрение инновационных технологий на угольных ТЭС (с паро-, газотурбинными установками (ТПУ, ГТУ), с супер сверхкритическими параметрами (ТПУ ССКП) и т.п.);
- использование технологий улавливания CO₂.

Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2022-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ В МИРЕ РАЗДЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗОН

Попов С.П., Максакова Д.В.

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В третьем десятилетии 21 века началась практическая реализация проекта перехода к «безуглеродной» энергетике. Формально начало было отмечено вступлением в силу в 2016 г. Парижского соглашения по «борьбе с изменениями климата Земли». Вариант трансформирования мировой энергетической инфраструктуры обсуждался на Саммите G-20 в Японии (г.Осака). Основным документом, намечающим пути ускоренного и широкомасштабного расширения использования возобновляемой энергии в структуре конечного энергопотребления, был представленный Международным энергетическим агентством (но подготовленный со значительным вкладом Японии) доклад с аскетичным названием «Будущее водорода». Следующим событием, которое преподносится «западными» политиками и средствами массовой информации в качестве триггера по своему воздействию на мировую энергетику, стала начавшаяся в 2022 г. Специальная военная операция России на территории Украины. К 2023 г. среди «развитых стран» сложился консенсус по окончательному принятию решения об ускоренном переходе к «безуглеродной» энергетике в ближайшие два-три десятилетия.

В 2023 году в ходе первого раунда «глобального подведения итогов» будет оценён прогресс в достижении целей Парижского соглашения. Это послужит стимулом к принятию на страновом уровне амбициозных климатических мер, которые позволят удержать потепление ниже 1,5 градусов Цельсия. [1]

Россия является крупнейшим и наиболее диверсифицированным поставщиком на мировые энергетические рынки невозобновляемых энергоресурсов (НВЭР), урана и услуг по его обогащению. Безусловно, предстоящая радикальная трансформация этих рынков представляет важное значение не только для топливно-энергетического комплекса России, но и в целом для технологического, социального, экономического и политического развития нашей страны.

В докладе делается попытка формирования под влиянием разнонаправленных факторов сценария вероятного развития мировых энергетических рынков (с акцентом на регион Северо-восточной Азии) на предстоящие три десятилетия.

Список источников

1. Парижское соглашение. // ООН [Электронный ресурс]. URL: <https://www.un.org/ru/climatechange/paris-agreement>.

ВЛИЯНИЕ ТРАНСПОРТНОЙ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ НА ВОСПРОИЗВОДСТВО ЗАПАСОВ ГАЗА В РЕГИОНАХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Филимонова Ирина Викторовна

*д.э.н., профессор, заведующая Центром экономики недропользования нефти и газа,
e-mail: filimonovaiv@list.ru*

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения
Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирская область, г. Новосибирск,
проспект академика Коптюга, д. 3.*

Стимулом к освоению запасов газа в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока стало строительство в 2019 г. магистрального газопровода «Сила Сибири-1», который позволил вовлечь в хозяйственный оборот Чаяндинское и Ковыктинское месторождения и организовать первые поставки трубопроводного газа в Китай. Сырьевой базы этих двух месторождений достаточно для полноценной работы газопровода до 2050 г., поэтому прирост запасов газа в восточносибирских и дальневосточных регионах будет определяться потребностями новых экспортных маршрутов, проектируемых заводов СПГ, новых мощностей по глубокой переработке газа и газохимией, но прежде всего темпами газификации регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Газификация российских регионов в целом по России находится на высоком уровне и составила по итогам 2021 г. 72%. По данным А. Новака, это существенно выше уровня газификации крупнейших стран Европы, таких как Германия (47%), Франция (38%), Испания (32%). Однако, несмотря на высокий средний уровень газификации в России, сохраняются существенные диспропорции между восточными и западными регионами. Наибольший спрос на газификацию предъявляется со стороны регионов с наименее развитой газотранспортной инфраструктурой, расположенных преимущественно в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Численность населения в этих регионах, по данным Росстата оценивается в 13,4 млн человек. При этом уровень газификации в Дальневосточном федеральном округе оценивается в 24%, а в Сибирском – всего в 17%. Потенциальный объём потребления природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может составить 30 млрд куб. м.

Для реализации ближайших планов по газификации до 2025 г. новые приросты запасов газа не потребуются, поскольку программы регионов обеспечены газом уже разрабатываемых месторождений Иркутской области, Красноярского края и Республики Саха (Якутия). Однако в средне- и долгосрочной перспективе для удовлетворения потребностей в газе всего населения и промышленности регионов, а также развития перерабатывающих и химических производств будут необходимо проведение крупномасштабных геологоразведочных работ и формирование новой стратегии развития газопроводной инфраструктуры.

Перспективы по газификации связаны не только с газовыми месторождениями, разрабатываемыми преимущественно ПАО «Газпром», но и нефтегазоконденсатными, операторами освоения которых являются нефтяные компании. Значительные запасы газа (свободного газа, газа газовых шапок и растворённого в нефти) сосредоточены на нефтегазоконденсатных месторождениях, разработку которых нефтяные компании ведут с 2008 г., когда был введён в эксплуатацию магистральный газопровод «Восточная Сибирь – Тихий океан». Однако большая их «заморожена», поскольку нефтяные компании ограничены

в возможности окупать затраты на их освоение за счёт высоких экспортных цен, а реализация газа по ценам внутреннего рынка представляется не целесообразной. Стимулом должна стать программа государственно-частного партнёрства, где государство возьмёт на себя инвестиции по формированию транспортной составляющей и не только трубопроводов, но также автомобильных и железных дорог для организации как сетевой, так и автономной газификации.

Приоритетная заинтересованность государства в удовлетворении газом внутренних потребностей населения и промышленности регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока может стать стимулом формирования и реализации комплексной программы газификации с привлечением недропользователей.

Благодарность. Исследование выполнено в рамках государственного задания ИНГГ СО РАН по проекту № FWZZ-2022-0013.

Список источников

1. Новак А. Ускоренная газификация регионов России – благополучие и комфорт наших граждан // Энергетическая политика. – 2022. – №. 7 (173). – С. 6-11.
2. Пляскина Н. И., Харитонов В. Н., Вижина И. А. Будет ли газовый контракт "Сила Сибири" драйвером газонефтехимических кластеров востока России? (Часть 1) // Бурение и нефть. – 2015. – №. 2. – С. 16-20.
3. Сысоева Н. М., Кузнецова А. Н. Влияние газопровода "Сила Сибири" на развитие прилегающих территорий Иркутской области // Регион: экономика и социология. – 2016. – №. 2. – С. 165-180.
4. Филимонова И. В. и др. Газопровод "Сила Сибири"-основа формирования нового центра добычи и переработки газа на востоке страны // Газовая промышленность. – 2019. – №. 5 (784). – С. 86-95.
5. Шарф И. В., Чухарева Н. В., Кузнецова Л. П. Финансовые аспекты реализации проекта по строительству участков газопровода "Сила Сибири" // Фундаментальные исследования. – 2014. – №. 8-5. – С. 1158-1163.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ВЛИЯНИЯ ОТРАСЛИ ПЕРЕРАБОТКИ ПЛАСТИКОВЫХ ОТХОДОВ НА МИРОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЫНКИ

Капустин Никита Олегович

Научный сотрудник, e-mail: nikita.kapustin@eriras.ru

Институт Энергетических Исследований РАН, г. Москва, Российская Федерация

Борьба с пластиковым загрязнением окружающей среды в последние годы стала одной из центральных тем мировой экологической повестки, практически наравне с влиянием на климат антропогенных выбросов парниковых газов. Активный рост потребления пластика, особенно в последние 10-15 лет, привел к взрывному росту объёмов производимых пластиковых отходов. Действующие мировые системы утилизации оказались не способны эффективно обращаться и извлекать ценность из этих материалов – больше 60% их оказывается на свалках или загрязняют окружающую среду. Причем, в отличие от большинства видов муниципальных отходов, полимеры практически не разлагаются в естественных условиях и наносят значительный вред биосфере.

Оценки авторов показывают, что в перспективе проблема менеджмента полимерных отходов будет только усугубляться – при сохранении текущих темпов роста потребления пластика, мировая генерация отходов к концу десятилетия может вырасти практически на треть, с 238 до 310 млн. т в год. Причем основной прирост придется на развивающиеся страны, где системы утилизации являются наименее развитыми (Рис. 1).

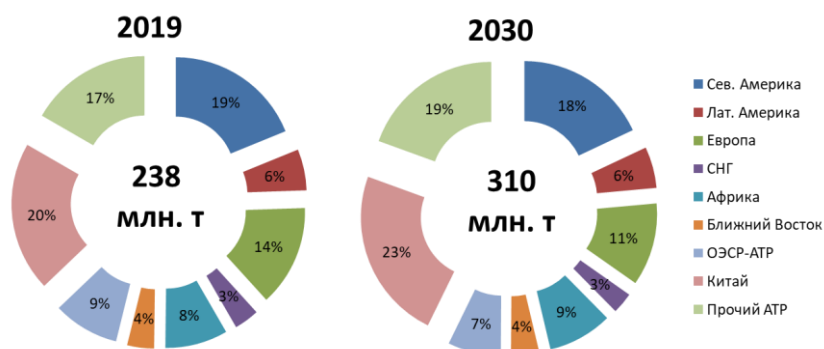


Рис. 2. Прогноз мировых объемов пластиковых отходов в региональной разбивке

В качестве основных решений предлагаются как сокращение непосредственного потребления пластика, так и, в первую очередь, расширение полезной утилизации пластиковых отходов: переработки пластикового мусора во вторичное сырье для повторного использования и энергию. Таким образом, развитие сегмента утилизации пластика важны не только с точки зрения защиты окружающей среды, но и для энергетических рынков: с одной стороны, расширение переработки пластика во вторичное сырье способно оказать понижающее давление на спрос на жидкие углеводороды в качестве сырья для нефтехимического синтеза и таким образом повлиять на нефтяной рынок в целом; с другой, сжигание пластика на специализированных предприятиях с выработкой тепла и электричества способно выместить часть потребления иных энергоносителей из энергобаланса отдельных стран. В связи с этим, исследование мировых систем обращения с пластиковыми отходами является актуальной научной задачей в области системных исследований в энергетике.

Пластиковые отходы имеют значительный ресурсный потенциал. По оценкам авторов, 310 млн. т отходов, с учетом технологических ограничений, могут быть преобразованы в 200 млн. т вторичного сырья (полимерных пеллетов и синтетической нефти) или примерно в 1 ТВт*ч электроэнергии. При этом, анализ актуальных государственных планов по развитию сегментов переработки отходов в энергию и вторичное сырье показывает, что они недостаточно проработаны и амбициозны даже в развитых странах. Так по совокупности планов до 30-го года, общий мировой рост мощностей по переработке и энергетическому сжиганию составит всего около 43 млн. т в год, что покрывает лишь половину от одного лишь ожидаемого прироста производимых отходов. Таким образом, по оценкам авторов, прирост производимых полезных продуктов (вторичного сырья и электроэнергии) из пластиковых отходов вырастет незначительно, чтобы стать фактором на мировых энергетических рынках (Рис. 2)

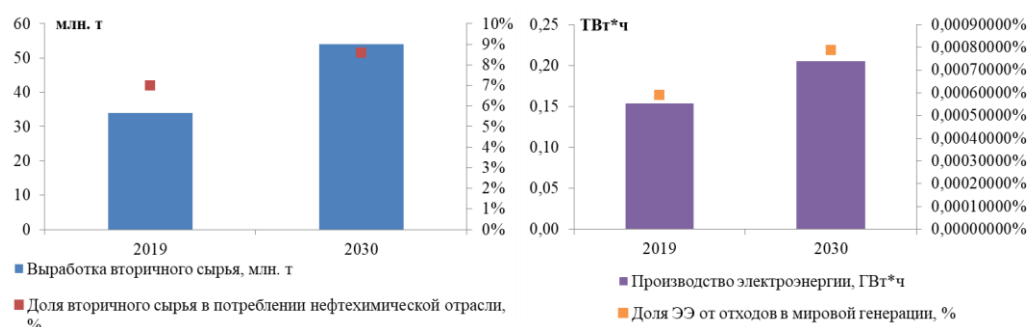


Рис. 3. Прогноз мировой выработки вторичного сырья и электроэнергии из полимерных отходов и их доли на соответствующих рынках в соответствии с актуальными государственными планами

Для полной реализации потенциала промышленности по полезной утилизации отходов требуется радикальный пересмотр планов и создание действенных инструментов финансовой и технологической поддержки.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

Список источников

1. Н.О. Капустин. Выработка подходов для моделирования и прогнозирования рынка пластика с учетом формирования «циркулярной экономики» // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2023. №1 (29). С. 123-134.
2. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с. - ISBN 978-5-91438-028-8.
3. Н.О. Капустин, Д.А. Грушевенко. Оценка долгосрочных перспектив спроса на рынке пластика в условиях трансформации отрасли // Проблемы прогнозирования. 2023. № 2 (197). С. 126-140. DOI: 10.47711/0868-6351-197-126-140.

**ВОСТОЧНЫЙ ВЕКТОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГОПЕРЕХОДА**

Шакиров Владислав Альбертович

Кандидат технических наук, e-mail shakirov@isem.irk.ru

Попов Илья Сергеевич

Инженер,

Всеволодов Денис Александрович

лаборант,

Соловых Юрий Алексеевич

лаборант,

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

Иркутск, Российская Федерация

Развитие энергетических систем в современных условиях определяется целым рядом вызовов и факторов: стремительное развитие новых технологий, повышенное внимание к проблемам окружающей среды, рост энергопотребления, ограниченность ресурсов и др. Задача долгосрочного прогнозирования развития энергетических систем осложнена неопределенностью будущих условий, многочисленностью существующих и перспективных технологий, наличием экономических, технологических и экологических ограничений. Дан обзор подходов к моделированию долгосрочного развития энергетических систем и представлены результаты моделирования для отдельных восточных регионов России.

РЫНКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА: 30 ЛЕТ ТРАНСФОРМАЦИЙ

Дёмина О.В.

канд. экон. наук, старший научный сотрудник, demina@ecrin.ru

Найден С.Н.

*докт. экон. наук, заместитель директора по научной работе, nayden@ecrin.ru
Институт экономических исследований ДВО РАН, Хабаровск, Тихоокеанская, 153*

В силу отраслевых особенностей организации предложения и потребительских свойств энергии рынки электрической и тепловой энергии необходимо описывать совместно. В то же время институциональные преобразования рынков, структурная перестройка спроса и его динамика на рынках электрической и тепловой энергии в 1992-2022 гг. не совпадали, что приводило к ухудшению показателей функционирования ТЭЦ, потери их конкурентоспособности на обоих рынках.

В предреформенное десятилетие (1980-1992 гг.) на Дальнем Востоке сохранялся острейший дефицит электрической и тепловой мощности, несмотря на активное строительство объектов электро- и теплоэнергетики. В 1990-х гг. на фоне экономического кризиса резкое сокращение спроса сняло остроту проблемы дефицита мощностей. В 2000-2010 гг. наблюдался восстановительный рост потребления электроэнергии, только после 2010 г. объем спроса превысил уровень 1992 г. и продолжает расти. Для тепловой энергии ситуация менее благоприятная, уровень 1992 г. по объемам производства и потребления тепловой энергии еще не достигнут.

С 1992 г. в России осуществляется государственное регулирование цен на электрическую и тепловую энергию, которые для отдельных групп конечных потребителей ниже уровня фактических затрат. Активная фаза реформирования рынка электрической энергии осуществлялась в 1998-2008 гг. Основной целью было вывести отрасль из кризиса: повысить эффективность, привлечь крупные инвестиции, осуществить технологическую модернизацию, при этом осуществить переход от регулируемых к рыночным ценам на электроэнергию. С 2011 г. был осуществлен полный переход к свободным ценам на электроэнергию на оптовом рынке в стране. Электроэнергетику Дальнего Востока реформа не затронула, в регионе сохраняется регулирование цен для конечных потребителей, с 2011 г. произошла консолидация активов в руках ПАО Русгидро. В ценовых зонах оптового рынка развитие генерации осуществляется с помощью специальных механизмов: договоров на покупку мощности и программ модернизации тепловой генерации, за исключением объектов на Дальнем Востоке, которые не попадают под условия конкурентного отбора, и решения, по которым регулируются вручную распоряжениями Правительства РФ. Таким образом, цели реформы в рамках макрорегиона на сегодняшний день не достигнуты. Однако предполагается, что к 2030 г. наиболее развитая южная часть рынка электроэнергии Дальнего Востока, в зоне функционирования ОЭС Востока, будет преобразована в ценовую зону, тем самым осуществлен переход к рыночным условиям.

Трансформации рынка тепловой энергии начались в 2017 г. с внедрения целевой модели рынка тепловой энергии, заключающейся в переходе к ценовым зонам, в которых государственное регулирование тарифов замещается ценообразованием на основе потолка цен: стоимости поставки тепловой энергии от альтернативного, замещающего

централизованное теплоснабжение, источника тепловой энергии (цена «альтернативной котельной»). Основным участником рынка становится единая теплоснабжающая организация (ЕТО), которая будет нести адресную ответственность перед потребителями за качество и надежность услуг. Вводятся обязанности ЕТО по разработке схемы теплоснабжения. Усилится ответственность ЕТО за невыполнение или недобросовестное выполнение своих функций, в т.ч. вводятся экономические санкции за несоблюдение ЕТО своих функций. Цель реформы – привлечение инвестиций для модернизации убыточной отрасли без резкого скачка цен для потребителей тепловой энергии. Однако расчеты показали, что предложенный механизм сработает далеко не во всех регионах. В итоге реформа идет медленно: с 2018 г. по 2021 г. только 32 населенных пункта перешли на использование модели альтернативной котельной. По плану Министерства энергетики Российской Федерации к 2024 г. в ценовую зону теплоснабжения войдут 35 регионов, к 2035 г. — 65. О результатах реформы пока не позволяет говорить ни динамика, ни масштаб рынков, которые осуществили переход к ценовым зонам.

Одновременно с 1992 г. проводится реформа коммунального сектора экономики, направленная на сокращение бюджетных расходов, постепенный перевод производителей коммунальных услуг (включая тепло и электроэнергию) на полную самоокупаемость за счет перехода населения на 100%-ую оплату жилья и коммунальных услуг, сохраняя за государством поддержку социально незащищенных слоев. Однако глубокий и затяжной переходный кризис 1990-х годов на фоне либерализации цен спровоцировал стремительный рост тарифов на жилищно-коммунальные услуги, опережающий рост потребительских цен, резкое сжатие платежеспособного спроса на фоне сокращения реальных доходов, сокращение государственного субсидирования предприятий и падение уровня жизни населения. Последнему в немалой степени способствовали высокие темпы роста тарифов на энергоуслуги (электроснабжение, отопление, горячее водоснабжение), что вполне объяснимо с точки зрения масштабов и технологии производства коммунальных услуг, а также географических особенностей страны, где значительная часть населения проживает в сложных природно-климатических условиях.

При этом государство, помимо контроля за ростом тарифов в виде определения предельных «потолков», сохраняет специально установленный уровень возмещения издержек ниже затрат при производстве коммунальных услуг ресурсоснабжающими организациями. Для населения ДФО он составляет примерно 61%. Компенсация разницы между установленными платежами для населения и фактическими затратами производителей услуг (по экономически обоснованным тарифам) возлагается на бюджеты субъектов ДФО, что является для них дополнительной нагрузкой. В группу регионов, для населения которых государство устанавливает более низкий уровень возмещения попадают изолированные энергосистемы, где наиболее высокие затраты на производство электрической и тепловой энергии, что обусловлено высокими ценами на топливо и доставку в удаленные районы. Кроме того, для этих регионов характерна низкая плотность населения и неравномерное пространственное распределение экономической деятельности, что существенно снижает уровень загрузки генерирующих мощностей и увеличивает расходы на содержание сетевой инфраструктуры. Поэтому, несмотря на сдерживание роста тарифов между субъектами ДФО сохраняется значительный разброс цен на коммунальные услуги для населения, особенно в

удаленных и депрессивных районах макрорегиона, что создает дополнительную нагрузку на бюджеты домашних хозяйств.

Реализуя политику социальной поддержки населения Дальнего Востока, государство продолжает опекать население, сохраняя льготы для отдельных категорий граждан и выплачивая субсидии для семей с низким достатком. Но даже при сниженных тарифах и с учетом уже полученных субсидий и льгот нагрузка на бюджеты домашних хозяйств оказывается выше, чем в среднем по стране. И основную долю в этих расходах занимает оплата за теплоснабжение и электроснабжение, которая для северных регионов достигает 75-80% в структуре коммунальных услуг. Высокая пространственная неоднородность проявляется в дифференциации покупательной способности населения как между регионами Дальнего Востока, так и внутри каждого региона, что создает дополнительные проблемы при выборе мер государственной поддержки и способах их реализации. Применение на Дальнем Востоке механизмов общих для страны дает неоднозначные результаты. В случае перехода на полное возмещение стоимости услуг теплоснабжения и электроснабжения, но при сохранении ограничений на максимальную долю в расходах населения (в пределах 22%) объем субсидирования из региональных бюджетов (включая сохранение льгот) в целом по ДФО практически не уменьшится, что противоречит достижению основных целей реформы.

Список источников

1. Уринсон Я.М., Кожуховский И.С., Сорокин И.С. Реформирование российской электроэнергетики: результаты и нерешенные вопросы. Экономический журнал ВШЭ. 2020. № 24(3). С.323-339.
2. Гапо Е.Г., Пузаков В.С. Схемы теплоснабжения российских городов и реальная жизнь // Новости теплоснабжения. 2020. № 2. С. 8–22.
3. Найден С.Н. Дёмина О.В. Реформа теплоснабжения: последствия для дальневосточных потребителей // ЭКО. 2019. №3. С. 21- 36. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-3-21-36
4. Дёмина О.В. Особенности развития региональных систем электро- и теплоснабжения // Регионалистика. 2017. Т. 4. № 5. С. 35–49. DOI: 10.14530/reg.2017.5
5. Семикашев В.В., Гайворонская М.С., Терентьева А.С. Исследование удовлетворенности качеством теплоснабжения на основе социологических опросов в муниципалитетах, перешедших в ценовые зоны теплоснабжения (на примере г. Рубцовска и р.п. Линево) // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2021. С.364-283. DOI: 10.47711/2076-318-2021-264-283.
6. Стенников В.А., Пеньковский А.В. Теплоснабжение потребителей в условиях рынка: современное состояние и тенденции развития // ЭКО. 2019. №3. С.8-20 DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-3-8-20

ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)

Павлов Никита Владимирович

и.о. зав. отделом, e-mail: pavlov_nv@iptpn.ysn.ru

Лепов Валерий Валерьевич

д.т.н., директор, e-mail: leпов@iptpn.ysn.ru

Прохоров Дмитрий Валерьевич

к.т.н., с.н.с., e-mail: prokhovdv@gmail.com

Васильев Семен Семенович

вед.инж., e-mail: vasilievss_ykt@mail.ru

Иванова Альбина Егоровна

вед.инж., e-mail: aeiva@mail.ru

Петрова Татьяна Николаевна

вед.инж., e-mail: tn_petrova_s@mail.ru

*Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН
Якутск, Российская Федерация*

Водородная энергетика в силу ряда объективных причин давно привлекает внимание мирового научного сообщества, и в настоящее время включена в число приоритетных направлений развития Энергетической Стратегии Российской Федерации до 2035 г., а также решение связанных с ней задач позволило бы решить ряд научных проблем и разработать перспективные технологии получения и использования водорода, для ее масштабного промышленного применения имеется ряд существенных препятствий, связанных как с обеспечением безопасности хранения и транспорта водорода, так и с сохранением его чистоты от примесей и загрязнений [1].

Существует необходимость оценки перспектив непосредственного получения и применения водорода в Республике Саха (Якутия), основываясь на разведанных запасах и доступности природного газа, резервов энергии от существующих и перспективных электростанций, но и предварительного решения ряда смежных проблем, связанных с выбором и разработкой подходящих материалов, технологий и логистических задач, а также мер безопасности, диагностики и обнаружения утечек [2,3].

Наряду с этим одной из важнейших и неотложных задач для Дальневосточного федерального округа, и Республики Саха (Якутия) в частности, является регулярная и своевременная актуализация стратегических направлений развития энергетики северных и арктических регионов. В качестве одного из потенциальных направления использования водорода рассматривается обоснование его использования для энергоснабжения потребителей энергетически изолированных районов и территорий в Арктике. Учитывая, что добыча, транспортировка и использование природного газа связаны также с проблемой выделения из него и обеспечения хранения и транспортировки такого стратегического сырья как гелий, эти вопросы должны решаться совместно и в рамках большой комплексной федеральной программы.

Важнейшими факторами при хранении и транспортировке водорода при этом становятся выбор соответствующих материалов и моделирование процессов, связанных с замедленным разрушением конструкций под действием водорода, его диффузией и накоплением коррозионных повреждений. Особенно опасным является сочетание низких

температур и статических напряжений в конструкции при наличии водорода или углеводородов, приводящее к локализации деформации и хрупким разрушениям. Водородное охрупчивание характерно для большинства сталей и титановых сплавов [2].

Опасным действием на металлические материалы, понижающим их пластические свойства, обладает и гелий, однако его действие усиливается при высоких температурах [4]. Гелиевая пористость и высокотемпературное гелиевое охрупчивание характерно для материалов атомных реакторов, в которых гелий образуется при интенсивном облучении.

Для обеспечения безопасности хранения и транспортировки водорода и гелия, таким образом, кроме соблюдения ряда стандартных норм и рекомендаций [5], необходим также обоснованный комбинированный численный расчет, связанный с предотвращением опасности разрушения конструкций вследствие процессов деградации.

Развитие энергоснабжения децентрализованных потребителей республики должно быть направлено, в первую очередь, на обеспечение их долгосрочной энергетической безопасности экологически приемлемыми технологиями. При этом, выбор тех или иных технологий или их сочетания должен быть обоснован путем системного анализа с учетом изменяющихся социально-экономических, экологических, природных, нормативно-правовых, технологических, политических и иных условий. Системный анализ должен включать разработку альтернативных вариантов энергоснабжения потребителей.

Список источников

1. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 N 1523-р “Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года”
2. Михайлов В.Е., Лепов В.В., Алымов В.Т., Ларионов В.П. Замедленное разрушение металлоконструкций. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999 – 224 с.
3. Филиппов С.П., Ярославцев А.Б. Водородная энергетика: перспективы развития и материалы // Успехи химии. 2021. №6. Т.90, С.627-643.
4. Онуфриев В. Д., Сокурский Ю.Н., Чуев В.И: Исследование влияния гелия на свойства материалов с помощью имплантационных экспериментов. Москва: ИАЭ-3070, 1978. 20 с.
5. Коробцев С.В., Фатеев В.Н., Самсонов Р.О., Козлов С.И. Безопасность водородной энергетике // Транспорт на альтернативном топливе, 2008. №5(5). С.58-72.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕГИОНАХ РОССИИ С УЧЁТОМ ИЗМЕНЕНИЙ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ, МЕЖТОПЛИВНОЙ КОНКУРЕНЦИИ И РЕГИОНАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ

Немов Василий Юрьевич

к.э.н., с.н.с., e-mail: nemovvu@ipgg.sbras.ru

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН),
Новосибирск, Российская Федерация*

Топливный рынок является важнейшим инфраструктурным фактором, который обеспечивает возможность устойчивого развития экономики. В связи с этим важной задачей для государства является определение стратегических направлений развития топливного рынка в регионах и обеспечение условий для его развития. Вместе с тем определение ключевых параметров развития топливного рынка является нетривиальной задачей и требует учета множества факторов, уникальных для каждого региона.

Автором предложен подход к прогнозированию объёма потребления основных нефтепродуктов – бензина и дизельного топлива на транспорте. На первом этапе выполняется прогноз количества легкового и грузового автомобильного в субъектах федерации. На втором этапе определяется оптимальная стратегия развития топливного рынка в отношении структуры использования автомобильного топлива (нефтепродукты, газомоторное топливо, электричество) для каждого субъекта.

Для определения перспективных направлений развития и диверсификации топливного рынка регионов в зависимости от социально-экономических, инфраструктурных, климатических параметров используется метод кластеризации. Предполагается, что можно выделить три вектора развития топливного рынка: стимулирование развития газомоторного топлива, стимулирование развития электротранспорта или сохранение ведущей роли традиционного автомобильного топлива.

Кластерный анализ позволил распределить регионы на три группы и сформулировать приоритетные направления развития топливного рынка.

В первую группу вошли регионы с большим отдалением от НПЗ, холодной зимой и небольшим количеством крупных городов, низкой плотностью дорожной сети. Среди субъектов Сибирского федерального округа в эту группу входят Республики Тыва, Бурятия и Саха (Якутия), а также Забайкальский край. Для таких регионов оптимальным сценарием будет стимулирование развития рынка газомоторного топлива и поддержка населения по конвертации двигателей для работы на газомоторном топливе.

Во вторую группу регионов вошли субъекты с относительно высокой плотностью автомобильных дорог, большим числом крупных городов, более мягкой зимой и средним отдалением от НПЗ. В этих регионах также имеются признаки более высокой нагрузки на экологию. В эту группу вошли Республика Хакасия, Алтайский край, Красноярский край (юг), Кемеровская область, Новосибирская область и Приморский край. Для этой группы регионов целесообразно стимулировать переход на альтернативное топливо. При этом в отличие от первой группы, помимо газомоторного топлива высоким потенциалом обладает и развитие электротранспорта.

В третью группу вошли Республика Алтай, Иркутская, Омская, Томская, Амурская, Сахалинская области, Хабаровский край и Еврейская автономная область. Небольшое количество и низкая плотность сети крупных городов, относительно низкая плотность автомобильных дорог и холодные зимы ограничивают потенциал развития электротранспорта. Таким образом, для данной группы регионов целесообразно сосредоточиться на развитии традиционного и газомоторного автомобильного топлива.

Благодарность. Исследование выполнено в рамках проекта РНФ № 22-28-02056.

Список источников

1. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Прогнозирование энерго- и нефтепотребления автомобильным транспортом в регионах Российской Федерации // Экономика региона – том 13 – № 3 – С. 859-870 – 2017
2. Eder L.V., Nemov V.Y. Forecast of energy consumption of vehicles // Studies on Russian Economic Development – том 28 – № 4 – С. 423-430 – 2017
3. Joyce Dargay, Dermot Gately and Martin Sommer. Vehicle Ownership and Income Growth, Worldwide: 1960-2030 // Energy Journal, 2007, Vol. 28, No. 4
4. B. Liddle и S. Lung The long-run causal relationship between transport energy consumption and GDP: Evidence from heterogeneous panel methods robust to cross-sectional dependence. Economics Letters. Vol.: 121 (2013), Pages: 524-527

ФАКТОРЫ СТРУКТУРНОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОГО ГАЗОВОГО РЫНКА

Проворная Ирина Викторовна

к.э.н., доцент, с.н.с., e-mail: provornayaiv@gmail.com

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения
Российской академии наук (ИНГГ СО РАН),
Новосибирск, Российская Федерация*

Российская экономика находится на пороге нового этапа развития, который обусловлен исключительным влиянием геополитических факторов. Происходит ежегодный рост потребления газа в мире, что связано с энергетической эффективностью и экологической чистотой данного вида органического топлива. Рост потребления газа и газовой продукции связан как с удовлетворением растущего энергопотребления в целом, так и с замещением угля в энергетике и нефтепродуктов в транспортном секторе.

Таким образом, за последние 10 лет потребление природного газа в мире выросло на 20 % и продолжает увеличиваться опережающими темпами в сравнении со всеми энергоносителями и глобальным значением энергопотребления (15 %).

В среднесрочной перспективе продолжится увеличение доли природного газа в мировом энергетическом балансе. Особенностью мирового газового комплекса является несоответствие между географическим распределением запасов и крупнейшими центрами потребления газа, снижение уровня обеспеченности запасами текущего уровня добычи, геополитическая обстановка в мире, что приводит к очевидной трансформации мирового газового рынка.

В настоящее время одним из последствий такой трансформации для России может стать потеря перспективных рынков сбыта газа. Такие изменения влияют на формирование доходов федерального бюджета, сальдо торгового баланса и соответственно на уровень социально-экономического развития страны и регионов. Современная геополитическая ситуация, определившая переориентацию транспортных потоков на внутренний рынок, создаёт новые благоприятные условия для повышения уровня газификации российских регионов, развития газопереработки, газохимии и новых транспортных коридоров на востоке страны, включая расширение рынков сбыта за счёт стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Ожидается, что эти факторы будут способствовать социально-экономическому развитию регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Необходимо обеспечить конкурентоспособные и технологически надежные возможности поставок газа на другие рынки (внутренний и внешний). Новые газовые потоки будут проходить по территории регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, что способствует повышению уровня социально-экономического развития этих регионов, так как в настоящее время наблюдается значительное отставание дальневосточных регионов от среднероссийского уровня по ключевым социально-экономическим показателям.

Благодарность. Исследование выполнено в рамках проекта РНФ № 23-78-10156.

Список источников.

1. Чувывчкина И. А. Северный поток-2» и трансформация энергетического рынка ЕС //Россия и современный мир. – 2022. – №. 1 (114). – С. 103-123.

2. Меджидова Д. Д. Энергопереход и трансформация специфичности европейского газового рынка //Вестник международных организаций: образование, наука, новая экономика. – 2021. – Т. 16. – №. 3. – С. 161-182.
3. Филимонова И. В., Эдер, Л. В., Проворная, И. В., Комарова, А. В. Оценка эффективности газодобывающих предприятий Сибири в условиях трансформации финансовой и организационной системы //Экологический вестник России. – 2018. – №. 9. – С. 11-20.
4. Телегина Е. А., Студеникина Л. А., Тыртышова Д. О. Трансформация газовых рынков: глобализация и конкуренция //Энергетическая политика. – 2020. – №. 1 (143). – С. 60-69.

ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В БАЙКАЛЬСКОМ РЕГИОНЕ

Сысоева Наталья Михайловна,

Доктор геогр. наук, зав. отделом, e-mail: syssoeva@oresp.irk.ru

Цзян Константин Сюевич,

инженер

Кротова Вера Сергеевна

инженер

Иркутский научный центр СО РАН, Иркутск, Российская Федерация

В докладе рассматриваются вопросы, связанные с институциональной структурой энергетики Иркутской области и Байкальского региона. Производство электрической энергии – это не только произведенная продукция важнейшей инфраструктурной отрасли экономики, поставляемая другим экономическим агентам и формирующая специализацию региона. Это еще и основа для развития собственного бизнеса, дающего работу жителям области в сфере, связанной с электроэнергией. Анализ структуры предприятий, связанных с электроэнергетикой, проводился на основе базы данных Агентства экономической информации «Прайм», согласно которой на территории Иркутской области в 2022 г. было зарегистрировано 156 организаций, где производство, передача и распределение энергии являются основным видом деятельности. Часть из них широко известна – это системообразующие предприятия ПАО «Иркутскэнерго»: филиалы Братская ГЭС, Иркутская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, кроме того, через дочернюю Байкальскую энергетическую компанию в ведении «Иркутскэнерго» находится 11 тепловых электростанций области. Предприятия вне этой системы связаны с местным сообществом и его предпринимательским потенциалом.

Из предприятий, производящих электроэнергию, и не входящих в систему «Иркутскэнерго», 20 учреждены физическими лицами, и 4 – юридическими лицами (как правило, местными органами власти). Ряд из них зарегистрирован в Иркутске, однако большинство из них действует вне областного центра. Персонал таких компаний во многих случаях составляет по несколько десятков человек. За последние пять лет сменилась четверть компаний, связанных с физическими лицами, при этом к 2021 г. возросло число убыточных компаний, что можно связать с различными ограничениями в деятельности их потребителей из-за пандемии.

В системе передачи электроэнергии на 2022 г., помимо входящих в структуру Иркутской электросетевой компании, было зарегистрировано более 40 предприятий, где учредителями выступают физические лица непосредственно или через собственные компании, а также 9 индивидуальных предпринимателей. И здесь ряд таких предприятий испытывает существенное снижение эффективности, сокращение персонала.

В Бурятии, где роль энергетики в производстве добавленной стоимости существенно меньше, из 11 организаций, занимающихся производством и передачей электроэнергии, 9 созданы физическими лицами, включая два предприятия, работающих на возобновляемых источниках энергии. Два оставшихся предприятия принадлежат швейцарской компании (с. Баргузин).

В передаче энергии функционирует 32 предприятия, также все они, за исключением организации, принадлежащей администрации г. Улан-Удэ, учреждены физическими лицами или созданными ими частными компаниями. Из 14 предприятий этого профиля, по которым известны бухгалтерские данные за 2021 г., потерпели убытки 8, среди них и предприятие мэрии Улан-Удэ.

В Забайкальском крае централизованным производителем электроэнергии является ПАО «Территориальная генерирующая компания № 14», созданная РАО «ЕЭС», в структуру которой входят тепловые электростанции края, и вне этой структуры зарегистрировано только два частных предприятия. Передачу электроэнергии осуществляют 9 организаций, из которых только одно принадлежит ТГК-14, остальные – физическим лицам.

В целом наибольшую роль в производстве и передаче электроэнергии местный бизнес играет в Республике Бурятия, где не присутствуют крупные производители внешних для субъекта РФ корпораций. Однако и в Иркутской области их значение велико как в технологическом плане, поскольку они достраивают систему электроснабжения на местах, в том числе и в отдаленных районах, так и в экономическом, создавая рабочие места и принося прибыль региональным и местным бюджетам. В Забайкальском крае система расселения имеет менее дисперсный характер, что позволяет централизованным производителям занимать большую часть местного рынка.

Динамика выручки и прибыли местных производителей электроэнергии и связанных с ней услуг за последние несколько лет показывает снижение эффективности предпринимательства такого рода в годы пандемии, однако можно ожидать новых сложностей в текущих геополитических условиях, когда ресурсные регионы, зависящие от экспорта, будут испытывать общее снижение прибыли и, соответственно, дефицит инвестиций в развитие местных производств, что может повлиять на уровень потребления энергии. При этом системообразующие компании могут рассчитывать на помощь государства в большей степени, чем независимые производства. Эту поддержку придется оказывать региональным и местным администрациям, в первую очередь собственным предприятиям, а также путем принятия мощностей закрывшихся предприятий на свой баланс.

Благодарность. Исследование выполнено в рамках государственного задания по Проекту НИР ИНЦ СО РАН «Социально-экономическое развитие ресурсного региона в условиях меняющихся внешних факторов», рег. номер 1210218000157-8.

АНАЛИЗ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Филатов Евгений Александрович

*Кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник, e-mail: johnru3000@rambler.ru,
Иркутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук,
Иркутск, Российская Федерация*

Рентабельность производства является важной экономической категорией рыночной экономики, знание природы которой позволяет наиболее успешно осуществлять регулирование экономики отдельных предприятий, отраслей и народного хозяйства в целом. Этот показатель часто используют в финансовом и инвестиционном анализе. Изучение эффективности финансово-хозяйственной деятельности организации, выявление причинно-следственных связей между использованными факторами и полученными результатами создают основу для научно обоснованного предвидения ее состояния в будущем при планировании и прогнозировании. В статье для проведения факторного анализа рентабельности производства автор разработал 3-факторную модель. В статье раскрывается влияние факторов, влияющих на изменение рентабельности производства энергетических компаний Иркутской области и даются авторские методические подходы по его расчету (методы факторного анализа, разработанные Филатовым Е. А.). В статье представлен авторский аналитический, систематизированный статистический материал для анализа ключевых показателей, раскрывающих влияние на изменение рентабельности производства энергетических компаний Иркутской области РФ.

Благодарности. Статья выполнена в рамках научного проекта Сибирского отделения Российской академии наук «Социально-экономическое развитие ресурсного региона в условиях меняющихся внешних факторов (на примере Иркутской области)» (НИР ИНЦ СО РАН № 1210218000157-8).

ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Тверской Игорь Владимирович

АО «Газпром промгаз», Москва, Российская Федерация

Особенность рассматриваемых регионов, занимающих более 40% территорий с населением менее 6% от общей численности в РФ, в богатом природно-ресурсном потенциале. Для его освоения, создания новых производств и качественного развития экономики помимо инвестиций необходимо создание опережающими темпами современной энергетической инфраструктуры.

Регионы Восточной Сибири (ВС) и Дальнего Востока (ДВ) не имеют единой системы газоснабжения, а представляют собой локальные региональные и межрегиональные системы. Ресурсы источников этих локальных систем газоснабжения принадлежат различным собственникам, каждый из которых имеет свою собственную стратегию и программу развития. В настоящее время потребители в 6-ти из 15-ти субъектов РФ не используют природный газ в быту и промышленности. При этом ряд месторождений Красноярского края, Иркутской области и Республики Саха Якутия имеют значительные не используемые запасы (потенциальные источники развития газоснабжения), для которых в настоящее время отсутствуют конкретные планы и сроки их освоения, в том числе и экономические условия для их развития.

Развитие ТЭК ВС и ДВ специфично и требует разработки научно обоснованных энергетических документов стратегического развития соответствующих регионов, учитывающих программы развития, местные ресурсные базы, региональные особенности, существующие проблемы развития ТЭК и газоснабжения рассматриваемых регионов [1]. Важным моментом здесь является гармонизация интересов при согласовании рассматриваемого документа как с государственными программами развития отраслей ТЭК, так и с администрацией и хозяйствующими субъектами региона.

