

Систематизация и характерные особенности потенциальных сценариев работы проектов АС малой и средней мощности в региональных энергетических системах и в комплексных производственных системах с акцентами на вопросы экономического анализа сценариев работы энергоустановок.

Смирнова Л.С. Королев С.А.
НИЦ «Курчатовский институт», г.Москва, Россия

РЕФЕРАТ

В научно-исследовательской работе представлен комплексный обзор и анализ современного развития электроэнергетических систем и систем теплоснабжения в России и в мире, обозначены тенденции развития энергетических технологий и проектов энергоустановок, их влияние на структурные и организационные изменения в энергосистемах, на экономические аспекты развития энергосистем. Результаты анализа позволяют сделать вывод о важности и необходимости разработки проектов энергоустановок атомной генерации малой и средней мощности для региональных энергосистем и энергопромышленных комплексов в связи с их перспективной востребованностью на «нишевых» рынках. Рассмотрение и анализ возможных сценарных вариантов, исследование рыночных ниш и площадочных условий размещения энергоустановок атомной генерации малой и средней мощности определяет спектр требований к проектам АС малой и средней мощности со стороны энергосистем, заказчиков, инвесторов и потребителей, а также позволяет сформировать критерии их территориальной и социальной приемлемости, экономической целесообразности реализации и конкурентоспособности на региональных энергетических рынках и в энергопромышленных комплексах. Сценарные факторы, площадочные условия и организационно-рыночные механизмы реализации проектов АС малой и средней мощности являются важными внешними условиями при анализе и выполнении экономических оценок проектов АС малой мощности на базе малых модульных реакторов, дополняющими технико-экономические оценки технических проектов АС. Такой расширенный экономический анализ важен для инновационных проектов атомных станций малой и средней мощности, для энергетических систем, а также позволит развить и дополнить классическую методику экономического и инвестиционного анализа энергопроектов с учетом новых факторов и аспектов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Сценарный анализ, рыночные ниши, декарбонизация энергетики, электроэнергетические системы, распределенная генерация, активный энергетический комплекс, гибридная энергосистема, системные затраты, атомные станции малой и средней мощности, малый модульный реактор, атомное теплоснабжение.

Systematization and characteristic features of potential scenarios for the operation of small and medium-capacity NPP projects in regional energy systems and in integrated production systems with emphasis on the issues of economic analysis of scenarios for the operation of power plants.

L.S.Smirnova, S.A.Korolev - NRC «Kurchatov Institute», Moscow, Russia

Abstract

The research paper presents a comprehensive review and analysis of the current development of electric power systems and heat supply systems in Russia and in the world, outlines the trends in the development of energy technologies and power plant projects, their impact on structural and organizational changes in power systems, on the economic aspects of the development of power systems. The results of the analysis allow us to conclude importance and necessity of project development of small and medium-power nuclear power plants for regional power systems and energy industrial complexes due to their prospective demand in "niche" markets. Consideration and analysis of possible scenario options, research of market niches and site conditions for the placement of small and medium-power nuclear power plants determines the range of requirements for small and medium-power NPP projects on the part of power systems, customers, investors and consumers. This also makes it possible to form criteria for their territorial and social acceptability, economic feasibility of implementation and competitiveness in regional energy markets and in energy-industrial complexes. Scenario factors, site conditions, organizational and market mechanisms for the project implementation of small and medium-power NPP are important external conditions for the analysis and implementation of economic assessments of low-power NPP projects based on small modular reactors, complementing the technical and economic assessments of the technical projects of the NPP. Such an extended economic analysis is important for innovative projects of small and medium-power nuclear power plants, for energy systems, and will also allow developing and supplementing the classical methodology of economic and investment analysis of energy projects taking into account new factors and aspects.

Keywords. Scenario analysis, market niches, decarbonization of energy, electric power systems, distributed generation, active energy complex, hybrid power system, system costs, small and medium nuclear power plants, small modular reactor, nuclear heat supply.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ и ОБОЗНАЧЕНИЙ.	5
1. Постановка задачи.	7
2. Обоснование метода научной работы для решения поставленной задачи.	9
3. Потенциальные потребительские сегменты и возможные рыночные ниши работы проектов АС на базе ММР.	11
3.1.Общий анализ перспективных рыночных ниш и сценариев работы проектов АС малой и средней мощности в РФ и на зарубежных рынках (по материалам открытых публикаций).	12
3.1.1.Электроэнергетические системы и рыночный потенциал АС на базе ММР.	12
3.1.2. Системы когенерации, тригенерации для АС на базе ММР.	21
3.2. Особенности, возможности и характеристики проектов АС на базе ММР для работы в разных сценариях с акцентами на обеспечение их экономической востребованности.	27
3.3. Развитие направления распределенной генерации в РФ. Комплексы АЭК. Перспектива для работы АС на базе ММР в формате АЭК.	30
3.3.1. Распределенная генерация в России.	33
3.3.2. Активный энергетический комплекс (АЭК) – причины возникновения, основные принципы организации, современное состояние.	37
3.3.3. Перспектива работы АС на базе ММР в формате АЭК.	45
4. Вопросы работы проектов АС на базе ММР в системах теплоснабжения региональных социальных и промышленных	46

потребителей.

4.1. Производство тепла и горячее водоснабжение - важные потребительские ниши в РФ и в зарубежных странах. Теплофикационные системы – характеристики, требования, критерии оптимизации. Система экономического управления - новая модель рынка тепла в РФ.	47
4.2. Развитие и разработка проектов АС малой и средней мощности для систем централизованного и автономного теплоснабжения. Экономические оценки атомного теплоснабжения.	55
5. Работа АС малой и средней мощности в энергосистемах в целях обеспечения стабилизации и надежности поставок мощности и электроэнергии.	60
5.1. АЭС + ВИЭ. Техничко-экономические аспекты.	61
5.2. АЭС + аккумулирование электроэнергии. Техничко- экономические аспекты.	63
6. Потенциальные энергопромышленные комплексы с энергоустановками АС на базе ММР.	64
ОБЩИЕ ВЫВОДЫ.	67
ИСТОЧНИКИ.	69
ПРИЛОЖЕНИЕ. Определения.	77

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ и ОБОЗНАЧЕНИЙ.

В настоящем отчете о НИР применяются следующие сокращения и обозначения:

АС – атомная станция;
АСММ – атомная станция малой мощности;
АСТ – атомная станция теплоснабжения;
АТЭЦ – атомная теплоэлектроцентраль;
АЭ – атомная энергетика;
АЭК – активный энергетический комплекс;
АЭС – атомная электростанция;
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
ВТГР – высокотемпературный газовый реактор;
ВЭС – ветряная электростанция;
ВЭУ – ветряные энергетические установки;
ГСОП – градусо-сутки отопительного периода;
ДТ – децентрализованное теплоснабжение;
ИТТ - изолированные и труднодоступные территории;
КЭС – конденсационная электростанция;
ММР – малые модульные реакторы;
МГЭИК - Межправительственная группа экспертов по изменению климата,
НИКИЭТ – Научно-Исследовательский Конструкторский Институт Электротехники;
НИР – научно-исследовательские работы;
НПА - нормативно-правовые акты;
НТИ «Энерджинет» - Национальная технологическая инициатива «Энерджинет»;
НТЦ ЕЭС - Некоммерческое партнерство «Научно-технический совет Единой энергетической системы»;
ОКБМ – Опытное Конструкторское Бюро Машиностроения;
ОКР - опытно конструкторские разработки;
ПАК УИС - программно-аппаратный комплекс управляемого интеллектуального соединения;
РУ – реакторная установка;
СО ЕЭС – Системный оператор Единой Энергосистемы России;
СЦТ – система централизованного теплоснабжения;
СЭС – солнечная электростанция;
Т.у.т. – тонна условного топлива;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
УИС - управляемое интеллектуальное соединение;
ФОИВ – Федеральные органы исполнительной власти;
ЭССО -энергоснабжающая самобалансирующая организация;
ЯЭУ – ядерная энергетическая установка.

CNNC - China National Nuclear Corporation - Китайская национальная ядерная корпорация;

IRES- International Renewable Energy Storage – Международная организация по сохранению энергии ВИЭ;

IRENA -International Renewable Energy Agency – Международное Агентство по возобновляемым источникам энергии;

HPR - Hornsdale Power Reserve – система хранения энергии (Австралия)

LCOE - Levelized Cost of Electricity - удельная приведенная стоимость электроэнергии

NCHP - Nuclear Combined Heat Power plants - атомные комбинированные тепловые электростанции;

NPV - Net Present Value - чистый дисконтированный доход;

N-R HES - Nuclear-Renewable Hybrid Energy Systems - Гибридные Энергетические системы на основе ядерных и возобновляемых источников энергии;

PWR – Pressurized water reactor – ядерный реактор с водой под давлением;

SLCOE – System Levelized Cost of Electricity – системная удельная приведенная стоимость электроэнергии;

SMR – Small Modular Reactors - Small and medium-sized reactors – малые модульные реакторы - реакторы малого и среднего размера;

VHTGR - Very-high-temperature gas reactor – высокотемпературный газовый реактор;

VRE-Variable renewable energy - переменный возобновляемый источник энергии;

VTT - Technical Research Centre of Finland – аббревиатура технического научного центра Финляндии;

WADE – World Alliance for Decentralized Energy - Всемирный Союз Распределенной Энергетики

1. Постановка задачи.

Постановка задачи для выполнения экономических оценок работы АЭС малой и средней мощности в региональных энергосистемах, в энергопромышленных комплексах, а также определение экономической эффективности проектов АС на базе ММР в привязке к сценарным условиям производства продукции, предполагает исследование большого спектра вопросов, связанных с данной задачей прямым или косвенным образом.

Эксперты разных стран констатируют, что современные трудности с практической реализацией новых проектов АЭС связаны с определенными факторами, основными среди которых являются политические, финансово-экономические, регуляторные (нормативно-правовая среда) и проектные. Разработка и обоснование новых технических и технологических решений в ядерной энергетике (включая, реакторы нового поколения) нацелено на продолжение развития отрасли, на улучшение технико-экономических показателей проектов, безопасность проектов, разработку инновационных проектов АЭС, что, в свою очередь, может способствовать изменению отношения к ядерной энергетике, ее востребованности в связи с политическими «зелеными» решениями, особенно в Евросоюзе [6,7,8,9], и в связи с более широким спектром предложений проектов АС, включая проекты АС малой и средней мощности.