Техническое состояние объектов тепло- и электроэнергетики указанных регионов, характеризуется длительными сроками эксплуатации, устаревшими технологиями и оборудованием, нежеланием владельцев их модернизировать, при этом остро стоят вопросы надёжности энергоснабжения и снижения негативной нагрузки на окружающую среду. В этой связи, местные власти, как некую панацею, рассматривают природный газ с учетом его технологических особенностей и экологических преимуществ, государственного регулирования стоимости реализации газа.

За 2022 год регионами ВС и ДВ реализовано 27,4 млрд. м³ газа (6% от реализации в РФ), из них – около 30 % приходится на объекты энергетики, менее 3% на потребителей комбыта и населения, а также 42,4% - на нефтяную промышленность в трёх регионах (Красноярском крае, Иркутской и Сахалинской областях).

В соответствии со статьёй 17 ФЗ №69 [2] развитие газоснабжения и газификации субъекта РФ должно осуществляться на основании топливно-энергетического баланса, составление которого в зоне ответственности высшей исполнительной власти региона. Прогнозный ТЭБ [3] должен учитывать перспективы развития всех энергетических ресурсов, включая их добычу/производство, транспортировку и потребление. При этом в полной мере должны быть учтены региональные особенности субъектов РФ, которые могут, и должны

влиять на принятие решений о развитии видов энергоснабжения, в том числе и масштабов газификации региона [4]. Обоснование перехода на природный газ, в большей мере должна включать рассмотрение экономических и социальных последствий такого решения, а также целесообразность и экономическую эффективность необходимых мероприятий как со стороны потребителя, так и газовых и других энергетических компаний.

Использование аппарата системного анализа при рассмотрении целесообразности перевода потребителей на природный газ при составлении прогнозного ТЭБ позволили выявить ряд особенностей ТЭК регионов, которые необходимо учитывать при принятии решения о переходе на природный газ. Эти особенности, системно учитывающие перспективы экономического и социального развития регионов ВС и ДВ, должны быть основой для обсуждения руководством регионов и при формировании Схем и программ развития систем энергоснабжения России, включая газоснабжение

Сформированы предложения по совершенствованию подходов к оценке целесообразности и масштабов развития газоснабжения в рассматриваемых регионах, которые основываются на:

- совершенствовании и реализации «экологически чистых» технологиях сжигания угля;
- учёте неравномерного спроса на энергоресурсы;
- корректировке действующего Порядка составления Прогнозного ТЭБ²;
- разработке межрегиональных ТЭБ для системного учёта целесообразности и масштабов развития газоснабжения для рассматриваемых регионов в рамках Государственного Заказа с привлечением в качестве разработчиков академические и отраслевые научные центры.

Необходимо выполнить корректировку Энергетической стратегии РФ с учетом ускоренной реализации Восточного вектора развития ТЭК и увеличением горизонта планирования до 2050 года с привлечением научных центров для формирования новых сценариев развития экономики и энергетики с учетом последствий энергетического кризиса, а также учёта научно-технического прогресса. В качестве приоритетных НИОКР для развития энергетики страны и регионов ВС и ДВ признать:

- разработку новых технологий сжигания угля с минимизацией причинения вреда окружающей среды и решение проблем с золо-отвалами;
- разработку и создание мобильных мощных систем хранения вырабатываемой энергии;
- разработку и создание отечественных технологий в области производства/хранения и транспортировки СПГ, ВИЭ, энерго и ресурсо- снабжения.

Список источников

1. Сторонский Н.М., Тверской И.В., Самойлов Р.В., Сухарев М.Г. Проблемы развития газоснабжения в регионах, удалённых от объектов газовой инфраструктуры России, Нефтегазовая вертикаль, №5/2022, с.26-34.
2. Федеральный закон от 31.03.99 №69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».

3. «Порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований» (утверждён Приказом Минэнерго от 29.10.2021 №1169).
4. Сторонский Н.М., Тверской И.В., Толмачев В.Н., Сибгатуллин Р.Р. Зияние неизвестных. Как свести прогнозный топливно-энергетический баланс?, Нефтегазовая вертикаль, №9/2022, с.14-21.

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Шаповало А.А.¹, Токарев И.С.¹, Аверьянов В.К.², Сербин Ю.В.²

¹ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Российская Федерация

²АО «Газпром промгаз», Санкт-Петербург, Российская Федерация

Энергетика газовой отрасли представляет комплекс из более чем 50 тысяч объектов систем электроснабжения, теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения с собственными и внешними источниками и развитыми связями для энергоснабжения распределенных по значительным территориям производственных объектов добычи, транспортировки, хранения и переработки газа. Условия конкурентной среды определяют необходимость обеспечения эффективной работы энергетики газовой отрасли, поскольку на собственные технологические нужды в настоящее время расходуется 5-7 % от общего объема добываемого природного газа.

В целях систематизации мер по развитию энергетики приняты Концепция развития энергетики производственных объектов группы компаний газовой отрасли до 2030 года, Комплексная целевая программа реконструкции и технического перевооружения объектов энергетики на 2023-2027 годы, создана и функционирует система управления энергосбережением, разрабатываются отраслевые стандарты в части создания энергетических комплексов производственных объектов добычи и транспортировки газа.

Перечисленные документы регламентируют широкое применение энергосберегающих технологий, возобновляемых источников энергии, систем постоянного тока с мощными и емкими накопителями электрической энергии, совершенствование систем автоматизации энергетических объектов и их интеграцию в единое информационное пространство группы предприятий газовой отрасли. В качестве приоритетного направления развития принято использование интеллектуальных систем управления энергоснабжением с целью получения синергетического эффекта для комплекса систем энергоснабжения производственных объектов на всех этапах жизненного цикла.

Интеллектуальные системы создаются как для управления функционированием, так и для поддержки эксплуатации отдельных систем энергоснабжения и энергокомплексов производственных объектов с использованием самообучающихся нейронных сетей для прогнозирования и выполнения другой аналитической работы с целью формирования безизбыточного управляющего воздействия при критичном изменении режимов с обеспечением экстремума заданной функции цели - минимизация совокупных затрат на эксплуатацию при обеспечении заданного уровня надежности и безопасности функционирования энергетических комплексов.

Важнейшее место при создании энергокомплексов производственных объектов уделяется широкому внедрению новых схемно-технических решений и разработке адаптивных алгоритмов «полевого уровня», обеспечивающих эффективность их функционирования на максимально достигнутом в газовой отрасли уровне, и учитывающих местные особенности энергетических комплексов во всех возможных режимах эксплуатации с учетом прогнозирования нагрузок на системы электро-, тепло- и водоснабжения в зависимости от загрузки производственных объектов и изменения параметров климата,

результатов предиктивной диагностики энергетического оборудования, возможностей эксплуатационного и ремонтного персонала и пр.

Проблема повышения эффективности разработки интеллектуальных систем в условиях дефицита специалистов высокой квалификации в области автоматизации сложных взаимосвязанных технологических процессов энергетики и жизнеобеспечения, способных на должном уровне разработать и реализовать на базе доступных программных средств адаптивные алгоритмы управления совокупностью систем энергоснабжения с целью оптимизации работы энергокомплексов, решается путем создания и постоянного обновления библиотек апробированных функциональных блоков, построенных с использованием switch-технологий.

Список источников

1. Шаповало А.А., Коноплев Т.Ф., Домышев А.В., Замула К.В., Сербин Ю.В. Перспективы применения интеллектуальных систем автоматического регулирования напряжения в территориально распределенных децентрализованных системах электроснабжения газового комплекса России // Газовая промышленность, 2020, № 8 (804), С. 16-22.
2. Шаповало А.А. Толмачев В.Н., Сербин Ю.В., Атрошенко В.А. К вопросу построения интеллектуальной системы управления энергоснабжением ПАО «Газпром» // Научные труды КубГТУ, 2022, № 4, С. 46-52.
3. Шаповало А.А., Коноплев Т.Ф., Кайдаш А.С., Назаров И.В., Аверьянов В.К., Блинов А.Н. Анализ энергоэффективности и энергетического потенциала компрессорной станции для обеспечения тепловой и электрической энергией ее собственных нужд / Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. - № 4 (88).
4. Бронников А.Н., Шаповало А.А., Коноплев Т.Ф., Кайдаш А.С., Аверьянов В.К., Блинов А. Н. Резервы повышения эффективности компрессорных станций ГТС России в условиях современного энергоперехода // Наука и техника в газовой промышленности. – 2022. - № 3 (91).

ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА НА ВОСТОКЕ СТРАНЫ

Карташевич Алексей Андреевич

м.н.с., e-mail: kartashevichaa@ipgg.sbras.ru

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения
Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирская область, г. Новосибирск,
проспект академика Коптюга, д. 3.*

История газоперерабатывающей отрасли России имеет несколько этапов развития, начавшихся с первой половины XX века, когда основным продуктом переработки был отбензиненный газ. В дальнейшем развитие технологий усложнило процессы отчистки и фракционирования газа, что позволило производить разного рода сжиженные углеводородные газы и выделять из сырья более тяжелые компоненты, имеющие высокую добавленную стоимость.

По итогам 2021 г. суммарный объем переработки газа в России составил 70,4 млрд куб. м. в структуре переработанного газа 52,4 % занимает свободный газ, а 47,6 % нефтяной газ.

Региональная структура переработки тесно связана с территориальным расположением мест добычи природного газа и нефти. Таким образом, Уральский федеральный округ (ХМАО и ЯНАО) формирует 40,2 % переработки газа в России, Приволжский федеральный округ – 35,9 %, другие федеральные округа – 23,9 %. В Сибирском федеральном округе объем переработки составил 3,98 млрд куб. м газа (5,66 %), из которых 2,81 млрд куб. м переработано в Томской области, 1,17 млрд куб. м – в Иркутской области. Крупнейшими газоперерабатывающими предприятиями являются ООО «Газпром метанол», Установка подготовки попутного нефтяного газа (УППНГ) ООО «ИНК», УППНГ ООО «Норд Империл». На последнем месте по объёму переработки газа находится Дальневосточный федеральный округ, где в 2021 г. было переработано 0,68 млрд куб. м на Якутском ГПЗ.

Несмотря на низкую долю переработки газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке развиваются 2 крупных газоперерабатывающих проекта – Амурский ГПЗ и Усть-Кутский ГПЗ. Также развиваются проекты по экспорту газа: построен крупнейший экспортный магистральный газопровод «Сила Сибири – 1», проектируется «Сила Сибири – 2» и готовится к полномасштабному запуску «Сила Сибири – 3». Перспективность региона определяется наличием больших объемов «жирного» газа, содержащих ценные компоненты (этан, пропан, бутан, гелий и т.д.). В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке добыча природного газа в 2021 г. составила 56,2 млрд куб. м (с учетом шельфа Охотского моря), а уровень переработки – 1,85 млрд куб. м. Низкий уровень переработки газа обусловлен экспортной ориентированностью основных магистральных газопроводов и нехваткой производственных мощностей по переработке газа. Так, например, МПП «Сила Сибири – 1» связывает крупнейшие месторождения газа в регионе – Ковыктинское газоконденсатное и Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождения, суммарный объем добычи газа (газа свободного и газовой шапки) на которых в 2021 г. составил 11,53 млрд куб. м. Весь объем добываемого на месторождениях газа планируется поставлять на еще строящийся Амурский ГПЗ, где после переработки газ будет экспортироваться в Китай и в небольших объемах использоваться для газификации.

Амурский ГПЗ – крупный проектом по переработке природного газа, разрабатываемый ООО «Газпром переработка Благовещенск», проектные мощности которого составляют 42 млрд куб. м газа. Продуктами переработки газа на заводе будут очищенный газ (метан), этан, СУГ и гелий. Основным потребителем этана и СУГ будет строящийся Амурский ГХК (совместное предприятие ПАО «СИБУР Холдинг» и китайской Sinopet). Очищенный газ в объеме 38 млрд куб. м будет экспортироваться в Китай по долгосрочному контракту, по газопроводу «Сила Сибири – 1». В настоящее время строительство Амурского ГПЗ завершено на 89,18 % и введены в эксплуатацию 2 технологические линии (по проектной документации всего их будет 6), а полный ввод в эксплуатацию ожидается в 2025 г.

В Иркутской области реализуется второй крупный проект на востоке страны. Усть-Кутский ГПЗ реализуется компанией ООО «ИНК», на заводе планируется переработка природного газа и ШФЛУ, который будет поставляться с Марковского и Ярактинского месторождений, а также СУГ (пропан, бутан), сжиженный газовый конденсат и этан. Продукты переработки газа, преимущественно этан будут направляться на строящийся Иркутский завод полимеров, СУГ будет транспортироваться потребителям и экспортироваться в Китай по железной дороге. Перспективность проектов помимо развития внутреннего рынка обуславливает экономическая стратегия России в которой меняются экспортные маршруты в направлении Азиатско-Тихоокеанского региона, который имеет весомую часть мирового потребления газа и продуктов его переработки.

Таким образом в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке за счет ввода новых производственных мощностей сократится дефицит переработки газа, однако останется вопрос переработки газа в том числе попутного нефтяного другими недропользователями, которые не имеют доступ к инфраструктуре и используют газ на промысле или сжигают.

Благодарность. Исследование выполнено в рамках государственного задания ИНГГ СО РАН по проекту № FWZZ-2022-0013.

Список источников

1. Филимонова И.В., Комарова А.В., Карташевич А.А. Актуальные проблемы геолого-экономической оценки освоения газовых месторождений на востоке страны // ГеоЕвразия-2023. – ПолиПРЕСС. – Тверь. – 2023. – Т. 1. – С. 48-50.
2. Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – №. 1. – С. 18-28.
3. Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Дочкина Д.Д. Актуальные вопросы добычи и квалифицированного использования попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть – 2022. – № 1 – С. 26-33.
4. Жуков В.К., Семакина А.А. Газопровод «Сила Сибири»: анализ российско-китайского контракта // молодой ученый Учредители: ООО" Издательство Молодой ученый". – 2022. – №. 5. – С. 98-101.
5. Сасаев Н.И. Стратегические возможности развития газовой отрасли Дальнего Востока: газификация, газопереработка и газохимия // Стратегирование: теория и практика. – 2022. – Т. 2. – №. 1 (3). – С. 106.

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
ПРИМЕНЕНИЕ ДВУХТОЧЕЧНОГО УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ
РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ ВЫСОКОЙ ДОЛЕЙ
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Хамисов О.О., Идрисов И.Н., Васильев С.П.

*Сколковский институт науки и технологий,
Москва, Российская Федерация*

Эффективность регулирования частоты является одним из основных критериев надежной работы электросети. В данной работе предлагается двухточечная система первичного регулирования частоты. Разработанный подход применим к синхронным генераторам, но основной упор сделан на оборудование с преобразовательными устройствами (например, системы накопления электроэнергии и ветроэнергетические установки 4-го типа). Разрывная структура системы регулирования в комбинации с быстрой динамикой преобразовательных устройств позволяет в значительной степени улучшить динамику частоты в сравнении с таковой при работе обычного пропорционального управления. Результаты работы верифицированы посредством детального моделированием динамики частоты сети в программно-аппаратном комплексе RTDS NovaCor 1.0. Рассматривается 14-шинная IEEE с двумя системами накопления мощностями 1 и 10 МВт.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ОБЩЕМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Фёдорова В.А., Глазырин Г.В., Кириченко В.

Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) энергосистемы осуществляется в целях ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения потребителей электроэнергии действием противоаварийной автоматики. Требования к первичному регулированию частоты изложены в ГОСТ 55890-2013. В частности, регламентируется статизм, который должен находиться в пределах от 4 до 6 %, и минимальное время набора/сброса мощности электростанциями. Практика показывает, что в некоторых случаях аварийные возмущения в энергосистемах приводят к незатухающим колебаниям частоты с последующим излишним отключением потребителей и генерации. Например, при наладке групповых регуляторов активной мощности в энергосистеме Норильско-Таймырской энергетической компании устойчивого ОПРЧ удалось добиться при статизме, равном 25 %, что не соответствует ГОСТ. Таким образом, имеется необходимость детального анализа процессов при ОПРЧ и разработки новых методов регулирования.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ НЕСИММЕТРИИ НАГРУЗКИ

Таваров Саиджон Ширалиевич

к.т.н., e-mail: tabarovsaid@mail.ru,

ФГАОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет

(национальный исследовательский университет)», Челябинск, Российская Федерация

Предложение путей и способов, направленных на повышение эффективности городских распределительных электрических сетей с коммунально-бытовыми потребителями является одной из главных задач [1]. Связано это, в первую очередь с тем, что большая часть потребителей однофазные и создают основную проблему приводящие к нарушению качества электроэнергии обусловленное созданием несимметрии [2].

Для повышения качества напряжения в городских распределительных сетях необходимо симметризовать напряжения, для чего используются устройства симметрирования в трансформаторе [3], который существенно повышает стоимость трансформаторов 6-10/0,4 кВ. Заметим, что после симметрирования напряжения трансформатор работает в режиме перегрузки. Для устранения такого режима можно параллельно трансформатору подключить полупроводниковый преобразователь с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ). В зависимости от места нахождения потребителей можно выбирать тип источника ВИЭ.

Известно, что несимметрия является главным врагом распределительных электрических сетей с точки зрения надежности системы электроснабжения, нарушения качества электроэнергии - отклонения напряжения и безопасности – появление токов в нулевом проводнике, приводящая к его нагреву и обрыву в точках слабого контакта и общей связи (нейтрали) [1, 2].

С использованием ранее предложенного метода прогнозирования электропотребления [3] приведенной в виде уравнения 1:

$$W_{\text{прог.электро.}} = W_{\text{факт.}} \cdot (1 - A_i), \quad (1)$$

где $W_{\text{факт.}}$ – фактическое электропотребления однофазных электроприемников, кВт·ч;
 A_i – коэффициент влияния на возникновение несимметрии (раскрыт подробно в [3]).

Предложенное уравнение (1) реализована в программе Matlab/Simulink в построенной модели распределительной сети, целью которой является оценка режимных параметров электрической сети при несимметричных режимах в случае неравномерного подключения однофазных электроприемников.

По полученным результатов предложим способ по выравниванию нагрузки токов и напряжения по фазам.

При изменении нагрузок по фазам (в нашем случаи они составили между А и В - 10,8%, В и С - 36,16% а между фазами А и С - 28,41%) на нулевом проводе появились следующие значения тока и напряжения.

В результате моделирование была получено то, при несимметрии в фазе А на 10,8%, на нулевом проводе возникает тока и напряжения с величинами - 11,02 А и 31,17 В.

Для решения проблемы несимметрии напряжения предлагается следующий способ и устройство управления режимом распределительной электрической сети [3].

В случае несимметричной нагрузки $R_a \neq R_b \neq R_c$ чтобы операция симметрирования осуществлялась автоматически за счёт введения обратной связи по напряжению общей точки звезды относительно шины минус источника, необходимо поставить датчик напряжения этой точки относительно корпуса. Тогда, управляя дополнительными ключами, соединенными с источником постоянного тока, как это показано на рис. 4, можем обеспечить симметричную диаграмму фазных напряжений. Это происходит за счёт того, что система осуществляет дополнительное подключение общей точки к шине плюс или минус и по сигналам датчика напряжения воздействует на регулятор тока, который показан на рис. 1 [3].

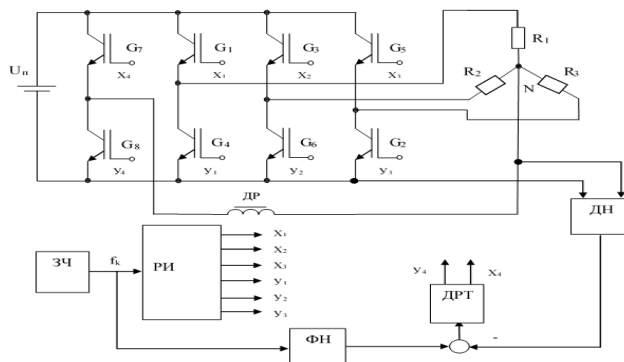


Рис. 1. Схема реализации устройства симметрирования

Список источников

1. Портнягин Н.Н. Моделирование влияния величины нелинейной нагрузки на качество электроэнергии промышленных электротехнических систем / Н.Н. Портнягин, М.С. Ершов, П.Ю. Барбасов, М.Ю. Чернев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2017. Т. 60. № 1. С. 61-66.
2. Гринкруг М. С. Управление несимметрией токов в распределительных сетях низкого напряжения / М. С. Гринкруг, И. А. Митин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2009. №3-4. С. 80-84.
3. Tavarov S.S. Modelling the operating mode of the urban electrical network and developing a method for managing these modes /S.S.Tavarov, A.I. Sidorov, O.O. Sulonov // Mathematical Modelling of Engineering Problems. 2021. Vol. 8, No. 5, pp. 813-818. <https://doi.org/10.18280/mmep.080518>.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕСБАЛАНСИРОВАННОСТИ НАГРУЗОК СЕТИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ В СЕТИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Войтов О.Н., Голуб И.И., Семенова Л.В.

ИСЭМ СО РАН, Отдел Электроэнергетических систем, Российская федерация

Анфиногенов А.Ю., Бучинский А.Л., Масленников А.Н.

ОГУЭП «Облкоммунэнерго», Иркутск

В распределительных сетях 6(10)/0.4 кВ дисбаланс нагрузок в сети низкого напряжения приводит к неравномерности нагрузок фаз, и, как следствие, к неравномерному распределению как первичного, так и вторичного напряжений в трансформаторах, вызывающего в них большие потери энергии. Дисбаланс нагрузок низкого напряжения приводит к дисбалансам перетоков мощности в сети среднего напряжения, дисбалансам узловых напряжений, потерь мощности и напряжений, а также токовым перегрузкам в линиях электропередач. Для анализа режима несбалансированной распределительной сети среднего напряжения выполняется трехфазное трехпроводное моделирование ее элементов, включающих линии, трансформаторы и нагрузки в однолинейном представлении, что позволяет применять для вычисления потокораспределения в трехфазной трехпроводной сети программ расчета симметричных режимов. Расчет режимов проводился для реальной распределительной сети по информации об измерениях, выполненных приборами учета электроэнергии МИРТЕК на первичной стороне трансформаторов, так и балансными интеллектуальными счетчиками на вторичной стороне трансформаторов в узлах питания сети низкого напряжения. В статье приводятся результаты, иллюстрирующие возможность использования информации об измерениях балансных интеллектуальных счетчиков для расчета потокораспределения сети среднего напряжения в фазных координатах, позволяющие оценить потери мощности в линиях и трансформаторах, а также возможность снижения потерь энергии методом реконфигурации.

НОВЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ НАДБАВОК (СКИДОК) К ОПЛАТЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА ГЕНЕРАЦИЮ И ПОТРЕБЛЕНИЕ ТОКОВ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Чикин Владислав Владимирович

*Аспирант, старший преподаватель кафедры «Электроснабжения»,
e-mail: powersupply96@mail.ru*

Кузнецов Анатолий Викторович

*Доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Электроснабжения»,
Ульяновский государственный технический университет
Ульяновск, Российская Федерация*

Одной из проблем, присущих системам электроснабжения, является проблема низкого уровня качества электроэнергии (КЭ) при обеспечении потребителей электроэнергией [1]. С ней связаны такие вредные последствия, как преждевременный выход из строя электроустановок сетевой организации и потребителей, появление дополнительных потерь мощности и энергии при передаче электроэнергии и т. д. Проблема низкого уровня КЭ многогранна и связана с рядом показателей качества электроэнергии (ПКЭ), которые обозначены в ГОСТ 32144-2013. Показатели K_U и $K_{U(n)}$ характеризуют несинусоидальность напряжения электропитания в точке передачи электроэнергии и обусловлены генерацией нелинейными нагрузками потребителей и протеканием по электрической сети токов гармонических составляющих.

Модель управления КЭ в системах электроснабжения потребителей сетевой организации с нелинейными нагрузками имеет достаточно сложную структуру. Структура модели предполагает управляющие факторы технического и экономического характера. Экономические факторы при их правовой поддержке дополняют технические и обеспечивают наиболее значительный управляющий эффект. Правовая поддержка обеспечивается одним из способов обеспечения исполнения обязательств, предусмотренных в ГК РФ. В данном случае речь идет об обязательствах по поддержанию КЭ в точке передачи электроэнергии на уровне требований ГОСТ 32144-2013. Известным способом обеспечения исполнения обязательств является оплата стоимости вредных последствий протекания по электрической сети токов гармонических составляющих. Оплата стоимости вредных последствий может производиться в форме возмещения реального ущерба, взыскания неустойки и надбавки (скидки) к оплате потребляемой электроэнергии.

С точки зрения авторов, оплата стоимости вредных последствий в форме надбавок (скидок) к оплате потребляемой электроэнергии за генерацию и потребление токов гармонических составляющих является более эффективным управляющим фактором, чем возмещение причиненного реального ущерба или взыскание неустойки. Однако попытка применения надбавок (скидок) в прошлом потерпела неудачу. Надбавки (скидки) в 2000 году отменены как несоответствующие действующему законодательству. До настоящего времени эта форма оплаты как способ обеспечения исполнения обязательств не используется. Авторами предлагается рассмотреть возможности применения надбавок (скидок) для управления КЭ. Сделать попытку возрождения надбавок (скидок) с учетом неудачного опыта использования в прошлом.

Снизить уровень токов гармонических составляющих в электрической сети сетевой организации и устранить вредные последствия их протекания у сетевой организации и неискажающих потребителей возможно за счет установки технических средств подавления токов гармонических составляющих в электрической сети искажающего потребителя при его заинтересованности в этом. Обеспечение стимулирующего эффекта на искажающего потребителя возможно при следующих условиях, требующих правовой поддержки.

1. Между потребителями сетевой организации должны быть узаконены правоотношения, возникающие в результате технологического процесса передачи и потребления электроэнергии в системах электроснабжения потребителей сетевой организации с нелинейными нагрузками. Сетевая организация из участников правоотношений исключается.
2. Оплата стоимости вредных последствий протекания токов гармонических составляющих реализуется формализованным способом в виде надбавки (скидки) к оплате потребляемой электроэнергии за генерацию и потребление токов гармонических составляющих. Стоимость вредных последствий оценивается затратами на осуществление деятельности искажающего потребителя по подавлению токов гармонических составляющих.
3. Для расчета размера надбавки в качестве оплачиваемого параметра режима потребления электроэнергии необходимо использовать новый технический параметр «объем искаженной электроэнергии».
4. Для расчета размера надбавки вводится понятие удельной стоимости искаженной электроэнергии, представляющей собой удельные затраты на подавление токов гармонических составляющих при искажении качества одного кВт·ч электроэнергии или одноставочный тариф на осуществление деятельности искажающего потребителя по подавлению токов гармонических составляющих;
5. Надбавка для искажающего потребителя рассчитывается умножением зарегистрированного за расчетный период объема искаженной электроэнергии на значение удельной стоимости искаженной электроэнергии. Скидка для каждого неискажающего потребителя представляет собой часть надбавки или затрат на подавление токов гармонических составляющих в электрической сети сетевой организации.
6. Равенство сумм оплат в форме надбавок и скидок обеспечивает независимость двух процессов. Один из них – это процесс оплаты потребителями потребляемой электроэнергии в адрес субъектов электроэнергетики, участвующих в процессе поставки электроэнергии. Второй – процесс оплаты искажающими потребителями стоимости вредных последствий при протекании токов гармонических составляющих в адрес неискажающих потребителей.

Список источников

1. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л. И. Коверникова [и др.]. – Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК НА НАГРЕВ АД

**Иванов Андрей Андреевич^{*}, Суворов Иван Флегонтович,
Какаулов Сергей Владимирович**

**e-mail: andreyivanov110794@gmail.com, Забайкальский государственный университет,
Чита, Российская Федерация*

В статье представлено описание испытательного стенда для исследования влияния высших гармоник на нагрев асинхронных двигателей (АД). Асинхронные двигатели – самый распространенный тип электродвигателей, по экспертным оценкам в Российской Федерации число таких двигателей составляет 230...270 млн. единиц. Ежегодный выход этих двигателей из строя составляет от 10...12 до 20...25%. Отмечается, что большую роль в статистике отказов АД играют эксплуатационные причины, приводящие к перегреву обмоток. Учитывая основные источники развития повреждения в их процентном соотношении, было определено, что высшие гармоники спектра питающей сети участвуют в развитии 58% повреждений асинхронного электродвигателя.

В статье рассмотрено устройство испытательного стенда, принцип его работы и методика проведения экспериментов по определению степени влияния высших гармоник на нагрев АД. Также описан принцип работы генератора гармоник, предназначенного для создания гармоник с контролируемой амплитудой и частотой. Приведены результаты исследований, которые показывают изменения температуры обмоток статора в зависимости от наличия гармоник.

РАЗРАБОТКА ТРЕХФАЗНОГО КОНВЕРТОРА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ПРОТОТИПЕ СИСТЕМЫ ВИРТУАЛЬНОЙ ИНЕРЦИИ

Бурмейстер Максим Витальевич

Аспирант, e-mail: max.burmeyster@gmail.com

Бердышев Илья Игоревич

Студент, e-mail: BerdyshevII@mpei.ru

Булатов Рамис Вагизович

Аспирант, e-mail: BulatovRV@mpei.ru

Насыров Ринат Ришатович

К.т.н., доцент каф.ЭЭС, e-mail: NasyrovRR@mpei.ru

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Москва, Российская Федерация

Интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в существующие электроэнергетические системы (ЭЭС) вызывает ряд проблем, среди которых одной из наиболее важных является нарушение устойчивости параллельной работы генераторов. Большинство современных ветроэнергетических установок (ВЭУ) работают с переменной скоростью вращения ветровой турбины и подключаются с помощью полупроводниковых силовых преобразователей, не обеспечивая при этом инерционный отклик. Фотоэлектрические элементы и системы накопления электроэнергии (СНЭЭ) подключаются через инверторное оборудование и также не вносят вклад в общую инерционность ЭЭС [1]. Устойчивость системы напрямую зависит от запаса кинетической энергии в генераторах, соответственно источники, подключённые через силовые преобразователи, не увеличивают запас кинетической энергии системы, но при этом являются источниками мощности. Это приводит к более тяжёлым переходным процессам в ЭЭС и снижению ее устойчивости при возмущениях [2]. Одним из инновационных решений вышеописанных проблем является применение систем виртуальной инерции (СВИ).

Систему виртуальной инерции можно охарактеризовать как комплекс устройств и алгоритмов, выполняющий преобразование постоянного тока в переменный ток промышленной частоты, имитирующий инерционный отклик синхронных машин на возмущения в ЭЭС [3]. СВИ является достаточно новой технологией и требует проведения исследований по изучению её свойств. Существует ряд зарубежных трудов по исследованию работы СВИ в энергосистемах, но подавляющее большинство из них ограничивается математическим и имитационным моделированием. Физическим моделированием СВИ занимаются около пяти коллективов в мире, но в своих исследованиях они не раскрывают устройство тестовых установок для проведения опытов с СВИ. Авторский коллектив при попытке провести исследования с СВИ столкнулся с невозможностью внедрения собственной системы управления в существующие конверторы (инверторы). В связи с этим была инициирована работа по созданию собственного конвертора с возможностью внедрения любой системы управления силовыми ключами (транзисторами).

В данной работе рассматривается процесс разработки конвертора для дальнейшего использования в прототипе СВИ. Основными этапами работы являлись: разработка силовой части, системы управления и системы защиты. Принципиальная схема и макет печатной платы конвертора были разработаны в программе *Altium Designer* (рис. 1).

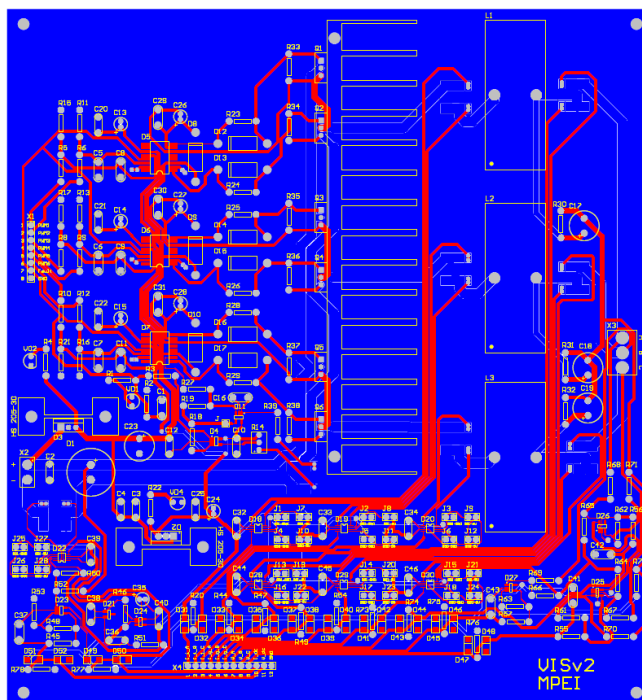


Рис. 1. Макет разработанной печатной платы конвертора

Разработанный конвертор преобразует постоянный ток от лабораторного блока питания в синусоидальное трехфазное напряжение промышленной частоты. Управление переключением силовых транзисторов конвертора осуществляется с помощью микроконтроллера *Arduino Mega 2560* через драйверы *IR2101*. Собранный конвертор был проверен на корректность работы в ходе выполнения ряда опытов и анализа осциллограмм.

Таким образом, в результате выполнения работы был разработан трехфазный конвертор на основе микроконтроллера *Arduino Mega 2560*, реализованный с использованием силовых *MOSFET* транзисторов.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта «Разработка прототипа системы виртуальной инерции для применения на солнечных и ветряных электростанциях в составе микрогрида» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программы научных исследований «Приоритет 2030: Технологии будущего» в 2022-2024 гг.

Список источников

1. Kroposki B.; Johnson B.; Zhang Y.; Gevorgian V.; Denholm P.; Hodge B.M.; Hannegan B. Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy // *IEEE Power Energy Mag.* 2017 (15), 2017, pp. 61–73.
2. Zhang L., Nee H.P., Harnefors L. Analysis of stability limitations of a VSC-HVDC link using power-synchronization control // *IEEE Trans. Power Syst.* 26, 2011. pp. 1326-1337.
3. Бурмейстер М.В., Булатов Р.В., Блинова К.А. Применение систем виртуальной инерции для улучшения качества переходных процессов в электроэнергетических системах // В сборнике: Фёдоровские чтения – 2021, 2021. С. 318–324.

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОЦЕНКИ И МИНИМИЗАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕСБАЛАНСИРОВАННЫХ РЕЖИМОВ В НИЗКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Наумов Игорь Владимирович^{1,2}, Подъячих Сергей Валерьевич²

Доктор технических наук, профессор e-mail: professornaumov@list.ru

1 Иркутский национальный исследовательский технический университет, Россия

2 Иркутский государственный аграрный университет имени А.А. Ежевского, Россия

Нарушения электромагнитной совместимости технических средств в единой электромагнитной среде электрической сети, объединяющей процессы преобразования, распределения и передачи электрической энергии вызываются измененным характером электропотребления в силу генерации электромагнитных переходных помех, обусловленных индивидуальными особенностями режимных характеристик отдельных электроприемников. В связи с этим распределительная низковольтная электрическая сеть начинает функционировать в утяжеленных условиях, вызывающих нарушение норм качества и увеличения потерь электрической энергии, влекущих за собой резкое снижение уровня надежности электропередачи и создающие условия возникновения чрезвычайных ситуаций. Одними из наиболее характерных режимов, обуславливающих искажение качества и увеличение потерь электроэнергии, служат несимметрично-несинусоидальные (НН) режимы работы, создающие дополнительные совокупности составляющих токов и напряжений в низковольтных электрических сетях.

Наиболее значимыми критериями оценки НН воздействия на характер функционирования электрической сети являются показатели несимметрии и несинусоидальности токов и напряжений, а также коэффициент потерь мощности, обусловленный этими показателями.

В статье представлены режимные исследования низковольтных электрических сетей различной хозяйственной направленности, подтверждающие объективный характер измененного качества электроэнергии на примере нескольких объектов электропотребления, включающих коммунально-бытовые и производственные электрические сети.

На основе анализа существующих способов и технических средств предложены новые схемные решения, позволяющие в значительной степени снижать показатели, характеризующие качество и увеличение потерь электрической энергии, обусловленные НН электропотреблением.

На основе созданных методов разработаны программные средства имитационного моделирования и расчетом реальных НН режимов работы действующих электрических сетей с возможностью подключения разработанных технических средств.

Представлены результаты имитационных и экспериментальных исследований, подтверждающие эффективность предлагаемых технических средств для повышения качества и снижения потерь электрической энергии, обусловленных несбалансированным электропотреблением. Доказано, что снижение принятых критериев оценки несбалансированного электропотребления за счет включения предлагаемого технического средства составляет более 60%.

Список источников

1. ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Дата введения 2014.07.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения 26.04.2023).
2. Наумов И.В. Метод и программа расчёта потерь мощности и показателей несимметрии токов и напряжений в распределительной сети 0,38 кВ с симметрирующим устройством // Мех. и электр. соц. сельск. хоз-ва. 1989. № 3. 30 С. – реф. Деп. Рук. № 22 ВС-89 Деп.
3. Фильтры симметричных составляющих. – URL: <https://studfile.net/preview/16589221/page:15/> (дата обращения: 30.04.2023).
4. ГОСТ 30804.4.30-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерения показателей качества электрической энергии. Дата введения 25 марта 2013 г. – URL https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/05/15/gost_30804.4.30-2013.pdf (дата обращения 01.05.2023).
5. Naumov I.V. Power quality and losses in 0.38 kV rural distribution networks /I.V. Naumov, M.A. Yakupova, E.S. Fedorinova, A.N. Tretyakov, D.N. Karamov// EPJ Web of Conferences 217, 01012 (2019) FREPS 2019 <https://doi.org/10.1051/epjconf/201921701012>.
6. Naumov I.V. Additional electric loss in rural distribution networks 0.38 kV/ I.V. Naumov, D.N. Karamov, M.A., A.N. Tretyakov, Yakupova, E.S. Fedorinova // E3S Web of Conferences 209, 07007 (2020). eISSN: 2267-1242 ENERGY-21 <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020907007>.
7. Naumov I.V. Asymmetric power consumption in rural electric networks / I.V. Naumov, D.N. Karamov M.A., A.N. Tretyakov, Yakupova, E.S. Fedorinova // 3003-AGRITECH-IV. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science- Volume 677.
8. Naumov I.V. Analysis of unbalanced load low-voltage electrical networks operating modes // I.V. Naumov, S.V. Podyachikh, D.A. Ivanov, A.N. Tretyakov, A.V. Bastron// E3S Web of Conferences 295, 02005 (2021) WFS DI 2021 <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202129502005>.
9. Naumov I.V. About Electric Energy Additional Losses Reduction at the Phase Currents Unbalancing in the 0.38 kV Operating Networks /I.V. Naumov, S.V. Podyachikh and A.N. Tretyakov // EESTE-2021 IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 979 (2022) 012137 IOP Publishing doi:10.1088/1755-1315/979/1/012137.
10. Наумов И.В. К вопросу управления несимметричными режимами работы распределительных электрических сетей 0,38 кВ / Промышленная энергетика, №5, 2022. С. 2-14.
11. Наумов И.В. Исследование несимметричных режимов работы внутренних электрических сетей индивидуальных жилых домов в сельской местности / И.В. Наумов, А.И. Бастрон // Вестник НГИЭИ. 2022. № 6 (133). С. 44–58. DOI: 10.24412/2227-9407-2022-6-44-58.
12. Наумов И.В. Исследование несимметричных режимов работы низковольтных электрических сетей Алтайского Края / И.В. Наумов, А.А. Багаев // Вестник Алтайского государственного аграрного университета № 9 (215), 2022, с. 106-114.

13. Наумов И.В. Минимизация последствий искажения качества электрической энергии при несимметрично-несинусоидальном электропотреблении /И.В. Наумов, Э.С. Федоринова, М.А. Якупова // Промышленная энергетика, №3, 2023 г. с. 52-61. DOI: 10.34831/EP.2023.56.49.007.
14. Naumov I.V. An Analysis of Fires Due to Violation of the Rules for Design and Operation of Electrical Plants, and How to Prevent them in Residential Buildings (on the Example of the Amur Region)/ 2019 International Science and Technology Conference "EastConf" INSPEC. DOI: 10.1109/EastConf.2019.8725407.
15. Наумов И.В. К вопросу о возникновении пожароопасных ситуаций при несимметричном электропотреблении/И.В. Наумов, Д.Н. Карамов// Надежность и безопасность энергетики 2021 г. – Т.14 – №1– с. 69– 76.
16. Наумов И.В. К вопросу о пожарной безопасности при строительстве индивидуальных жилых домов/ Известия Вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. Том 12 № 3 2022 с. 350–361.
17. Шидловский А.К. и др. Симметрирующее устройство для трёхфазной четырёхпроводной электрической сети. – Патент SU982146A1 от 15.12.1982 г.
18. Буренин В.В. и др. Устройство симметрирования напряжения в высоковольтных сетях. – Патент RU 188396U1 от 11.04.2019 г.
19. Наумов И.В. и др. Симметрирующее устройство для трёхфазной четырёхпроводной сети с регулируемыми параметрами. – Патент на полезную модель № 61063 от 10.02.2007 Бюл. № 4.
20. Наумов И.В. и др. Симметрирующее устройство для трёхфазных сетей с нулевым проводом. – Патент на изобретение № 2490768 от 20 августа 2013 г.
21. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е издание, переработанное и дополненное, 2000, М. Энергоатомиздат, С. 331.
22. Коверникова Л.И. Централизованное снижение уровня высших гармоник в сети с нелинейными нагрузками с помощью пассивных фильтров. – Электричество, 2010. - №9, С. 50-55.
23. Наумов И.В. “Unbalance – 1” / И.В. Наумов, Э.С. Федоринова, М.А. Якупова // – Свидетельство гос.регистрации № 2022610925 от 07.07.2022.

ШИРОКОПОЛОСНЫЕ ДЕМПФИРУЮЩИЕ ФИЛЬТРЫ ДЛЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА

Довгун Валерий Петрович¹

Д.т.н., профессор, e-mail: vdovgun@sfu-kras.ru

Боярская Наталия Петровна²

К.т.н., доцент, e-mail: bnp2006dvg@mail.ru

Егоров Денис Эдуардович¹

К.т.н., доцент, e-mail: deegorov@sfu-kras.ru

Синяговский Артем Феликсович¹

К.т.н., доцент, e-mail: asinyagovskiy@sfu-kras.ru

¹*Сибирский федеральный университет, Красноярск, Российская Федерация*

²*Красноярский государственный аграрный университет, Красноярск, Российская Федерация*

Одним из основных направлений рационального использования электроэнергии в системах электроснабжения (СЭС) предприятий минерально-сырьевого комплекса является применение установок частотно-регулируемого электропривода переменного тока (ЧРП).

Частотно-регулируемые электроприводы являются мощными резкопеременными нелинейными нагрузками. Они составляют основную часть нелинейных резкопеременных нагрузок систем электроснабжения горнодобывающих предприятий. Широкое внедрение ЧРП приводит к искажениям синусоидальной формы токов и напряжений, появлению высших гармоник в сети. Спектр тока, потребляемого ЧРП, может включать как характеристические, так и нехарактеристические гармоники, а также интергармоники, частоты которых не кратны частоте основной гармоники. Для ограничения искажений напряжений и токов в сетях с большой долей нелинейных нагрузок необходима установка фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ), осуществляющих компенсацию реактивной мощности, ослабление высших гармоник и демпфирование резонансных режимов. В качестве ФКУ используются активные и пассивные фильтры гармоник. Важное значение имеет использование пассивных фильтров в связи с их низкой стоимостью, высокой надёжностью и простотой эксплуатации.

В большинстве случаев используются узкополосные пассивные фильтры, настроенные на частоты доминирующих гармоник. Отдельные звенья узкополосного фильтра образуют параллельные резонансные контуры с внешней сетью. Если частота параллельного резонанса совпадает с частотой одной из гармоник в спектре искаженного тока, это может привести к еще большему искажению токов и напряжений сети. Этому недостатка лишены широкополосные пассивные фильтры, осуществляющие ослабление характеристических и нехарактеристических гармоник, а также демпфирование резонансных режимов в широком диапазоне частот.

Целью исследования является сравнительный анализ характеристик и разработка метода расчета широкополосных демпфирующих фильтров, осуществляющих нормализацию качества электроэнергии в системах электроснабжения, основной нелинейной нагрузкой которых являются системы регулируемого электропривода.

В качестве базовой структуры рассмотрен пассивный Т-образный фильтр, используемый для компенсации искажений напряжений и токов в сетях с ЧРП (рис. 1). Продольные ветви фильтра содержат реакторы, ослабляющие гармоники тока, создаваемые внешней сетью.

Поперечная ветвь Z_{ϕ} обеспечивает коррекцию частотной характеристики системы фильтр – внешняя сеть.

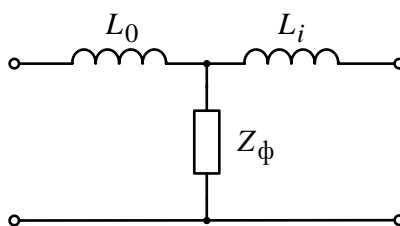


Рис. 1. Пассивный Т-образный фильтр, используемый для компенсации искажений напряжений и токов в сетях с ЧРП

Проведен анализ характеристик различных вариантов широкополосных фильтров Т-образной структуры. Показано, что Т-фильтр, в котором в качестве поперечного звена используются широкополосные звенья второго-третьего порядка, обеспечивают значительно более эффективное ослабление высокочастотных гармоник, чем фильтр с узкополосным звеном, настроенным на частоту пятой гармоники. Предложена новая конфигурация широкополосного звена, обеспечивающего коррекцию характеристик сети в диапазоне, включающем частоты как характеристических, так и нехарактеристических гармоник.

Предложена процедура расчета широкополосных фильтров, основанная на минимизации целевой функции в пространстве значений реактивных элементов. Формируемая целевая функция учитывает суммарные гармонические искажения напряжения в точке подключения ЧРП, а также частотную характеристику сопротивления сети. С помощью предложенной процедуры определены параметры широкополосных фильтров 3 – 5 порядка.

Моделирование показало, что фильтры Т-образной структуры с широкополосными звеньями позволяют уменьшить уровень гармоник, создаваемых установками регулируемого электропривода, до значений, определяемых ГОСТ 32144-2013.

**ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ
ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЙ
ПРИ ИСКАЖЕНИИ СИНУСОИДАЛЬНОСТИ ПИТАЮЩЕГО
НАПРЯЖЕНИЯ**

Гулиев Г.Б.

*Азербайджанский технический университет, Баку, Азербайджан
huseyngulu@mail.ru*

В условиях эксплуатации трансформаторы напряжения практически не подвергаются периодической проверке и испытанию, что и является причиной отклонения реальных коэффициентов трансформации от их номинальных значений. В условиях эксплуатации обычно не проверяют частотных характеристик трансформаторов напряжения, то можно отметить возможность появления больших погрешностей в условиях несинусоидальности питающего напряжения. В данной работе выполнено исследование погрешностей трансформаторов напряжения при несинусоидальном напряжении. С этой целью была получена математическая модель коэффициента трансформации путем рассмотрения схемы замещения трансформатора как схемы с распределенными параметрами.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФАЗ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЧЕТЧИКОВ К НИЗКОВОЛЬТНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА РАЗНОСТЕЙ ФАЗНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ МЕЖДУ МОМЕНТАМИ ВРЕМЕНИ

Пузанов Игорь Алексеевич

Магистрант, e-mail: ihorpuzanov@yandex.ru

*Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Иркутск, Российская Федерация*

Крупенёва Яна Игоревна

Инженер, e-mail: yaigk@yandex.ru

Инженерный центр Иркутскэнерго, Иркутск, Российская Федерация

Болоев Евгений Викторович

к.т.н., ст. науч. сотр. e-mail: boloev@isem.irk.ru

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Низковольтные распределительные электрические сети – это последнее звено на пути передачи электроэнергии от электростанций до конечных потребителей. К трехфазной четырехпроводной низковольтной сети подключаются однофазные и трехфазные потребители. Из-за неравномерного подключения однофазных и трехфазных электроприемников, а так же из-за различий их индивидуального спроса на электроэнергию в низковольтной сети возникает несбалансированность фазных нагрузок, которая приводит к снижению качества и увеличению потерь электроэнергии, токовой перегрузке одной из фаз, снижению срока службы и экономичности работы электроприемников. Для уменьшения негативного воздействия выполняется балансировка узловых нагрузок в низковольтной сети, реализация которой невозможна без достоверного определения фаз подключения потребителей.

В работе представлен способ определения фаз a , b , c подключения потребителей к низковольтной сети с помощью корреляционного анализа фазных напряжений, измеренных интеллектуальными счетчиками потребителей $U_x = [U_{x_t}]$ и балансным счетчиком $U^{(a,b,c)} = [U_t^{(a,b,c)}]$, профили которых с метками времени $t = 1, 2, \dots, n$ хранятся в центре сбора и обработки данных автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) и вариаций этих напряжений между метками времени (см. рисунок 1):

$$\left. \begin{aligned} \Delta U^{(a,b,c)} &= [U_i^{(a,b,c)} - U_j^{(a,b,c)}]; \\ \Delta U_x &= [U_{x_i} - U_{x_j}], \end{aligned} \right\} (i = 1, 2, \dots, n-1; j = i+1, 2, \dots, n). \quad (1)$$

где n – число измерений в профиле. Способ определения фаз подключения потребителей путем корреляционного анализа напряжений [1] не является новым, но подход с использованием вместо напряжений их вариаций предлагается впервые. Вариации напряжений одной фазы так же хорошо коррелируются как напряжения (см. рисунок 2).

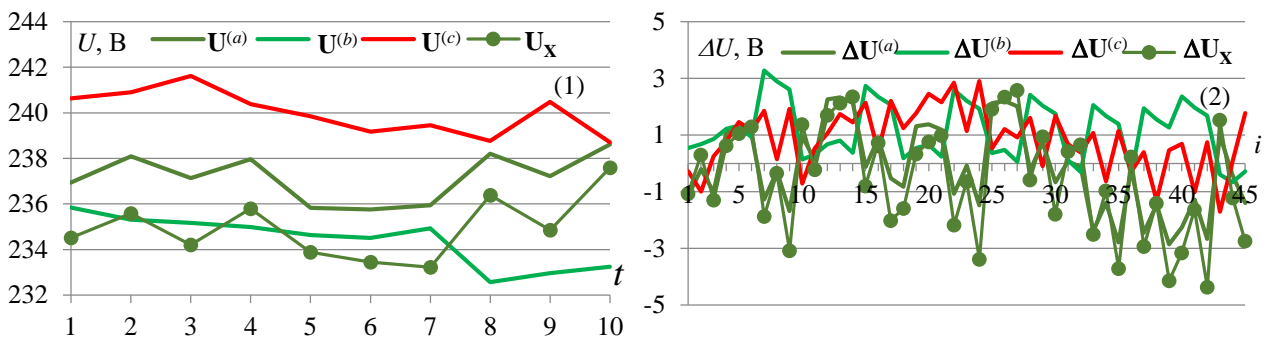


Рис. 1. Профили $U^{(a,b,c)}$, U_x из 10 напряжений (1) и их вариации $\Delta U^{(a,b,c)}$, ΔU_x (2)

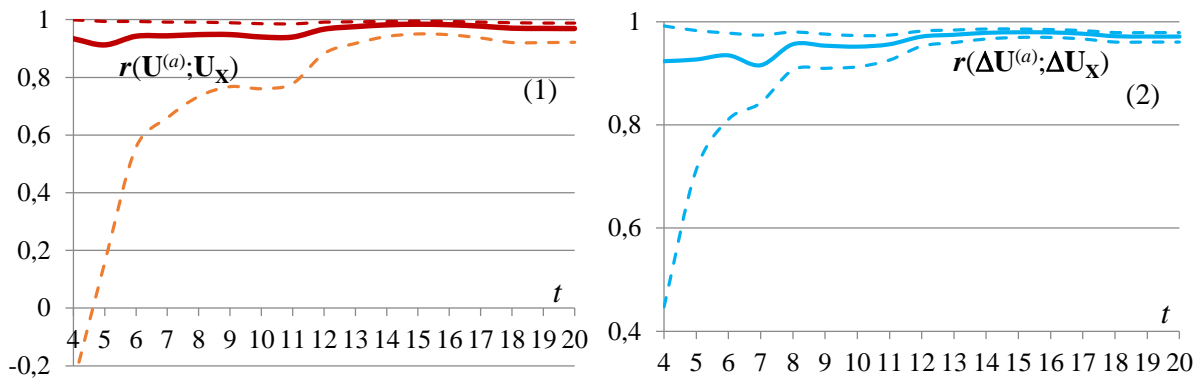


Рис. 2. Графики коэффициентов корреляции Пирсона напряжений (1) и вариаций напряжений (2) балансного счетчика и потребителя фазы a (сплошная линия) с границами их доверительных интервалов определенных с достоверностью 95 %

В работе на реальных измерениях АСКУЭ сравниваются подходы к определению фаз подключения потребителей с помощью коэффициента корреляции Пирсона напряжений $r(U^{(a,b,c)}; U_x)$ и вариаций напряжений $r(\Delta U^{(a,b,c)}; \Delta U_x)$ по необходимому числу измерений и доверительному интервалу при статистической достоверности 95 %. Определяется необходимое число измерений для достоверной идентификации фазы подключения потребителя в зависимости от электрической удаленности счетчиков. С помощью коэффициентов корреляции $r(U^{(a,b,c)}; U_x)$ и $r(\Delta U^{(a,b,c)}; \Delta U_x)$ выявляется момент времени переключения счетчика с одной фазы на другую.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания фундаментальных исследований РАН «Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных электроэнергетических систем», FWEU-2021-0001 (рег. №: АААА-А21-121012190027-4).

Список источников

1. Кузькина Я.И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети / Я.И. Кузькина, И.И. Голуб // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24. № 1. С. 135–144.

ПОВЫШЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ КАК АСПЕКТ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Смыков Юрий Николаевич

ФГБОУ ВО «СГУВТ» Новосибирск, Россия

Цель настоящей работы выявление наиболее значимых факторов обеспечения повышения динамической синхронной устойчивости в автономных энергосистемах, а следовательно повышение показателей качества электрической энергии в части кондуктивной низкочастотной электромагнитной помехи по провалу напряжения. Обозначены возможные пути повышения синхронной динамической устойчивости в автономных энергосистемах, основанные на анализе нагрузочно – угловых характеристиках нормального и послеаварийного режимов. Изложен, обоснованный представленными уравнениями, выбор ряда факторов, обеспечивающих повышение динамической синхронной устойчивости. Расчётным путем выявлено межфакторное взаимодействие, а также значимость каждого из факторов, которые в свою очередь являются регулируемыми параметрами. Представлено среднее значение соотношений среди коэффициентов для значимых факторов, с учетом всего ряда проведенных полнофакторных экспериментов. Полученные результаты являются дополнительным ориентиром при конкретизации выбора мер, средств или технических мероприятий с целью повышения динамической устойчивости, рассматриваемой как процесс формирования кондуктивной низкочастотной электромагнитной помехи по провалу напряжения. Данный подход применим для автономных энергосистем и представляет интерес для судовых автоматизированных электроэнергетических систем.

СОВРЕМЕННЫЙ МНОГОВЕКТОРНЫЙ ЦИВИЛИЗАЦИОННЫЙ РАЗЛОМ: НОВЫЕ ВЫЗОВЫ ДЛЯ РОССИИ И ВАРИАНТЫ НЕТРИВИАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ (ОТ ГАЗИФИКАЦИИ РОССИЙСКОГО ЗАУРАЛЯ И АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОНСОЛИДАЦИИ ЕВРАЗИИ)

Конопляник Андрей Александрович

Д.э.н., профессор, andrey@konoplyanik.ru

*Научный совет РАН по системным исследованиям в энергетике
(117186, Москва, ул. Нагорная, д. 31, к. 2)*

В первой части доклада анализируется текущий глобализационный переход от американского долгого века к Евразийскому (или - нежелательный для РФ сценарий, объясняется почему - к Китайскому). Описаны причины заката эпохи доминирования США и ключевые детерминанты. Обосновывается, что именно конец «долгого века» США есть основа текущих глобальных турбулентностей и описываются десять граней разлома существующего миропорядка. Утверждается, что возврата к прошлому мироустройству не будет, поэтому надо искать новые ответы и решения на эти новые системные вызовы.

Во второй части доклада - вызовы и решения для энергетики России - обосновывается, что «поворот на Восток» есть не вынужденное, но объективнообусловленное решение РФ. Обосновывается объективный характер перехода от тезиса Н.К.Байбакова, справедливого во времена СССР пост-военного периода, что «нефть всегда течет с Востока на Запад», к тезису А.А.Макарова (1990-1991 гг.), что «Россия должна опираться на три ноги – на три континентальных рынка: внутренний, и два зарубежных, европейский и азиатский» («тринога Макарова»).

Время для опоры на «третью ногу» для РФ (зарубежные Азиатские рынки) пришло только в начале XXI веке. Тогда же стали формироваться предпосылки усыхания «второй ноги» РФ (зарубежные Европейские рынки) в результате эволюции политики ЕС:

- от совместного (начиная с «плана Любберса») формирования с РФ и другими странами в 1990-е/начале 2000-х гг. единого энергетического пространства «Большой энергетической Европы» (БЭЕ),

- к нарастающим разногласиям РФ-ЕС и затруднениям в построении эффективного взаимовыгодного функционирования БЭЕ (с 2003-2004 гг.), постепенном замедлении и сворачивании энергетического сотрудничества РФ-ЕС (с 2014 г.), но при продолжающемся росте российского энергоимпорта,

- к объявленному в марте 2022 г. полному политически-мотивированному отказу от российского энергоимпорта к 2027 г. (политический разрыв ЕС с РФ в рамках БЭЕ в ответ на СВО) и резкому его сокращению после начала СВО.

Необходима адаптация каждого элемента «триноги Макарова» к данным внешним вызовам.

Рынок ЕС: произошла (временная) утрата рынка ЕС для РФ в результате целенаправленного двойного разорения Европы через организованную США войну Украины против России при поддержке ЕС/НАТО (реализация философии Бжезинского-Фридмана: разъединить Россию и Европу, в первую очередь РФ и ФРГ).

Внутренний рынок РФ – три группы опорных приоритетов: 2

Опора на повышение энергоэффективности во всех звеньях энергетического комплекса страны, включая получение системных эффектов: энергетических (уменьшение потребности в первичной энергии при сохранении объемов конечного потребления или, наоборот, увеличение объема конечного потребления при том же уровне производства первичной энергии), финансово-инвестиционных (относительное, а возможно и абсолютное, уменьшение спроса на инвестиции, принимая во внимание растущую капиталоемкость приростов первичного энергопроизводства), климатических (энергоэффективность как основной вклад в уменьшение эмиссии тепличных газов).

Опора на природный газ, в том числе ускоренная децентрализованная газификация (и на ее основе электрификация) России к востоку от Урала и в Арктической зоне. Варианты нетрадиционных решений: децентрализованное модульное энергоснабжение (газо-, электро-) на основе линейки мощностей газовых ТЭС (конденсационных и/или теплофикационных) и крио-АЗС (как источника и моторного, и котельно-печного топлива). Поставки малотоннажного СПГ (мтСПГ) в крио-цистернах и стандартных 20/40-футовых танкконтейнерах (туда полные, обратно пустые, на новое заполнение) с широкомасштабным использованием грузовых беспилотных дирижаблей нового поколения как средства доставки в радиусе 1000-2000 км. Поставка мтСПГ от мест его производства (или пунктов его доставки с мест производства) и пунктов базирования грузовых дирижаблей внутрь России к востоку от Урала и в Арктической зоне (оптимизация сетки покрытия требует централизованного решения):

- с северного и восточного внешнего контура: места складирования мтСПГ в криоцистернах и танк-контейнерах и пункты базирования дирижаблей - по трассе СМП. Места производства мтСПГ – проекты ктСПГ Ямальского кластера, Сахалин-2, Мурманский и Камчатский перегрузочные терминалы ктСПГ,

- с западного и южного внешнего контура: установки по производству мтСПГ на компрессорных станциях на газопроводах «Сила Сибири» 1 и 2, там же места складирования мтСПГ и базирования грузовых дирижаблей,

- с внутренних очагов производства мтСПГ: например, с газовых месторождений в Якутии, там же места складирования мтСПГ и базирования грузовых дирижаблей.

Опора на собственные силы в условиях долговременных санкционных ограничений и неопределенностей, связанных с системными трансформациями существующего миропорядка (обосновываются 4 грани обеспечения суверенитета на природные ресурсы, включая интеллектуальный, технологический, финансовый).

Рынок Евразии: задача - энергетическая консолидация Евразии, чтобы на смену «веку США» пришел не «век Китая», но «век Евразии».

В странах Евразии главными приоритетами остаются цели устойчивого развития ООН (ЦУР), расположенные в их иерархии выше (в т.ч. много выше) климатической повестки (ЦУР-13). Достижение ЦУР высших приоритетов (ЦУР-1 – ликвидация нищеты, ЦУР-2 – ликвидация голода, ...) невозможно без решения проблемы «энергетической бедности», что является (может стать) общим объединительным началом для государств Евразии. При этом ЦУР-7 (доступная, недорогостоящая и чистая энергия) не должна искаженно пониматься как переход на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и отказ от невозобновляемых энергоресурсов (НВЭР).

Необходима скорейшая эволюция энергетической политики РФ: от поиска оптимального места в рамках БЭЕ в прошлом, включая недавнее прошлое, к формированию Большого Евразийского Энергетического Пространства (БЕЭП, его контуры и содержание на государственном уровне пока не прописаны) и поиску и закреплению оптимального места 3 РФ в нем. Чтобы выстроить эффективный многосторонний диалог с партнерами в Евразии, необходимо иметь общую цель, общую объединительную и конструктивную повестку. В качестве такой объединительной повестки предлагается формирование энергетической инфраструктуры Евразии (БЕЭП) на основе оптимальной комбинации НВЭР плюс ВИЭ. Предлагаются некоторые основные контуры БЕЭП на основе традиционных и нетрадиционных решений.

Электро и теплоснабжение, с учетом эмиссионного фактора, - это газ (сетевой и СПГ), АЭС, ВИЭ. Без наращивания энергоснабжения не будет экономического роста, вывода из бедности перенаселенных стран Евразии. Газ – как для централизованного, так и децентрализованного энергоснабжения, как для целевого газоснабжения, так и в качестве резервного топлива для ВИЭ. Поставки крупнотоннажного СПГ (ктСПГ) – в основном в прибрежные районы Евразии, с существующих и новых (совместных, например: РФ-Иран в Персидском заливе) центров его производства. Вглубь континентальных районов Евразии – сетевой газ для централизованного энергоснабжения (большие расстояния от месторождений до центров потребления, значит нужен эффект масштаба) и поставки малотоннажного СПГ в крио-цистернах и танк-контейнерах для децентрализованного использования. Средства доставки мтСПГ – в зависимости от имеющейся дорожной инфраструктуры. При ее отсутствии – грузовые дирижабли и танк-контейнеры (описанный выше сценарий для районов РФ к востоку от Урала и в Арктической зоне применим и в Евразии). Для формирования новых совместных центров производства и дальнейшего использования газа (сетевого и СПГ) в Евразии возможно использовать механизм «проектов общего интереса» (по аналогии с соответствующей практикой ЕС).

Россия должна избежать в Евразии прошлого «европейского сценария» развития энергетического сотрудничества, где в рамках цепочки создания стоимости нам были оставлены низшие звенья товарных энергетических цепочек. В свое время предложение Газпрома о сквозном участии в газовой цепочке от апстрима до конечного газопотребления на газовых ТЭС (т.н. «обмен активами») было Европой отвергнуто. Полагаю, именно такой подход (на основе т.н. «обмена активами») должен стать основой энергетической политики России в Евразии (в т.н. «повороте на Восток»). Имею в виду «обмен активами» в расширенном понимании, то есть участие российских компаний во всех звеньях производственно-сбытовых цепочек энергоресурсов вплоть до производства продукции высших переделов при энергетическом и неэнергетическом использовании энергоресурсов – как при прямом следовании по цепочке формирования стоимости, так и по «ответвлениям» от этих цепочек.

Формирование капиталоемкой инфраструктуры требует общих инвестиционнопривлекательных правил игры для всего БЕЭП. Нужен единый минимальный стандарт защиты инвестиций и торговли, учитывающий специфику энергетических отраслей для минимизации проектных рисков и уменьшения стоимости заемного (проектного) финансирования. Лучше чем Договор к Энергетической хартии (ДЭХ) пока ничего в мире не

придуманно. Поэтому обновленный ДЭХ может рассматриваться как объединительная повестка и общие правила игры в Евразии.

Россия в свое время вышла из ДЭХ (на мой взгляд, ошибочно), в основном из-за разногласий с ЕС по интерпретации положений ДЭХ, некоторым из которых ЕС пытался навязать свою трактовку в соответствии с внутренним законодательством ЕС. Сегодня продолжается процесс модернизации ДЭХ, начатый по инициативе РФ, но проходящий без ее участия. Попытки ЕС навязать странам ДЭХ свою модернизационную повестку ДЭХ (в соответствии с «Зеленым курсом» ЕС 2019 г.) не увенчались успехом. Поэтому ЕС намерен 4 коллективно выйти из ДЭХ. Это открывает новые возможности для РФ по возврату в хартийный процесс, в который сегодня входят 89 государств и межгосударственных объединений, в том числе государства Евразии. России необходимо принимать участие в формировании общего привлекательного режима инвестиций на пространстве всей Евразии, уменьшающего риски формирования энергетической инфраструктуры на континенте для борьбы с энергетической бедностью. Без решения этой проблемы достижение ЦУР верхнего уровня в Евразии не представляется возможным.

Энергетическая консолидация Евразия создает предпосылки для монетизации газовых ресурсов РФ, в том числе высвобождающихся в результате схлопывания экспортного рынка ЕС для РФ, и получения иных синергетических эффектов для страны от активного и многогранного вовлечения в этот процесс.

КИСЛОРОДНО-ТОПЛИВНЫЕ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОДОРОДА БЕЗ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ

Опарин М.В., Ковалев Д.С., Киндра В.О.

ассистент, e-mail: Oparinmv@mail.ru

НИУ МЭИ, г. Москва

Непрерывный рост населения и активная индустриализация стран являются причинами значительного увеличения спроса на энергетические продукты такие как электроэнергия и водород. Об этом свидетельствуют данные «International Energy Agency» [1], согласно которым с 2020 по 2050 г. спрос на электроэнергию вырастет более чем на 160%, а спрос на водород – на 246%. Учитывая обозначенный тренд на рост энергетических производств, следует ожидать увеличения выбросов токсичных веществ и парниковых газов в атмосферу.

В настоящее время паровая конверсия метана является самым дешевым и наиболее освоенным промышленным способом производства водорода. Но протекающие процессы сопровождаются выбросами СО и СО₂. Использование современных способов улавливания углекислого газа приводит к снижению коэффициента использования тепла топлива установки до 33,4%, из-за чего требуется разработка новых высокоэффективных технологических решений, позволяющих производить водородное топливо [2].

Кислородное сжигание топлива позволяет производить электроэнергию и водород практически без выбросов вредных веществ и парниковых газов с высокой долей эффективности. Одной из наиболее перспективных кислородно-топливных энергетических установок является полузакрытого цикл с кислородным сжиганием топлива SCOC-CC, однако существенным недостатком данной технологии является большие потери в конденсаторе [3].

Решить описанные выше проблемы возможно за счет создания кислородно-топливного энергетического комплекса для производства электроэнергии и водорода с нулевыми выбросами на базе цикла SCOC-CC, представленного на рисунке 1. Наличие паротурбинного контура обуславливает возможность забора пара из отдельных его узлов, что значительно упростит проблему регулирования нагрузки.

В настоящей работе установлено, что КПД нетто отдельной выработки превышает совместную на 0,67%, что обусловлено тем, что при комбинированной выработке электроэнергии и водорода меньше теплоносителя отработывает в цилиндре среднего и низкого давления. Однако КИТТ установки паровой конверсии метана при совместной выработке водорода и электроэнергии возрастает на 7,24%. Связано это с уменьшением подвода теплоты в печь риформера на нагрев метана и пара в реакционных трубах.

Так же для кислородно-топливного энергетического комплекса разработаны режимные карты, позволяющие определить мощность нетто, КИТТ и КПД нетто при изменении производства водорода и электроэнергии в газовой турбине. По результатам исследования кислородно-топливной установки с паровой конверсией метана с номинальной выработкой мощности нетто 350 МВт позволяет осуществлять количественное регулирование установки в диапазоне 123.6-370. МВт и изменение производства водорода с 0 до 10,8 кг/с, при этом коэффициент использования тепла топлива изменяется в диапазоне 47.2-70.1%.

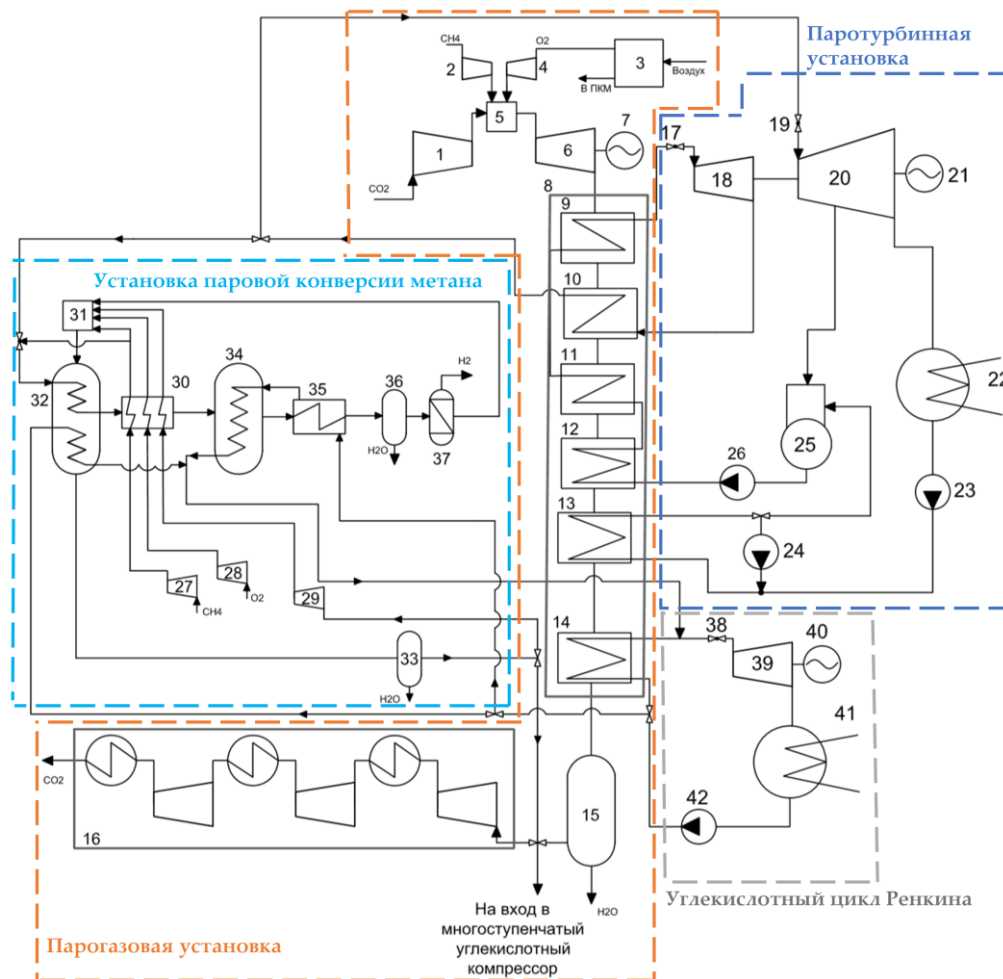


Рис. 11 – Принципиальная тепловая схема кислородно-топливного энергетического комплекса для совместного производства электроэнергии и водорода: 1 – многоступенчатый углекислотный компрессор; 2 – газодожимой компрессор; 3 – ВРУ; 4 – кислородный компрессор; 5 – камера сгорания; 6 – углекислотная турбина; 7 – первый электрогенератор; 8 – котёл-утилизатор; 9 – пароперегреватель; 10 – промежуточный пароперегреватель; 11 – испаритель-ная поверхность; 12 – экономайзер; 13 – газовый подогреватель конденсата; 14 – утилизатор низкопотенциальной теплоты; 15 – 1-ый охладитель-сепаратор; 16 – компрессор-захоронитель; 17 – первый дроссель; 18 – цилиндр высокого давления; 19 – второй дроссель; 20 – цилиндры низкого и среднего давления; 21 – второй электрогенератор; 22 – конденсатор; 23 – конденсационный насос; 24 – рециркуляционный насос; 25 – деаэратор; 26 – питательный насос; 27 – газодожимой компрессор ПКМ; 28 – кислородный компрессор ПКМ; 29 – углекислотный компрессор ПКМ; 30 – печь риформера; 31 – риформер; 32 – второй охладитель-сепаратор; 33 – многопоточный рекуператор; 34 – высокотемпературный реактор конверсии CO; 35 – третий охладитель-сепаратор; 37 – адсорбер переменного давления; 38 – третий дроссель; 39 – углекислотная турбина; 40 – третий электрогенератор; 41 – углекислотный конденсатор; 42 – углекислотный насос.

Исследование проведено в НИУ «МЭИ» при финансовой поддержке Минобрнауки России (государственное задание № FSWF-2023-0014, соглашение № 075-03-2023-383 от 18 января 2023 г.).

Список источников

1. IEA Global Energy Review 2019// IEA: Paris, 2020

2. Ledjeff-Heу K., Roes J., Wolters R. CO₂-scrubbing and methanation as purification system for PEFC //Journal of Power Sources. 2000. 86(1-2) P. 556-561.
3. Рогалев А. Н. и др. Исследование экологически безопасных энергетических комплексов с кислородным сжиганием топлива //Новое в российской электроэнергетике. 2019. 8. С. 6-25.

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБЪЕДИНЕНИЯ, ГЛОБАЛЬНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

НОВЫЕ ВЫЗОВЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ УЗБЕКИСТАНА И РОЛЬ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

**Куклина Анна Константиновна,
Дунаева Наталья Викторовна,
Яковлева Дарья Дмитриевна**
Инженер, e-mail: kuklinaak@eriras.ru

Институт энергетических исследований РАН, г. Москва, Российская Федерация

Энергетика Узбекистана с момента распада СССР основалась на уже сложившейся системе энергобаланса с опорой на газ. За последние 30 лет доля природного газа в структуре энергопотребления не опускалась ниже 70%, а в 2020 г. достигла своего максимального уровня в 85%. Доминирование природного газа в истории современного Узбекистана обеспечивалось за счет высокого уровня добычи из месторождений, разведанных еще в советское время, и относительно низкой себестоимости производства. Отсутствие значительных запасов угля и нефти способствовали дополнительному приросту спроса на природный газ за счет межтопливного переключения, в том числе и в транспортном секторе. Помимо использования природного газа внутри страны, излишки производства монетизировались на экспорт, который пополнял государственный бюджет и субсидировал низкие цены для внутреннего потребителя.

Сегодня мы находимся на переломном этапе функционирования энергетики Узбекистана. Истощение действующих месторождений неизбежно ведет к сокращению производства газа с себестоимостью до 50 долл. за 1000 куб. м. Основные надежды на прирост запасов национальная компания АО «Узбекнефтегаз» возлагает на Устюртский нефтегазоносный регион, где на момент 2023 г. ведутся масштабные геологоразведочные работы. Однако, даже в случае подтверждения запасов газа в ожидаемом объеме 1,5 трлн куб. м, бурение скважин на глубину 4500-6500 м и его последующая очистка обеспечивают рост себестоимости производства до 130-150 долл. за 1000 куб. м, без учета затрат на транспортировку и распределение. Таким образом, эпоха дешевого газа для Узбекистана уходит в прошлое и нужна новая стратегия развития энергетики. Дополнительное подтверждение неизбежности и актуальности преобразований в ТЭК продемонстрировали перебои в энергоснабжении зимой 2022-2023 гг., когда на фоне дефицита газа останавливались заводы, не обслуживали клиентов газовые заправки, осуществлялись веерные отключения электроэнергии, перекрывалась подача централизованного тепла. Согласно заявлению министерства энергетики Узбекистана, дефицит газа в зимний период достигал 20 млн куб. м/сут.

Критический важный вопрос для руководства страны сегодня - не допустить повторения и усугубления ситуации зимы 2022-2023 гг. Ведь в текущих условиях отсутствие своевременных решений в части энергетической безопасности способно привести к ежегодному дефициту энергии в объеме 15,6 млн т н.э. к 2030 г. (Рис. 1.).

Нивелирование рисков связанных с энергетическим кризисом возможно за счет наращивания импортных поставок природного газа из соседних стран. Однако, учитывая альтернативное направление экспорта в Китай, ценовые и объемные условия по новым продажам будут во многом определяться параметрами китайских контрактов.

Перспективы увеличения стоимости добычи газа внутри страны меняют параметры межтопливной конкуренции. Появляются дополнительные стимулы для развития ВИЭ и форсирования переговоров по строительству АЭС. Есть возможности для расширения использования гидроэнергии. В транспортном секторе, где газ занимает 20%, больший интерес начинают представлять электромобили и автомобили с гибридным двигателем. Это позволяет не только решать вопрос нехватки газа, но и традиционную проблему с импортом дорогих нефтепродуктов, одновременно улучшая показатели по выбросам. Одновременно планируется увеличить угольную генерацию. Но всех этих мер к 2030 г., с учетом более поздних сроков запуска АЭС, будет не хватать для покрытия дефицита энергии в 15,6 млн т н.э. Поэтому потребуются импорт газа, объемы которого будут зависеть, прежде всего, от динамики ввода объектов солнечной и ветряной генерации.

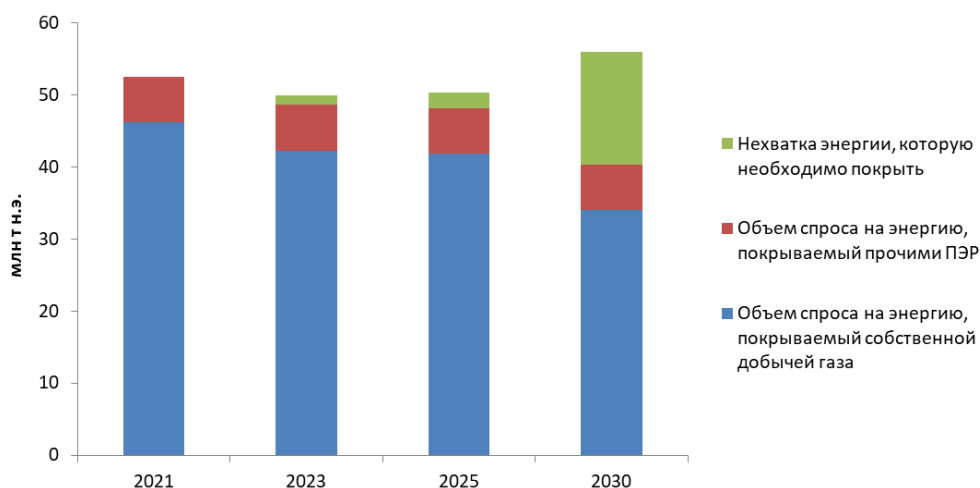


Рис. 1. Прогноз спроса на энергию в Узбекистане и выявление дефицита, млн т н.э.

Из-за ухода из баланса дешевого газа неизбежным становится повышение стоимости энергии для конечного потребителя, что создает большие стимулы к реализации программ повышения энергоэффективности.

Для обеспечения долгосрочной устойчивости функционирования энергетики не только Узбекистана, но и соседних стран, хорошим решением также будет развитие интеграции энергосистем с взаимными «страховками» балансов и перетоками, в зависимости от особенностей производства и спроса в каждой стране.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

Список источников

1. Добыча и потребление природного газа. – URL: <https://stat.uz/ru/ofitsialnaya-statistika/industry> (дата обращения 15.05.2023).
2. «Узбекнефтегаз» раскрыл свои планы по 10-летней программе геологоразведки для увеличения запасов нефти и газа. URL: <https://nuz.uz/ekonomika-i-finansy/1263521-uzbekneftegaz-raskryl-svoi-plany-po-10-letnej-programme-geologorazvedki-dlya-velicheniya-zapasov-nefti-i-gaza.html> (дата обращения 10.03.2023).

РОЛЬ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ЭНЕРГЕТИКЕ СТРАН ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ И КАСПИЯ

**Яковлева Дарья Дмитриевна*, Куклина Анна Константиновна,
Дунаева Наталья Викторовна**

**Инженер, e-mail: yakovlevadariad@yandex.ru
ИНЭИ РАН, Москва, Российская Федерация*

Центральная Азия и страны Каспийского региона являются значимым регионом как с экономической точки зрения, так и стратегической. Регион обладает большими запасами природного газа, что предопределило его лидирующую роль в энергобалансах большинства стран. Однако в настоящее время несколько государств оказалось на переходном историческом этапе в энергетике, когда на фоне растущего спроса дешевые запасы стали заканчиваться из-за исчерпания ключевых месторождений, а новые открытия не позволяют компенсировать снижение добычи и обеспечивать приросты, или требуют очень высоких затрат. Это касается Узбекистана и Казахстана.

Имеющиеся газовые ресурсы во многом предопределяют выбор направлений дальнейшего развития энергетики рассматриваемых стран. Для Ирана, Туркменистана и Азербайджана газ остается самым доступным источником энергии для внутреннего энергоснабжения и большие запасы позволяют в ближайшие десятилетия строить на нем основу энергобаланса. Но при этом есть возможность тестировать отдельные альтернативные решения, которые могут по цене оказаться ниже уровня экспортного нетбэка – тогда выгоднее будет дополнительный газ экспортировать, заменяя его внутри страны, например, ВИЭ. Узбекистан и Казахстан из-за быстрого роста спроса и ограниченных возможностей по добыче уже подошли к граничному уровню, когда начинает фиксироваться определенная нехватка газа в балансе, особенно в зимний период. На этом фоне необходимо рассматривать новые подходы к дальнейшему развитию энергетики и с высокой вероятностью уже в ближайшие годы страны сменят статус на нетто-импортеров газа.