Интерес к развитию проектов ЯЭ, а именно, к проектам АС на базе ММР заметно вырос в разных странах в последние 3-4 года. Ранее принятые политические и экономические решения Европы, США и других стран в отношении «декарбонизации энергетических систем и декарбонизации экономик разных стран» [6,7,8,9], более жесткие планируемые в последние годы меры в отношении углеродных выбросов, а также нестабильность работы в энергосистемах ВИЭ приводят к повышенному вниманию в отношении альтернативных безуглеродных энергетических технологий и энергопроектов с определенными техническими параметрами и с приемлемыми экономическими показателями [1,2], а также с оптимальными характеристиками для технологического, технического, организационного и коммерческого функционирования энергопроектов в конкретных приложениях (сценариях). При выборе энергетических технологий и проектов в разных вариантах их применения и географического расположения обоснование экономической привлекательности и приемлемости играет не последнюю роль.

Направление развития проектов SMR (международное определение малых модульных реакторов) приобретает все большую актуальность в странах-разработчиках проектов и все больший интерес в странах, заинтересованных в поставках таких проектов на свои энергетические рынки. Согласование интересов и требований поставщиков, заказчиков и потребителей приобретает существенное значение, поскольку спектр потенциальных проектов, прежде всего, их технологические возможности и технико-экономические параметры должны максимально соответствовать

тем рыночным потребительским нишам, где предполагается сооружение этих энергоустановок [1, 2, 3, 4, 5]. Определение потребительских ниш для реализации проектов АС на базе ММР и анализ экономики этих проектов в потенциальных сценариях – важная исследовательская задача.

Большую важность при обосновании требований к проектам имеет вопрос, разрабатывается проект для нужд внутри страны или для реализации на международных рынках, поскольку во втором случае требования к определенным параметрам проекта и обоснованиям его безопасности должны соответствовать международным регулирующим условиям для всех этапов жизненного цикла проекта.

Создание промышленной базы по производству стандартного оборудования, модулей и других компонентов проектов АС малой и средней мощности, унифицированной для серийного производства определенного набора проектов, также позволит снизить затраты на данные проекты. Формирование такой базы является затратной задачей, поэтому выбор оптимального минимального спектра востребованных проектов позволит оптимизировать промышленно-производственные мощности, что скажется на стоимости производимого оборудования и общей стоимости проекта.

Аспекты экономического характера специфики проектов SMR в техническом, промышленном и строительном контексте были рассмотрены в работе [10].

Экономические оценки, относящиеся к проектам АС на базе ММР, могут быть обоснованы как техническими и функциональными особенностями проектов, компоновочными и строительными решениями, промышленным производством оборудования, так и **факторами сценарного анализа** - вопросами потребительских ниш рынка, площадочных условий, технологических и экономических параметров энергосистем и энергопромышленных комплексов. Поскольку рынок потребностей формирует определенные **требования к ядерным технологиям и проектам**, то для учета в комплексном анализе работы энергоустановок в разных энергосистемах и производственно-промышленных комплексах необходимо проанализировать **требования к энергоустановкам со стороны заказчиков, энергосистем и потребителей**. Если требования к энергоустановкам не будут учтены, то могут быть допущены недоработки на стадиях проектирования и реализации проектов, которые способны привести как к техническим проблемам, так и к экономически затратным решениям и, как следствие, к высоким ценам на энергопродукцию и к экономической неэффективности проектов. Выбор конкретных проектов АС малой и средней мощности для серийного производства из множества потенциальных разработок, удовлетворяющих требованиям рынка по мощностному спектру, технологическим возможностям, проектным и технико-экономическим параметрам, по режимам эксплуатации позволит обосновать реальную экономическую эффективность и инвестиционную привлекательность таких проектов.

Главной задачей данного исследования являлся *анализ факторов*, могущих влиять на экономические оценки эффективности проектов АС малой и средней мощности, которые рассматриваются как потенциальные энергоустановки для работы *в разных сценарных вариантах и рыночных нишах и анализ внешних систем*, в которых могут работать АС на базе ММР. Исследование уделяет внимание рассмотрению технико-экономических вопросов работы проектов АЭС в энергосистемном контексте с учетом оптимизации режимов работы энергоустановки и производства нескольких видов энергопродукции (электроэнергия, тепло, холод), а в энергопромышленных комплексах с учетом производства новой продукции.

Основными результатами научно-исследовательской работы являются:

- описание комплекса внешних факторов и характеристик внешних систем, отдельных параметров и характеристик проектов, важных для обоснования экономических оценок АЭС малой и средней мощности при работе в разных сценарных вариантах;
- предварительные оценки возможного влияния разных факторов на экономические показатели проектов;
- потенциальные требования к проектам АС на базе ММР со стороны заказчиков, энергосистем и потребителей.

Результаты данного исследования позволят учесть новые реалии (факторы и аспекты) реализации проектов АС на базе ММР в конкретных сценарных условиях, что, в свою очередь, позволит дополнить и развить классическую методику экономического и инвестиционного анализа, включив в методику оценку влияния новых факторов и аспектов, расширить перечень экономических критериев и показателей для инновационных проектов АС малой и средней мощности.

Бизнес-модели реализации проектов АС на базе ММР, модели финансирования, рыночные и регуляторные механизмы возврата инвестиционных и эксплуатационных затрат не менее важны для анализа экономики проектов АС. На данном этапе исследования вопросы, относящиеся к данному аспекту, не рассматривались.

2. Обоснование метода научной работы для решения поставленной задачи.

Исследования, относящиеся к развитию инновационных проектов ядерной энергетики и находящиеся на начальных этапах национальных и международных программ по подготовке и реализации мероприятий, относящихся к проектам АС на базе ММР, должны учитывать, что в настоящее время существует крайне малое количество репрезентативных данных, относящихся к проектам на базе ММР и, особенно, к экономическим оценкам затрат и доходности данных проектов, реализуемых в определенных сценариях, на определенных площадках в целях производства определенных видов энергетической продукции.