Окончание эпохи собственного дешевого газа, как и возможность больше заработать на экспорте, создают условия для более активного развития межтопливной конкуренции в регионе. Причем место тут есть для целого ряда альтернатив – гидро, солнечная и ветряная энергетика, АЭС, уголь. Но важно правильно отстроить архитектуру новой энергосистемы, в которой все элементы должны взаимодополнять друг друга. И газ тут способен выполнять важную балансирующую роль. Перебои с балансами, особенно в зимний период, актуальнее ставят вопрос о взаимных закупках и координации поставок газа между странами региона. Важно это и для снабжения отдельных регионов стран, удаленных от ключевых собственных добычных центров. Например, для Ирана представляет интерес поставка из Туркменистана в северные регионы. Хороший экспортный потенциал есть у Ирана, Туркмении и Азербайджана. Для Ирана главным ограничением являются санкции и доступность внешнего финансирования и технологий. У Туркменистана вопрос с подтверждением запасов и способности разрабатывать достаточно сложные месторождения с выходов на увеличение добычи газа. Возможности экспорта Азербайджана достаточно понятны в рамках реализуемых проектов, а для новых будут определяться успехами дальнейшей геологоразведки.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

Список источников

1. Statistical Review of World Energy 2021, 70th edition. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (дата обращения 20.05.2023).
2. Туркменский газ замерз в трубах. Морозы остановили поставки в Узбекистан. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5773565> (дата обращения 20.05.2023)

ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ СТАБИЛЬНОСТИ МЕЖДУНАРОДНЫХ ПОСТАВОК РОССИЙСКИХ ТЭР В ДОСТУПНЫХ ДЛЯ ЭКСПОРТА СЕГМЕНТАХ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ

Грабчак Евгений Петрович

*кандидат экономических наук, старший научный сотрудник, e-mail:
grabchak.euge@gmail.com*

*ФГБУН «Объединённый институт высоких температур РАН», Москва, Российская
Федерация*

Логинов Евгений Леонидович

*доктор экономических наук, профессор РАН, e-mail: loginovel@mail.ru,
Экспертно-аналитическая служба ФГБУ «Ситуационно-аналитический центр Минэнерго
России», Москва, Российская Федерация*

Шкута Александр Анатольевич,

*доктор экономических наук, профессор, e-mail: saa5333@hotmail.com
Мировая экономика и мировых финансов» ФГБОУ ВО «Финансовый университет при
Правительстве Российской Федерации», Москва, Российская Федерация*

Актуальность. Рассматривается использование цифрового онтологического подхода к развитию квазинтегрированной суперсистемы, включающей топливно-энергетический комплекс и обслуживающие его элементы финансово-экономической системы России и группы дружественных стран - потребителей российских топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) для выработки мер обеспечения национальной и международной экономической и энергетической безопасности. Использование цифрового онтологического подхода обусловлено необходимостью анализа процессов и прогнозирования перспектив достижения критического уровня нестабильности международных поставок российских ТЭР в доступных для экспорта сегментах мировой экономики вследствие кризиса международных экономических отношений во взаимосвязи с конфигурированием режимов работы российской инфраструктуры добычи, транспортировки, хранения, переработки и поставок ТЭР, адаптированных к трансформации направлений и структуры российского экспорта.

Постановка проблемы. Предлагается применение цифрового онтологического подхода к развитию квазинтегрированной суперсистемы, включающей топливно-энергетический комплекс и обслуживающие его элементы финансово-экономической системы России и группы дружественных стран - потребителей российских ТЭР (в рамках экономических союзов и двусторонних отношений между странами) с выяснением различных вариантов влияния инициированных дискриминационных ситуаций и товарно-финансовой конъюнктуры на российские энергетические компании поставляющие ТЭР за рубеж, потребителей российских ТЭР в России и за рубежом, компании транспортирующие ТЭР за рубеж и транзитно через территории других стран, производителей оборудования для топливно-энергетического комплекса.

Цель исследования: определение концептуальных подходов к выяснению влияния макроэкономических факторов на российские энергетические компании поставляющие ТЭР за рубеж, потребителей российских ТЭР в России и за рубежом, компании транспортирующие ТЭР за рубеж и транзитно через территории других стран, производителей оборудования для топливно-энергетического комплекса, использование для этого агентных методов и моделей мониторинга, оценки и интерпретации пиковых ценовых флуктуаций на мировых рынках

топливно-энергетических ресурсов с конфигурированием режимов работы российской инфраструктуры добычи, транспортировки, хранения, переработки и поставок ТЭР.

Результаты и ключевые выводы. Обоснована целесообразность разработки и внедрения цифровых систем для агентного анализа, моделирования и прогнозирования на основе использования суперкомпьютерных технологий для внедрения технологии «активных знаний» (active knowledge) и моделирующих информационно-вычислительных сервисов мониторинга, оценки и интерпретации пиковых ценовых флуктуаций на мировых рынках топливно-энергетических ресурсов для повышения стабильности международных поставок российских ТЭР с учетом ценовых флуктуаций на мировых рынках топливно-энергетических ресурсов.

ПОСТРОЕНИЕ МЕЖДУНАРОДНОГО КОНТУРА ОПЕРИРОВАНИЯ РОССИЙСКИМИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ И ИНФРАСТРУКТУРОЙ КАК БАЗА ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ СВЕРХБОЛЬШИХ ТРАНСГРАНИЧНЫХ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЙ

Грабчак Евгений Петрович

*Кандидат экономических наук, старший научный сотрудник,
e-mail: grabchak.euge@gmail.com,
ФГБУН «Объединённый институт высоких температур РАН»,
Москва, Российская Федерация*

Логинов Евгений Леонидович

*Доктор экономических наук, профессор РАН, начальник Экспертно-аналитической службы
ФГБУ «Ситуационно-аналитический центр Минэнерго России», e-mail: loginovel@mail.ru,
Москва, Российская Федерация*

Современная ситуация демонстрирует критическую неравномерность мировых рынков топливно-энергетических ресурсов [1; 2; 7].

В этих условиях повышенную актуальность приобрела потребность в построении стратегии перехода к новой структуре контура оперирования российскими топливно-энергетическими ресурсами и инфраструктурой. Необходим механизм интеграции информации с элементами мониторинга, планирования и координации для укрепления позиций крупных российских энергетических корпораций (прежде всего, госкорпораций и компаний с госучастием) лояльных к федеральной стратегической и оперативной экономической политике как глобального участника на доступных сегментах мировых рынков.

Оперирование российскими топливно-энергетическими ресурсами в условиях применяемых к России санкций и иных ограничений требует взаимосвязанного комплекса организационно-экономических решений, которые должны обеспечить изменение маршрутов экспортной транспортировки и новые массивы зарубежных потребителей российских топливно-энергетических ресурсов.

Такая стратегия необходима для повышения эффективности процесса выполнения общесистемных задач российской корпоративно сегментированной энергетики в рамках формирования - на основе энергетической инфраструктуры России - национального и международного контура оперирования российскими топливно-энергетическими ресурсами и инфраструктурой как база для формирования сверхбольших трансграничных энергообъединений.

Необходима оптимизация организационно-экономических схем взаимосвязей энергетических компаний с элементами мониторинга, планирования и координации в экономике России и при экспорте российских ресурсов на зарубежные рынки [9; 10; 12].

Авторы в более ранних публикациях разработали проект формирования глобального азиатского энергокольца как примера сверхбольших трансграничных энергообъединений.

Функциональная и структурная сложность современных процессов системно-структурного оперирования российскими топливно-энергетическими ресурсами, услугами по их транспортировке и хранению обуславливает особые требования к техническим возможностям существующих систем управления в энергетике России [3; 4; 5]. Эти

требования удовлетворяются путем реализации сетевидного подхода к наращиванию возможностей оперирования российскими топливно-энергетическими ресурсами и инфраструктурой как базы для формирования сверхбольших трансграничных энергообъединений - создания азиатской энергосистемы XXI века с опорой на российские энергопоставки и технологии [6; 8; 11].

Повышение эффективности оперирования российскими топливно-энергетическими ресурсами в условиях применяемых к России санкций и иных ограничений требует обеспечения возможности выхода на эффекты международной конкурентоспособности комплекса корпоративных бизнес-циклов по производству и сбыту топливно-энергетических ресурсов, оказанию услуг по их транспортировке и хранению. Основой для этого является формирование новых маршрутов для поставок и внедрения сетевидного управления имеющейся и будущей инфраструктурой.

Список источников

1. Bahtizin A.R., Bortalevich V.Y., Loginov E.L., Soldatov A.I. Using artificial intelligence to optimize intermodal networking of organizational agents within the digital economy // Journal of Physics: Conference Series. 2019. Pp. 12042.
2. Bortalevich S.I., Chinaliev V.U., Loginov E.L., Soldatov A.I. Strategic planning of integrated development in the field of science and technology of the enterprises of the machine-building production // Journal of Physics: Conference Series. 2019. Pp. 12041.
3. Bugaev A.S., Loginov E.L., Raikov A.N., Saraev V.N. The semantics of network contacts // Scientific and Technical Information Processing. 2009. T. 36. № 1. Pp. 68-72.
4. Grabchak E.P. Digital transformation of TPP control systems: transition to an intelligent equipment life cycle management model. // Studies in Systems, Decision and Control. 2021. T. 314. Pp. 1765-1772.
5. Grabchak E.P. Ensuring the security of cyber-physical systems in the energy sector in the context of the expansion of digital management services // Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference "Information Technologies and Intelligent Decision Making Systems" (ITIDMS-II-2021) Russian Federation, Moscow, July 1, 2021. Pp. 164-173.
6. Grabchak E.P., Loginov E.L., Grigoriev V.V. Ensuring observability and controllability of complex technical systems in difficult and irregular situations when commands with a large distortion component are received // Lecture Notes in Electrical Engineering. 2021. T. 729 LNEE. Pp. 624-631.
7. Loginov E.L., Grigoriev V.V., Balandin V.S., Shkuta A.A., Boyko P.A. The use of electronic semantization of the cognitive activity manifestations with the aim of detection of intentions of the group of people leading to the destabilization of the digital super system // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 1. Ser. "1st International Conference on Innovative Informational and Engineering Technologies, IIET 2020" 2020. Pp. 012002.
8. Loginov E.L., Grigoriev V.V., Bojko P.A., Balandin V.S., Ivanovskij G.S. Convergent use of neural network information technologies for monitoring and evaluating the performance of digital control operators of situational centers at critical infrastructure facilities // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 3. Ser. "III International Scientific and Practical Conference on Innovations in Engineering and Technology" 2020. Pp. 012044.
9. Loginov E.L., Grigoriev V.V., Shkuta A.A., Bortalevich V.Y., Sorokin D.D. Intelligent monitoring, modelling and regulation information traffic to specify the trajectories of the behaviour of organizational agents in the context of receipt of difficult-interpreted information // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Pp. 012015.
10. Loginov E.L., Grigoriev V.V., Shkuta A.A., Sorokin D.D., Bortalevich V.Y. The use of artificial intelligence's elements to block the manifestations of individuals' behavioral activity

- going beyond the quasi-stable states // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Pp. 012028.
11. Loginov E.L., Raikov A.N. Network information attacks on the control systems of power facilities belonging to the critical infrastructure // Thermal Engineering. 2015. T. 62. № 4. Pp. 233-239.
 12. Loginov E.L., Raikov A.N. Optimization of the introduction of end-to-end technologies to the energy critical infrastructure on the basis of cognitive simulation // Proceedings of 2018 11th International Conference "Management of Large-Scale System Development", MLSD 2018. 2018. Pp. 8551883.

ПЕРСПЕКТИВЫ КАТАРА НА ГЛОБАЛЬНОМ ГАЗОВОМ РЫНКЕ

Дунаева Наталья Викторовна*, **Куклина Анна Константиновна**,
Яковлева Дарья Дмитриевна

**Инженер, e-mail: troshina.natalia1992@gmail.com*

ИНЭИ РАН, Москва, Нагорная ул. 31к2

В стремительно меняющейся конъюнктуре мирового газового рынка значение Катара, как одного из ключевых экспортёров газа, увеличивается. В условиях временной трансформации мирового газового рынка из «рынка покупателей» в «рынок продавцов», интерес к СПГ из Катара существенно возрос, но уже на горизонте нескольких лет ситуация может измениться. Рынок становится более конкурентным, и газодобывающие страны, как уже действующие поставщики (США, Австралия, Россия), так и вновь прибывшие (Канада), активно заявляют о своих планах по созданию новых мощностей. Ключевой задачей для Катара сейчас является формирование оптимальной стратегии развития газовой отрасли с учетом обеспечения внутреннего потребления и возможностей монетизации запасов на экспорте.

Катар занимает третье место в мире, после России и Ирана, по объёмам доказанных запасов газа. При этом основная их часть сосредоточена в пределах одного месторождения – Северное (North Dome) – которое и обеспечивает основной объем ежегодной добычи. В 2005-2017 гг. в стране действовал мораторий на новые проекты по добыче газа на Северном месторождении, связанный с падением внутрислоевого давления на действующих скважинах и рисках снижения потенциальных совокупных возможностей отбора в случае дальнейшей интенсификации добычи.

Внутреннее потребление природного газа в Катаре чрезвычайно быстро росло в 2005-2014 гг. в связи с ускоренным ростом мощностей СПГ и активной электрификацией страны, и с тех пор колеблется в пределах 40 млрд куб. м, падая или прирастая менее чем на 5% в год. Учитывая, что внутри Катара потребляется в среднем только 30% от общего объема добычи газа, основной его объем отправляется на экспорт через газотранспортную систему «Дельфин» в ОАЭ и Оман и в виде СПГ, преимущественно на европейские и азиатские рынки.

Среди крупнейших мировых производителей СПГ по объёмам созданных мощностей Катар занимает третье место после Австралии и США, а его доля в мировых объемах торговли СПГ составляет 20%. Уже в ближайшей перспективе Катар планирует существенно увеличить объемы экспорта, нарастив мощности по производству СПГ на 64% от текущих уровней к 2027 г. По заявлениям QatarEnergy, стоимость проекта расширения составит 28,8 млрд долл., и это станет одним из самых крупных вложений в энергетическую отрасль за последние несколько лет.

Катар один из наиболее конкурентоспособных поставщиков с точки зрения затрат на добычу и поставку СПГ как в Азию, так и в Европу, и имеет крайне выгодное географическое расположение относительно обоих рынков. При этом экспортная политика Катара основана на долгосрочных контрактах, и страна практически не имеет возможности для реагирования на кризисные тенденции и перепады цен на том или ином рынке. Срок действия некоторых контрактов истекает уже в ближайшие годы и к началу ввода новых мощностей в 2026 г. может высвободиться 20 млн т/год катарского СПГ, а к началу 2030 г. текущие контрактные обязательства Катара и вовсе сократятся вдвое. Учитывая текущую кризисную ситуацию и

рост конкуренции между Европой и Азией в борьбе за поставки СПГ, Катар находится на развилке:

- используя выгодное географическое положение, сконцентрироваться на краткосрочной торговле, получая максимальную выгоду от продажи СПГ по наиболее высоким ценам;
- выбрать уже проверенную, более стабильную тактику долгосрочных договорённостей, но без возможности реагировать на ценовые пики;
- диверсифицировать подход к экспорту, работая в обоих направлениях.

Ввод новых мощностей СПГ позволит Катару достичь экспортного потенциала в размере 126 млн т СПГ. При этом, ресурсная база позволяет экспортировать даже в 3 раза больше. Однако, пока более целесообразно не планировать новых проектов, без оценки воздействия наращивания добычи для уже одобренных мощностей на внутрипластовое давление. После запуска проектов нужно принимать решения в зависимости от ситуации на месторождении и перспектив глобального спроса на газ на тот момент. Еще один важный аспект, который требует дополнительного изучения – взаимное воздействие проектов добычи на Северном месторождении и Южном Парсе, которые часто рассматривают как части одной гигантской области запасов в Персидском заливе. Если это воздействие будет подтверждено, то во избежание конфликтных ситуаций, разумно будет синхронизировать планы дальнейшей разработки.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

Список источников

1. BP Statistical Review of World Energy 2022. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения: 1.06.2023)
2. IGU World LNG Report 2022. URL: <https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2022/> (дата обращения: 1.06.2023)
3. Официальный сайт QatarEnergy. URL: <https://www.qatargas.com/english/MediaCenter/WhoWeAre/Pages/OurHistory.aspx> (дата обращения: 1.06.2023)
4. NFE Project Milestones: Jacket Installations Completed and Mega Trains Contract Awarded. The Pioneer. URL: <https://www.qatargas.com/english/MediaCenter/The%20Pioneer/The%20Pioneer%20159%20English.pdf> (дата обращения: 1.06.2023)

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ СТРАН-УЧАСТНИЦ ЕАЭС

Комарова Анна Владимировна

к.э.н., с.н.с., e-mail: a.komarova@g.nsu.ru

Равшанов Муроджон Фарходович

e-mail: m.ravshanov@g.nsu.ru

*Новосибирский государственный университет,
Новосибирск, Российская Федерация*

Изменения, происходящие за последнее десятилетие в глобальной экономике и политике заставили правительства многих государств задуматься над текущими событиями и пересмотреть свои планы – усиление геополитических противоречий между крупными державами и наблюдающийся рост напряженности в международной политике (региональные конфликты, санкции); раскачивание международных торговых отношений и обострение торговых войн; пандемия коронавируса и ее последствия (закрытые границы, рецессия, потеря рабочих мест, сокращение ВВП и т.д.). Все вышеперечисленные процессы несомненно повлияли на политико-экономические решения стран-членов ЕАЭС, в том числе и на энергетическую повестку Союза.

Постепенное развитие общих рынков электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов, согласно Положению Договора о ЕАЭС, было запланировано задолго до вышеупомянутых событий в 2016-2018 годах и предполагало поэтапную реализацию с учетом особенностей и возможностей каждой из стран-членов. На начальном этапе было решено сосредоточиться на проведении согласованной энергетической политики и гармонизации законодательства среди стран-членов в качестве одного из основных направлений сотрудничества. В дорожных картах по формированию общих рынков Союза выделяются следующие этапы: Методическая и организационная база формирования общих рынков (2016-2020 г.г.); Инфраструктурная, технологическая и правовая база формирования общих рынков (2021-2023 г.г.); Обеспечение готовности стран-членов к участию в общих рынках (2024-2025 г.г.).

На пути к выполнению поставленных задач возникло множество проблем, замедляющих реализацию дорожных карт, наиболее значимыми являются: вопросы ценообразования, разнородность национальных энергетических рынков, действия двусторонних международных договоров в сфере энергетики, препятствующие организации торговли на общих энергетических рынках и другие вопросы [1]. Однако согласно последним комментариям Евразийской экономической комиссии (ЕЭК) договоры о создании общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов ЕАЭС находятся в состоянии высокой готовности [2]. Если взглянуть на энергетическую программу каждой из участвующих стран, то становятся заметны индивидуальные особенности развития и ряд уникальных проблем. Российская Федерация, как одна из крупнейших стран в Евразийском экономическом союзе, столкнулась с небывалыми санкциями, оказывающими значительное влияние на экономику страны, особенно на энергетические секторы. По итогам 2022 года экспорт газа в дальнее зарубежье сократился на 84,2 млрд м³ по сравнению с предыдущим годом [3]. Газпром активно занимается решением данной проблемы путем установления новых соглашений с дружественными странами и модернизации программ газификации регионов России, что должно позволить перераспределить свободные объемы газа на другие направления.

Создание общего рынка газа в рамках ЕАЭС и снятие барьеров также может способствовать увеличению экспорта газа в соседние страны.

Это особенно актуально для соседних стран, например, согласно прогнозам Министерства энергетики Казахстана, потребление газа на внутреннем рынке в ближайшие годы увеличится. Также важно отметить, что около трети всего потребляемого в стране энергоресурсов приходится на природный газ, и данный показатель постепенно растет.

Схожая ситуация в Республике Кыргызстан – согласно данным Национального статистического комитета страны, потребление электроэнергии ежегодно растет на 5-10 процентов, но при этом новые мощности не успевают компенсировать растущие потребности. Также страна импортирует электроэнергию и газ из соседнего Узбекистана, где также наблюдается дефицит природного газа и перебои в подаче электроэнергии на внутренний рынок. Энергетический сектор Узбекистана зависит от природного газа, составляющим около 85% всего энергоснабжения страны, и Кыргызстан вдобавок зависит от поставок энергоносителей из Узбекистана. В этом контексте предполагается, что создание общих энергетических рынков между странами ЕАЭС, также переориентация экспорта углеводородов с Запада на Восток могут в будущем удовлетворить растущие потребности в энергоресурсах не только стран-членов ЕАЭС, но других стран Центральной Азии (ЦА).

Стоит подчеркнуть, что работа по выходу на энергетические рынки стран ЦА со стороны России уже ведется – разрабатывается проект по поставкам газа из России в Казахстан и в Узбекистан по магистральному газопроводу (МГП) «Средняя Азия – Центр», так называемый «Тройственный союз». В будущем через территорию стран ЦА можно будет выйти на рынки Южной Азии, также поставлять углеводороды в Западную часть Китая.

Другие члены ЕАЭС, Армения и Беларусь также заинтересованы в происходящих трансформациях в энергетическом секторе, они получают значительные выгоды от участия в общем энергетическом рынке: смогут разнообразить источники поставок электроэнергии, укрепят и обеспечат энергетическую безопасность своих потребителей.

Важно отметить, что текущие трансформации в энергетическом секторе России, переориентация экспортных рынков углеводородов и повышение внимания к энергетическим рынкам стран ЕАЭС и ЦА полностью совпадают с новой концепцией внешней политики России, где ключевое внимание уделяется к Ближнему Зарубежье. В этом контексте можно с уверенностью утверждать, что изменения в международной экономике и политике активизировали процессы трансформации энергетической политики стран ЕАЭС, стимулируя правительства к ускоренному движению в сторону создания общих энергетических рынков и обеспечению энергетической безопасности.

Благодарности. Исследование выполнено в рамках проекта РНФ № 23-78-10157

Список источников

1. Вадим Закревский // Когда заработают общие энергетические рынки в ЕАЭС и какую выгоду получают потребители // ЕЭК 2022 [Электронный ресурс]. URL: <https://clck.ru/356m2A> (Дата обращения: 19.07.2023).
2. Международные договоры формирования общего рынка газа ЕАЭС находятся в высокой степени готовности // БЕЛАРУСЬ СЕГОДНЯ // [Электронный ресурс]. URL: <https://clck.ru/356mB7> (Дата обращения: 19.07.2023).
3. Выступление Председателя Правления ПАО «Газпром». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/miller-journal/2022/547223/> (Дата обращения: 28.06.2023).

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОТРАСЛЕЙ НА ВОСТОКЕ РОССИИ СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Проворная Ирина Викторовна

*к.э.н., доцент, с.н.с., e-mail: provornayaiv@gmail.com
ФИЦ УиУХ СО РАН, г. Кемерово, Российская Федерация, г. Кемерово,
проспект Советский, д. 18;*

Угольная промышленность занимает одну из ведущих ролей в мировой экономике, поскольку сотни отраслей продолжают свою работу именно благодаря угольной. В современном мире функционирование металлургии, теплоэнергетики, железнодорожного транспорта, жилищно-бытового сектора и т. п. основывается на потреблении такого важного источника энергии, как уголь. Кроме того, потребление энергии, в том числе и угля, имеет прямую пропорцию с экономическим ростом. Что касается России, угольная промышленность является одним из главных элементов энергообеспечения страны. Устойчивость работы отрасли отражается не только на параметрах социально-экономического развития регионов, но и страны в целом.

На данный момент Россия занимает одно из ведущих мест по запасам угля. Угольная промышленность в последние несколько лет сталкивается с межтопливной конкуренцией вследствие роста потребления газа и наращивания производства ВИЭ из-за климатической политики. Согласно статистическим данным British Petroleum, лидером по добыче угля в 2020 г. является макрорегион, включающий в себя страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Несомненно, данный макрорегион остается лидером уже на протяжении многих лет благодаря развитой системе добычи угля Китая. Страны СНГ при этом находятся лишь на 3 месте по добыче – 525 млн т.

Россия входит в первую десятку стран, лидирующих по объемам добычи угля, уступая при этом Китаю, Индии, Индонезии, США и Австралии. Несомненным мировым лидером является Китай – объем добычи каменного угля на 2020 г. составил 3743 млн т угля, что, в свою очередь, почти в 10 раз превышает показатели объема добычи ресурса в России.

Экспорт угля в мире увеличивается с каждым годом. За последние 20 лет объем экспорта угольного ресурса увеличился практически в 2 раза. Что касается мировых лидеров-экспортеров, в 2020 г. первое место по уровню экспорта заняла Австралия. Второй в этом списке стоит Индонезия, а третье место занимает Россия. Россия уже долгое время остается в пятерке лидеров по объемам экспорта, что развеивает всякие сомнения в конкурентоспособности отечественного угля.

На протяжении уже почти трех столетий уголь используется как невероятно ценный источник энергии, а его потребление росло с каждым годом до недавних пор. Помимо загрязнения окружающей среды, рост потребления не возобновляемых источников энергии послужил причиной возникновения новых климатических проблем, а именно угрозы глобального потепления. Так, с целью получения международного соглашения о сокращении выбросов парниковых газов в атмосферу в 1997 г. рядом стран был принят Киотский протокол. Позже, в 2015 г., в рамках конвенции ООН об изменении климата было подготовлено

Парижское соглашение, задачей которого является удержание прироста глобальной средней температуры намного ниже 2 градусов Цельсия. В настоящее время участниками конвенции являются 196 стран и Евросоюз.

На данный момент многим странам уже удалось сократить выбросы CO₂ в атмосферу. Однако, этих показателей еще недостаточно – необходимо поддерживать более низкий уровень выбросов, именно поэтому некоторые страны планируют полностью отказаться от угля и совершить «зеленый» энергопереход уже в ближайшем будущем. В 2020 г. в большинстве стран, в том числе в странах-лидерах по объемам выбросов, произошло резкое сокращение выбросов парниковых газов вследствие кризисного периода, вызванного COVID-19, особенно в первой половине года вследствие жестких карантинных мер: ограничения в сфере транспорта, замедление темпов экономического роста в регионах. Несмотря на общую картину экономической ситуации в мире, в Китае выбросы CO₂ выросли на 1,6 п.п., что произошло из-за стабильного уровня производства электроэнергии на угольных электростанциях.

Вспышка COVID-19 действительно ускорила мировой переход в энергетическом секторе к замене угля газом, а также возобновляемыми ресурсами. Так, тенденция развития глобальных энергетических рынков и влияние новых климатических факторов представляют собой реальную угрозу эффективности развития угольной промышленности в России и мире

Благодарность. Исследование выполнено в рамках проекта РНФ № 22-28-01803.

Список источников

1. Kopas J., York E., Jin X., Harish S. P., Kennedy R., Shen S. V., Urpelainen, J. Environmental justice in India: incidence of air pollution from coal-fired power plants //Ecological Economics. – 2020. – Т. 176. – С. 106711.
2. Wang F., Zhang Z. X. Decoupling economic growth from energy consumption in top five energy consumer economies: a technological and urbanization perspective //Journal of Cleaner Production. – 2022. – Т. 357. – С. 131890.
3. Yuan M., Ouyang J., Zheng S., Tian Y., Sun R., Bao R., Zhu, Y. Research on ecological effect assessment method of ecological restoration of open-pit coal mines in alpine regions //International Journal of Environmental Research and Public Health. – 2022. – Т. 19. – №. 13. – С. 7682.
4. Филимонова И. В., Никитенко С. М., Рожков А. А., Проворная И. В., Гоосен Е. В., Вострова, Д. С. Вопросы моделирования финансовой устойчивости угледобывающих компаний в условиях неопределенности внешней среды //Уголь. – 2022. – №. 5 (1154). – С. 18-25.

РОЛЬ УГЛЯ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ АЗИАТСКИХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Такайшвили Людмила Николаевна

К.т.н., с.н.с., e-mail: luci@isem.irk.ru

Соколов Александр Данилович

д.т.н., гл.н.с., e-mail: sokolov@isem.irk.ru

Музычук Роман Игоревич

м.н.с., e-mail: rmuz@isem.irk.ru

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская федерация*

Топливо-энергетический комплекс азиатских регионов (Сибирский и Дальневосточный федеральные округа) имеет значительный ресурсный потенциал, наличие которого позволило создать здесь крупную топливо-энергетическую базу России. В азиатских регионах добывается 96% угля страны, производится 25,2% электроэнергии и 21,7% тепловой энергии, добывается 15,6% нефти, 8,5% природного газа, перерабатывается 19,7% нефти [1].

Благодаря росту добычи угля и газа в азиатских регионах с 2017 к 2021 году значительно возросло производство топливо-энергетических ресурсов (ТЭР) в России в целом. При этом доля угля азиатских регионов составила 96%, чему способствует наличие значительных балансовых запасов угля, на которые приходится 90,4% от запасов угля по стране [2].

В структуре добычи угля в азиатских регионах значительно возросла доля высококачественного каменного угля, востребованного как на внутреннем, так и на международном рынках, при сокращении добычи бурого угля [3,4].

Основными потребителями угля в России являются азиатские регионы, где доля угля в потреблении ТЭР, по оценкам авторов, составляет 68,5%, при доле газа – 7,9%, тепловой и электроэнергии соответственно 21,7% и 25,1%. Таким образом, уголь являлся в ретроспективе доминирующим ТЭР.

Основными потребителями угля азиатских регионов являются электростанции и котельные.

В структуре потребления топлива на ТЭС азиатских регионов преобладает уголь – 74,6%, в отличие от России в целом, где доминирующим топливом является газ, доля которого составляет - 72,3%. В структуре потребления топлива котельными азиатских регионов также преобладает уголь – 58,1%, по России в целом, преобладает газ -76,5.

В рамках программы декарбонизации [5] предусматривается перевод на газ отдельных блоков угольных электростанций и сооружение газовых электростанций и соответственно, сокращение потребления угля. Мероприятия по декарбонизации экономики могут существенно отодвигаться и даже оборачиваться вспять из-за импортозависимости газовой энергетики [6].

Уголь азиатских регионов был в ретроспективе и останется в перспективе основным топливом для электростанций, в основном, азиатских регионов, что обусловлено также большой социальной значимостью угольной промышленности не только из-за значимой экспортной выручки [7], но поскольку угледобывающие предприятия некоторых субъектов федерации азиатских регионов России играют градообразующую роль [8].

Использование углей азиатских регионов для нужд энергетики способствует устойчивости энергетического сектора региона:

- к внешним и внутренним экономическим, техногенным и природным угрозам;
- надежному топливо- и энерго- и теплообеспечению;
- способности энергетического сектора минимизировать ущерб, вызванный проявлением различных дестабилизирующих факторов, таких как геополитическая ситуация, эпидемия ковида и т.п.

Основой для стабильного снабжения углем служит:

- наличие запасов угля, обеспеченность которыми исчисляется сотнями лет, в отличие от запасов газа;
- стабильная и налаженная работа угледобывающих предприятий и логистических схем доставки угля;
- отсутствие импортозависимости для угольной энергетики;
- климатические условия, диктующие необходимость стабильного снабжения электро- и теплоэнергией;
- возможность и перспективность совершенствования процессов добычи и использования угля, в том числе за счет создания промышленных кластеров на базе месторождений угля.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004).

Список источников

1. Производство основных видов продукции в натуральном выражении с 2017 г. (оперативные данные в соответствии с ОКПД2) URL: <https://fedstat.ru/indicator/57783> (дата обращения 20.06.2023).
2. Государственный баланс запасов полезных ископаемых российской федерации на 1 января 2019 г. Вып. 91, уголь, I, Сводные данные. – М.: Министерство Природных Ресурсов и Экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Российский Федеральный геологический фонд, 2019. - 302 с.
3. Статистические и аналитические информационные материалы по основным показателям производственной деятельности организаций угольной отрасли России. М.: ЦДУ ТЭК, 2000–2020. URL: <http://www.cdu.ru> (дата обращения 20.12.2021).
4. Петренко И.Э. Итоги работы угольной промышленности России за 2021 год // УГОЛЬ. – 2022. -№. 3. - С. 9-23. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-3-9-23
5. Федеральный закон N 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» (ред. От 2.07. 2021). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_388992/ (дата обращения 07.11.2022).
6. Топливо и энергетика. Еженедельный обзор рынков угля, газа, мазута и электроэнергии в России // Argus Media group. – 2022. - выпуск XIV. - № 29. – 27 с.
7. Таможенная статистика внешней торговли РФ // Customs Online. 2023. URL: https://customsonline.ru/search_ts.html (дата обращения 12.03.2023)
8. Аналитический доклад ИКСИ // ИКСИ. 2017. – 9 с. URL: https://icss.ru/images/pdf/research_pdf/MONOTOWNS.pdf (дата обращения 26.04.2023).

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ ВЛИЯЮЩИХ НА РАЗВИТИЕ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Павлов Никита Владимирович

и.о. зав. отделом , e-mail: pavlov_nv@iptpn.ysn.ru

*Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН
г. Якутск, ул. Октябрьская 1*

Такайшвили Людмила Николаевна

к.т.н., с.н.с. , e-mail:luci@isem.irk.ru

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
г. Иркутск, ул. Лермонтова 130*

Республика Саха (Якутия) обладает значительными ресурсами высококачественного угля, включая особо ценные марки, которые пользуются спросом на мировом рынке угля [1]. Эти запасы представляют собой надежный ресурс для долгосрочного развития добычи, как для внутреннего потребления, так и для поставок в регионы России и на экспорт. Обеспеченность запасами угля республики при уровнях добычи 2021 года составляет около 550 лет, при обеспеченности запасами угля в целом по России по данным статистики в 407 лет [2].

Уголь является наиболее надежным источником топлива для республики в долгосрочной перспективе. Это объясняется наличием значительных запасов угля, в том числе в зоне децентрализованной энергетики, а также увеличением объемов переработки высококачественных углей, которые востребованы на мировом рынке. Планы развития энергетики республики направлены на устранение энергодефицитных территорий, включая районы с большим промышленным потенциалом и изолированные районы с возможностью использования местных ресурсов. [3,4,5]

В статье дана характеристика угольной отрасли Республики Саха (Якутия) и приводится анализ факторов, влияющих на ее развитие. Оценивается степень влияния различных факторов на угольную промышленность РС(Я) в долгосрочной перспективе. Угольные бассейны РС(Я) существенно отличаются по условиям развития угольной отрасли, ресурсам, качеству угля, геологическим и географическим характеристикам. Необходимо учитывать технологический прогресс в отрасли [6]. Также отличаются основные факторы, оказывающие влияние на развитие угольной промышленности. Кроме специфических факторов, характеризующих северные регионы, существуют общие факторы, сдерживающие развитие поставок угля восточных регионов России: курс на декарбонизацию экономик, геополитические условия, ограничения транспортных инфраструктур и др. Показано, что прогнозирование угольной промышленности региона Севера требует учета региональных особенностей и совершенствования инструментария, учитывающего вышеупомянутые факторы.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) и проекта государственного задания (№ FWRS-2021-0014).

Список источников

1. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2019 года. Вып. 91, Уголь, Том VIII, Дальневосточный федеральный округ.

2. М.: Министерство Природных Ресурсов и Экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Российский Федеральный геологический фонд. 2019. 412 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://rfgf.ru/info-resursy/raboty-po-izucheniyu-nedr> (26.05.2023).
3. BP Energy Outlook - 2022 edition. - 57 p. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2022.pdf> (дата обращения 22.02.2023).
4. Coal summary statistics // EIA U.S. Energy Information Administration. 2022. URL: <https://www.eia.gov/coal/production/quarterly/pdf/tes1p01p1.pdf>
5. Павлов Н.В., Такайшвили Л.Н., Иванова А.Е. Уголь в топливно-энергетическом балансе Республики Саха (Якутия) // IPolytech journal. 2022. №4. с. 657-668 DOI: 10.21285/1814-3520-2022-4-657-668
6. Pavlov N., Zakharov V., Takaishvili L. Prospects for the use of coal of the Republic of Sakha (Yakutia) for energy needs. E3S Web of Conferences. 2020. DOI: 10.1051/e3sconf/202020905016
7. Xuefei Wu, Hongxia Li, Baoli Wang, Mengbo Zhu. Review on Improvements to the Safety Level of Coal Mines by Applying Intelligent Coal Mining. Sustainability 2022, 14, 16400. DOI: 10.3390/su142416400

COMPETITIVENESS OF EXPORT-ORIENTED SYSTEMS OF LONG-RANGE ENERGY SUPPLY

Elina Tyurina^{1,2}, Aleksandr Mednikov¹, Pavel Elsukov¹, Svetlana Sushko²

ⁿPh.D., Senior Researcher, e-mail: mednikov@isem.irk.ru,

¹Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

²Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

When considering the options for transporting the energy of organic fuel from the export deposits of the eastern regions of Russia to Asia countries, the problem arises of finding the best ways to “deliver” the energy of this fuel to end consumers. This is due to the significant volumes of such transport and its long range.

The following possible options for supplying energy to remote consumers in Asia countries are being considered: pipeline transport of natural gas from eastern regions of Russia to Asia; rail transport of coal from export-oriented deposits to Asia; conversion of natural gas into methanol, transport of methanol through pipelines of various diameters to Asia; conversion of coal into methanol, transport of methanol through pipelines of various diameters to Asia.

Conversion of natural gas and coal into methanol is assumed to be done at the fuel co-production power generation systems for combined production of methanol and electricity [1]. Methanol pipelines with diameters of 1020 mm and 1220 mm are considered for long-distance methanol transport. The price of natural gas in Siberia and the Far East regions was assumed to be equal to 120–150 US dollars/thousand nm³, the price of coal – 50–70 US dollars/tce based on [2, 3]. Specific costs for rail transport of coal are 35–40 US dollars/tce-thous.km) [4]. The options under consideration differ significantly in terms of the amount of primary energy resource consumed. In the option of natural gas transport by a 1,420 mm pipeline its volume makes 36 bcm (40 mln tce) per year. The energy equivalent of methanol transmitted through a 1,020 mm pipeline is 35 mln tce per year, and through a 1220 mm pipeline – 70 mln tce per year. Coal can be delivered by rail in the amount of up to 16–20 mln tce per year.

Picture 1 shows the technologies considered in this study for energy production and transport.

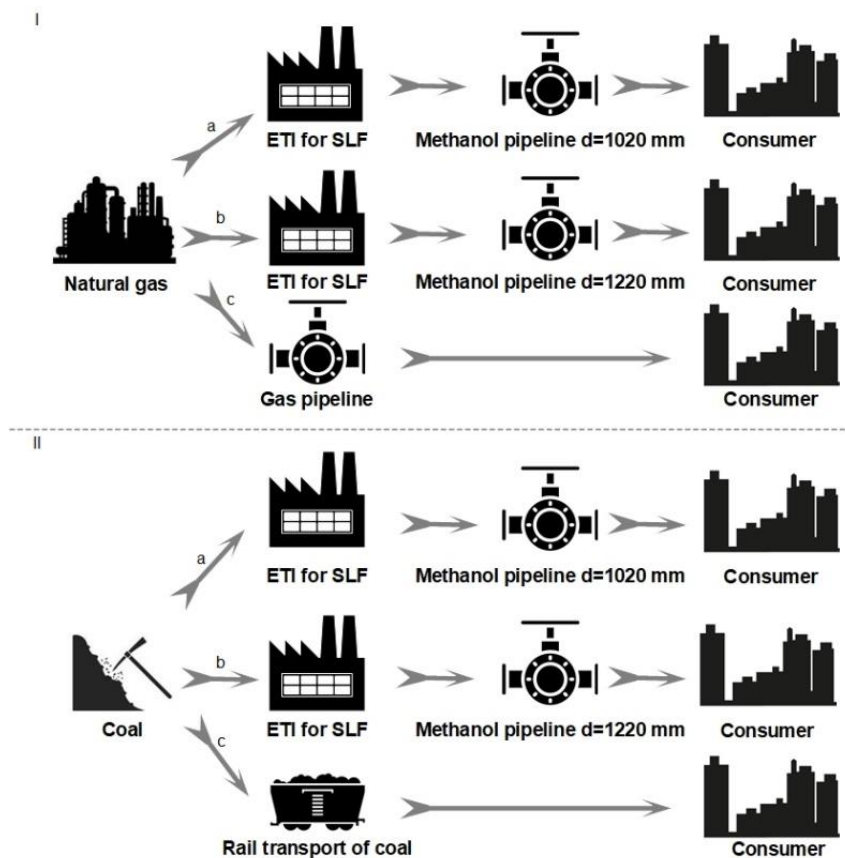
The main goal of the work is to obtain optimal options for the transport of fossil fuel energy from export deposits of the eastern regions of Russia to consumers in Asian countries, including energy technological installation (ETI) for the production of SLF and electricity, and SLF transport systems. To do this, the following tasks must be solved.

Optimization was carried out minimum price criterion of the energy carrier for the Asian consumer.

The research results showed the following.

For an energy transport distance of 3000 km, the lowest unit price of the final energy is provided by the following: for options with coal as the initial energy carrier – the option of its rail transport; for options with natural gas as the initial energy carrier – the option of its pipeline transport. Options with the conversion of coal and natural gas into SLF when transported over 3000 km prove inferior to direct transport of these energy carriers (without taking into account the higher consumer cost of methanol). At a transport distance of energy carriers of 4500 km, the lowest unit price of the final energy is provided by the following: for options with coal as the initial energy carrier – the option of converting coal into methanol with its subsequent transport by pipeline with a diameter of 1220 mm; for options with natural gas as an energy carrier – options of pipeline transport of gas and gas

processing into methanol with its subsequent transport by pipeline with a diameter of 1220 mm. Note that with cheap coal, the unit price of final energy of methanol from coal is lower than the unit price of final energy from cheap gas.