Большинство западных экспертов [1, 2, 18] сходятся в том, что проекты SMR в течение ближайших 2-3 десятилетий будут «*нишевым*» рынком («*niche*» market) по сравнению с объемами рынка больших атомных мощностей. Согласно предварительным оценкам интегральная доля мощностей малой и средней генерации АЭС в общем объеме всех мощностей АЭС может составить от 3% до 10 % к 2050 году [1, 2, 11] с перспективой дальнейшего развития концепций проектов на базе ММР и расширением рынка.

Обоснование экономической эффективности, инвестиционной привлекательности и приемлемости таких проектов предполагает выполнение определенного объема комплексных, интегральных аналитических исследований качественного характера, относящихся к определению конкретных потребительских сегментов и возможных ниш работы проектов АС на базе ММР в конкретных сценариях производства продукции, в энергетических системах и в комплексных производственных системах. По своей сути такие исследования являются углубленными маркетинговыми (рыночными) исследованиями концептуально-прогнозного характера, выполненными на базе исходной информации и первичных данных, взятых из ранее выполненных узко специфических исследований конкретных проектов или из материалов, относящихся к тенденциям развития энергетических систем, энергетических технологий, к задачам развития энергетических рынков.

Исходной информацией и первичными данными для выполнения таких исследований могут служить публичные материалы (статьи и доклады исследователей, отчеты, обзоры и исследования национальных и международных институтов и организаций). Обобщение данных, полученных из разных источников, производится без применения полноценного количественного анализа, но с определенной обработкой исходной информации, ее анализом, систематизацией и определенными выводами. Комплексный структурированный обзор ранее выполненных исследований относится к качественным исследованиям (qualitative research), поскольку отсутствует достаточное количество количественной репрезентативной информации об объектах исследования. Результатом качественного анализа является, как правило, содержательное аналитическое описание основных ключевых аспектов и факторов, относящихся к теме, задачам и целям исследования, важных для отражения и учета при проведении в дальнейшем количественного анализа, а также первичные количественные оценки, полученные в ходе узко специфических исследований.

Такой научный метод работы в целях поиска, сбора, обобщения и систематизации данных называется *мета-анализ* (англ. meta-analysis) [3,4,5], то есть, метод агрегирования и структурирования результатов множества исследований в целях формирования более полной картины проблемы исследования. Как отмечают эксперты аналитических агентств, на

определенных этапах решения задачи аналитические обзоры имеют гораздо большую ценность, чем данные отдельно взятого исследования, благодаря методологии интеграции и систематизации, а также большему спектру учитываемых случаев.

Поиск и выбор источников, дальнейший анализ данных определяется авторами для включения в исследование на основе конкретных критериев, исходя из темы, целей и задач, обозначенных в задании на исследование и с учетом достаточного наличия таких источников.

3. Потенциальные потребительские сегменты и возможные рыночные ниши работы проектов АС на базе ММР.

Зарубежные исследователи рассматривают развитие инновационного направления SMR и практической реализации проектов с учетом разных временных этапов. На начальном временном этапе до ~ 2035 - 2050 года [1, 2, 3, 4, 5, 12] развитие направления проектов SMR характеризуется разработкой и реализацией проектов-прототипов с заданными параметрами для потенциальных приложений, созданием (или модернизацией) производственно-промышленной базы для изготовления оборудования и компонентов, внедрением новых технологий проектирования, созданием систем регулирования и лицензирования, развитием цепочки поставок оборудования и модулей и другими видами деятельности [2, 12]. Делается акцент на то, что на начальном этапе высока неопределенность в отношении экономических и нормативно-регулирующих вопросов. Поскольку предварительные оценки проектов, как правило, выполняются в соответствии с национальными законами, нормами, стандартами, методиками, а практическая реализация проекта-прототипа осуществляется на национальной пилотной площадке, то возможность реальной экономической оценки серийного проекта появляется на следующем временном этапе с учетом сценарных условий и особенностей площадок.

Исследователи потенциальных рынков для проектов SMR предполагают, что на начальном этапе будет рассматриваться большое разнообразие категорий технологий и проектов SMR в контексте и в соответствии с требованиями конечного практического применения SMR [1, 2, 3, 4, 12, 18], рассматривается также многообразие сфер применения, масштабов потенциального развертывания и географических районов. Результаты начального этапа помогут отобрать перспективные проекты для их реализации, выявить слабые и сильные стороны в развитии направления проектов SMR и сфер применения, в том числе, позволят выполнить конкретные экономические оценки в зонах практической реализации проектов АС конкретной технологии.

3.1. Общий анализ перспективных рыночных ниш и сценариев работы проектов АС на базе ММР в РФ и на зарубежных рынках (по материалам открытых публикаций).

В контексте прикладного характера данного исследования в целях рассмотрения потенциальных сценариев и рыночных ниш работы энергоустановок АС малой и средней мощности одной из основных задач является *анализ внешних систем*, где проекты АС на базе ММР могут быть востребованы и работать с потенциальной экономической эффективностью.

С точки зрения технических особенностей исследователи делят *внешние системы на электрические и неэлектрические* [2, 3, 4, 18]. В свою очередь, работу малых и средних мощностей SMR в электрических системах рассматривают *для двух вариантов*: для энергосистем, *имеющих определенные сетевые связи с другими энергосистемами*, и *для работы энергоустановок распределенной генерации в локальной энергосистеме в автономном (островном) режиме работы* без присоединения к сетям высокого напряжения.

Для анализа потенциальных рыночных ниш работы АС на базе ММР помимо внешних технических систем не менее важен анализ социальных, территориальных, коммерческих систем, а также общих энерготехнологических трендов – благоприятных или не очень для развития ядерной генерации небольшой мощности.

3.1.1. Электроэнергетические системы и рыночный потенциал АС на базе ММР.

В случае организации электрической системы, когда АЭС выдает электроэнергию во внешнюю сеть, работая, как правило, в условиях диспетчеризации внешней энергосистемы, учитываются определенные параметры работы каждой энергоустановки, структура генерирующих мощностей в энергосистеме и мощности транспортных сетей между узлами энергосистемы. Что касается энергосистем, то они должны иметь достаточно гибкий режим работы с точки зрения покрытия нагрузок (суточных, недельных, сезонных), обеспечения надежности и наличия резервов мощностей. Основной *режим работы больших мощностей АЭС в больших энергосистемах*, как правило, **базовый** без полноценного режима маневрирования мощностью. На рис. 1 представлен типовой график работы мощностей в обеспечении суточной нагрузки Единой энергосистемы России.

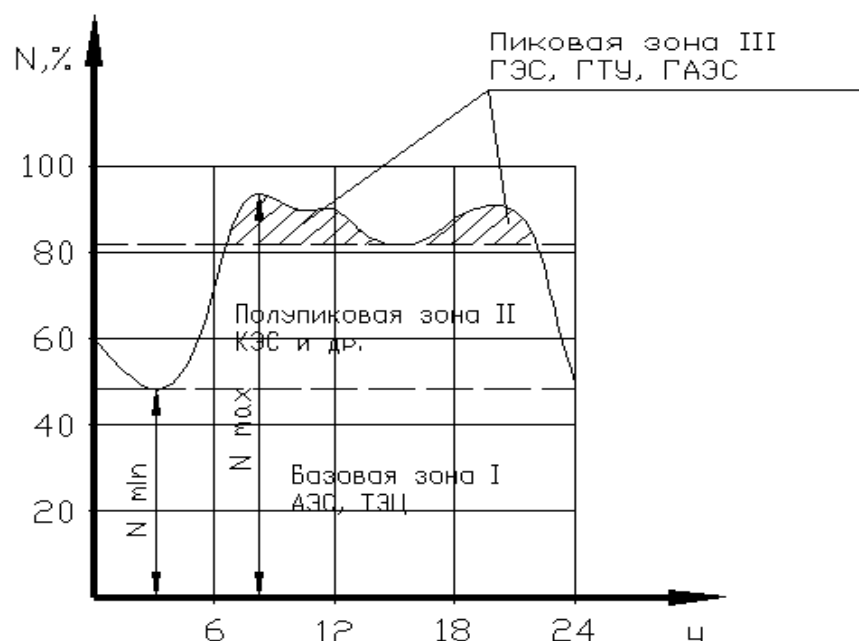


Рис. 1. График работы мощностей в обеспечении суточной нагрузки энергосистемы России.

Требования к работе АС малой и средней мощности для работы в удаленных локальных и изолированных энергосистемах в режимах слежения за нагрузкой в целях обеспечения гибкости работы энергосистемы и гибкого обеспечения потребителей электроэнергией должны быть исследованы и подтверждены технически, технологически и с точки зрения безопасности. Поскольку маневренные режимы различают на предварительно заданное слежение за нагрузкой и динамическое слежение за нагрузкой, то требования к работе SMR в локальных или изолированных энергосистемах должны быть четко обозначены [13, 18].

С экономической точки зрения режим слежения за нагрузкой принято считать неэффективным в связи с уменьшением выработки электроэнергии от мощности АС (дорогая капитальная составляющая), ростом цены для потребителя и снижением доходности проекта.

В изолированных энергосистемах из-за невозможности выдачи излишков выработки в сетевые перетоки в связи с отсутствием или малой мощностью сетевых связей стоит задача **максимального использования энергетической мощности АС**. Поэтому эксперты анализируют различные варианты и сценарии работы АС малой и средней мощности в электрической системе с перенаправлением избыточной (для текущего спроса на электроэнергию) мощности во вспомогательные системы, называемые западными экспертами **системами когенерации** [1, 2, 18]. Одним из основных стимулов для обоснования работы проектов АС на базе ММР в комплексе с системами когенерации является экономический – окупаемость проектов и снижение цены продукции для потребителя.

Следует отметить, что для определенных технологий проектов SMR не предполагается их работа в электрических системах, рассматривается их работа исключительно в промышленных нуждах или в нуждах теплофикации (реактор DHR – Китай).

Работа небольшой генерации параллельно с сетями в объединенных энергосистемах широко распространена в западных странах из-за большой доли распределенной генерации, благодаря наличию законодательного разрешения и существующим экономическим правилам передачи энергии от распределенных источников в сеть. В связи с этими факторами использование такого режима работы распределенной небольшой генерации **экономически выгодно** генераторам с точки зрения максимального эффективного использования мощности.

В РФ работа генерирующего оборудования распределенной генерации **параллельно с сетями** в настоящее время встречается редко из-за отсутствия или начального периода формирования соответствующей нормативно-правовой энергетической базы (смотри раздел 3.3.2), а также в связи с трудностями организационного плана в получении разрешений сетевых компаний на передачу энергии в сеть установками распределенной генерации (если возможна связь с сетями) **и отсутствия экономических механизмов** регулирования цен на электроэнергию от распределенной генерации, поступающую в рыночную электроэнергетическую систему, где торгуются большие оптовые объемы мощности и выработки по определенным коммерческим правилам.