Pic. 1. Process chains of production and transport of energy resources of Siberia and the Russian Far East to Asian countries.

Acknowledgments. The research was carried out under the State Assignment Project (no. FWEU-2021-0005) of the Fundamental Research Program of Russian Federation 2021–2030, and INRTU in master training program 13.04.01 “Heat power engineering and combustion engineering.”

References

1. Kler A.M., Tyurina E.A., Mednikov A.S. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis. *Energy*, 2018, 165, pp. 890-899.
2. Russian gas market. <http://www.gazprom.ru/about/marketing/russia/> [accessed 29 March 2023].
3. Government statistics. <http://www.fedstat.ru/indicator/31448/> [accessed 29 March 2023].
4. Freight transportation. <http://cargo.rzd.ru> [accessed 29 March 2023].

ОСВОЕНИЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В КОНТЕКСТЕ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ РЕСУРСНЫХ РЕГИОНОВ АЗИАТСКОЙ РОССИИ

Токарев Анатолий Николаевич

*Доктор экономических наук, e-mail: tokarev@ieie.nsc.ru,
Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН,
Новосибирск, Российская Федерация*

В настоящее время в нефтегазовом секторе в мире и в России, в частности, наблюдается значительное увеличение роли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородного сырья. Эффективная разработка таких запасов требует разработки и применения инновационных технологий.

По данным Министерства энергетики РФ на долю ТРИЗ приходится более 2/3 запасов нефти в России. Доля традиционных запасов сокращается, а роль ТРИЗ в нефтяной отрасли России растет. Поэтому добыча ТРИЗ уже определяет, а в перспективе будет решающим образом определять как общие объемы добычи нефти в стране, так и в отдельных нефтегазовых регионах и, соответственно, социально-экономическое развитие этих территорий.

Мировой и российский опыт свидетельствует, что освоение ТРИЗ имеет очень важную региональную составляющую. Причем эта компонента важна как на «входе» (условия и факторы освоения ресурсов), так и на «выходе» – социально-экономические эффекты, в том числе для ресурсных регионов. Для эффективного освоения ТРИЗ (на «входе») нужны новые знания об объектах разработки и соответствующие технологии, адаптированные к специфическим условиям ресурсов определенной территории; необходимы специализированные местные сервисные компании, широкий спектр инновационных малых и средних нефтедобывающих компаний. Немаловажно, что освоение ТРИЗ может создать предпосылки и для социально-экономического развития ресурсных регионов (устойчивого как минимум в среднесрочной перспективе), придать импульс развитию регионов-поставщиков товаров и услуг для освоения ТРИЗ.

Опираясь на целевые параметры федерального проекта «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов», была проведена оценка потенциальных социально-экономических эффектов от вовлечения в хозяйственный оборот ТРИЗ на территории Ханты-Мансийского автономного округа. Показано, что освоение ТРИЗ может стать важным фактором стабилизации добычи нефти и, соответственно, показателей социально-экономического развития этого субъекта Федерации. Успешность реализации проектов по освоению ТРИЗ будет во многом зависеть от кооперации крупных нефтяных компаний (в том числе их научно-технических центров), комплексного межрегионального сотрудничества (например, при разработке и использовании нового оборудования и материалов), создания благоприятных условий, в том числе в части развития рынка нефтегазового сервиса, инновационных добывающих компаний, налогового стимулирования добычи ТРИЗ.

Данные факторы, в свою очередь, определяют необходимость усиления роли регионов в регулировании сферы недропользования. При этом разработка и применение эффективных механизмов на уровне регионов возможны только при наличии у них соответствующих компетенций.

Значительный рост объемов добычи ТРИЗ (прежде всего, за рубежом при освоении ресурсов сланцевых углеводородов и нефтяных песков) позволяет по-новому взглянуть на развитие сырьевых территорий в современных условиях – на основе растущей роли экономики знаний. Такое положение в значительной степени трансформирует понимание условий и динамики устойчивого социально-экономического развития ресурсных регионов. Новый рост добычи создает дополнительные возможности для формирования предпосылок для устойчивого развития – появления новых возможностей для ресурсных регионов, например, в части генерации новых знаний, производства товаров для реализации инновационных технологий.

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
ВЛИЯНИЕ НЕСИММЕТРИЧНЫХ НАГРУЗОК ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПАО
«ТРАНСНЕФТЬ»

Павленко Сергей Викторович

*Доктор технических наук, e-mail: pavlenkosv@tes.transneft.ru,
ООО «Транснефть Электросеть Сервис»,
Москва, Российская Федерация*

Качество электроэнергии в электрических сетях электроэнергетических систем и системах электроснабжения является одной из важнейших, определяющих надежность и эффективность электроснабжения потребителей. Особенно это актуально для объектов ПАО «Транснефть», где в общей схеме электроснабжения имеются крупные потребители электрической энергии – объекты ОАО «РЖД» с однофазной нагрузкой.

Система тягового электроснабжения железной дороги оказывает негативное влияние на электрические сети. Это вызвано тем, что электроподвижной состав представляет собой резкопеременную однофазную нагрузку, имеющую низкий коэффициент мощности и вызывающую искажение токов и напряжений, как в системе тягового электроснабжения, так и во внешних сетях 110 и 220 кВ, питающих тяговые подстанции. К специфике тяговой нагрузки можно отнести колебательный, неравномерный в течение суток характер нагрузки, значительное искажение синусоидальной формы кривой тока и напряжения.

На сегодняшний день существуют проблемы с качеством электрической энергии на объектах АО «Транснефть-Западная Сибирь», которые приводят к отказам (аварийным остановкам НПС). Например, на НПС «Мариинская» в условиях ремонтной схемы (при разрыве транзита - отключении В-110 "Тяжинская" и В-110 "Каштан/т" (в связи с выводом в ремонт ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками)) фиксируем значительные искажения показателей качества электроэнергии:

- отрицательные отклонения напряжения, при норме не более 10 %:
 $dUA(-) = 28,66\%$; (18.07.2022);
 $dUCA(-) = 13,55\%$; (18.07.2022);
- положительные отклонения напряжения, при норме не более 10 %:
 $dUC(+)$ = 10,13%; (19.07.2022);
 $dUBC(+)$ = 10,04%; (19.07.2022);
- коэффициент несимметрии (норма не более 4%):
 $K2U\%$ 11,46;(21.07.2022);
- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения (норма не более $KU(95\%) = 5, KU(100\%) = 8$):
 $KU(A)$ = 17,60; (19.07.2022);
 $KU(AB)$ = 18,40; (19.07.2022);
- коэффициенты гармонических составляющих фазных напряжений порядка n.

Превышение по 3, 5, 6, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 27, 33 гармоническим составляющим напряжения. Наибольшие искажения вносят 9, 11, 13, 15 гармоники. В отдельных режимах работы значение этих гармоник более, чем в 6 раз превышает нормативное значение.

За период 09.2007 по 08.2022 имеем 26 отключений на НПС магистральных насосных агрегатов и 17 отказов, повлекших отставку НПС.

Из реализованных проектов по нормализации показателей качества ПКЭ на НПС хотелось бы отметить внедрение ПАО «Транснефть» на НПС-21 «Сковородино» ООО «Транснефть-Восток» статического тиристорного компенсатора СТК-10/20-10 в 2017 году, последующей модернизацией оборудования – установкой СТК-20/20-10 в 2020 году, что позволило:

- улучшить гармонический состав напряжения на шинах 10 кВ;
- компенсировать медленные и быстрые изменения напряжения (провалы) до 13% от номинального напряжения 10 кВ, при трехфазном симметричном снижении напряжения 10 кВ и мощности КЗ 152,69 МВА;
- обеспечить надежную работу оборудования при возникновении несимметрии в сети.

Список источников

1. Аксенов В.В., Демин А.И., Чуприков В.С. Обеспечение качества электроэнергии в энергосистемах, примыкающих к Транссибу и БАМу. Опыт разработки и внедрения компенсирующих устройств // Энергетик. 2023. № 3. С. 14-22.

АНАЛИЗ НЕСИНУСОИДАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Сериков Владимир Александрович, Сычев Юрий Анатольевич,

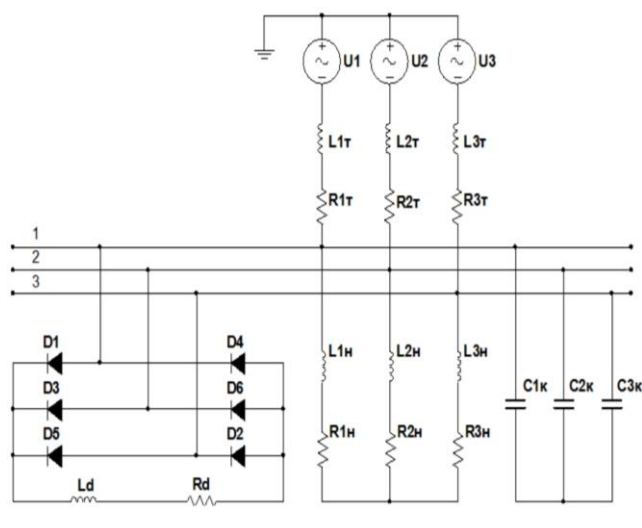
Чжан Цзысюань

e-mail: serikov.va@bk.ru

*ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»,
Санкт-Петербург, Российская Федерация*

Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения качества электрической энергии в промышленных системах электроснабжения с нелинейной нагрузкой и конденсаторными установками компенсации реактивной мощности в резонансных режимах. Из множества отечественных и зарубежных научных публикаций известно, что ряд существующих технических средств и решений, включая пассивные и активные фильтрокомпенсирующие устройства, не позволяет эффективно осуществлять компенсацию высших гармоник тока и напряжения в резонансных режимах. Это приводит к выходу из строя дорогостоящих конденсаторных установок компенсации реактивной мощности из-за недопустимой токовой перегрузки, которая имеет наибольшее значение при резонансе между индуктивным сопротивлением питающей сети и конденсаторными установками. При этом антирезонансные дроссели, включаемые последовательно с конденсаторными установками, позволяют избежать резонансных режимов, но не осуществляют в полной мере компенсацию высших гармоник со стороны нелинейной нагрузки. Также в современных промышленных системах электроснабжения при резонансных режимах необходимо учитывать и обеспечивать возможность совместной эффективной работы на разных ступенях напряжения таких разных по своим функциям и структуре устройств, как активные фильтрокомпенсирующие устройства и конденсаторные установки. При этом в ряде зарубежных научных трудов указывается невозможность эффективной работы активных фильтров при наличии в сети конденсаторных установок. Однако, результаты исследований, проведенных в системах электроснабжения отечественных нефтепромыслов, показали возможность эффективной работы активных фильтров с пассивными фильтрами на их выходе при наличии конденсаторных установок, но при отсутствии резонансных режимов. Таким образом, на настоящее время не в полной мере изучены особенности и закономерности совместной работы активных фильтров и конденсаторных установок в резонансных режимах.

Для анализа несинусоидальных режимов, возникающих в сетях с конденсаторными установками компенсации реактивной мощности и нелинейной нагрузкой, разработана компьютерная имитационная модель промышленной системы электроснабжения, включающая силовой трансформатор 10/0,4 кВ, питающий нелинейную и линейную нагрузки и конденсаторную установку, которая приведена на рисунке 1. Имитационное моделирование приводилось для трансформатора номинальной мощностью $S_t = 1000$ кВА, при этом для дальнейшего обобщения и анализа результатов все регулируемые мощности элементов системы электроснабжения представлялись в относительных единицах: P^*d – нелинейная нагрузка, Q_k^* – мощность конденсаторов. За базисную величину принята мощность S_t трансформатора. Поэтому полученные результаты моделирования качественно не будут отличаться для любого серийного трансформатора 10/0,4 кВ.



Моделирование СЭС:
Источник энергии – напряжения U_1, U_2, U_3 ;
Трансформатор и линейная нагрузка – активно-индуктивные сопротивления $R_{1T}L_{1T}, R_{2T}L_{2T}, R_{3T}L_{3T}$, и $R_{1H}L_{1H}, R_{2H}L_{2H}, R_{3H}L_{3H}$ соответствен.
Конденсаторная батарея – $C_{1к}, C_{2к}, C_{3к}$;
Нелинейная нагрузка – мостовой выпрямитель с нагрузкой R_d и сглаживающим дросселем L_d .

Рис. 1. Трехфазная компьютерная модель системы электроснабжения трансформатора 10/0,4 кВ

Для рассматриваемой системы электроснабжения получены зависимости коэффициентов токовой перегрузки конденсаторов K_{OVL} и несинусоидальности напряжения $THDU$ от мощности конденсаторов Q_k^* , приведенные на рисунке 2.

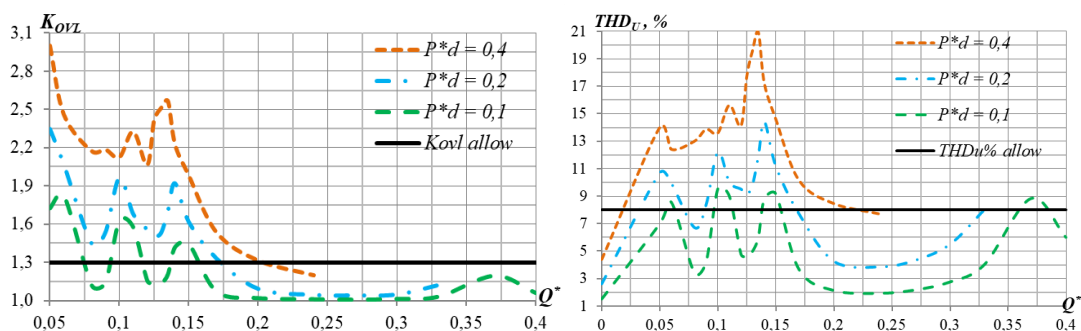


Рис. 2. Зависимости K_{OVL} и $THDU$ от мощности Q_k^* для рассматриваемой системы электроснабжения.

Из рисунка 2 следует, что в области $Q_k^* < 0,2$ и $Q_k^* > 0,35$, где величины коэффициентов K_{OVL} и $THDU$ существенно выше нормируемых значений при мощности нелинейной нагрузки $P^*_d > 0,1$.

Таким образом, результаты моделирования доказывают, что в условиях несинусоидальных режимов при регулировании мощности нелинейной нагрузки и конденсаторных установок для рассматриваемой системы электроснабжения необходимо применять меры по защите конденсаторов от токовой перегрузки и предусматривать технические средства и решения по улучшению качества напряжения. Полученные закономерности являются теоретической основой моделирования и анализа несинусоидальных режимов для обоснованного выбора технического средства или решения для повышения качества электроэнергии.

Список источников

1. Sychev, Yu.A. Nonsinusoidal modes in power-supply systems with nonlinear loads and capacitors in mining / Sychev Yu.A., Kostin V.N., Serikov V.A., Aladin M.E. // Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2022. – № 1. – P. 159–179.
2. Костин, В.Н. Моделирование несинусоидальных режимов работы систем электроснабжения // Костин В.Н., Кривенко А.В., Сериков В.А. // Известия тульского государственного университета. Технические науки. - 2019. - № 7. - С.394-405.

ГАРМОНИЧЕСКИЙ СОСТАВ СТАТОРНОГО ТОКА СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ПРИ НАСЫЩЕНИИ БЛОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ГЕОИНДУЦИРОВАННОГО ТОКА

Кувшинов Алексей Алексеевич, Вахнина Вера Васильевна,

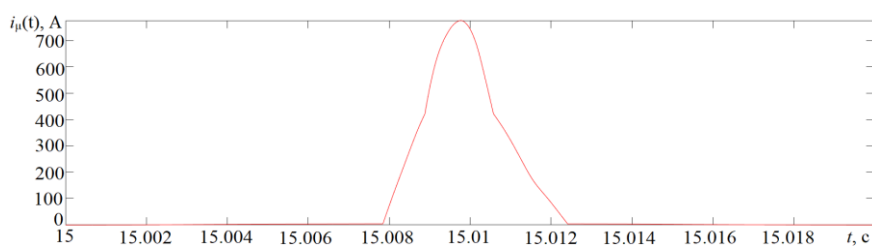
Черненко Алексей Николаевич, Пудовинников Роман Николаевич

*e-mail: alekseikuvshinov@yandex.ru, Тольяттинский государственный университет,
Тольятти, Российская Федерация*

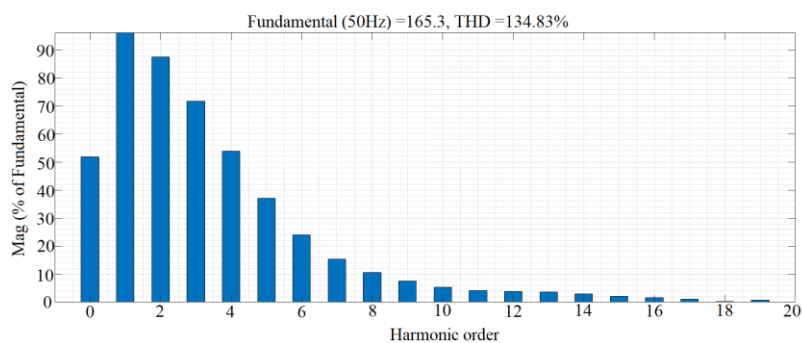
В настоящее время самым крупным, значимым и эффективным электроэнергетическим проектом в России является проект электрификации ее арктического побережья и островов, направленный на надежное и бесперебойное обеспечение всех субъектов, осваивающих Арктическую зону РФ, электроэнергией. Для Арктической зоны РФ характерно наличие множества рассредоточенных потребителей, электроснабжение которых осуществляется изолированными энергосистемами, уязвимых к воздействию геоиндуцированных токов (ГИТ), возникающих при повышенной геомагнитной активности. При протекании по заземленным обмоткам высокого напряжения блочных трансформаторов электрических станций ГИТ с частотой (0,001 – 0,1) Гц, режим перемагничивания электротехнической стали смещается в область технического насыщения [1,2].

В работе выполнено моделирование воздействия тестового выброса ГИТ, амплитуда которого в каждой фазной обмотке высокого напряжения блочного трансформатора составила 100 А, а продолжительность протекания 20 с (аналогичным по интенсивности воздействиям ГИТ подвергались силовые трансформаторы энергосистемы Hydro – Quebec во время геомагнитной бури 13-14 марта 1989 года) для изолированной энергосистемы Норильско-Таймырского региона Красноярского края. Результаты моделирования представлены для блока «генератор (ТВФ-100-2) – блочный трансформатор (ТДЦ-125000/220/10,5)», осуществляющего питание мощного узла потребления ($P_{ном} = 83,125$ МВт, $Q_{ном} = 29,75$ Мвар, $\cos\varphi=0,95$) через двухцепную воздушную линию 220 кВ протяженностью 160 км.

На рис. 1а показана форма отдельного броска (амплитудой около 780 А) тока намагничивания, который приобретает практически однополярную форму и широкий спектр высших гармоник (рис. 1б), как нечетных (3, 5, 7, 9, ...), так и четных (2, 4, 6, 8, ...) порядков. На рис. 2 представлены кривая мгновенных значений (а) и гармонический состав (б) статорного тока синхронного генератора на 15-й секунде от начала воздействия тестового ГИТ. Визуально можно отметить значительные отклонения кривой мгновенных значений статорного тока от синусоидальности, которые обусловлены, главным образом, появлением четных гармоник (2-й и 4-й) в составе статорного тока.

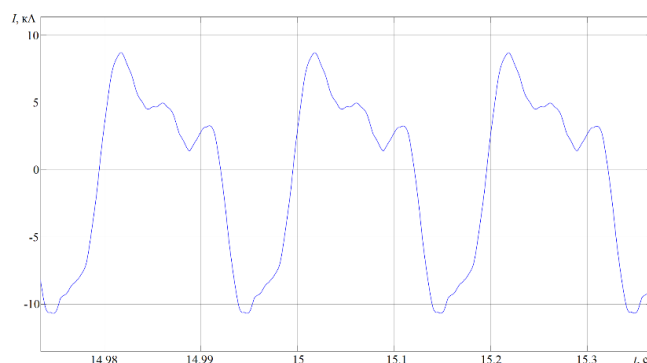


а)

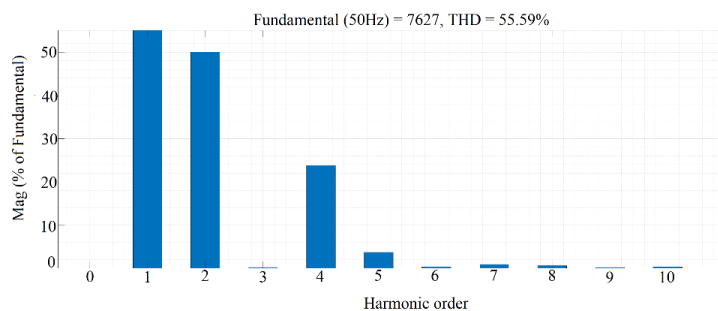


б)

Рис. 1. Форма броска и гармонический состав тока намагничивания блочного трансформатора через 15с после начала воздействия тестового ГИТ



а)



б)

Рис. 2. Мгновенные значения (а) и гармонический состав (б) статорного тока через 15с после начала воздействия тестового ГИТ

Заключение. Влияние ГИТ на режим функционирования синхронного генератора начинается с момента насыщения магнитной системы блочного трансформатора вследствие обратной трансформации гармоник тока намагничивания в цепи статорных обмоток, существенно искажающих синусоидальность кривой мгновенных значений статорного тока. Величина коэффициента нелинейных искажений статорного тока достигает недопустимо большого значения $THD=55,59\%$, в формирование которого доминирующий вклад вносят 2-я и 4-я гармоники.

Список источников

1. Boteller D.H. Effects of geomagnetically induced currents in the BC Hydro 500 kV system / D.H. Boteller // IEEE Trans. Power Deliv., 1989. – Vol.4, no. 1. pp. 818-823.
2. Kappenman J.G. Bracing for the Geomagnetic Storm / J.G. Kappenman, V.D. Albertson // IEEE Spectrum, 1990. – Vol. 28, no. 3. pp. 27-33.

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ НЕЛИНЕЙНОЙ НАГРУЗКИ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Скамьин Александр Николаевич¹, Шклярский Ярослав Элиевич²,
Бельский Алексей Анатольевич³, Гуревич Илья Андреевич⁴

¹К.т.н., доц. каф. электроэнергетики и электромеханики, e-mail: skamin_an@pers.spmi.ru

²Д.т.н., зав. каф. общей электротехники, e-mail: shklyarskiy_yae@pers.spmi.ru

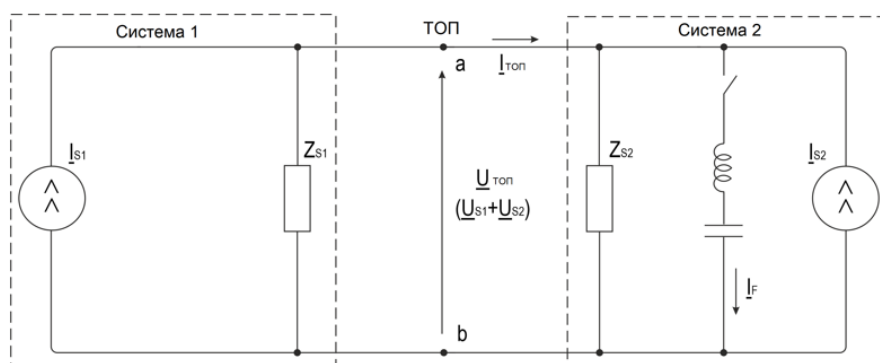
³К.т.н., доц. каф. электроэнергетики и электромеханики, e-mail: belsky_aa@pers.spmi.ru

⁴Магистрант каф. электроэнергетики и электромеханики, e-mail: gurevich_ia@pers.spmi.ru
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Российская Федерация

В настоящее время актуальной является проблема определения параметров эквивалентной нелинейной электрической нагрузки [1]. Такие параметры необходимы как при выборе параметров средств компенсации искажений, в частности, пассивных и активных фильтров гармоник [2], так и при определении долевых вкладов источников искажений [3]. Существует ряд способов определения параметров эквивалентной нелинейной нагрузки, которые основываются на определении типов полупроводниковых преобразователей и применении выражений для суммирования гармоник [4_ИЭС], на моделировании различных преобразовательных устройств, на прямых измерениях параметров электропотребления нелинейной нагрузки на вводном присоединении, на расчете гармонических токов с применением измерений [5]. Многие из указанных методов не учитывают наличие внешних источников искажений, что может значительно влиять на определение параметров эквивалентной нелинейной электрической нагрузки.

Известно, что резонансные пассивные фильтры высших гармоник позволяют снижать уровень искажений в напряжении сети. При этом через их цепь протекают токи гармоник как внешних, так и внутренних нелинейных нагрузок потребителей. Этот факт положен в основу разработки предлагаемого метода выявления вкладов источников искажений и параметров эквивалентной нелинейной нагрузки, так как позволяет проводить отдельную оценку токов гармоник нелинейных нагрузок.

Рассмотрим случай подключения двух источников искажений в точке общего присоединения.



Долевые вклады потребителей K_{1Dh} и K_{2Dh} в общие искажения питающего напряжения на частоте гармоник определяется как:

$$K_{1Dh} = 100 \cdot I_{S1h} / |I_{S1h} + I_{S2h}|; \quad K_{2Dh} = 100 \cdot I_{S2h} / |I_{S1h} + I_{S2h}|.$$

При этом модуль суммы гармонических токов можно определить при подключении пассивного фильтра гармоник. В случае идеальной настройки пассивного фильтра на

резонансную частоту и отсутствии активного сопротивления фильтра получается, что измерение тока I_{Fh} дает суммарный ток, равный сумме векторов тока нелинейных нагрузок первого и второго потребителя. Гармонические токи каждого из потребителей определяются путем измерений на вводном присоединении. В результате можно определить K_{1Dh} и K_{2Dh} , а модуль суммы токов характеризует гармонический ток эквивалентной нелинейной нагрузки.

В реальных условиях всегда присутствует активное сопротивление фильтра, которое определяется потерями в индуктивности, конденсаторе и контактных соединениях. В этом случае ток гармоник отдельного потребителя не полностью замыкается через пассивный фильтр (даже в случае идеальной настройки LC контура). Часть тока будет протекать через сопротивление энергосистемы. В таком случае применение пассивного фильтра также позволяет оценить модуль суммарного тока и токи гармоник отдельных потребителей. В данном случае необходимо проводить дополнительное измерение гармонического тока энергосистемы. Комплексное сложение гармонических токов энергосистемы и фильтра совпадает с суммарным током нелинейных нагрузок двух потребителей I_{S1h} и I_{S2h} с некоторой погрешностью, которая зависит от отношения гармонического сопротивления фильтра и гармонического сопротивления линейной нагрузки потребителей.

Подтверждение работоспособности предложенного метода было проведено в лабораторных условиях на основе сравнения различных существующих методов определения долевых вкладов источников искажений, базирующимися на измерении гармонических векторов напряжения, векторов тока и потоков активной мощности на гармониках.

Благодарности. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-10027, <https://rscf.ru/project/21-79-10027>.

Список источников

1. Mayordomo J.G. An analytical procedure for calculating harmonics of three-phase uncontrolled rectifiers under nonideal conditions / J.G. Mayordomo, L.F. Beites, Á. Carbonero, X. Yang, W Xu // IEEE Trans. Power Deliv. 2015. N 30. P. 144–152.
2. Довгун В.П. Синтез пассивных фильтрокомпенсирующих устройств / В.П. Довгун, Н.П. Боярская, В.В. Новиков // Проблемы энергетики. 2011, Т. 9-10 С. 31-39.
3. Shklyarskiy Y. Distortion Load Identification Based on the Application of Compensating Devices / Y. Shklyarskiy, A. Skamyin, I. Vladimirov, F. Gazizov // Energies. 2020. N 13(6). 1430.
4. ГОСТ ИЕС/TR 61000-3-6 - 2020. Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-6. Нормы. Оценка норм электромагнитной эмиссии для подключения установок, создающих помехи, к системам электроснабжения среднего, высокого и сверхвысокого напряжения. – М.: Стандартинформ, 2020.
5. Коверникова Л.И. Алгоритм и компьютерная программа моделирования нелинейных нагрузок по измеренным параметрам режима электрической сети /Л.И. Коверникова, Льюнг Ван Чынг // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 5. С. 152–165.

РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫХ ПРИВОДОВ С УЧЕТОМ ЭМИССИИ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ТОКА

Комков Александр Николаевич

Кандидат технических наук, зав. кафедрой, e-mail: komkov.a@gubkin.ru

Ершов Михаил Сергеевич

Доктор технических наук, профессор

Чернев Максим Юрьевич

*Кандидат технических наук, старший преподаватель,
Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский
университет) имени И.М. Губкина, Москва, Российская Федерация*

В промышленности все более широкое применение находит преобразовательная техника, являющаяся основой регулируемых электроприводов (тиристорные преобразователи и преобразователи частоты) и источников бесперебойного питания. Использование преобразовательной техники расширяет возможности автоматизации управления, повышает эффективность производств, вместе с тем, обостряет проблему электромагнитной совместимости в системах электроснабжения. Чаще стали случаи отказов конденсаторных батарей устройств компенсации реактивной мощности, их упреждающее массовое отключение [1].

В определенной степени такая ситуация сложилась из-за отсутствия в отечественной практике предпроектного анализа электромагнитной совместимости устанавливаемого оборудования с возможностями системы электроснабжения. Это в свою очередь обусловлено тем, что в основном действующем стандарте по качеству электроэнергии ГОСТ 32144-2013 электромагнитная совместимость определяется показателями несинусоидальности напряжения, но не гармониками тока, которые непосредственно и определяют величину дополнительных потерь энергии, сокращение ресурса и отказы электрооборудования. Действующий стандарт направлен на регулирование взаимоотношений между сетевой организацией и пользователем электрической энергии, нормируя показатели качества в точке передачи электрической энергии. Выполнение норм стандарта в указанной точке не гарантирует удовлетворительной электромагнитной обстановки в системе электроснабжения потребителя в целом [2].

Другой подход к нормированию показателей качества электроэнергии заложен в ряде зарубежных стандартов, часть из которых принята в качестве отечественных стандартов (ГОСТ 30804.3.2 – 2013 (IEC 61000-3-2:2009, MOD), ГОСТ 30804.3.12-2013 (IEC 61000-3-12:2004, MOD), ГОСТ Р 51317.3.4-2006 (IEC 61000-3-4: 1998 MOD) и др.) , но пока не нашла применения в практике проектирования и эксплуатации электроустановок. В этих документах нормируется не только гармоники напряжения, но и гармоники тока, с целью ограничения эмиссии высших гармонических составляющих токов в систему электроснабжения. В данной работе апробирован алгоритм оценки допустимости подключения частотно-регулируемых приводов в типовой системе промышленного электроснабжения напряжением ниже 1 кВ, сделаны обобщающие выводы.

Список источников

1. Ершов М.С., Чернев М.Ю. Определение и оценка показателей эмиссии гармонических составляющих токов от низковольтных асинхронных частотно-регулируемых приводов/ Известия высших учебных заведений «Электромеханика», 2019, №1, с. 59-65.
2. Ершов М.С., Чернев М.Ю., Непша Ф.С. Проверка электромагнитной совместимости низковольтных частотно-регулируемых электроприводов с системой электроснабжения/ Промышленная энергетика, №11, 2022. – С. 11-16.

CALCULATED ESTIMATION OF ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY FREQUENCY-CONTROLLED DRIVES TAKING INTO ACCOUNT THE EMISSION OF HARMONIC CURRENTS COMPONENTS

Komkov Alexander Nikolaevich

Ph.D., Head of the Department, e-mail: komkov.a@gubkin.ru

Ershov Mikhail Sergeyeovich

Doctor of Technical Sciences, Professor

Chernev Maxim Yurievich

Ph.D., Senior lecturer,

National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

In industry, converter technology is increasingly being used, which is the basis of regulated electric drives (thyristor converters and frequency converters) and uninterruptible power supplies. The use of converter technology expands the possibilities of control automation, increases the efficiency of production, at the same time, exacerbates the problem of electromagnetic compatibility in power supply systems. Cases of failures of capacitor banks of reactive power compensation devices, their proactive mass shutdown have become more frequent [1].

To a certain extent, this situation has developed due to the lack of a pre-design analysis of the electromagnetic compatibility of the installed equipment with the capabilities of the power supply system in domestic practice. This, in turn, is due to the fact that in the main current standard for the quality of electricity GOST 32144-2013, electromagnetic compatibility is determined by non-sinusoidal voltage indicators, but not by current harmonics, which directly determine the amount of additional energy losses, resource reduction and failures of electrical equipment. The current standard is aimed at regulating the relationship between the network organization and the user of electric energy, normalizing quality indicators at the point of transmission of electric energy. Compliance with the norms of the standard at the specified point does not guarantee a satisfactory electromagnetic environment in the power supply system of the consumer as a whole [2].

Another approach to the normalization of electricity quality indicators is laid down in a number of foreign standards, some of which have been adopted as domestic standards (GOST 30804.3.2 – 2013 (IEC 61000-3-2:2009, MOD), GOST 30804.3.12-2013 (IEC 61000-3-12:2004, MOD), GOST R 51317.3.4-2006 (IEC 61000-3-4: 1998 MOD), etc.), but has not yet found application in the practice of designing and operating electrical installations. These documents normalize not only voltage harmonics, but also current harmonics, in order to limit the emission of higher harmonic components of currents into the power supply system. In this paper, an algorithm for evaluating the

feasibility of connecting frequency-controlled drives in a typical industrial power supply system with a voltage below 1 kV is tested.

References

1. Ershov M.S., Chernev M.Yu. Determination and evaluation of the emission of harmonic components of currents from low-voltage asynchronous frequency-controlled drives/ Izvestia of higher educational institutions "Electromechanika", 2019, No. 1, pp. 59-65.
2. Ershov M.S., Chernyaev M.Yu., Nepsha F.S. Verification of electromagnetic compatibility of low-voltage frequency-regulated electric drives with power supply system/ Industrial Power engineering, No. 11, 2022. – pp. 11-16.

НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, СДЕРЖИВАЮЩИЕ РАЗРАБОТКУ И ВНЕДРЕНИЕ В ЭНЕГЕРГЕТИКУ ФИЛЬТРКОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ И УСТАНОВОК

Тукшаитов Рафаил Хасьянович

Д.т.н., профессор, trh_08@mail.ru

Зарипов Рустем Котдусович

Аспирант

Казанский государственный энергетический университет

Продолжение разработок основ проектирования фильтркомпенсирующих устройств (ФКУ) и установок является актуальной задачей, что следует из результатов изучения более 50 публикаций, выполненных за последние 15 лет в основном авторами трех известных научных коллективов г. Нижнего Новгорода, Красноярска и Иркутска. При этом выявлен ряд нижеприводимых факторов, который сдерживает дальнейшую разработку ФКУ.

1. Дифференциация ФКУ по месту их подключения, а точнее по уровню номинального напряжения сети. В зависимости от уровня напряжения их целесообразно дифференцировать на низковольтные, средневольтные и высоковольтные. Соответственно с этим ФКУ в низковольтных сетях целесообразно в дальнейшем именовать устройствами, а в средневольтных и высоковольтных сетях - установками.

2. Методологические и методические аспекты. В данном направлении работы практически не ведутся, что соответственно сказывается на получаемых результатах. В энергетике при описании резонансных контуров звеньев ФКУ применяется термин реактор не принятый в радиофизике. Согласно его определению и назначению он малопригоден для характеристики резонансных контуров. Особенностью реакторов в энергетике является отсутствие в них трансформаторного железа. В то время как в катушках индуктивности обычно используется в качестве сердечника трансформаторное железо и такие устройства обычно именуется дросселями.

Кроме того, применяются два термина такие как устройства и установки в качестве синонимов фильтркомпенсирующих изделий. Их целесообразно применять в увязке с номинальным значением напряжения эксплуатации, а также массой, габаритами и ценой ФКУ.

Пока не нашли применение такие важные технические характеристики ФКУ как коэффициент эффективности ФКУ по подавлению гармоник, нормативные потери мощности, номинальное напряжение питания и допустимый коэффициент нелинейных искажений напряжения сети.

3. Уровень систематизации результатов. Материалы многих публикаций с трудом поддаются обобщению и систематизацию. Это связано с малым количеством экспериментальных работ, отсутствием указания основных исходных условий компьютерного моделирования.

4. Технические характеристики ФКУ. На сегодня ФКУ следует смотреть как на электротехническую конструкцию, не уступающую по значимости, например трансформаторам. Поэтому необходимо разработать и предложить такие показатели, которые могли оперативно характеризовать ФКУ.

5. Величина расстройки частоты. Она должен быть одной из важных характеристик ФКУ. Вместе с тем ее величина обычно не приводится и может быть определена лишь проведением дополнительных расчетов. Во многих ранних работах речь о расстройке частоты резонансных контуров не проводилось. Представление о применяемых величинах расстройки можно получить лишь после проведения дополнительных расчетов. Предлагаются

эмпирические пределы отклонения частоты ФКУ от подавляемой гармоники без обоснования и конкретизации их значений в публикациях. Необходимая методика комплексного определения величины расстройки с учетом обеспечиваемой добротности контура резонансных звеньев, старения элементов контура и необходимого уровня подавления высших гармоник пока отсутствует.

6. Значения добротности контуров. Данный показатель, интегрально характеризующий всю конструкцию ФКУ в публикациях отсутствует. Его вычисление показывает, что его значение в каждой публикации может отличаться в 3-5 раз, в то время как различие между данными разных авторов может достигать до 2-3 порядков, то есть принимая значения приблизительно от 0,5-1,0 до 200-300. Поэтому объективная характеристика ФКУ может быть осуществлена только на основе определения коэффициента эффективности подавления высших гармоник.

7. Унифицированная форма представления АЧХ ФКУ. Она приводится относительно импеданса, проводимости или тока ФКУ, что затрудняет оперативно оценить его фильтрующие способности непосредственно по напряжению гармоник. Характер подавления гармоник будет нагляднее просматриваться, если АЧХ ФКУ при решении одних задач приводит по напряжению, а других задач – по току.

ОЦЕНКА ДОБАВОЧНЫХ ПОТЕРЬ В ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ НЕСИНУСОИДАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Буй Х.Н.¹, Коверникова Л.И.^{1,2}

¹Ханойский горно-геологический университет, Вьетнам,
e-mail: hungbui83eec@gmail.com

²Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация

Электрооборудование с нелинейными вольтамперными характеристиками (нелинейное оборудование) используется во всех областях жизни человека. Нелинейное оборудование потребляет из сети несинусоидальный ток. В результате форма кривой напряжения в узлах сети становится несинусоидальной. Несинусоидальные токи и напряжения причиняют вред оборудованию, вызывают экономический ущерб у потребителей и поставщиков электрической энергии.

Например, на угольных карьерах Вьетнама при переработке угля широко используются асинхронные двигатели с частотным регулированием скорости, приводящие в действие оборудование комбината. Асинхронные двигатели потребляют несинусоидальный ток, который протекая по элементам сети вызывает в ней дополнительные потери активной мощности на частотах гармоник. Активная мощность гармоник не выполняет полезной работы. Дополнительные потери активной мощности в электрической сети создают экономический ущерб, поскольку компания, владеющая комбинатом сортировки угля, вынуждена оплачивать и активную мощность гармоник.

В статье представлены результаты измерений гармоник токов в узле присоединения к питающей сети воздушной линии электропередачи 22 кВ, по которой электрическая энергия поставляется на один из угольных карьеров Вьетнама и комбинат сортировки угля, приведены результаты расчетов и анализа дополнительных потерь активной мощности гармоник и интергармоник в этой линии.

Список источников

1. Циркуляр №39/2015/ ТТ-ВСТ от 18/11/2015 Министерства промышленности и торговли Вьетнама по распределению электрической энергии.
2. Циркуляр №25/2016/ ТТ-ВСТ от 30/11/2016 Министерства промышленности и торговли Вьетнама по передаче электрической энергии.
3. Определение потерь мощности и электроэнергии в линии и трансформаторе. – URL: <http://220blog.ru/proraschet/opredelenie-poter-moshhnosti-i-elektroenergii-v-linii-i-v-transformatore.html> (дата обращения: 20.03.2021).
4. Mohamed J.M., Khang H.V., Mohan Kolhe. Harmonic mitigation of a grid-connected photovoltaic system using shunt active filter // International Conference on Electrical Machines and Systems. 2017. DOI: 10.1109/ICEMS.2017.8056401.
5. Habrouk M.El., Darwish M.K, Mehta P. Active power filter: A review // IEEE Proceedings in Electric Power Applications. September 2000. DOI: 10.1049/ip-epa:20000522.
6. Reza Sirjani., Badiossadat Hassanpour. A new ant colony-based method for optimal capacitor placement and sizing in distribution systems // Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology. April 15, 2012.
7. Minarti Mane., Mini K. N. PWM based sliding mode controller for shunt active power filter// International Conference on Nascent Technologies in Engineering (ICNTE). 2017. DOI: 10.1109/ICNTE.2017.7947964.