* * *

В современных энергосистемах происходят серьезные изменения, связанные как с развитием новых энергетических технологий (в первую очередь, проекты ВИЭ), информационных технологий в энергетике, с развитием направления распределенной генерации (distributed generation), так и с новыми подходами к технической и рыночной организации энергосистем и энергопромышленных комплексов. В настоящее время многие типовые устоявшиеся схемы работы энергосистем меняются в связи с современными требованиями оптимизации всех затрат в конкретной энергосистеме и снижения **комплексной стоимости** содержания энергосистемы, которая складывается как из затрат на **отдельные составляющие** – энергетические мощности, продукцию и услуги энергосистем: генерирующую мощность, электроэнергию, тепло, сетевые мощности, услуги по транспортировке, диспетчированию, обеспечению надежности энергоснабжения, так и определяется **общесистемными факторами** - эффективной структурной организацией энергосистемы, оптимизацией баланса потребностей и предложений, размещением объектов системы и их скоординированным взаимодействием. Современные задачи для электроэнергетических систем заключаются в оптимизации системы по технологическим, техническим параметрам, потребительским нагрузкам, оптимальной технологической структуре покрытия этих нагрузок при соблюдении требований к экономико-

коммерческим критериям и показателям отдельных составляющих системы, технологических цепочек системы [24, 25, 26, 36].

Конечная цель - оптимизации энергосистемы – это, прежде всего, снижение уровня мощности в системе (срезание пика мощности на графике нагрузки) через применение новых технологий для обеспечения гибкости и самобалансирования системы.

Для региональных энергосистем или отдельных энергопромышленных комплексов, часто изолированных от единой электроэнергетической системы и более приближенных к потребителям или промышленным задачам, актуальность фактора оптимизации системы имеет особое значение. Важность учета структуры и временных графиков потребностей в энергопродукции определяет структуру и технологические особенности работы энергетических мощностей, потоки транспортировки энергопродукции, необходимые транспортные мощности (сети, трубопроводы) и взаимосвязи в энергосистеме. Значения конечных цен на энергопродукцию для потребителя могут быть обусловлены не только инвестиционными или эксплуатационными затратами энергопроектов, но и определенными системно-структурными и организационными факторами. Для региональных энергосистем (также, как и для больших энергосистем), для энергопромышленных комплексов важны задачи поиска резервов оптимизации затрат с учетом режимов работы энергетических установок, что в итоге может снизить конечные цены для потребителей и улучшить экономическую эффективность проектов и энергосистем.

При изучении потенциала АС на базе ММР определенной мощности для работы в качестве автономных источников энергии в локальных системах отдельно от электросетей высокого напряжения (автономный - островной режим работы) важны требования к синхронной работе реактора и генератора в определенных режимах. **Требования к генерирующему оборудованию**, предназначенному для распределенной генерации, работающему **в автономном режиме** и генерирующему оборудованию, работающему **параллельно с сетями**, может быть разным [28, 29, 30]. Таким образом, внешняя система для работы АС в разных режимах выставляет определенные требования к техническому проекту.

Справка. «Локальные системы – это системы, формируемые в зонах децентрализованного и централизованного электроснабжения, основой которых являются энергоисточники и распределительные электрические сети.»[32].

Электроэнергетические системы - коммерческая сторона вопроса.

Для экономического анализа важны не только потенциальные внешние технические системы для работы ЯЭУ, но и организационные и коммерческие механизмы работы энергоструктур.

Следует учитывать, что в разных странах существуют определенные организационно-коммерческие модели работы разных

электроэнергетических структур – Единой энергосистемы, отдельных региональных энергосистем или административных-хозяйственных образований, локальных (автономных) систем, энергопромышленных комплексов. Для каждого варианта энергетической структуры могут существовать разные коммерческие модели, основанные либо на моделях либерализованных рынков продажи мощности и электроэнергии, либо на основе специальных механизмов поддержки (например, для ВИЭ в разных странах), либо специальные контракты, например, энергосервисные, либо другие системы регулирования (подраздел 3.3.2), которые важно учитывать при обосновании коммерческой экономической эффективности энергопроекта, в том числе, проектов АС на базе ММР.

Например, организация электроэнергетической системы РФ определяет условия, при которых формируется цена на электроэнергию и генерирующую мощность:

- в Единой энергосистеме, в которой работают большие мощности АЭС, в ценовых зонах с наличием неограниченного свободного перетока электроэнергии и мощности действуют рыночные правила и механизмы, существуют конкурентные области рынка и отдельные области контрактного, антимонопольного или другого регулирования;

- в энергосистемах с частичными ограничениями свободного перетока электрической энергии и мощности (в РФ – это неценовые зоны Единой энергосистемы) организационно и коммерчески невозможна полноценная конкуренция, поэтому такая внешняя энергосистема относится к неконкурентной (или частично конкурентной), в ней действуют другие коммерческие правила и механизмы, а цены для потребителей – регулируемые;

- в локальных и технически полностью изолированных энергосистемах организация коммерческой системы определяется множеством факторов регулирования для конкретного варианта, конкретной площадки, конкретной энергоустановки в целях управления тарифами для конечных потребителей.

Энергосистемы и ВИЭ.