8. Радкевич В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова. – Минск: ИВЦ Минфина, 2015. – 109-532 с.
9. Seyed Abbas Taher., Mohammad H.A. Model predictive control of PV-based shunt active power filter in single phase low voltage grid using conservative power theory// Power Electronics, Drive Systems & Technologies Conference (PEDSTC). 2017. DOI: 10.1109/PEDSTC.2017.7910332.
10. Веников В.А., Астахов Ю.Н., Ежков В.В. и др. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях // М.: Энергоатомиздат. 1983. 504с.
11. Потери мощности и электроэнергии в элементах сети. – URL: <https://pandia.ru/text/78/372/1089.php> (дата обращения: 21.03.2021).
12. Vahid Chakeri., Mehrdad Tarafdar Hagh. Optimal allocation of the distributed active filters based on total loss reduction // International Journal of Smart Electrical Engineering. Vol.6, No.4. 2017.

АКТИВНЫЕ ФИЛЬТРЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

Гусев Станислав Иванович

К.т.н., генеральный директор,

Мустафа Георгий Маркович

К.т.н., научный руководитель.

ООО «НПП ЛМ Инвертор», Москва, Российская Федерация

Обеспечение показателей качества электроэнергии в электрических сетях включает в себя необходимость решения следующих задач:

- a) регулирование реактивной мощности (стабилизация напряжения);
- b) симметрирование;
- c) фильтрация гармоник;
- d) демпфирование переходных колебаний;
- e) устранение фликера;
- f) ликвидация провалов напряжения.

Их комплексное и эффективное решение стало возможно в результате появления модульных многоуровневых конверторов напряжения (Modular Multilevel Converters – MMC), быстрым ростом параметров мощных силовых полупроводниковых приборов – быстродействующих биполярных транзисторов с изолированным затвором (IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistors) и запираемых тиристоров (IGCT – Integrated Gate-Commutated Thyristor), а также прогрессом в развитии цифровых сигнальных микропроцессоров (рост быстродействия, увеличение разрядности), позволившим реализовывать самые сложные алгоритмы управления.

MMC способны формировать выходное переменное напряжение заданной формы в широком диапазоне частот и, в сочетании с достижениями теории автоматического регулирования по созданию следящих систем регулирования, ШИМ-регулируемые конверторы MMC позволили получить универсальный инструмент для решения задачи нормализации качества электроэнергии в электроэнергетике, который может быть реализован путем построения Статических Компенсаторов Реактивной Мощности (СТАТКОМ) на основе MMC.

Активные фильтры на основе MMC обеспечивают возможность избирательной быстродействующей фильтрации гармоник в режиме on-line: АФ позволяет осуществлять подавление любой заданной совокупности гармоник, включая отрицательную гармонику основной частоты (обратную последовательность), с заданной степенью подавления – до нулевого либо нормированного значения путем соответствующего задания в управляющей программе.

Для построения системы синтеза разветвлённой многоконтурной системы автоматического регулирования АФ на основе MMC, управляющей одновременно совокупностью большого числа параметров был разработан, так называемый, DSB-алгоритм управления MMC, основанный на традиционной «классической» теории автоматического управления и теории трёхфазных цепей. Его действие показано на примере использования АФ на конкретных энергетических объектах.

Рассмотрены особенности работы СТАТКОМ на основе MMC для обеспечения компенсации реактивной мощности, симметрирования напряжения 3-фазной сети и фильтрации гармоник. Показано, что режим симметрирования является особенным для MMC:

для обеспечения реактивного характера вентилях при симметрировании, т.е. поглощении обратно вращающейся гармоники тока, необходимо вводить смещение напряжения нейтрали в ММС с соединением ветвей в звезду (Y-схема), общее для этих вентилях постоянное смещение тока – в мостовой схеме ММС (схема Марквардта) и ток циркуляции в схеме ММС с соединением ветвей в треугольник (D-схема). Как результат: в чистом режиме симметрирования напряжения на вентилях Y-схемы удваиваются, в D-схеме удваивается ток вентилях. В Y-схеме напряжение на вентилях удваивается при любой степени несимметрии, что делает ее непригодной для использования для симметрирования.

В результате выполненного обследования шунтирующих вариантов ММС-схем было показано, что экономически более оправданной для применения в режиме фильтрации/симметрирования является D-схема СТАТКОМ. Применение схемы Марквардта для нормализации показателей качества электроэнергии по сравнению с D-схемой ММС экономически нецелесообразно.

Показано, что для нормализации качества напряжения на отдельных присоединениях применение серийного включения активного фильтра в 2-3 раза более эффективно по сравнению с его шунтирующим присоединением.

АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОФИСНОГО ЗДАНИЯ

Васильева Ольга Алексеевна

Кандидат технических наук, доцент, e-mail: vasilyeva@algspb.ru

Попов Максим Георгиевич

Доктор технических наук, профессор, e-mail: popovmg@eef.spbstu.ru

Шахова Мария Алексеевна

Кандидат технических наук, доцент, e-mail: shahova_ma@spbstu.ru

Валеева Евгения Юрьевна

студентка магистратуры, e-mail: evgenia22092015@gmail.com

Марковская Юлия Андреевна

студентка бакалавриата, e-mail: markovskaya.yua@edu.spbstu.ru

*Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Российская Федерация*

В электрических сетях и системах электроснабжения зданий и предприятий распространенным является искажение синусоидальной формы кривой напряжения, обусловленное нагрузками с нелинейной вольт-амперной характеристикой. Несинусоидальность токов и напряжений оказывает негативное влияние на электрооборудование, средства автоматики, приводит к финансовым потерям в питающей сети и у потребителя. Поэтому задача определения фактического вклада сторон (потребителя и системы) в искажение качества электроэнергии с целью установления ответственности и разработки компенсационных мероприятий сохраняет свою актуальность.

В издании [1] предлагается построение корреляционной зависимости между напряжением n -ой гармонической составляющей $U_{(n)}$ и полной мощности нагрузки на основной частоте $S_{(1)}$, и в случае отсутствия четкой зависимости, разложение коэффициента гармоник напряжения $K_{U_{(n)}}$ на долевые вклады сторон. В публикациях [2, 3] анализируется активная мощность $P_{(n)}$ и активная энергия гармоник $W_{(n)}$ для оценки вклада источника искажений в ухудшение качества электроэнергии.

Целью настоящей работы является анализ качества электрической энергии в системе электроснабжения 0,4 кВ офисного здания и оценка долевого вклада системы и потребителя в искажение синусоидальности напряжения на основе применения вышеназванных методик.

С использованием приборов VINOM337U3.220I3.5S16T4 проведены измерения показателей и параметров качества электроэнергии на вводе в здание и на вводе одного из потребителей. Установлено превышение нормативных значений коэффициентами гармоник напряжения 3-го и 9-го порядков $K_{U_{(3)}}$ и $K_{U_{(9)}}$.

На вводе в здание зависимости $U_{(3)}$ и $U_{(9)}$ от $S_{(1)}$ носят выраженный линейный характер (рис. 1). С увеличением мощности нагрузки напряжение 3-ей гармоники увеличивается ($\rho = 0,96 \rightarrow 1$), нагрузка искажает напряжение, а напряжение 9-ой гармоники снижается ($\rho = 0,98 \rightarrow 1$), и вклад нагрузки в искажение напряжения по этой гармонике отсутствует.

На вводе потребителя существенной корреляции между мощностью нагрузки и напряжением 3-ей и 9-ой гармоник не наблюдается ($\rho \rightarrow 0$), поэтому рассчитаны долевые вклады системы и нагрузки в значения коэффициентов гармоник напряжения (рис. 2).

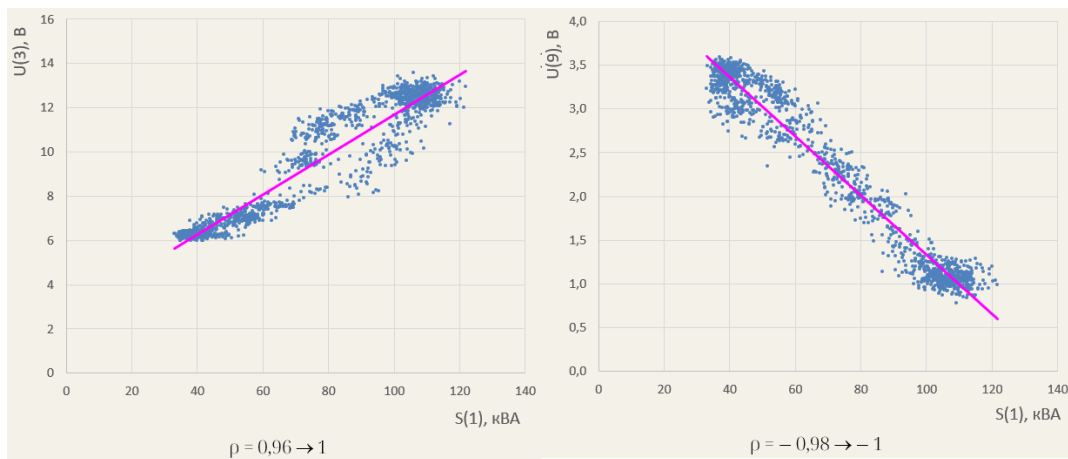


Рис. 1. Ввод в здание: зависимости $U_{(3)} = f(S_{(1)})$ и $U_{(9)} = f(S_{(1)})$

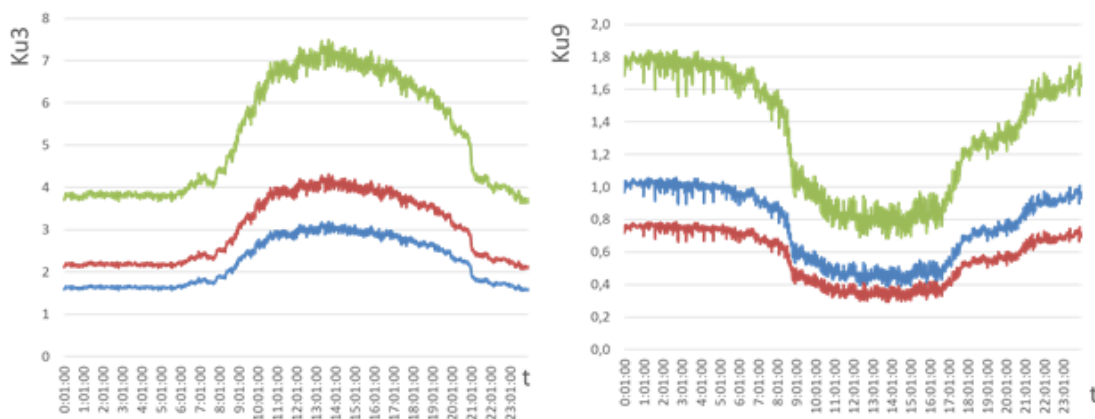


Рис. 2. Ввод потребителя: долевые вклады нагрузки (красный) и системы (синий) в значения $K_{U(9)}$ и $K_{U(3)}$ (зеленый)

Заключение. В ходе работы проведено инструментальное исследование качества электрической энергии в системе электроснабжения 0,4 кВ офисного здания. Выполнено разложение измеренных коэффициентов гармоник напряжения $K_{U(9)}$ и $K_{U(3)}$ на долевые вклады подсистем (системы и потребителя), что позволяет оценивать степень виновности каждой стороны в искажении качества электроэнергии.

Приборы BINOM3 обеспечивают расчет мощности гармоник до 50-го порядка, энергии основной частоты, энергии гармонических составляющих и необходимую измерительную информацию для оценки долевого вклада нагрузки и системы в искажение синусоидальности напряжения.

Список источников

6. Карташев И.И. Управление качеством электроэнергии: учебное пособие / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др.; под ред. Ю.В. Шарова // М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – 347 с.
7. Коверникова Л.И. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай // Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.
8. Vanin V., Bulychov A., Popov M., Vasilyeva O., Shakhova M. About influence of non-sinusoidal currents and voltages on the amount of the electric energy // International Scientific

Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering (EECE-2018), electronic edition. Ser. «MATEC Web of Conference» 2018. C. 06009.

ПРАВОВАЯ ПРОБЛЕМАТИКА И ОСОБЕННОСТИ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ПРИ ВЗЫСКАНИИ УБЫТКОВ, ПОНЕСЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕМ В СВЯЗИ С ПОСТАВКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НЕНАДЛЕЖАЩЕГО КАЧЕСТВА

Пронина Елена Васильевна

Аспирант кафедры гражданского и предпринимательского права АНО ВО «Московский гуманитарный университет», директор ООО «Центр правовой поддержки в энергетике», Москва, Российская Федерация

Согласно абз. 2 ст. 3 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (далее – Закон об электроэнергетике) электроэнергетика – отрасль экономики Российской Федерации, включающая комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов.

Из правового анализа нормативно-правовых актов в области электроэнергетики следует, что электрическая энергия (мощность) относится к «товарам», производимым на объектах по производству электрической энергии, передаваемым через объекты электросетевого хозяйства посредством оказания услуг по передаче электрической энергии, на энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии. Таким образом, электрическая энергия по своей правовой сущности является товаром. Следовательно, конечные потребители вправе получать электрическую энергию надлежащего качества. Если товар (электрическая энергия) поставляется потребителю ненадлежащего качества. То последний вправе защищать нарушенное право.

Одним из способов защиты нарушенного права является возмещение убытков. Важно разобраться кто в данных правоотношениях будет являться надлежащим ответчиком, т.е. кто должен нести ответственность и возмещать потребителю убытки.

Оптовый рынок электрической энергии и мощности – сфера обращения особых товаров – электрической энергии и мощности, с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности (абз. 8, 10 ст. 3 Закона об электроэнергетике), а розничные рынки электрической энергии – сфера обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием потребителей электрической энергии.

При этом услуги по передаче электрической энергии являются самостоятельными и обособленными гражданско-правовыми обязательствами, осуществляемыми посредством комплекса организационно и технологически связанных действий (в т. ч. по оперативно-технологическому управлению), которые обеспечивают передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей (объекты электросетевого хозяйства – линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование) (абз. 11, 12 ст. 3 Закона об электроэнергетике).

Также, Закон ввел понятие двустороннего договора купли-продажи электрической энергии – соглашения, в соответствии с которым поставщик обязуется поставить покупателю электрическую энергию, соответствующую обязательным требованиям, в определенном количестве и определенного качества, а покупатель обязуется принять и оплатить

электрическую энергию на условиях заключенного в соответствии с правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков договора (абз. 20 ст. 3 Закона об электроэнергетике).

Здесь уже появилось указание на «сопутствующие» свойства товара – «количество», «качество». Договоры энергоснабжения фактически являются договором купли-продажи + оказание услуг и также предусматривают продажу-покупку товара – электрической энергии.

Таким образом, в современной судебной практике по рассмотрению споров о возмещении убытков за поставку электроэнергии ненадлежащего качества сложилось устойчивое мнение, что именно энергосбытовая компания несет ответственность перед потребителем за поставку некачественно электроэнергии. В то время как, именно сетевая организация непосредственно занимается передачей электроэнергии.

Институт взыскания убытков является сложным инструментом защиты нарушенного права. Усугубляется это еще тем, что качество электрической энергии как особого товара, очень сложно доказать в суде.

Согласно правовой позиции судов размер подлежащих возмещению убытков следует установить с разумной степенью достоверности, при которой объективная сложность доказывания убытков и их размера, равно как и причинно-следственной связи между действиями и причиненными убытками не должна снижать уровень правовой защищенности участников правоотношений. Нельзя отказать кредитору в возмещении убытков, причиненных неисполнением или ненадлежащим исполнением обязательства, основываясь только на том, что размер убытков не может быть установлен с разумной степенью достоверности.

Однако в любом случае по смыслу ст. 15 и 393 ГК РФ кредитор при защите своего права должен подтвердить наличие у него убытков, а также обосновать с разумной степенью достоверности их размер и причинную связь между неисполнением или ненадлежащим исполнением обязательства должником и названными убытками.

Но, всегда есть нюанс, как доказать размер убытков (установить разумную степень достоверности их размера) и причинную связь между неисполнением или ненадлежащим исполнением обязательства должником и названными убытками? Например, некачественная электроэнергия была потреблена, и не последовало прямого ущерба в виде сгоревшего энергопринимающего устройства или полученного производственного брака продукции в результате поступления некачественной энергии. Тогда разумная степень размера убытков будет зависеть от некоего способа расчета причиненного ущерба, возникающего уже сегодня, но окончательно материализующегося, возможно, в будущем и связанного, например, с сокращением срока безаварийной работы энергоприбора (оборудования) в сравнении с сроком работы при качественном электроснабжении или возврату некачественной продукции в связи с возникающими недостатками в пределах гарантийного срока.

Судебная практика показывает, что даже расчет такого возможного ущерба, выполненный специалистами или экспертами, зависит от многих субъективных составляющих и может не соответствовать той самой разумной степени размера убытков, описанной в приведенной позиции высших судов в России.

Не стоит забывать, что законодательство об электроэнергетике прямо не предусматривает расчета обязательств или ответственности поставщика за поставленную

электроэнергию ненадлежащего качества. В то же время оно и не ограничивает применение норм Гражданского законодательства, в том числе нормы о праве покупателя потребовать соразмерного уменьшения покупной цены приобретенного товара ненадлежащего качества, закрепленного в п. 1 ст. 475 ГК РФ. Поэтому необходим альтернативный, предусмотренный договором, способ защиты нарушенного права при потреблении электроэнергии ненадлежащего качества.

Новый альтернативный подход к защите прав потребителя, постоянно получающего электрическую энергию ненадлежащего качества, не несет для него существенных финансовых рисков и ограничен лишь необходимостью тщательной подготовки правовой позиции и вакуумом схожей судебной практики. Реализация хотя бы одного подобного подхода на практике в судебном порядке помогла бы сформировать бы крепкий инструмент в защите прав потребителей при поставке электроэнергии, не соответствующей требованиям качества, установленным действующим законодательством.

УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ. ПРОБЛЕМЫ ОТРАСЛИ И МЕТОДОЛОГИЙ

Чернов Дмитрий Владимирович

*Руководитель проектов, e-mail: dmitry.v.chernov@mail.ru,
ООО «ЧКД ЭЛЕКТРОПРОМ», Москва, Российская Федерация*

Качество электрической энергии в сетях определяется нормами, установленными в ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (EN 50160:2010).

К событиям, приводящим к отклонениям показателей качества электроэнергии, относят:

- продолжительные изменения характеристик напряжения – отклонение частоты; медленные изменения напряжения; колебания напряжения и фликер; несинусоидальность напряжения; несимметрия напряжений в трехфазных системах; напряжения сигналов, передаваемых по электрическим сетям;
- случайные события – прерывание напряжения, провалы напряжения и перенапряжения, импульсные напряжения.

Достижение соответствия параметров качества электроэнергии нормам при наличии этих событий в электроэнергетических системах является комплексным вопросом, то есть единым для всех составляющих структуры энергосистемы. В том или ином случае отклонение от параметров качества электроэнергии либо игнорируется с определенной степенью терпения, либо приводит к снижению эффективности технологических процессов, либо к несанкционированным режимам работы основных и управляющих систем, либо приводит к масштабному выходу из строя оборудования или масштабным потерям от нарушения режимов работы технологических процессов.

Ликвидация отклонений и нормализация в показателях качества электроэнергии как правило осуществляется регулированием реактивной составляющей мощности. Это конкретные решения и проекты с применением УКРМ, ФКУ, СТК, СТАТКОМ, ДКИН, УШР, устанавливаемых у потребителя, или на границе потребителя и поставщика электроэнергетических ресурсов.

Существующие проблемы в цикле деятельности по улучшению качества электрической энергии в основном связаны со степенью достижимости необходимого результата, или с непониманием соответствия решений необходимому результату. Причинами тому являются:

- решение проблем качества индивидуально для каждого случая, не имеет систематизированного характера (особенно в части достижения необходимых результатов);
- отсутствие методологии разработки решений по устранению отклонений, особенно для случайных событий;
- смоделированные параметры качества электроэнергии не совпадают с действительными;
- необходимость улучшения качества электроэнергии не выдерживает технико-экономических обоснований.

Совершенствование решения проблем может быть связано со следующими внедрениями и исследованиями для силового оборудования, генерирующего отклонения от параметров качества, такие как:

- обязательную установку устройств динамической компенсации (активных фильтров) через технические условия или требования;
- учет параметров нейтрали и их регулирование с помощью устройств динамической компенсации (активных фильтров);
- введение норм качества электроэнергии, связанных с постоянным током или с генерацией интергармоник;
- оценка влияния отклонений параметров качества при переходных процессах, - формирование функций релейной защиты и автоматики для гармоник, отличных от основной частоты.

Список источников

1. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (EN 50160:2010).

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОБЕСПЕЧЕНИЮ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЁ ПЕРЕДАЧЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ

Воротницкий В.Э.,

*Д.т.н., главный научный сотрудник АО «НТЦ Россети ФСК ЕЭС»,
e-mail: vve46@yandex.ru,*

Лазарев Г.Б.,

К.т.н., научный консультант-эксперт ООО «Инженерный центр «ЭНЭЛ»,

Любарский Д.Р.,

Д.т.н.

Обеспечение качества электроэнергии (КЭ) – часть комплексной проблемы повышения энергетической и экономической эффективности передачи и распределения электроэнергии, включающей в себя обеспечение надёжности и качества электроснабжения потребителей, пропускной способности и доступности электрических сетей, снижения потерь при транспорте электроэнергии до технико-экономически обоснованного уровня.

С появлением новой техники и технологий, новых математических методов и алгоритмов искусственного интеллекта, многокритериальной и многофакторной оптимизации, новых программно-технических комплексов, построенных на этих методах, алгоритмах и на единых информационных моделях, появляется возможность комплексного подхода к повышению эффективности режимов энергосистем, электрических сетей, их функционирования и развития, в том числе, к повышению КЭ. Практика показала, что результат этого повышения в условиях эксплуатации в значительной степени зависит от оперативности, точности и объективности исходной информации о схемных и режимных параметрах, о техническом состоянии электрических сетей, балансах, качестве и потерях электроэнергии, частоте и длительности перерывов электроснабжения. Для оптимизации развития энергосистем и сетей решающее значение имеет точность прогнозирования электропотребления на среднесрочную и долгосрочную перспективу. Надёжными и достоверными источниками и средствами обработки этой информации, её использования для управления и прогнозирования, наряду с традиционными средствами телеизмерения, становятся системы интеллектуального учёта электроэнергии, программируемые логические контроллеры, синхронизированные векторные измерения, системы оперативного мониторинга надёжности и качества электроснабжения.

Новые технические средства и системы силовой электроники позволяют на более высоком уровне создавать быстродействующие статические активно – адаптивные устройства симметрирования режимов, фильтрации высших гармоник, компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в магистральных и распределительных электрических сетях. Применение таких быстродействующих средств и систем в сочетании с алгоритмами их интеллектуального управления становится особенно эффективным при росте объёмов внедрения возобновляемых источников электроэнергии, который наблюдается в большинстве промышленно развитых стран мира. Выбор оптимальных типов этих средств, их мощности и мест установки, оптимизация развития энергосистем и электрических сетей должны основываться на современных методах сравнительного технико-экономического расчёта и анализа, в первую очередь на учёте комплексного эффекта их применения за весь жизненный цикл вновь вводимого оборудования.

Для практической реализации перечисленных принципов и возможностей системного подхода к обеспечению КЭ требуется совершенствование и развитие нормативно – правовой базы. В докладе даны конкретные предложения по основным направлениям разработки соответствующих нормативных документов. Многолетние задержки в их разработке, утверждении и вводе в действие приводят к систематическим нарушениям требований действующего стандарта по КЭ в ряде районов РФ.

Одним из важнейших индикаторов стабильности электрической сети, определяющим надежность и эффективность ее функционирования, критерии установки определённых типов корректирующих компенсирующих устройств для обеспечения КЭ, является мощность короткого замыкания (МКЗ). Усиление электрических сетей и обеспечение нормативных показателей КЭ (ПКЭ) определяется требуемым значением МКЗ на шинах присоединения искажающих нагрузок. Нормированное значение МКЗ, рекомендуемое для сетей разного класса напряжения, до настоящего времени не регламентировано. В 80-х годах предлагалось нормировать МКЗ в сетях 6-35 кВ в пределах 150-1500 МВА, в сетях 110-220 кВ - в пределах 5000-10000 МВА. Такие рекомендации давались в тот период при выборе мест технологического присоединения мощных нелинейных нагрузок. Представляется целесообразным для мотивации электросетевых компаний разработать рекомендации по нормированию значений МКЗ и ввести системную услугу по их поддержанию для электрических сетей 6-35 кВ и 110-220 кВ со слабыми связями с энергосистемой, а также питающих нелинейные и резкопеременные нагрузки. Решение этого вопроса особенно актуально в настоящее время в восточных регионах РФ, где основная магистральная электрическая сеть непосредственно связана с тяговыми подстанциями Транссиба.

В России тяговые сети, как правило, имеют множество точек присоединения к сети высокого напряжения общего назначения. В электрических сетях, питающих тяговые подстанции магистральных железных дорог, давно существует проблема пониженного КЭ. Значительные величины резкопеременных, нелинейных и однофазных тяговых нагрузок, а также пониженные уровни МКЗ в точках подключения отдельных тяговых подстанций, приводят к тому, что ПКЭ в этих сетях выходят далеко за допустимые пределы. От этого терпят значительные экономические ущербы присоединённые потребители. Если в ближайшие годы на Востоке не будет развития электрических сетей и ввода новых источников генерации, то для нормализации ПКЭ в электросетях с МКЗ менее 1000 МВА наиболее целесообразным представляется применение устройств КРМ. Очевидно, что принятие решения для сбалансированного выбора мощности этих устройств требует проведения технико-экономических расчетов. Важность проблемы обеспечения КЭ в энергосистемах, примыкающих к Транссибу и БАМу, определяется тем, что в связи с возрастающим объемом перевозок по Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожным магистралям она является системной задачей государственного значения в рамках разработки и практической реализации этапов Федерального проекта «Развитие железнодорожной инфраструктуры Восточного полигона железных дорог». Для решения этой задачи необходим комплекс мероприятий как по усилению магистральной электрической сети (по обеспечению необходимых уровней МКЗ), так и решению системных задач: регулирования реактивной мощности, компенсации несинусоидальности напряжения и его симметрирования. Все эти

мероприятия должны быть реализованы совместными усилиями ПАО «Россети», ПАО «РЖД» при участии АО «СО ЕЭС» и заинтересованных потребителей.

Задачи обеспечения КЭ, надёжности и экономичности электроснабжения, недискриминационного доступа к сетям являются приоритетными направлениями энергетической стратегии развития России на долгосрочную перспективу, носят межотраслевой характер и относятся к проблемам обеспечения энергетической, экономической и национальной безопасности страны.

ПРОБЛЕМЫ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИХ РЕШЕНИЮ

Коверникова Лидия Ивановна

к.т.н, с.н.с., e-mail: kovernikova@isem.irk.ru

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130*

Электрическая энергия используется во всех областях жизни людей. Под качеством электрической энергии понимается совокупность свойств электрической энергии, которые обуславливают ее пригодность для нормальной работы электроприемников с расчетной работоспособностью и эффективностью. При низком качестве электрической энергии увеличиваются потери мощности и энергии в электрических сетях, сокращается срок службы электрооборудования, снижается производительность технологического оборудования промышленных предприятий.

Еще в 1968 году в журнале «Электричество» в статье «К вопросу о качестве электроэнергии», посвященной государственному стандарту на качество электрической энергии, разработанному в нашей стране и ставшему первым в мировой практике – ГОСТу 13109-67 [1], автор статьи Мельников Н.А. писал: «В современном обществе электрическая энергия нашла применение во всех сферах человеческой деятельности. Поэтому ее качество непосредственно отражается на условиях жизни и деятельности людей. Качество электрической энергии влияет также и на технико-экономические показатели работы отдельных устройств и систем электроснабжения в целом. Улучшая качество электрической энергии, можно повысить эти показатели; ухудшая – снизить». Вопросы, рассмотренные автором в статье актуальны и в настоящее время.

Качество электрической энергии является большой проблемой в электрических сетях России. Оно не удовлетворяет требованиям действующего стандарта ГОСТа 32144-2013 [2] на всей территории России. «Нарушения требований ГОСТа 32144-2013 имеют массовый и систематический характер в энергосистемах России. Значительно превышают нормы стандарта показатели: $\delta U_{(-)}$ и $\delta U_{(+)}$, K_U и $K_{U(n)}$, K_{2U} . Измеренные $K_{I(n)}$ и K_I в линиях электропередачи свидетельствуют о том, что большое количество присоединений работает с высокими значениями коэффициентов, вследствие чего в электрических сетях возникают дополнительные потери» [3]. Например, в Забайкальском крае на большинстве объектов региона имеет место несоответствие показателей, характеризующих величину напряжения, несинусоидальность и несимметрию напряжений, нормам ГОСТа 32144-2013. АО «Рудник Александровский» в Забайкальском крае является предприятием многократно пострадавшим от низкого качества электрической энергии. Экономический ущерб в виде неполученной выручки за продукцию из-за простоев предприятия, вызванных низким качеством электрической энергии, в 2014-2017 годах составил более 239 миллионов рублей [4].

В настоящее время в экономике России происходит цифровая трансформация, в результате которой увеличивается количество электронного оборудования [5]. Электронное оборудование с одной стороны требует надежного электроснабжения и высокого цифрового качества электрической энергии, а с другой стороны является источником искажения качества электрической энергии, поскольку потребляет несинусоидальный ток, внося таким образом искажения в электрическую сеть. Поддержание высокого качества электрической энергии

позволит обеспечить ее эффективное использование. Последние несколько лет в федеральных органах власти обсуждают вопросы качества электрической энергии в электрических сетях России, принимают законодательно-правовые документы. В Постановлении Правительства от 23.12.2021 № 2425 указано, что электрическая энергия, подлежит обязательной сертификации на соответствие требованиям ГОСТа 32144-2013. В начале 2022 года «Секция по законодательному регулированию энергосбережения и энергоэффективности» Экспертного совета при Комитете Государственной Думы по энергетике предложила ПАО «Россети» провести семинар по внесению изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике». Одно из предложений касалось установления требований к качеству электрической энергии и обязанностей субъектов электроэнергетики и потребителей по соблюдению требований. В 2022 году закон о внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» был принят. Изменения в Федеральный закон «Об электроэнергетике» были внесены и начали действовать с 1 января 2023 года. По оценкам специалистов Государственной Думы «решение вопросов качества электрической энергии приведет к получению значительного экономического эффекта для субъектов электроэнергетики и потребителей, сокращению нерационального расходования бюджетных средств, увеличению ресурсов, которые могут быть направлены на технологическую модернизацию сетевого хозяйства».

В данной статье представлены предложения по решению проблемы качества электрической энергии в электроэнергетике России, которые должны сформировать систему управления качеством электрической энергии:

- государственный орган по управлению качеством электрической энергии;
- комплекс законодательно-правовых документов, регламентирующих права и обязанности производителей, поставщиков и потребителей электрической энергии, касающихся качества электрической энергии;
- комплекс взаимосвязанных нормативно-технических документов, охватывающих все стороны проблемы качества электрической энергии;
- комплекс нормативных требований для типового проектирования электроэнергетических систем;
- экономический механизм управления качеством электрической энергии;
- технические средства для обеспечения качества электрической энергии;
- периодический контроль и мониторинг показателей качества электрической энергии;
- программные средства, позволяющие на основе результатов контроля и мониторинга параметров режима электроэнергетических систем и показателей качества электрической энергии решать множество задач по анализу, оценке, прогнозированию качества электрической энергии в различных режимах.

Список источников

1. ГОСТ 13109-67. Электрическая энергия. Нормы показателей качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. Москва. Издательство стандартов. 1985.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. –М.: Стандартинформ, 2014.

3. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2017. –219 с.
4. Oleg V. Zapanov, Lidia I. Kovernikova. On the power quality supplied to joint stock company “Aleksandrovsky mine”. Режим доступа https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2020/69/e3sconf_energy12020_07012/e3sconf_energy-212020_07012.html.
5. Распоряжение Правительства РФ от 28.07.2017 № 1632-р «Об утверждении программы Цифровая экономика Российской Федерации».

**ВОСТОЧНЫЙ ВЕКТОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ
РОССИИ: ВЫЗОВЫ, ВЗГЛЯД В БУДУЩЕЕ. ЛОКАЛЬНЫЕ
СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА ВОСТОКЕ РФ
СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НАПРАВЛЕНИЙ
ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИКИ
НА ИЗОЛИРОВАННЫХ ТРУДНОДОСТУПНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ
ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ РФ**

Иванова И.Ю., Санеев Б.Г., Губий Е.В., Майсюк Е.П., Тугузова Т.Ф.

К.э.н., старший научный сотрудник, e-mail: nord@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Исследование направлено на выявление особенностей энергоснабжающих систем с целью формирования направлений низкоуглеродного развития энергетики на изолированных и труднодоступных территориях Востока РФ. В сферу рассмотрения входят территории расположения энергетических объектов, которые не имеют подключения к Единой электроэнергетической системе либо к Единой газоснабжающей системе России.

На территории восточных регионов России зона действия объединенных энергосистем Сибири и Востока ограничивается южными районами. В северо-восточных районах функционируют 5 изолированных энергосистем: на территории Красноярского и Камчатского краев, Сахалинской и Магаданской областей, Чукотского автономного округа.

Вследствие обширных территорий, протяженных расстояний, особенностей промышленного освоения и неразвитой транспортной инфраструктуры практически во всех субъектах РФ восточных регионов имеются зоны, изолированные от систем централизованного электроснабжения. Всего в восточных регионах РФ на изолированных и труднодоступных территориях насчитывается 662 населенных пункта, из которых 409 расположено на Дальнем Востоке. По итогам переписи населения 2020 г. в них проживает 295,6 тыс. чел. – лишь 1,8% населения рассмотренных субъектов федерации.

Суммарная установленная мощность автономной генерации коммунального назначения на востоке РФ составляет 822 МВт, выработка электроэнергии - 1225 млн кВт·ч/год, расход топлива – 405 тыс. т у. т./год. В качестве топлива, в основном, используется дизельное. Соизмерима приведенным показателям на изолированных труднодоступных территориях и мощность электростанций промышленных потребителей, наибольшая доля из которых сосредоточена в северных районах Иркутской области.

Установленная мощность коммунальных котельных в населенных пунктах этой категории оценивается в 1704 Гкал/ч. Суммарная выработка тепловой энергии – 2743 тыс. Гкал. Объем потребляемого топлива составляет 715 тыс. т у. т., из него более половины приходится на уголь. По количеству населенных пунктов и численности обслуживаемого населения вне зоны централизованного электроснабжения в Сибирском федеральной округе особо выделяется Красноярский край, в Дальневосточном - Республика Саха (Якутия) и Хабаровский край.

Для определения условий межтопливной конкуренции проведен анализ цен на топливо и тарифов на электрическую и тепловую энергию. Цены на дизельное топливо напрямую зависят от логистики доставки и в наиболее удаленных районах достигают 120-145 тыс. руб./т.

Как следствие, максимальные значения экономически обоснованных тарифов на электроэнергию составляют 100-120 руб./кВт·ч.

На основе классификации основных параметров используемых энергетических технологий по типу и мощностному ряду выполнена оценка углеродоемкости в зависимости от вида топлива. Углеродоемкость производства электроэнергии изменяется в широком диапазоне – от 0,4-0,6 кг CO₂/кВт·ч при сжигании газа до 2,3 кг CO₂/кВт·ч при сжигании угля. Диапазон углеродоемкости производства тепловой энергии еще шире – от 287-305 кг CO₂/Гкал для газового топлива до 607-947 кг CO₂/Гкал для бурых углей.

Выполненный анализ особенностей существующей структуры и параметров энергоснабжения на труднодоступных и удаленных территориях восточной части РФ позволил сформировать направления перехода к низкоуглеродной энергетике. Основным альтернативным видом топлива может стать сжиженный природный газ при создании системы его транспортировки и использования. Для крупных промышленных потребителей наиболее приемлемыми низкоуглеродными технологиями являются атомные и водородные, для коммунальных потребителей – возобновляемые источники энергии. При этом при выборе наиболее рационального варианта основным критерием может выступать минимум стоимости предотвращенной эмиссии диоксида углерода.

Статья подготовлена при поддержке гранта в форме субсидий из федерального бюджета на выполнение научных исследований и работ в рамках реализации важнейшего инновационного проекта государственного значения «Единая национальная система мониторинга климатически активных веществ» (соглашение о предоставлении из федерального бюджета грантов в форме субсидий в соответствии с пунктом 4 статьи 78.1 Бюджетного кодекса Российской Федерации от 01.03.2023 № 139-15-2023-003) с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

ДОЛЯ СУБСИДИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В ЗАТРАТАХ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГИОНАЛЬНОГО БЮДЖЕТА В КАЧЕСТВЕ ИНДИКАТОРА РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.

Захаров Василий Егорович

Научный сотрудник, e-mail: vasss@mail.ru

*Институт физико-технических проблем Севера им. В. П. Ларионова СО РАН,
Якутск, Российская Федерация*

Методической основой оценки энергетической безопасности (ЭнБ) на национальном и региональном уровнях является метод индикативного анализа ЭнБ (МИА) основы которого отражены в [1, 2]. В МИА исходя из агрегированных технико-экономических параметров систем энергетики и ТЭК в целом обосновываются индикаторы, способные прямо или косвенно указать на наличие проблем в сфере обеспечения ЭнБ. Обоснованием выбора индикаторов является их связь с угрозами ЭнБ, формулируемыми на основе теории надежности в приложении к системам энергетики, топливоснабжения и т.д. Одним из достоинств метода (или индикативного подхода) является его гибкость - способность исходя из текущей и прогнозируемых ситуаций применять различные индикаторы; учитывать при разработке индикаторов национальные, региональные и другие особенности.

При оценке ЭнБ субъектов страны вес региональных особенностей энергоснабжения повышается. Для региона Севера объемы выделяемых из государственных бюджетов средств на субсидирование энергоснабжения являются важным показателем не только уровня рентабельности систем энергетики, но и правильности стратегических решений при формировании структуры системы энергоснабжения. С другой стороны, региональные государственные бюджеты имеют крайне низкую автономность [3], что ограничивает возможности наращивания объемов субсидирования. Другими словами, устойчивое функционирование систем энергетики зависит от обеспечения необходимой рентабельности энергоснабжения в определенных границах объемов бюджетного субсидирования.

В работе предлагается новый индикатор для оценки ЭнБ регионов Севера (для регионов имеющих критическую зависимость энергоснабжения от бюджетных субсидий) – доля субсидирования энергоснабжения в затратах государственного регионального бюджета. Приводится обоснование индикатора на примере Республики Саха (Якутия).

Список источников

1. В.В.Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998. 302 с.
2. Н.И. Пяткова [и др.]; отв. ред. Н.И. Воропай, М.Б. Чельцов. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. 198 с.
3. Веприкова Е.Б., Новицкий А.А. Государственные расходы регионов: состояние и проблемы (на примере анализа реестров расходных обязательств дальневосточных субъектов Российской Федерации) // Финансовый журнал. №6, 2021 с.117-130.

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОПТИМАЛЬНОЙ КОНФИГУРАЦИИ ГИБРИДНОГО АВТОНОМНОГО БЕЗУГЛЕРОДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Балдынов Олег Александрович

e-mail: oabaldynov@isem.irk.ru

Попов Сергей Петрович

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В последние годы наблюдается интерес к анализу использования сочетания возобновляемых источников энергии (ВИЭ), производства «зелёного» и «жёлтого» водорода в изолированных гибридных энергосистемах для краткосрочного [1, 2] и сезонного накопления, а также транспортировки энергии удалённым потребителям [3]. Широкое применение ВИЭ-генерации для повышения экономической и экологической эффективности таких систем инициировало широкий ряд исследований по теме оптимизации конфигурации и состава оборудования гибридных энергокомплексов [4, 5]. Дальнейшее развитие методологии было связано с более широким применением ядерных реакторов малой и средней мощности (АС М/СМ) [3] и водородных технологий [6-8]. Проблемам создания гибридных изолированных систем, например, в северных и арктических условиях посвящено существенно меньше работ [9-11]. Рассматриваются сценарии энергоснабжения исключительно на основе ВИЭ, ВИЭ с дизельной генерацией и ВИЭ с производством водорода [11, 12]. При этом в указанных работах не представлен подход, охватывающий весь спектр безуглеродных технологий для многокомпонентного энергоснабжения всех категорий потребителей в изолированных территориях, направленный на оптимизацию состава оборудования автономных гибридных безуглеродных систем по производству водорода.

Цель проводимого исследования заключается в создании универсального методического подхода к определению оптимального соотношения мощностей изолированной промышленного гибридного атомного безуглеродного энергетического комплекса (АБЭК): АС М/СМ, ВИЭ, электролизёров и аккумуляторных батарей для заданных параметров природно-климатических условий и параметров электрической нагрузки (коммунально-бытовая и/или промышленная).

При разработке модели гибридного АБЭК предполагается оптимизировать функционирование комплекса производства водородоносителя с заданным составом оборудования в течение календарного года, используя оценки нормированной стоимости выполнения всех технологических операций комплекса: генерация электроэнергии ВИЭ, топливными элементами и атомными реакторами, производство водорода методом электролиза воды, компримирование водорода, производство товарного водородоносителя, хранение компримированного и/или сжиженного водорода, хранение и отпуск водородоносителя.

В рамках модели АБЭК задаются коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ) и режимы работы оборудования различных подсистем комплекса, компримированный водород и водородоносители используются для решения проблемы согласования неравномерности электрической нагрузки и стохастического характера

генерации ВИЭ. Производимый водородоноситель также может использоваться в качестве локального топлива. В совокупности с генерацией электрической энергии АС М/СМ и ВИЭ (ветряные (ВЭС) и солнечные (СЭС) электростанции) обеспечивается полностью безуглеродная автономная система энергоснабжения.

Разработка методологического подхода к оптимизации конфигурации АБЭЖ для изолированных труднодоступных районов обеспечит научную основу для обоснования создания безуглеродных систем энергоснабжения в проектах по международной торговле энергии ВИЭ и освоения природных ресурсов на изолированных и труднодоступных территориях Российской Федерации и станет базовой при проведении исследований сценариев развития международного и внутрироссийского рынков водорода.

Список источников

1. Basu S, John A, Akshay, Kumar A. Design and feasibility analysis of hydrogen based hybrid energy system: A case study. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2021 г.;46(70):34574–86.
2. Li Z, Dong H, Hou S, Cheng L, Sun H. Coordinated control scheme of a hybrid renewable power system based on hydrogen energy storage. *Energy Reports*. 2021;7:5597–611.
3. Gabrielli P, Poluzzi A, Kramer GJ, Spiers C, Mazzotti M, Gazzani M. Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020;121:109629.
4. Ammari C, Belatrache D, Touhami B, Makhloufi S. Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—A review. *Energy and Built Environment*. 2021; <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666123321000301>
5. Lian J, Zhang Y, Ma C, Yang Y, Chaima E. A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems. *Energy Conversion and Management*. 2019;199:112027.
6. Pinsky R, Sabharwall P, Hartvigsen J, O'Brien J. Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems. *Progress in Nuclear Energy*. 2020;123:103317.
7. Vivas FJ, De las Heras A, Segura F, Andújar JM. A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018;82:126–55.
8. Eriksson ELV, Gray EMacA. Optimization and integration of hybrid renewable energy hydrogen fuel cell energy systems – A critical review. *Applied Energy*. 2017;202:348–64.
9. Quitoras MR, Campana PE, Rowley P, Crawford C. Remote community integrated energy system optimization including building enclosure improvements and quantitative energy trilemma metrics. *Applied Energy*. 2020;267:115017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115017>
10. Ringkjøb H-K, Haugan PM, Nybø A. Transitioning remote Arctic settlements to renewable energy systems – A modelling study of Longyearbyen, Svalbard. *Applied Energy*. 2020.;258:114079. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114079>
11. Chade D, Miklis T, Dvorak D. Feasibility study of wind-to-hydrogen system for Arctic remote locations – Grimsey island case study. *Renewable Energy*. 2015.;76:204–11. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.023>

12. Shulga RN, Petrov AY, Putilova IV. The Arctic: Ecology and hydrogen energy. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020 ;45(11):7185–98.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.122>

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ПЕРСПЕКТИВЫ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ АЗИАТСКОЙ РОССИИ

Крюков Валерий Анатольевич

Академик РАН, директор, e-mail: valkryukov@mail.ru

Горбачева Наталья Викторовна

К.экон.н., с.н.с., e-mail: nata_lis@mail.ru

Суслов Никита Иванович

Д.экон.н., заместитель директора, e-mail: nsuslov5@yandex.ru

*Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск,
проспект Академика Лаврентьева, 17*

Современные процессы декарбонизации мировой энергетики в ответ на экзистенциальные риски изменения климата усложняются и фрагментируются в условиях текущего поликризиса, когда обостряется текущая востребованность углеводородов при долгосрочной необходимости отказа от их использования. Несмотря на то что ежегодно за последние пять лет (2017–2021 гг.) глобальные инвестиции в энергетику снижались в среднем на 1,3 %³, вложения в электроэнергетику росли на 1,6 % и в постпандемийный период впервые превысили объемы мировых вложений в добычу углеводородов: 530 млрд долл. против 457 в 2021 г. Мир находится в стадии перехода к тотальной электрификации, и конкуренция между традиционными и возобновляемыми источниками энергии усиливается при переходе от петро- к электроэкономике [1].

Азиатская Россия обладает значительными запасами углеводородов и в ближайшее десятилетие не будет испытывать недостатка в их использовании [3]. Вместе с тем, регион обладает высоким потенциалом возобновляемой энергии, который пока остаётся в большей степени не реализован – всего 0,29% доля ВИЭ в совокупной установленной мощности Азиатской Сибири (рис. 1).

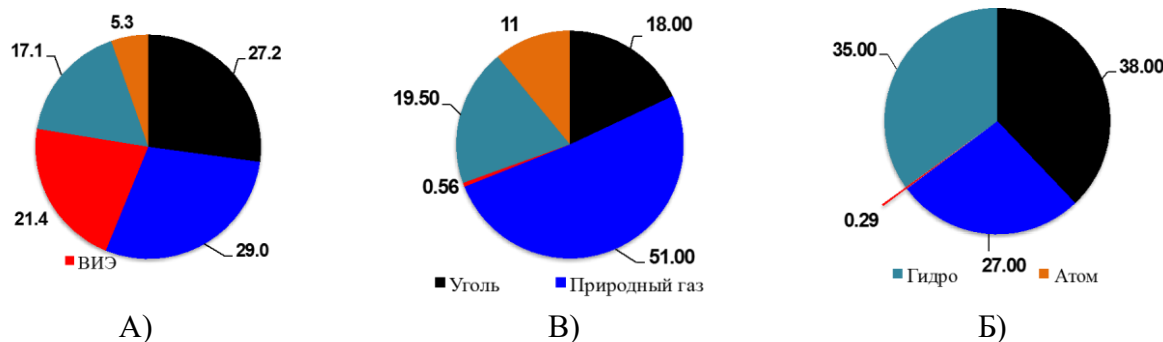


Рис. 1. Структура установленной мощности по источникам энергии в мире (А), России (Б) и Сибирь (В), 2019 г. (%)

Источник: Росстат, 2021; IEA, 2021.

Цель доклада – определить роль и оценить перспективы возобновляемой энергетики в Азиатской России в условиях глобальных энергетических трансформаций. Декарбонизация энергосистемы на основе ускоренного внедрения ВИЭ становятся главным приоритетом ведущих стран мира. По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА), в 2022–2027 гг. совокупная установленная мощность возобновляемых источников энергии в мире увеличится на 2400 ГВт, т.е. будет расти на 85% быстрее, чем в предыдущие пять лет, и на

³Расчеты авторов на основе IEA (2022), World Energy Investment 2022.

30% быстрее, чем МЭА предсказывало в 2021 году. Так, США планируют инвестировать 374 млрд долл. в низкоэмиссионные энергетические проекты до 2030 г. Европейский союз, согласно принятой в мае 2022 г. стратегии RePowerEU, направит 210 млрд евро на ускорение электрификации хозяйственных процессов и увеличение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергобалансе до 45 % к 2030 г. Кроме этого, главный глобальный эмитент – Китай – также весной 2022 г. выпустил «Четырнадцатый План развития современной энергосистемы», по которому долю потребления безуглеродных источников энергии планируется увеличить до 25 % к 2030 г. (15,9 % в 2021 г.), а ВИЭ должны стать главным компонентом энергобаланса Китая. Эти планы не могут не касаться Сибири как основного российского экспортера углеводородов не только для Европы и Китая, но и для Индии и других бурно развивающихся экономик Азии. Более того, внутренние потребности в традиционной энергетике обусловлены созданием интегрированных производственных цепочек в Сибири, предполагающих модернизацию промышленных комплексов на Дальнем Востоке, открытие новых месторождений в Якутии, расширение БАМа [4].

В то же время, согласно проведенному анализу, в Сибири планируется нарастить объемы ввода крупных сетевых объектов ВИЭ в 2023-2026 гг. (табл. 1), хотя в текущих условиях сроки реализации многих из проектов пересматриваются [2].

Таблица 1. Крупные объекты ВИЭ в Сибири

Регион Сибири	Электростанция (мощностью более 5 МВт)	Суммарная установленная (планируемая) мощность, МВт
Республика Бурятия	Хоринская СЭС(15), Кабанская СЭС(15), Тарбагатайская СЭС(15), Кеяхтинская СЭС(15), Торейская* СЭС(45), Джидинская* СЭС(30), Удинская* №1 СЭС(15), Удинская* №2 СЭС(15), Прибайкальская* СЭС(15)	60 (120)
Забайкальский край	Кенонская(Балей) СЭС(15), Ингодинская (Огловский ГОК) СЭС(15), Черновская* СЭС(35), Читинская* СЭС(35)	30 (70)
Республика Алтай	Кош-Агачская №1 СЭС, Кош-Агачская №2 СЭС, Усть-Канская СЭС, Онгудайская СЭС, Майминская СЭС, Иниская СЭС, Усть-Коксинская СЭС, Чемальская СЭС	120
Алтайский край	Славгородский* ветропарк (100), Алейская ВЭС * (10,5), Кулундинский* ветропарк(50), Рубцовская* ВЭС(32), Хабары ВЭС(32), Камень-на-Оби* ВЭС(8), Ключевская* ВЭС(12,5), Ребрихинская* ВЭС(8), Чарышская* МГЭС(15), Красногородская МГЭС(8), Сибирячихинская* МГЭС(5)	0 (261,5)

Республика Хакасия	Абаканская СЭС	5,2
Камчатский край	Мутновская ГеоЭС(25+25*), Паужетская ГеоЭС(8), Кававля* МГЭС(6), Белая* МГЭС(5), Кинкиль* МГЭС(12), Большая Хапица* МГЭС(24), Россошина* МГЭС(12), Толмаческая* МГЭС(10), Приливная электроподстанция в с. Манилы* (10)	33 (104)
Омская область	Нововаршавская СЭС(30), Русско-Полянская* СЭС(30), Газпром-Авангард* СЭС (20)	30 (50)
Сахалинская область	Менделеевская ГеоТЭС(7,4), Кунашир* ВЭС(5)	7,4 (5)

Примечание: * энергообъекты, которые планируется построить до 2026 г. согласно прошедшим конкурсным отборам и схемам развития электроэнергетики 24 регионов Сибири на 2021-2026 гг.

Как показывает наше исследование, перспективы внедрения ВИЭ в Сибири связаны с системой обращения углеродных офсетов и зеленых сертификатов в России, позволяющих энергоемким компаниям, экспорториентированному бизнесу компенсировать углеродный след своей продукции при достижении корпоративных целей углеродной нейтральности.

Список источников

1. Волкова И.О., Бурда Е.Д., Гаврикова Е.В., и др. Трансформация электроэнергетики: тренды, модели, механизмы и практики управления. Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2020.
2. Горбачева Н.В. Управление возобновляемой энергетикой: мировой опыт и Сибирь // Вопросы государственного и муниципального управления. 2020. № 2. С. 85-113
3. Крюков В., Суслов Н., Крюков Я. ТЭК азиатской России в меняющемся мире // Мировая экономика и международные отношения, 2021, т. 65, № 12, сс. 101-108. <https://doi.org/10.20542/0131-2227-2021-65-12-101-108>
4. Новый импульс Азиатской России / под ред. В.А. Крюкова, Н.И. Сулова; Сибирское отделение Российской академии наук, Институт экономики и организации промышленного производства. – Новосибирск: Изд-во СО РАН : Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2022.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ И ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ

БАЛАНС ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ РОССИИ: СПЕЦИФИКА ФЕДЕРАЛЬНЫХ ОКРУГОВ

Майсюк Е.П., Иванова И.Ю., Ижбулдин А.К., Губий Е.В.

К.э.н., старший научный сотрудник, e-mail: maysyuk@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Одной из задач фундаментальной научной проблемы по реализации мировой и национальной климатической повестки низкоуглеродного развития энергетики России является объективная оценка выбросов и поглощений парниковых газов.

Исследование направлено на оценку объемов выбросов от объектов топливно-энергетического комплекса России, как основного источника парниковых газов, и оценку объемов поглощения CO₂ управляемыми лесами лесного фонда, как основного поглотителя.

Оценки территориальной структуры выбросов парниковых газов получены на основе топливно-энергетического баланса (по данным Росстата) от объектов генерации электрической и тепловой энергии и добычи топливно-энергетических ресурсов: угля и углеводородов [1–3]. На основе расчетов выбросов парниковых газов в региональном, отраслевом и топливном разрезах от использования ископаемого топлива сделан вывод, что на восточные регионы приходится до 30% эмиссии парниковых газов от генерации энергии в России. Расчетные выбросы парниковых газов (диоксида углерода и метана) от добычи ТЭР характеризуется значительным их преобладанием в УрФО и СФО, на которые приходится 74% от российского показателя.

Оценка территориальной структуры поглощения и потерь CO₂ управляемыми лесами произведена на основе [4]. Установлено, что почти половину всего вклада в абсорбцию CO₂ управляемыми лесами России вносят СФО и ДФО. Объемы поглощения CO₂ в ЮФО и СКФО незначительны в силу малой площади управляемых лесов и площадей самих федеральных округов.

С учетом поглощающей способности управляемых лесов определены нетто выбросы CO₂-экв. в разрезе федеральных округов. Основная эмиссия парниковых газов происходит за счет генерации энергии, в добыче угля выделяется СФО, в добыче углеводородов - УрФО. Единственный регион с отрицательным балансом CO₂ – ДФО (рис. 1).

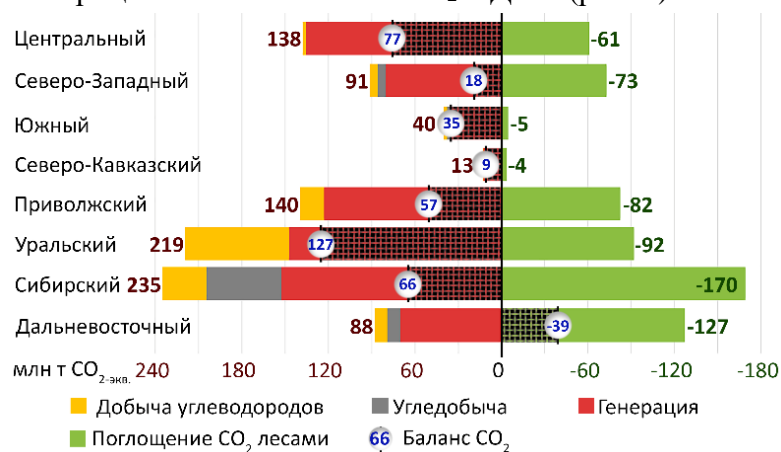


Рис. 1. Пространственная структура выбросов диоксида углерода и нетто баланс

Благодарности: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Авторы выражают благодарность м.н.с. ИСЭМ СО РАН Музычуку Р.И. за помощь в оформлении результатов исследования.

Список источников

1. Национальный доклад Российской Федерации о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990-2021 гг. Часть 1.– М.: Институт глобального климата и экологии им. Акад. Ю.А. Израэля (ФГБУ «ИГКЭ»), 2023. – 479 с.
2. Форма статистических наблюдений Федеральной службы государственной статистики 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов в России» за 2019 г.
3. Единый архив экономических и социологических данных. Раздел Энергетика. 2019-2020 гг. Высшая школа экономики. – URL: <http://sophist.hse.ru/rosstat.shtml> (дата обращения 28.11.2022 г.).
4. Национальный доклад Российской Федерации о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990-2021 гг. Часть 2.– М.: Институт глобального климата и экологии им. Акад. Ю.А. Израэля (ФГБУ «ИГКЭ»), 2023. – 103 с.

НИЗКОУГЛЕРОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ И МИРА

Мишенин Михаил Владимирович

к.э.н., доцент, с.н.с., e-mail: MisheninMihail@ya.ru

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения
Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирская область, г. Новосибирск,
проспект академика Коптюга, д. 3.*

Энергия является основой в современной ситуации жизнедеятельности человечества. Ключевой ролью уровня развитости страны является доля собственной обеспеченности энергией. Качество использования энергии влияет на экономическую и климатическую ситуацию в стране и мире.

Использование такие виды топлива как углеводороды и уголь вносят существенное изменение в глобальный климат при его сжигании для производства энергии. По данным мировых исследователей, использование не возобновляемых источников энергии в процессе сжигания генерируют более 75 % парниковых газов и более 90 % CO₂, что формирует парниковый эффект на Земле.

По статистике мирового потребления первичных источников энергии, последние 70 лет постоянно растет. С 1960-х гг. потребление увеличилось более чем в 4 раза на сегодняшний момент. Такая тенденция использования не возобновляемых источников энергии, непременно приводит к ухудшению состояния окружающей среды. Ключевое отличие использования возобновляемых источников энергии, это получение энергии с минимальным выделением загрязнительных веществ и парниковых газов.

В соответствии со статьей 3 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» к ВИЭ относятся:

энергия солнца;

энергия ветра;

энергия вод (в том числе сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на ГАЭС;

энергия приливов;

энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов;

геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей;

низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей;

биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива;

биогаз;

газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов;

газ, образующийся на угольных разработках.

Для снижения антропогенного влияния на окружающую среду ведущие страны мира увеличивают долю возобновляемых источников энергии в энергобалансе. Однако ускоренное внедрение ВИЭ связано с серьезными рисками: они в высокой степени подвержены влиянию погодных факторов.

За период реализации механизма поддержки и развития ВИЭ в РФ с 2013 г. по 2021 г. было введено в эксплуатацию более 120 электростанций ВИЭ и составил (83 СЭС – 1,7 ГВт, 27 ВЭС – 1,9 ГВт и 11 МГЭС – 58 МВт). Так в 2013 г. было введено 5 Мгв, существенный ввод СЭС начался в 2015 г. и составил 56,3 МВт, а ВЭС в 2018 г с показателем 55,5 МВт. Наибольший показатель ввода мощностей СЭС приходится на 2019 г. почти 620 МВт и до сих пор остается рекордным, а ВЭС в 2020 г. – 713 МВт, рекордное значение было зафиксировано в 2021 г – 1139 МВт. По результатам состоявшихся конкурсов в рамках ДПМ за 2022-2028 гг., в эксплуатацию запланировано ввести более 4,3 ГВт, из них 28 СЭС – 22 %, 88 ВЭС – 73 % и 10 МГЭС – 5 %. что может быть опасно для стабильной работы энергосистем.

По данным Global Status Report 2021 г. более 60 % (СЭС – 27 %, ВЭС – 10 %) от всех мировых инвестиций для производства энергии (около 990 млрд долл.) пришлось на ВИЭ (с учетом ГЭС), а на угольные, газовые и ядерные более 30 %. Объем суммарных инвестиций в ВИЭ последние десятилетия имел волатильную тенденцию в зависимости от политической и экономической ситуации развитых и развивающихся стран. Однако последние годы наблюдается постоянный рост инвестиций в ВИЭ. Так показатель увеличился с 210,6 млрд долл. в 2013 г. до уровня 366 млрд долл. в 2021 г. Доля инвестиций в СЭС составила 56 % и в ВЭС около 40 % относительно всего объема инвестиций в ВИЭ. Лидирующую позицию годовых инвестиций в ВИЭ занимает Китай с показателем более 137 млрд долл. (37,5 %), на втором месте США около 40 млрд долл. (10,5 %).

Благодарность. Исследование выполнено в рамках государственного задания ИНГГ СО РАН по проекту № FWZZ-2022-0029

Список источников

1. Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В., Мишенин М.В. В сборнике: Актуальные проблемы экологии и природопользования. // Сборник научных трудов XXII Международной научно-практической конференции: в 3 т. – Москва, – 2021. – С. 136-139.
2. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мишенин М.В. Современное состояние и перспективы развития возобновляемых источников энергии в мировой энергетике // Экологический вестник России. – 2014. – № 4. – С. 12-21.
3. ФГБУ «РЭА» Минэнерго России // <https://minenergo.gov.ru/node/1205> (дата обращения: 15.06.2023)
4. The IPCC Special Report on Renewable Energy and Climate Change Mitigation
5. IRENA: Renewable Capacity Statistics 2022 // <https://irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-CapacityStatistics-2022> (дата обращения: 20.06.2023).

ОЦЕНКА ЛАНДШАФТОВ, ПРЕОБРАЗОВАННЫХ ПРИ ОСВОЕНИИ ВЕРХНЕ-ТАЛУМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИСТАНЦИОННЫХ МЕТОДОВ

**Ноговицын Д.Д., Пинигин Д.Д., Николаева Н.А.,
Шейна З.М., Сергеева Л.П.**

к.г.н., в.н.с., e-mail: dmitry-nogovitzyn@yandex.ru

*Институт физико-технических проблем Севера им. В. П. Ларионова СО РАН,
Якутск, Российская Федерация*

За последнее десятилетие на территории Алдано-Чульманского угленосного района наблюдался значительный прирост нарушенных природных ландшафтов. По нашим оценкам площадь карьерно-отвального комплекса здесь с 2014 по 2022 гг. увеличилась на 50,4 % и достигла 89 км².

Для оценки новейших изменений ландшафтов на данной территории выбрано Верхне-Талуминское каменноугольное месторождение, на базе которого в феврале 2018 г. впервые начата угледобыча на левобережье р. Чульмакан [1]. Верхне-Талуминское месторождение находится в 36 км к северо-востоку от г. Нерюнгри. Районом исследования выбрана зона месторождения с площадью 87,8 км².

Для установления ландшафтов изучаемая территория зонирована по растительности, определявшейся согласно космическим снимкам баз данных Yandex и Mapbox с использованием ландшафтных описаний Мерзлотно-ландшафтной карты масштаба 1:1500000 (2018 г.) [2] и Ландшафтной карты СССР масштаба 1:2500000 (1982 г.) [3]. При этом сомкнутые леса из лиственницы и сосны с голубичниками составили более 60% территории, горные редколесья – 25%.

С использованием функции определения крутизны склонов в программе QGIS 3 ооконтурены склоновые комплексы. Далее при анализе топографических карт и космических снимков Yandex Maps площади подразделены на пять типов местности: 1) вершина плато (или плоскогорно-привершинный), 2) цокольные плато, 3) склоновый, 4) горно-долинный и 5) горно-долинный террасовый. Склоновый тип местности дифференцирован по крутизне склонов на три подтипа: пологие (2-10°), средние (10-30°) и крутые склоны (более 30°).

Таким образом, определено, что наибольшие площади на исследуемой территории из типов местностей занимают пологие склоны – 46,2 км² (52,6%), а также распространены плато – 18,1 км² (20,6%) с отметками 920-970 м н.у.м. БС.

Ооконтуренные слои (растительность и типы местности) были наложены в ПО QGIS 3 с получением карты ландшафтов Верхне-Талуминского месторождения. Далее на нее наложен слой с контурами угольного разреза по состоянию на 2022 г. В итоге разработана картосхема преобразованных ландшафтов Верхне-Талуминского месторождения.

Установлены количественные показатели измененности ландшафтов исследуемой территории. Наиболее преобразованными оказались курумы (каменистые осыпи) на склонах средней крутизны и пологих склонах – преобразовано 43,5 и 18,3% соответственно, а также сомкнутые леса на склонах средней крутизны – преобразовано 27,9%.

Выявлено, что склоны средней крутизны (10-30°), изначально характеризующиеся относительно меньшей устойчивостью вследствие медленных темпов самозарастания [4], а также курумы нарушены в наибольшей степени.

Благодарности. Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FWRS-2021-0014.

Список источников

1. В Нерюнгринском районе началось освоение нового угольного месторождения. – URL: <https://1opn.ru/neryungri/v-neryungrinskom-rajone-nachalos-osvoenie-novogo-ugolnogo-mestorozhdeniya/> (дата обращения 29.06.2023).
2. Мерзлотно-ландшафтная карта Республики Саха (Якутия). Масштаб 1: 1 500 000 / Федоров А.Н., Торговкин Я.И., Шестакова А.А., Васильев Н.Ф., Макаров В.С. и др.; гл. ред. М.Н. Железняк. 2018. 2 л.
3. Легенда к ландшафтной карте СССР, м-б 1:2500000 (в 1 см. 25 км) / Гудилин И.С. (Отв. Ред.). – М.: Министерство геологии СССР, 1980. – 172 с.
4. Чащин А.Н., Кондратьева М.А. Использование данных дистанционного зондирования для оценки темпов самозарастания угольных отвалов Кизеловского бассейна // Географический вестник. 2019. №2 (49).

ASSESSMENT OF LANDSCAPES TRANSFORMED DURING THE DEVELOPMENT OF THE VERKHNE-TALUMINSKOYE FIELD USING REMOTE METHODS

Nogovicyn D.D., Pinigin D.D., Nikolaeva N.A., Sheina Z.M., Sergeeva L.P.

*Candidate of geographical sciences, lead scientist, dmitry-nogovitzyn@yandex.ru,
V.P. Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North of the
Siberian Branch of the RAS*

Over the past decade, a significant increase in disturbed natural landscapes has been observed on the territory of the Aldan-Chulmanskoye coal-bearing region. According to our estimates, the area of the quarry-dumping complex here from 2014 to 2022 increased by 50.4% and reached 89 km².

To assess the latest changes in landscapes in this area, the Verkhne-Taluminskoye coal deposit was chosen, on the basis of which in February 2018 coal mining began for the first time on the left bank of the river Chulmakan [1]. The Verkhne-Taluminskoye field is located 36 km northeast of the town of Neryungri. The field area with an area of 87.8 km² was chosen as the study area.

To establish landscapes, the study area is zoned according to vegetation, which was determined according to satellite images of the Yandex and Mapbox databases using landscape descriptions of the Permafrost Landscape Map at a scale of 1:1500000 (2018) [2] and the Landscape Map of the USSR at a scale of 1:2500000 (1982) [3]. At the same time, dense forests of larch and pine with blueberries accounted for more than 60% of the territory, mountain woodlands - 25%.

Using the function of determining the steepness of the slopes in the QGIS 3 program, the slope complexes are contoured. Further, when analyzing topographic maps and Yandex Maps satellite images, the areas are divided into five types of terrain: (1) the top of the plateau (or plateau-top), (2) basement plateaus, (3) slope, (4) mountain-valley and (5) mountain-valley terrace. The slope type of terrain is differentiated by the steepness of the slopes into three subtypes: gentle (2-10°), medium (10-30°) and steep slopes (more than 30°).

Thus, it was determined that the largest areas in the study area of the types of terrain are occupied by gentle slopes - 46.2 km² (52.6%), and plateaus are also common - 18.1 km² (20.6%) with elevations of 920-970 m.

The contoured layers (vegetation and terrain types) were merged in QGIS 3 software to obtain a landscape map of the Verkhne-Taluminskoye field. Further, a layer with the contours of the coal mine as of 2022 was superimposed on it. As a result, a map of the transformed landscapes of the Verkhne-Taluminsky deposit was developed.

Quantitative indicators of landscape change in the study area have been established. The most transformed were kurums (scree) on slopes of medium steepness and gentle slopes - 43.5 and 18.3%, respectively, were transformed, as well as closed 27.9% of forests on slopes of medium steepness were transformed.

It was revealed that the slopes of medium steepness (10-30°), initially characterized by relatively less stability due to the slow rate of self-overgrowth [4], as well as kurums are disturbed to the greatest extent.

Acknowledgements. The work was carried out within the framework of the state task of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. FWRS-2021-0014.

Bibliography

1. The development of a new coal deposit began in the Neryungri region. – URL: <https://1opn.ru/neryungri/v-neryungrinskom-rajone-nachalos-osvoenie-novogo-ugolnogo-mestorozhdeniya/> (accessed 06/29/2023).
2. Zheleznyak M.N. (ed.) Permafrost-landscape map of the Republic of Sakha (Yakutia). Scale 1: 1 500 000. Yakutsk. 2018
3. Gudilin I.S. (ed.) Legend to the landscape map of the USSR. Scale 1:2500000. Moscow, Ministry of Geology of the USSR. 1980. 172 p.
4. Chashchin A.N., Kondratieva M.A. Using remote sensing data to assess the rate of self-overgrowth of coal dumps in the Kizel basin. Geographical Bulletin. 2019. No. 2 (49).

ПРИМЕНЕНИЕ WEB-СЕРВИСОВ ДЛЯ ВИЗУАЛИЗАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ

Иванов Р.А., Максаков Н.В.

к.т.н., научный сотрудник, e-mail: crowndriver@yandex.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Неотъемлемой частью любого научного исследования является адекватное отображение исходной и результирующей информации. Для визуализации результатов исследований экологического профиля для различных территорий восточных регионов РФ на разной стадии разработки находятся два Web-сервиса.

Экологический мониторинг объектов теплоэнергетики центральной экологической зоны Байкальской природной территории

Данный Web-сервис предназначен для мониторинга изменений экологических характеристик функционирования объектов теплоэнергетики Байкальской природной территории при реализации различных сценариев развития. Для этих целей создана база данных, включающая производственные показатели электростанций и коммунальных котельных, оказывающих влияние на природную среду прибрежных районов оз. Байкал, объемы сжигаемого топлива и его качественные характеристики. По каждому району, входящему в центральную экологическую зону приведены оценки массы выбросов загрязняющих веществ, диоксида углерода в атмосферу и образования золошлаковых отходов от электростанций и котельных на основе разработанной математической модели. На диаграммах отображается изменение экологических характеристик в зависимости от выбранного сценария развития: угольного, газового, электротеплоснабжения или возобновляемой энергетики. На картографической части сервиса представлено размещение объектов теплоэнергетики с указанием вида топлива, а также информация из базы данных показателей возобновляемых природных энергоресурсов: ветро-, гелио-, био- и геопотенциала.

Мониторинг выбросов диоксида углерода от энергетических объектов на изолированных труднодоступных территориях в восточных регионах РФ

Данный Web-сервис предназначен для мониторинга изменений поступления в атмосферу диоксида углерода от автономных коммунальных электростанций и котельных в труднодоступных населенных пунктах, изолированных от централизованного электроснабжения в восточных регионах РФ при реализации различных сценариев развития. Информация представлена из созданной базы данных технико-экономических и производственных показателей электростанций и котельных, обеспечивающих энергоснабжение этой категории потребителей, вида, объемов и качественных характеристик потребляемого топлива и расчетных оценок потупления в атмосферу диоксида углерода на основе разработанной математической модели. По каждому субъекту РФ показана информация по количеству изолированных труднодоступных населенных пунктов, классифицированных по населению, числу проживающих жителей, видам и объемам потребляемого топлива. На картографической части сервиса приведена информация по суммарному населению в субъекте федерации с указанием информации по изолированным труднодоступным территориям. На карте выделена арктическая зона и схематично отображены линии электропередачи энергосистем и энергоузлов. На диаграммах

предполагается отображать изменение эмиссии диоксида углерода в зависимости от выбранного сценария развития: газового, атомного, водородного, возобновляемой энергетики.

Основным инструментом для создания Web-сервисов явился язык гипертекстовой разметки документов html и язык программирования JavaScript. Для удобства разработки использовался фреймворк ReactJS, который позволил разбивать весь проект на отдельные элементы, управлять их состоянием и обновлять, тем самым, упрощая разработку Web-приложений. Динамическое изменение данных по сценариям в виде графиков, таблиц и диаграмм происходит благодаря внутренним инструментам фреймворка ReactJS, а именно useState и useEffect.

Карты с расположением объектов энергетической инфраструктуры созданы при помощи бесплатного Web-сервиса «Конструктор карт Яндекса», который принимает данные в виде *.geojson файла согласно шаблону и формирует точки на карте. Вывод карты происходит по скрипту, рисующему элемент html «iframe», в котором отображается карта. Аналогично созданы карты с распределением показателей ветро-, гелио-, био- и геозенергетических ресурсов по разработанным в ходе проекта базам данных. За переключение сценариев и карт энергетических ресурсов отвечает панель навигации.

Web-сервисы созданы для визуализации результатов исследований экологического профиля, полученных в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

ГИДРОХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РЕК В ЮЖНОЙ ЯКУТИИ В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТКРЫТОЙ РАЗРАБОТКИ ЭЛЬГИНСКОГО УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ноговицын Д.Д., Никулин К.В., Шеина З.М., Сергеева Л.П., Пинигин Д.Д.

К.г.н., в.н.с., e-mail: dmitry-nogovitzyn@yandex.ru

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Республика Саха (Якутия) (677980, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1)

1. В статье рассматривается влияние Эльгинского угольного комплекса (ЭУК) на гидрохимическое состояние поверхностных вод. Открытая разработка Эльгинского угольного месторождения происходит на водоразделе рек Мулам и Алгома, входящих в гидрографическую сеть р. Учур.

2. В ходе полевых работ отбор проб воды для анализа выполнен в двух регионах: на правых притоках р. Алгома и на озере Большое Токо – заповеднике республиканского значения.

3. По данным анализа отобранных проб выявлен новый гидрохимический состав водных объектов на основе общепринятых в РФ методик. Во всех пробах превышение предельно-допустимых концентраций для водоемов рыбохозяйственного значения, кроме озера Большое Токо.

4. Выявленные изменения носят сезонный характер. Сток на притоках Алгомы и Мулам в зимний период полностью прекращается или уменьшается до исчезающе малых величин.

5. Для выявления закономерностей формирования качественного состояния водных объектов в зоне воздействия открытой добычи угля в условиях вечной мерзлоты необходимы дальнейшие систематические наблюдения до достижения проектной плановой добычи высококачественного угля, ориентированного для экспорта.

Благодарности. Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № FWRS-2021-0014.

HYDROCHEMICAL REGIME OF SOUTHERN YAKUTIA RIVERS IN THE IMPACT AREA OF THE OPEN DEVELOPMENT OF THE ELGA COAL DEPOSIT

Nogovicyn D.D., Nikulin K.V., Sheina Z.M., Sergeeva L.P., Pinigin D.D.

Candidate of geographical sciences, lead scientist, dmitry-nogovitzyn@yandex.ru,

V.P. Larionov Institute of the Physical-Technical Problems of the North of the Siberian Branch of the RAS

1. The article considers the influence of the Elga coal complex on the hydrochemical state of surface waters. The open development of the Elga coal deposit takes place on the watershed of the Mulam and Algoma rivers, which are part of the hydrographic network of the river Uchur.

2. In the course of field work, water sampling for analysis was carried out in two regions: on the right tributaries of the river Algoma and on Lake Bolshoe Toko - a reserve of republican significance.

3. According to the analysis of the selected samples, a new hydrochemical composition of water bodies was revealed based on methods generally accepted in the Russian Federation. In all samples, the maximum permissible concentrations for fishery water bodies (MPC_f) were exceeded, except for Lake Bolshoye Toko.

4. The revealed changes are seasonal. The runoff on the tributaries of the Algoma and Mulam completely stops in winter or decreases to vanishingly small values.

5. To identify patterns in the formation of the qualitative state of water bodies in the area affected by open-cast coal mining in permafrost conditions, further systematic observations are needed until the planned production of high-quality coal oriented for export is achieved.

Acknowledgments. The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. FWRS-2021-0014.

ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ОТ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА ТРУБОПРОВОДНЫМ ТРАНСПОРТОМ

Комарова Анна Владимировна

к.э.н., с.н.с., e-mail: a.komarova@g.nsu.ru

Новиков Александр Юрьевич

*Новосибирский государственный университет,
Новосибирск, Российская Федерация*

Трубопроводный транспорт в нефтегазовой отрасли является важным источником выбросов парниковых газов (ПГ). Согласно структуре, заданной методическими рекомендациями межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), эмиссия ПГ на трубопроводном транспорте включена в подкатегорию летучие (фугитивные) выбросы, которые в свою очередь включены в сектор Энергетика. В 2021 г. в России выбросы от трубопроводного транспорта составляли около 30% от общих выбросов при операциях с нефтью и газом, а также 20% от всех фугитивных выбросов и более 2% от общероссийских выбросов ПГ.

В данном исследовании оценивались выбросы парниковых газов от девяти нефтепроводов, проходящих через территории восточных регионов России с соответствующей пропускной способностью: ВСТО-1 (80 млн т/год), ВСТО-2 (50 млн т/год), Ванкор-Пурпе (25 млн т/год), Сковородино–Мохэ (30 млн т/год), Пурпе-Самотлор (45 млн т/год), Среднеботуобинское-ВСТО (5 млн т/год), ВСТО-Хабаровский НПЗ (6 млн т/год), Куюмба-Тайшет (8,6 млн т/год), ВСТО-Комсомольский НПЗ (8 млн т/год); а также двух газопроводов: Сила Сибири (38 млрд куб. м./год) и Сахалин-Хабаровск-Владивосток (5,5 млрд куб. м./год).

Были оценены выбросы углекислого газа (CO₂) и метана (CH₄) от магистральной транспортировки нефти и газа, а также процессов газораспределения. Выбросы метана переводились в CO₂ эквивалент с коэффициентом 25.

Процедура оценивания выполнялась в соответствии с методическими рекомендациями министерства природы МПР №15-р, основанных на международных рекомендациях МГЭИК. В связи с отсутствием данных о фактических объемах прокачки по магистральным трубопроводам в качестве исходных данных бралась установленная мощность. Выбросы от каждого трубопровода распределялись между регионами по количеству нефтеперекачивающих или компрессорных станций, т.к. данные о протяженности трубопроводов по каждому региону отсутствуют в открытом доступе. Выбросы от газораспределения рассчитывались с использованием данных о потреблении природного газа, взятых из топливно-энергетических балансов и «сведений об использовании топливно-энергетических ресурсов» (форма 4-ТЭР).

Для проведения расчетов использовались национальные коэффициенты выбросов, рекомендованные в МПР №15-р и данные измерений утечек метана при транспортировке газа, проводимых ПАО «Газпром», которые также используются составителями национального доклада о кадастре антропогенных выбросов. Стоит отметить, что национальные коэффициенты в МПР №15-р соответствуют коэффициентам МГЭИК для развитых стран, в то время как коэффициенты ПАО «Газпром» превышают рекомендованные значения не

только для развитых, но и развивающихся стран. Результаты оценивания выбросов ПГ для рассматриваемых объектов в 2020 г. представлены в табл. 1.

Таблица 1. Выбросы ПГ от нефте- и газопроводов в восточных регионах России, тыс. т CO₂ экв.

Регион	Нефтепроводы	Газопроводы	Газораспределение
Красноярский край	3,0	0,0	79,6
Республика Саха (Якутия)	6,2	408,6	52,8
Иркутская область	6,6	653,7	0,6
Амурская область	9,3	572,0	1,2
Хабаровский край	4,1	78,8	68,0
Приморский край	1,9	78,8	54,0
Сахалинская область	0,0	78,8	32,0

В связи с методическими особенностями выбросы от нефтепроводов значительно ниже, чем от газопроводов – одна тонна нефти дает в 1,6 раз меньше CO₂ и в 318 раз меньше CH₄, чем тыс. куб. м. природного газа. При этом потребление природного газа в восточных регионах достаточно мало, таким образом, основной вклад вносит магистральная прокачка через газопроводы Сила Сибири и Сахалин-Хабаровск-Владивосток.

Благодарность. Исследование выполнено в рамках проекта РНФ № 22-18-00424.

Список источников

1. МГЭИК 2006. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006 в 5 томах. – URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/index.html> (дата обращения: 13.07.2022).
2. НДК 2021. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов не регулируемых Монреальским протоколом за 1990 – 2021гг. 2023. – URL: <http://www.igce.ru/performance/publishing/reports/> (дата обращения: 13.07.2022).
3. МПР №15-р. Методические рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации: утверждены Распоряжением Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 16 апреля 2015 г. N 15-р. – URL: <https://rulaws.ru/acts/Rasporyazhenie-Minprirody-Rossii-ot-16.04.2015-N-15-r/> (дата обращения: 13.07.2022).

ГАЗИФИКАЦИЯ КАК СПОСОБ БОРЬБЫ С ЗАГРЯЗНЕНИЕМ ВОЗДУХ Г. КРАСНОЯРСКА

Гайворонская Мария Станиславовна

*Аспирант, м. н. с., e-mail: ms.gayvoronskaya@yandex.ru
Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН,
Москва, Российская Федерация*

Основным углеводородным топливом для энергоснабжения г. Красноярска является уголь, местные бородинские бурые угли. На них работают три тепловые электростанции (Красноярская ТЭЦ-1, Красноярская ТЭЦ-2 и Красноярская ТЭЦ-3) и 35 котельных, которые обеспечивают централизованно теплоснабжение жилых площадей.

Энергоснабжение автономных потребителей города, а это в основном частные домохозяйства на левом берегу, осуществляется за счет собственных котлов, работающих на угле, дровах и прочем твердом топливе [1]. Природный газ используется только в сжиженном виде и в незначительных количествах.

Если на крупных объектах энергетики есть возможность поставить промышленные фильтры и снизить объемы выбросов, то регулирования выбросов частного сектора не существует. Это создает существенные негативные эффекты для окружающей среды [2].

Одним из способов снижения выбросов вредных веществ в атмосферу рассматривается газификация жилого фонда, которая стала крайне актуальной после принятия Дорожной карты газификации [3].

Для населения природный газ может быть конкурентоспособным видом топлива при стандартизации и минимизации стоимости подключения [4], что предполагается в рамках Дорожной карты. Для государства газификация может быть решением социальных и экологических проблем регионов. Однако для инвестора вложения в газификацию не всегда могут быть выгодными.

В статье предлагается проанализировать разные варианты и маршруты газификации г. Красноярска, среди которых:

- доведение единой системы газоснабжения (ЕСГ) до г. Красноярска [5],
- газификация за счет разработки собственных месторождений Красноярского края,
- газификация за счет соединения г. Красноярска с Иркутским центром добычи газа,
- газификация за счет экспортного газопровода «Сила Сибири-2»,
- газификация за счет СПГ.

Кроме того, будут проанализированы основные проблемы, которые тормозили газификацию раньше, и предложены наиболее перспективные варианты не только газификации, но и решения проблемы загрязнения воздуха г. Красноярска, поскольку при решении таких задач необходим комплексный подход, который будет учитывать особенности энергетической системы, структуру и тенденции потребления энергоресурсов, интересы энергокомпаний, промышленности, государства и населения.