Западные эксперты отмечают, что важным фактором потенциальной востребованности работы АЭС в энергосистемах (рассматриваются, в том числе, проекты АС на базе ММР) является проблема последних лет современных электрических систем западных стран, в которых произошел серьезный рост доли нестабильной генерации ВИЭ. Определенные объемы мощностей ВИЭ в энергосистемах требуют серьезной трансформации энергосистемы с точки зрения балансировки всех процессов. В связи с ежегодным продолжающимся ростом доли возобновляемой генерации (особенно, ВЭС и СЭС) в энергосистемах, прежде всего, в европейских странах, США и Австралии, возникают проблемы со стабильными и надежными поставками электроэнергии потребителям, особенно в периоды отсутствия ветряной или солнечной погоды, в периоды максимальной

выработки этими энергоисточниками электроэнергии требуются перетоки излишков, а в периоды максимального потребления электроэнергии большие дополнительные пиковые мощности. Появившееся новое понятие **переменная возобновляемая энергия –VRE- Variable renewable energy** – это прерывистые возобновляемые источники энергии, которые связаны с изменчивым характером источника энергии в отличие от управляемых (диспетчируемых) энергоисточников, обеспечивающих надежность и стабильность энергоснабжения.

Энергоустановки с нестабильной выработкой электроэнергии формируют не только проблемы потребителям, всей энергосистеме, но и другим генерирующим установкам. Например, большая доля солнечной энергетики в энергобалансе Калифорнии [34], кроме периодического перепроизводства солнечной энергии и отсутствия потребности в ней, снижает возможность работать в системе угольным и атомным станциям в базовой зоне графика нагрузки, сокращается время работы более эффективных и экономичных ПГУ, т.е. сокращается работа всех базовых станций. При этом резко увеличивается необходимость в маневренных мощностях, как правило, в ГТУ (газотурбинные установки), работа которых экономически неэффективна. Возрастает потребность в увеличении перетоков электроэнергии, что делает цену на такую электроэнергию более высокой за счет транспортных затрат. Калифорнии иногда приходится доплачивать за направляемую в соседние штаты энергию.

Обозначенная проблема в энергосистеме Калифорнии явно проявилась в 2013 году, названа она «Кривой Утки» (Duck Curve) по виду графика суточной нагрузки с потенциальным прогнозным видом до 2020 г.[34] при увеличении ввода СЭС и ВЭС.

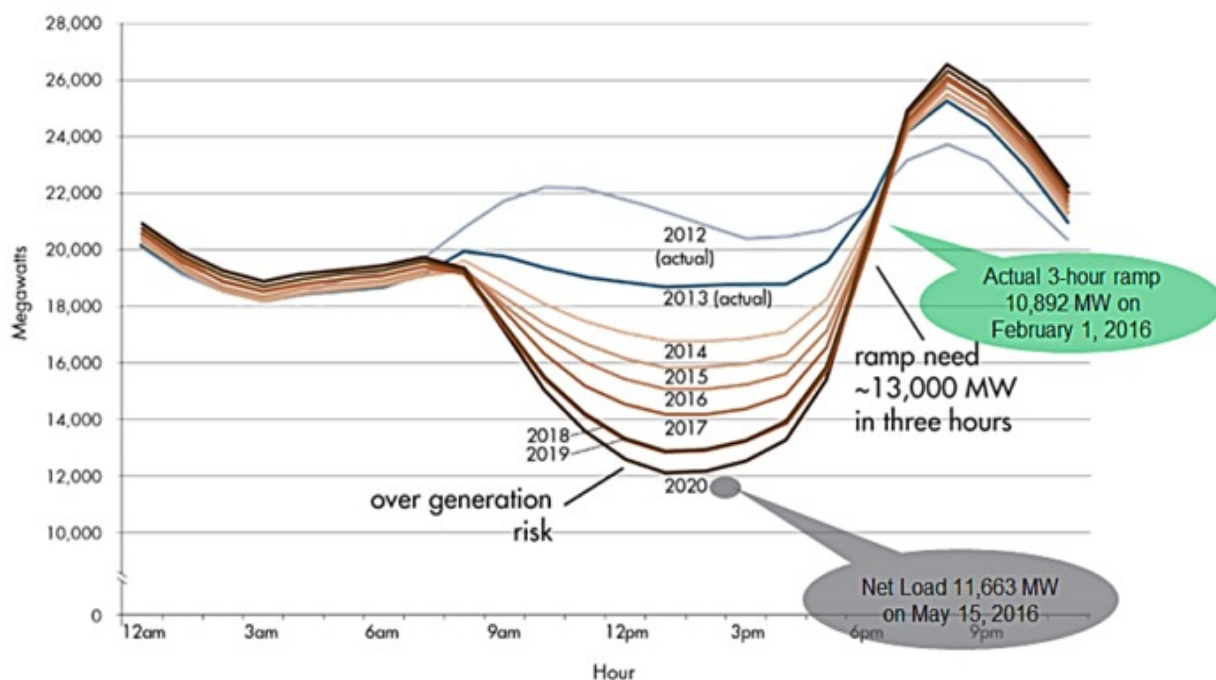


Рис. 2 . График суточной нагрузки энерго мощностей в энергосистеме Калифорнии за вычетом СЭС - Duck Curve [34 - на основе данных с сайта CAISO.com].