Список источников

1. Ивантер А., Кудияров С. Почем газ для народа? Эксперт №48 (1186) от 23.10.2020. – URL: <https://expert.ru/expert/2020/48/pochem-gaz-dlya-naroda/> (дата обращения: 25.06.2021)

2. Syrtsova, E.; Pyzhev, A.; Zander, E. Social, Economic, and Environmental Effects of Electricity and Heat Generation in Yenisei, Siberia: Is There an Alternative to Coal? *Energies* 2023, 16, 212. <https://doi.org/10.3390/en16010212>
3. Правительство утвердило «дорожную карту» повышения газификации регионов. – URL: <http://government.ru/news/42133/> (дата обращения: 20.03.2021)
4. Минимальный набор газового оборудования и компенсации. – URL: <https://neftegaz.ru/news/gosreg/690147-minimalnyy-nabor-gazovogo-oborudovaniya-i-kompensatsii-a-novak-obsudil-s-edinoy-rossiey-khod-program/> (дата обращения: 20.03.2022)
5. Filimonova I., Komarova A., Nemov V., Provornaya I., Dzyuba Yu. State-private partnership - the growth factor of gasification of Russian region // *E3S Web Conf.*, 209 (2020) 05002. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020905002>

НАДЕЖНОСТЬ ТОПЛИВО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЗОВОВ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

С.М. Сендеров, В.И. Рабчук

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Доклад посвящен анализу возможных масштабов реализации стратегических угроз энергетической безопасности России в перспективе до 2035 г. с учетом имеющихся уже сейчас и назревающих в будущем внешних и внутренних вызовов. Оцениваются основные современные факторы, влияющие на направления трансформации указанных угроз, а также на масштабы их реализации. Ранее проведенные исследования показывали, что в любой ситуации до 2035 года внутренние потребности страны в первичных ТЭР будут удовлетворяться с приемлемым запасом. Однако в условиях имеющихся и ожидаемых масштабов трансформации угроз энергетической безопасности есть серьезные опасения, что уже за пределами 2030 года будет наблюдаться уменьшение экономических возможностей для обеспечения даже «усеченных» из-за санкций экспортных поставок ТЭР, особенно – природного газа. Анализируются возможности всех энергетических отраслей России по поставкам первичных энергоресурсов на внутренний рынок, при этом в качестве замыкающей выступает газовая отрасль. Таким образом определяются требования к ней по обеспечению перспективных внутренних потребностей страны в первичных ТЭР, а также технические возможности по осуществлению экспорта природного газа. На основании проведенных исследований, делаются выводы о том, что несмотря на санкционное давление, уровень производства ТЭР в стране позволит полностью обеспечивать внутренние потребности России в первичных ТЭР в течение рассматриваемого периода (до 2035 г.). Доля газа в обеспечении внутренних потребностей страны в первичных ТЭР будет расти за счет уменьшения доли угля. Исследования показывают, что фактические объемы добычи газа и его экспорта до 2030 г. будут определяться суммой внутренних потребностей и объемов возможного, с учетом соответствующих санкций, экспорта. Ориентировочно с 2030 г. фактические объемы экспорта российского газа будут определяться производственными возможностями отрасли по его добыче.

Ключевые слова: первичные энергоресурсы, энергетическая безопасность; стратегические угрозы; экспорт газа.

РАЗВИТИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ АНАЛИЗА СИСТЕМНОЙ НАДЁЖНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Крупенёв Дмитрий Сергеевич

*К.т.н., доцент, заведующий лабораторией надёжности топливо- и энергоснабжения,
e-mail: krupenev@isem.irk.ru*

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В статье рассматривается вопрос расширения методических основ системной надёжности электроэнергетических систем в рамках развития нового вида системной надёжности – плановой надёжности. Плановая надёжность – это вид системной надёжности, предназначенный для анализа электроэнергетических систем при планировании их работы сроком до 1-2 лет. Плановая надёжность включает некоторые признаки режимной и балансовой надёжности. Потребность в развитии методических основ этого вида системной надёжности, связана с необходимостью решения ряда важных задач в электроэнергетических системах, таких как: планирование ремонтов энергетического оборудования, долгосрочное планирование режимов энергосистем и др.

Надёжность является комплексным свойством объектов выполнять заданные функции в заданном объеме при определённых условиях функционирования. Проецируя это определение на электроэнергетическую систему (ЭЭС) можно заключить, что надёжность электроэнергетической системы – это её свойство, заключающееся в выработке, передаче и распределении электроэнергии в требуемом объеме и нормированного качества при учете отказов энергооборудования, которые имеют вероятностную природу, плановых ремонтов энергооборудования, вероятностного характера потребления электроэнергии, нарушения снабжения станций первичными энергоресурсами.

В теории и практике обеспечения надёжности ЭЭС используются такое понятие, как системная надёжность. Системная надёжность – это надёжность системы как сложного технического или производственного объекта (системная надёжность включает балансовую (готовность) и режимную составляющие). Балансовая надёжность – это свойство объекта удовлетворять требования потребителей в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса с учетом запланированных и незапланированных перерывов в работе его элементов и эксплуатационных ограничений. Если сделать композицию единичных свойств формирующих балансовую надёжность, то в предмет рассмотрения можно включить безотказность и ремонтпригодность (восстанавливаемость). Режимная надёжность – это свойство объекта сохранять заданные режимы функционирования при изменении условий, отказах элементов и внезапных возмущениях. Композиция единичных свойств, составляющих режимную надёжность состоит из безотказности, устойчивоспособности, живучести, управляемости.

И балансовая, и режимная надёжность используются для решения конкретных задач на различных этапах управления ЭЭС. Условно этапы управления можно разделить на следующие: перспективное проектирование, планирование работы и функционирование. По длительности этап функционирования включает непосредственное он-лайн управление,

планирование работы ЭЭС осуществляется до одного года, перспективное проектирование ведётся на срок до 10-15 лет.

Среди множества задач, решаемых на всех этапах проектирования и функционирования ЭЭС имеется ряд задач, которые плохо соответствуют применению для их решения методического аппарата режимной и балансовой надёжности. Прежде всего здесь имеются в виду задачи, возникающие при планировании работы ЭЭС. Основным ограничением, в методическом плане, со стороны режимной надёжности является временная ограниченность оценки надёжности, так как по сути оценивается надёжность определённого режима ЭЭС. Что касается балансовой надёжности, то здесь основным ограничением являются допущения, принимаемые при оценке, которые вполне оправданы при перспективном проектировании развития, когда существует объективная высокая неопределенность в прогнозах потребления и условиях функционирования ЭЭС, и требуются достаточно грубые оценки режимов ЭЭС.

СПОСОБЫ ОЦЕНКИ ПОРОГОВЫХ ЗНАЧЕНИЙ ИНДИКАТОРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ЕЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

Кононов Юрий Дмитриевич¹, Кононов Дмитрий Юрьевич

¹Д.э.н., г.н.с.

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Рассматривается проблема повышения значимости прогнозов развития ТЭК путем учета влияния рассматриваемых вариантов на энергетическую безопасность (ЭБ). Для такой оценки возможно использовать комплексный показатель, характеризующий степень отклонения отдельных индикаторов ЭБ от их пороговых значений. Предлагается состав индикаторов, характеризующих экономический аспект ЭБ и зависящий от рассматриваемой перспективы. Рассматриваются разные способы определения предельно допустимых численных значений индикаторов. Приводятся результаты экспериментальных расчетов, показывающие взаимозависимость этих значений. Показано, что индикативному анализу порогов должна предшествовать оценка стратегических угроз ЭБ и выявление коридора устойчивости динамики основных прогнозируемых показателей.

МЕТОДЫ ПОИСКА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ СОЧЕТАНИЙ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ С ПОЗИЦИЙ НАДЕЖНОСТИ ЕЕ РАБОТЫ

**Воробьев Сергей Валерьевич¹, Сендеров Сергей Михайлович², Еделев
Алексей Владимирович³**

¹ К.т.н., с.н.с., *seregavorobev@isem.irk.ru*

² Д.т.н., зам. директора, *ssm@isem.irk.ru*

³ К.т.н., с.н.с., *flower@isem.irk.ru*

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Статья посвящена проблеме поиска критически важных сочетаний объектов газовой отрасли с позиций обеспечения энергетической безопасности. Критически важным является объект частичный или полный выход из строя, которого может нанести стране значительный ущерб со стороны топливно-энергетического комплекса в целом или в рамках отдельной системы энергетики. Газотранспортные сети в России и Европе очень обширны, разветвлены, имеют множество пересечений и резервных газопроводов. Поэтому возможны случаи одновременного выхода из строя нескольких объектов системы. В статье приведены методы поиска критически важных объектов систем энергетики и сочетаний объектов с различным количеством элементов.

В статье представлены результаты расчетов, в которых авторы выявляют наиболее значимые сочетания объектов газотранспортной сети с точки зрения обеспечения потребителей газом. Показана значимость и влияние этих сочетаний на работоспособность газовой отрасли России. Сделаны выводы о целесообразности поиска критически важных сочетаний объектов газовой отрасли.

METHODS FOR SEARCHING CRITICALLY IMPORTANT COMBINATIONS OF GAS INDUSTRY OBJECTS FROM THE POSITION OF ITS OPERATION RELIABILITY

Sergey Vorobev¹, Sergey Senderov², Alexey Edelev³

¹ Ph.D., Senior Researcher, *seregavorobev@isem.irk.ru*

² Doctor of Technical Sciences, Deputy Director, *ssm@isem.irk.ru*

³ Ph.D., Senior Researcher, *flower@isem.irk.ru*

Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

The article is devoted to the problem of searching for critically important combinations of gas industry objects from the standpoint of ensuring energy security. A critically important object is a partial or complete failure, which can cause significant damage to the country from the fuel and energy complex as a whole or within a separate energy system. Gas transmission networks in Russia and Europe are very extensive, branched, have many intersections and reserve gas pipelines. Therefore, cases of simultaneous failure of several objects of the system are possible. The article presents methods for searching for critically important objects of energy systems and combinations of objects with a different number of elements.

The article presents the results of calculations in which the authors identify the most significant combinations of gas transmission network objects in terms of providing consumers with gas. The significance and influence of these combinations on the performance of the Russian gas industry is shown. Conclusions are drawn about the expediency of searching for critically important combinations of gas industry objects.

ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМ РАЗВИТИЯ ИРКУТСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Осак Алексей Борисович¹, Бузина Елена Яковлевна²

¹*Зав.сектором, научный сотрудник, e-mail: osakalexey@mail.ru,*

²*Инженер,*

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

В энергосистеме Иркутской области в ОЗП 2021/2022 достигнут исторический максимум потребления на уровне 9 111 МВт (предыдущий исторический максимум 1989 г. – 8 664 МВт). Максимум потребления электрической мощности в ОЗП 2021/2022 на 770 МВт выше предыдущего ОЗП 2020/2021 [1]. А в ОЗП 2022/2023 зафиксирован новый максимальный уровень потребления электрической мощности 9 421 МВт, который на 310 МВт превысил показатель 2022 года. Максимум нагрузки в ОЗП 2022/2023 на 1,08 ГВт выше максимума нагрузки ОЗП 2020/2021, т.е. рост на 13% за два года.

В энергосистеме Иркутской области все центры питания 110-500 кВ являются «закрытыми центрами питания», т.е. отсутствует техническая возможность технологического присоединения (ТП) потребителей на общих условиях, поэтому ТП любых новых потребителей, за исключением отдельных льготных категорий, возможно только по индивидуальным проектам. Происходит резкое снижение надежности электроснабжения потребителей вследствие роста аварийности в распределительных сетях. К 2022 году, произошло исчерпание пропускной способности магистральных сетей 500 кВ, в частности электропередачи 500 кВ Братск – Иркутск [1]. Решение всех имеющихся проблем в электроэнергетическом комплексе Иркутской области потребует колоссальных финансовых средств. Поэтому решение данных проблем традиционным способом является невозможным, требуется пересмотр подходов, что позволит решить многие проблемы, используя доступные источники финансирования отрасли. Главные причины появления проблем:

Существенная доля электроотопления (суровый резко-континентальный климат, отсутствием газификации и слабый охват централизованным теплоснабжением в зонах малоэтажного жилья).

Низкие тарифы для населения, что делает электроотопление самым экономически эффективным способом отопления, приводит к нерентабельности многих мероприятий по повышению энергоэффективности зданий и помещений.

Значительные процессы внутренней миграции в Иркутской области, активно развивается ИЖС вблизи г. Иркутска, что приводит к заметному приросту электропотребления в южной части энергосистемы.

Появление «белого» и «серого» майнинга с заметной долей электропотребления [2].

Сжатые сроки ввода в эксплуатацию промышленных и частных ЦОДов, которые меньше, чем сроки ввода в эксплуатацию любых других видов производств.

Существующие правила планирования развития энергосистем и существующие правила ТП позволяют реагировать на фактический рост максимума нагрузки с отставанием в несколько лет, т.к. не учитывают прогнозные нагрузки, не подтвержденные ТУ на ТП, и

опираются не на актуализированные понижающие коэффициенты одновременности и реализации договоров ТП, не учитывающие появление майнинга.

Анализ фактического графика нагрузок за 2020-2023 годы показывает, что проблемы с дефицитом мощности и недостатком пропускной способностью электрических сетей возникают только на достаточно короткий период аварийных ремонтов и максимума нагрузки, что составляет 2-5 недель в году. Соответственно, автоматическое ограничение уровня нагрузки (в т.ч. ценозависимое) в такие периоды позволит избежать избыточного строительства электрических сетей и объектов генерации. Для этого предлагается внести изменения в законодательство и нормативно-правовые акты.

Предлагается реализовывать систему автоматического управления нагрузкой потребителей, в т.ч. коммунально-бытовых, располагающейся как на уровне центров питания, так и на вводных устройствах конечных потребителей. Такая система должна решать следующие задачи:

на уровне центра питания:

- ретрансляция конечным потребителям актуальной информации по ценообразованию (для гибких тарифов), как на основе общесистемных данных, так и по локальным параметрам;
- функции АОСН и АОПО с передачей команды (по любым доступным каналам связи) ограничения нагрузки потребителям, а при нереализации требуемого объема снижения, отключение отдельных фидеров целиком;

на уровне вводного устройства конечного потребителя:

- функции гибкой тарификации потребленной электроэнергии, и тем самым реализовать возможность ценозависимого снижения потребления;
- функцию приема команды на ограничение величины нагрузки от центра питания или диспетчерского центра;
- функции автоматического включения/отключений отдельных линий (осуществляющих питание отдельных электроприемников) в зависимости от тарифных критериев или при наличии/отсутствии команды ограничения нагрузки.

С технической точки зрения, нет существенных проблем создать относительно недорогой «умный счетчик», позволяющий реализовывать предлагаемую систему, но требуется внесение изменений в нормативно-правовые акты.

Благодарности. Работа выполнена в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0001 программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. Регистрационный номер: АААА-А21-121012190027-4.

Список источников

1. Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 № 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы».
2. Маяков Д.В., Корнилов В.Н. Иркутск – столица майнинга: новые вызовы для энергосистемы // Bigpower Daily. 16.12.2022. URL: <https://www.bigpowernews.ru/interview/document106777.phtml> (дата обращения: 11.05.2023).

APPROACHES TO SOLVING THE PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF IRKUTSK POWER SYSTEM AND IMPROVING THE RELIABILITY OF CONSUMERS POWER SUPPLY

Alexey B. Osak, Elena Ya. Buzina

*Head of the sector, researcher, e-mail: osakalexey@mail.ru,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia*

In the power system of the Irkutsk region in the winter of 2021-2022, a historical maximum power consumption of 9,111 MW was reached (the previous historical maximum was 8,664 MW in 1989). The maximum consumption of power in the winter of 2021-2022 is 770 MW higher than the previous maximum in 2020-2021. In the winter of 2022-2023, a new maximum level of power consumption of 9,421 MW was recorded, which exceeded the figure for 2022 by 310 MW. The maximum load in winter 2022-2023 is 1.08 GW higher than the maximum load in 2020-2021, i.e. 13% growth in two years.

In the power system of the Irkutsk region, all 110-500 kV power centers (central power substations) are "closed power centers", i.e. there is no technical possibility of technological connection of consumers on general terms, therefore, technological connection of any new consumers, with the exception of certain preferential categories, is possible only on individual projects. There is a sharp decrease in the reliability of power supply to consumers due to an increase in accidents in distribution power grid. By 2022, the capacity of the 500 kV trunk grids, in particular the 500 kV Bratsk – Irkutsk power transmission, has been exhausted. Calling all the existing problems in the power complex of the Irkutsk region will require enormous financial resources. Therefore, solving these problems in the traditional way is impossible, a revision of approaches is required, which will solve many problems using available sources of financing for the industry. The main causes of problems:

A significant share of electric heating (severe sharply continental climate, lack of gasification and poor coverage of district heating in areas of low-rise housing).

Low power tariffs for the population, which makes electric heating the most cost-effective method of heating, leads to the unprofitability of many measures to improve the energy efficiency of buildings and premises.

Significant internal migration processes in the Irkutsk region, housing and communal services are actively developing in the vicinity of Irkutsk, which leads to a noticeable increase in electricity consumption in the southern part of the power system.

The appearance of "white" and "gray" cryptocurrency mining with a large value of powers consumption. Tight deadlines for commissioning of data centers, which are less than the deadlines for commissioning of any other types of production.

The existing rules for planning the development of power systems and the existing rules for technological connection make it possible to respond to the actual growth of the maximum load with a lag of several years. Because these rules do not take into account forecasted loads with not yet issued technical conditions for connection to electric grids, and also use outdated (not non-actualized) reducing the coefficient of non-timing and the coefficient of implementation of contracts, but these coefficients do not take into account the appearance of cryptocurrency mining.

Analysis of the actual load schedule for 2020-2023 shows that problems with power shortage and lack of capacity of electric networks arise only for a fairly short period of emergency repairs and

maximum load, which is 2-5 weeks a year. Accordingly, automatic limitation of the load level (including price-dependent) during such periods will avoid excessive construction of electrical grids and generation facilities. To do this, it is proposed to amend the legislation and regulatory legal acts.

It is proposed to implement an automatic load control system for consumers power, including located both at the level of power centers and at the input power devices of end consumers. Such a system should solve the following tasks:

at the level of the power center:

- retransmission to end users of up-to-date pricing information (for flexible tariffs), both on the basis of system-wide data and on local parameters;
- functions of automation of voltage reduction limitation and automation of equipment overload limitation with the transmission of commands (via any available communication channels) load limitation to consumers, and if the required reduction volume is not realized, the shutdown of individual feeders as a whole;

at the level of the input power device of the end power customers:

- functions of flexible changing of power consumed, and thereby realize the possibility of price-dependent reduction of power consumption;
- the function of receiving a command to limit the amount of power load from the power center or dispatch center;
- functions of automatic switching on/off of individual lines (for providing power to individual electric receivers) depending on tariff criteria or in the presence/absence of a load limitation command.

From a technical point of view, there are no significant problems to create a relatively inexpensive "smart meter" that allows implementing the proposed system, but changes to regulatory legal acts are required.

МЕТОДЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

Постников Иван Викторович

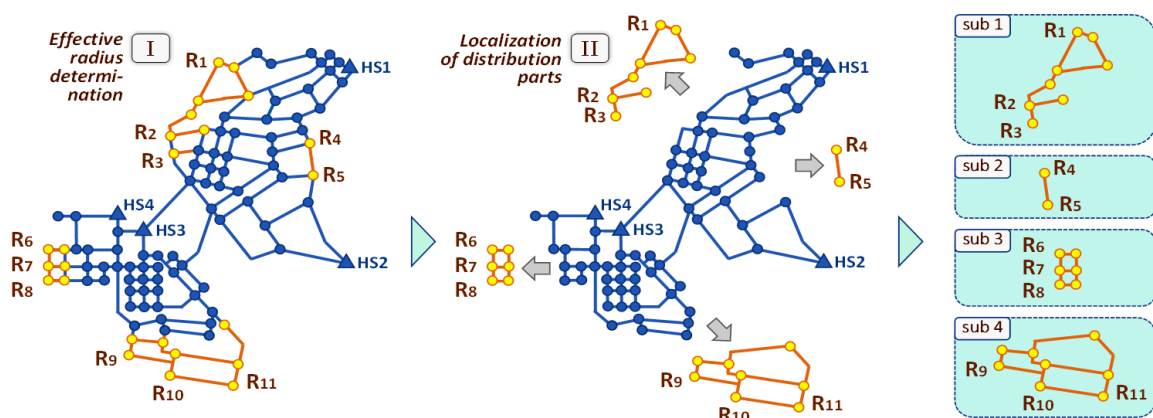
к.т.н., с.н.с., e-mail: postnikov@isem.irk.ru

Медникова Екатерина Евгеньевна

м.н.с., e-mail: yakimetse@isem.irk.ru

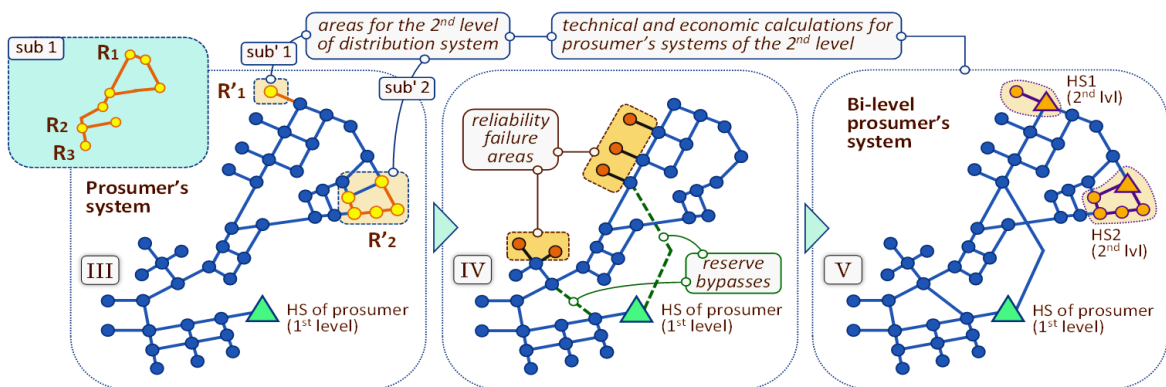
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация

На современном этапе развития теплоснабжающих систем (ТСС) происходит их трансформация в системы *централизованно-распределенного* типа (ЦРТСС), оптимально сочетающие централизованное и распределенное теплоснабжения (ЦТ и РТ) с интеграцией различных энергетических технологий (в том числе возобновляемой энергетики) для достижения максимальной эффективности и надежности исследуемых систем [1–3].



I. Определение границ РЭТ для централизованной системы (включая подготовку исходной информации)

II. Локализация секторов распределенного теплоснабжения (РТ); переход к решению задач функционирования внутри локализованных подсистем



III. Определение границ РЭТ в пределах выбранного сектора РТ на базе просьюмера (предварительно – решения по выбору ИТ)

IV. Анализ надежности выбранного сектора РТ; определение «ненадежных» участков с последующим структурным резервированием

V. Формирование многоуровневой подсистемы РТ на базе просьюмеров с эффективным и надежным теплоснабжением потребителей

Рис. 1. Этапы формирования централизованно-распределенных ТСС на основе определяющих критериев экономической эффективности и надежности теплоснабжения

Сектор РТ в ЦРТСС формируется, главным образом, на уровне активных потребителей или *просьюмеров* (prosumer: “professional consumer” или “producer & consumer”), позволяющих оптимально регулировать график потребления за счет собственных мощностей, обеспечивая при этом функциональный резерв в локальных зонах своего действия [4–6].

Предложены методы анализа зон эффективности и надежности теплоснабжения потребителей в ЦРТСС. При решении обеих задач применяется узловой подход, позволяющий получать наиболее детализированные результаты, максимально адаптированные к реальным условиям. На основе предложенных методов и моделей разработан алгоритм трансформации существующих ТСС в централизованно-распределенные системы с имплементацией просьюмеров для покрытия нагрузки, выходящей за границы эффективности ЦТ. Решение о формировании (локализации) сектора РТ принимается при сочетании двух условий: 1) часть схемы ТСС находится за границами радиуса эффективного теплоснабжения (РЭТ); 2) нет возможности структурно-параметрических решений по расширению границ РЭТ в пределах существующей централизованной системы. Основные этапы формирования ЦРТСС приведены на рис. 1. На этапе I определяются границы эффективности ЦТ исходной схемы ТСС на основе критерия РЭТ. Далее, на этапе II производится локализация секторов РТ с переходом к решению задач их функционирования. Этап III соответствует определению границ РЭТ в пределах выбранного сектора РТ просьюмера. При наличии потребителей, находящихся за этими границами, предполагается их подключение к источнику второго уровня РТ: таким образом формируется двухуровневая (в общем случае – многоуровневая) иерархическая структура со своими просьюмерами на каждом уровне генерации. На этапе IV решается задача анализа надежности в полученных границах эффективности выбранного сектора РТ с определением «ненадежных» узлов и последующим их структурным резервированием. На этапе V формируется итоговая многоуровневая подсистема РТ на базе просьюмеров с эффективным и надежным теплоснабжением потребителей.

Благодарности. Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ №22-29-01252, <https://rscf.ru/project/22-29-01252/>.

Список источников

1. Lund H. The status of 4th generation district heating: Research and results / H. Lund, P. Østergaard, M. Chang, et al. // *Energy*. 2018. Vol. 164. P. 147–159.
2. Pakere I. Linking energy efficiency policies toward 4th generation district heating system / I. Pakere, A. Gravelins, D. Lauka, et al. // *Energy*. 2021. Vol. 234. 121245.
3. Revesz A. Developing novel 5th generation district energy networks / A. Revesz, P. Jones, C. Dunham, et al. // *Energy*. 2020. Vol. 201. 117389.
4. Postnikov I. Methods for the reliability optimization of district-distributed heating systems with prosumers. *Energy Reports*. 2023. Vol. 9(1). P. 584–593.
5. Brange L. Prosumers in district heating networks – A Swedish case study / L. Brange, J. Englund, Lauenburg P. // *Applied Energy*. 2016. Vol. 164. P. 492–500.
6. Kauko H. Dynamic modeling of local district heating grids with prosumers: A case study for Norway / H. Kauko, K. Kvalsvik, D. Rohde, et al. // *Energy*. 2018. Vol. 151. P. 261–271.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ РАСПРЕДЕЛЕННОГО СЕКТОРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ВНЕДРЕНИЕМ ПРОСЬЮМЕРОВ

Постников Иван Викторович

к.т.н., с.н.с., e-mail: postnikov@isem.irk.ru

Медникова Екатерина Евгеньевна

м.н.с., e-mail: yakimetse@isem.irk.ru

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Российская Федерация*

Представлены этапы и основные результаты практического применения разработанного авторами методического обеспечения для решения задач эффективного развития теплоснабжающих систем (ТСС) при их переходе к системам централизованно-распределенного типа (ЦРТСС) с просьюмерами, включая определение зон эффективности, анализ и обеспечение надежности теплоснабжения потребителей в секторах централизованного и распределенного теплоснабжения (ЦТ и РТ). Предполагается, что распределенный сектор формируется просьюмерами (активными потребителями) с собственной генерацией, расположенными на границах минимальной эффективности и надежности централизованного теплоснабжения. В качестве примера исследуется система теплоснабжения одного из районов г. Иркутска с одним централизованным источником тепловой энергии (котельной). Рассматриваются две ключевые проблемы: 1) определение эффективных зон действия источника централизованного и распределенного теплоснабжения в рамках функционирования единой тепловой сети; 2) обеспечение надежности теплоснабжения потребителей с учетом эффекта тепловой инерции и резервов просьюмеров. Работа состоит из 5-ти основных этапов: 1) оценка границ эффективности централизованного теплоснабжения в существующей системе по критерию радиуса эффективного теплоснабжения (РЭТ); 2) анализ узловой надежности исследуемой системы с корректировкой решений предыдущего этапа; 3) технико-экономическая оценка просьюмеров на границах радиусов эффективного теплоснабжения в соответствии с выбранной технологией производства тепловой энергии; 4) оценка условий и границ эффективности распределенных источников просьюмеров с учетом возможного отпуска тепловой энергии в тепловую сеть локального уровня (распределительные сети); 5) анализ влияния распределенных источников на надежность функционирования системы (на примере локализованной части исследуемой схемы). Проведен анализ полученных результатов, сформулированы выводы и практические рекомендации по возможному развитию исследуемой системы теплоснабжения. Задачи практического исследования заключались в проверке работоспособности разработанного авторами методического обеспечения и расчетного подтверждения предполагаемых эффектов от формирования распределенного сектора теплоснабжения в исследуемой ТСС.

Благодарности. Исследование выполнено при поддержке гранта РНФ №22-29-01252, <https://rscf.ru/project/22-29-01252/>.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ БЕЗОПАСНОСТИ И РЕСУРСА ВЫСОКОНАПОРНЫХ ГЭС

Куйбин Павел Анатольевич

Д.ф.-м.н., гл.н.с., e-mail: pak0659@mail.ru

Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН

Новосибирск, Российская Федерация

Турбины Фрэнсиса (радиально-осевые), предназначенные для использования на высоконапорных ГЭС, обладают рядом существенных преимуществ. Они имеют наивысший КПД среди различных видов турбин, обладают высокими характеристиками по прочности, являются высокоманевренным инструментом регулирования для электрических сетей. К недостаткам турбин Фрэнсиса следует отнести повышенный уровень вибраций в неоптимальных режимах работы. Анализу причин возникновения нестационарных явлений и способам борьбы с ними посвящена данная работа.

Среди нестационарных явлений на ГЭС можно отметить механические колебания, связанные с собственными частотами зданий и сооружений, а также присущие вращающейся турбине в сборе с ротором, нестационарности электромагнитной природы, возникающие в генераторе, волновые процессы, вызываемые взаимодействием с электрическими сетями, сейсмические явления и т.п. Отдельно выделим класс гидродинамических явлений, включающих отрывное обтекание твердых поверхностей, возникновение дорожек Кармана, взаимодействие ротор-статор, формирование крупномасштабных вихревых структур и их неустойчивость, гидроакустические процессы, обусловленные сжимаемостью воды, которые потенциально могут приводить к резонансам, колебания связанные с взаимодействием столба жидкости с воздушной или паровой полостью, нестационарные кавитационные явления, вызывающие пульсации давления в широком диапазоне частот и амплитуд.

Режим работы турбины Фрэнсиса определяется двумя параметрами: расходом воды и гидравлическим напором. Выделяют четыре зоны [1]: I – малые расходы, низкий уровень возмущений, для выработки электроэнергии неэффективен; II – диапазон частичных нагрузок, высокий уровень колебаний давления, длительная работа не рекомендована; III – оптимальные нагрузки, относительно небольшие возмущения, наиболее благоприятные условия для эксплуатации; IV – зона форсированных нагрузок, значительный уровень вибраций, эксплуатация запрещена. В гидроагрегатах с турбиной Фрэнсиса поток перед подачей на рабочее колесо закручивается в спиральной камере, на решетке статорных колонн и на решетке лопаток направляющего аппарата. В зоне III практически вся закрутка преобразуется в энергию вращения рабочего колеса и на выходе из него поток не закручен. В режимах же частичных и форсированных нагрузок поток обладает значительной закруткой и подвержен неустойчивости, одним из проявлений которой является вращающийся винтообразный вихревой жгут, который признают самым сильным источником низкочастотных пульсаций давления. Именно это явление побудило авторов к развитию теории винтовых вихрей [2, 3], в рамках которой были построены аналитические модели винтовых вихрей, найдены формулы для описания поля скорости, индуцированного винтовым вихрем в цилиндрической трубе и для оценки частоты прецессии винтового вихря. Позже была получена также и формула, для оценки амплитуды пульсаций давления в системе с прецессирующим винтовым вихрем [4].

На практике для борьбы с вихревым жгутом применяют различного рода устройства, располагаемые в отсасывающей трубе – крестовины, ребра на стенках конической части отсасывающей трубы, удлинители обтекателя втулки рабочего колеса [5]. К сожалению, приводят к снижению КПД турбины в диапазоне оптимальных мощностей. Другой распространенный вариант по снижению пульсаций заключается во впуске воздуха или вдуве водяной струи под рабочее колесо. Заметим, что упомянутая выше теория объясняет принцип воздействия струи на вихревой жгут. В литературе упоминаются и другие варианты управления вихревым жгутом. Например, организация пульсирующей струи на частоте прецессии вихря, или установка аэрационного кольца в конусе отсасывающей трубы.

Самым опасным является режим, когда частота пульсаций, генерируемых вихревым жгутом, оказывается близкой к какой-либо собственной частоте механической, гидроакустической или другой природы, т.е. реализуются условия резонанса. Если говорить о гидроакустике, то необходимо отметить сильное влияние наличия газовой или паровой фазы на скорость распространения волн давления. С одной стороны, это важно учитывать при прогнозировании гидроакустических явлений, с другой стороны, это дает возможность эффективного отстраиваться от резонанса.

В докладе идет речь и о перспективных методах управления, в первую очередь – активного, с применением механизмов обратной связи. Рассмотрены методы управления обтеканием лопаток и лопастей, применяемые в судоходстве. Предложены способы управления кавитацией.

Таким образом выполнен анализ нестационарных явлений на высоконапорных ГЭС. Рассмотрены известные и перспективные способы борьбы с причинами их возникновения и возможности управления ими.

Список источников

1. Брызгалов В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций / В.И. Брызгалов // Производственное издание. Красноярск: Сибирский ИД «Суриков», 1999. – 562 с.
2. Alekseenko S.V. Helical vortex in swirl flows / S.V. Alekseenko, P.A. Kuibin, V.L. Okulov, S.I. Shtork // J. Fluid Mechanics. 1999. V. 382. P. 195-243.
3. Алексеенко С.В. Введение в теорию концентрированных вихрей / С.В. Алексеенко, П.А. Куйбин, В.Л. Окулов // Новосибирск: Наука, Институт теплофизики СО РАН. 2003. – 504 с.
4. Kuibin P.A. Simulation of flow structure in the suction pipe of a hydroturbine by integral characteristics / P.A. Kuibin, V.L. Okulov, I.M. Pylev // Heat Trans. Res. 2006. V. 37(8). P. 675-684.
5. Sentyabov A.V. Numerical investigation of the influence of special structures on suppression of pressure pulsations in the draft tube of a high-head hydraulic turbine / A.V. Sentyabov, A.V. Minakov, D.V. Platonov, D.A. Dekterev, A.V. Zakharov, G.A. Semenov // J. Engineering Physics and Thermophysics. 2019. 92(6). P. 1489-1500.

ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК ЗАЛОГ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ

Ларюхина Ася Ашотовна

*Степень магистра, главный специалист, e-mail: lariukhina96@mail.ru
«Русатом Оверсиз» г.Москва ул. Ленинская Слобода, д. 26, стр. 5*

Текущее глобальное распределение традиционных форм производства энергии неравномерно. Энергетический кризис 2021 года вновь продемонстрировал возможные риски для мирового энергоснабжения, сделав водородную повестку ещё более актуальной, которая теперь согласуется не только с целями экологизации производства энергии, но и с его равномерным распределением во всем мире для обеспечения гарантии энергетической безопасности.

Ключевые игроки, исходя из своего ресурсного потенциала, потребностей и сильных сторон, приняли водородные стратегии, в которых определены векторы развития на ближайшее будущее. Распределение ролей на глобальном рынке осуществляется посредством соответствия следующим критериям: географические, климатические условия для производства водорода и технологические компетенции для генерации, транспортировки и потребления водорода.

В соответствии с уровнем технологического потенциала и типу стратегии развития водородной энергетики страны разделены на следующие группы лидеров:

- Сосредоточенные на развитии технологий и сбытовой деятельности. США, Китай и др., имеющие климатические и географические условия для генерации, способные производить водород в больших количествах. Япония, Корея, частично страны ЕС и др., которые нацелены в большей степени на импорт водорода. Их фокусом, помимо производства водорода, является создание рынка сбыта и обеспечение энергетической безопасности;
- Сфокусированные на увеличении производства водорода с последующим экспортом на мировой рынок: Индия, Австралия, Канада, Россия, страны Ближнего Востока (Саудовская Аравия, ОАЭ, Катар).

На текущий момент уже образованы кооперации из стран для последующей оценки наиболее эффективной формы сотрудничества: Япония и Австралия, Корея и Австралия, Египет и страны ЕС, страны Ближнего Востока и страны ЕС, Канада и страны ЕС. Главным критерием оценки данного показателя является себестоимость водорода, структура которой выглядит следующим образом: стоимость производства водорода (включая стоимость сжижения, в случае жидкого агрегатного состояния), стоимость хранения водорода, затраты на логистику, стоимость обратной конверсии водорода.

Высокая себестоимость производства и, как следствие, высокая фактическая цена (Рис.1) не позволяет водороду конкурировать с традиционными энергетическими ресурсами (уголь, природный газ), особенно в случае с «зеленым» водородом, но по мере того, как большее количество стран реализуют стратегии перехода к низкоуглеродной экономике, водород начинает играть более важную роль в таких сферах, как химическая промышленность и металлургия, а также в отраслевом энергопотреблении, особенно в части затрудненной прямой электрификации. Кроме того, актуальным остается вопрос необходимости ресурсов для создания ВИЭ-инфраструктуры (наличие лития, редкоземельных металлов и других материалов, которые обязательны для строительства

солнечных батарей и ветряных электростанций), что также является значимой задачей с точки зрения энергетической безопасности.

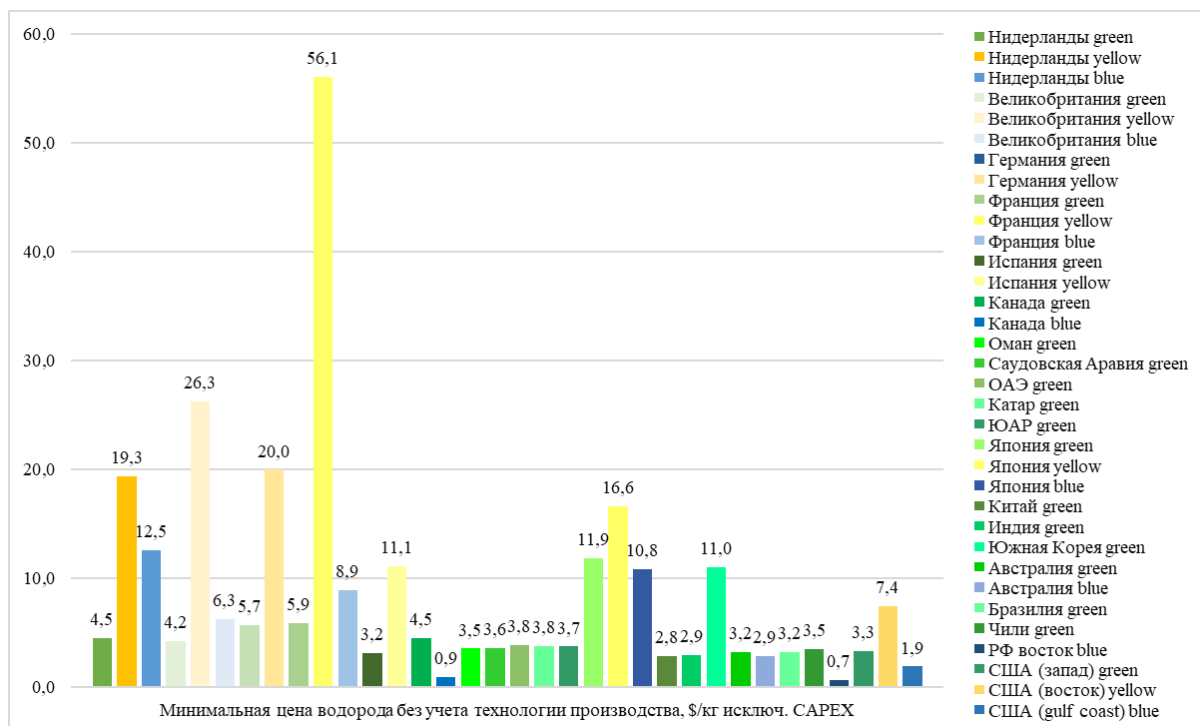


Рис. 1. Минимальная цена водорода в странах-лидерах на конец 2022 г., USD/кг.

Со временем концепция снижения стоимости водорода становится более доступной, что делает более реалистичной цель снижения затрат на производство зеленого водорода до 85% за счет сочетания более дешевой электроэнергии и более низких капитальных затрат на электролизеры, наряду с повышением эффективности и оптимизацией работы электролизера к 2050 году для конкуренции с любыми традиционными видами энергоресурсов и обеспечения глобальной энергетической безопасности.

1. Argus. Hydrogen and Future Fuels [Argus. Водород и топливо будущего]. URL: <https://www.argusmedia.com/-/media/Files/sample-reports/argus-hydrogen-sample-report.ashx?la=es&hash=70B41B9F9136DCEC758B086D95E9E2BB8FA181FA> (дата обращения 15.04.2023).
2. Данные IEA URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics> (дата обращения 15.04.2023).
3. Green Hydrogen current and projected production costs [Текущие и прогнозируемые затраты на производство зеленого водорода]. URL: <https://www.structuresinsider.com/post/green-hydrogen-current-and-projected-production-costs#viewer-6p5gt> (дата обращения 01.03.2023).