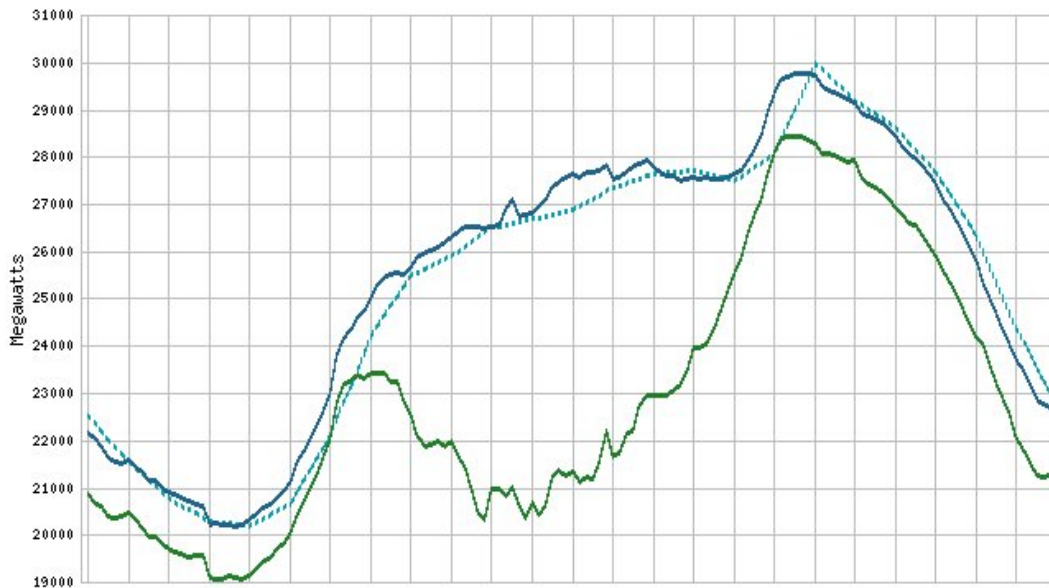


Рис. 3. Графики суточной потребности в электричестве и суточной потребности в генерации электричества без ВИЭ [34 - на основе данных с сайта CAISO.com].

Синяя линия – график потребностей в электричестве, **зеленая линия** – потребность в генерации за вычетом ВИЭ, **в центре** – зона выработки СЭС.

Решение проблемы Калифорнии эксперты видят во внедрении новых **систем краткосрочного хранения энергии**, мини-ГЭС и управления потреблением.

Проблемы в энергосистемах, связанные с работой в системе определенной доли установок нестабильных ВИЭ, отмечаемые в публикациях зарубежных экспертов, привели к развитию подхода энергосистемного экономического анализа, при котором **«...производство электроэнергии генерирует затраты за пределами периметра отдельной станции. Такие внешние издержки или системные издержки имеют характер прерывистости и связаны с перегрузкой сети или нестабильностью поставок»** [14, 33, 100, 101]. **Системные затраты определяются как затраты, связанные с обеспечением надежности работы энергосистемы, гарантией поставок и структуры потребностей, эти затраты выше уровня затрат станции.**

Оценка системных затрат может иметь существенные различия при работе различных долей технологий производства электроэнергии в разных энергосистемах. Отличие таких затрат для разных технологий основано на том, что невозможность управления (диспетчирования) работой установок повышает уровень системных затрат (например, для установок ВЭС и СЭС), при возможности управления (диспетчирования) работой энергетической

установки (например, АЭС), системные затраты снижаются из-за определенности режимов работы энергоустановок.

Традиционный экономический анализ, в котором мерой конкурентоспособности различных генераторов электроэнергии являются удельные приведенные затраты на производство энергии энергоустановкой – **показатель LCOE**, демонстрирует свою ограниченность и несостоятельность при большой доле новой генерации ВЭС и СЭС в системе, несмотря на решение задачи «декарбонизации» электроэнергетики за счет возобновляемой генерации. Требуется новый подход с анализом структуры потребностей в электроэнергии, структуры генерации и системными затратами.

В зарубежных странах появился и развивается новый методический экономический подход оценки полных системных затрат на производство электроэнергии в конкретной энергосистеме при определенных долях конкретных энерготехнологий в системе, так называемые нормированные системные оценки стоимости производства продукции, которые определяются через **показатель SLCOE** [14, 100, 101]. При системном анализе учитываются особенности каждой технологии, которые могут определить ее востребованность в конкретной энергосистеме и снизить нагрузку на систему через снижение системных затрат. При этом системное значение – показатель SLCOE - может изменяться в часовых зонах суток или в ежедневных границах при различной структуре системных потребностей. Изменения системной цены могут рассматриваться и для более длительных интервалов времени с учетом развития структуры потребностей и структуры производителей.

Ограничения анализа LCOE становятся все более очевидными и серьезными для будущих оценок, поскольку рыночная ценность электроэнергии VRE снижается из-за их нестабильности с увеличением их доли в системе при этом возрастают системные затраты и растет конечная цена электроэнергии для потребителя, несмотря на снижение показателя LCOE для проектов ВИЭ.

Западные эксперты изучают возможность совместной работы проектов ядерной энергетики (диспетчируемая генерация) и переменных возобновляемых источников энергии (VRE), таких как ветер и солнечная фотоэлектрическая энергия, предполагая снижение общих системных затрат от их взаимодействия. Формирование концепций энергосистем с определенными системными эффектами становится все более важным в системах обезуглероживания электроэнергетики стран ОЭСР [14, 33, 34, 35, 100, 101].

Накопители энергии.

Решение проблемы работы электроэнергетических систем с большой долей (свыше 25-40%) нестабильных ВИЭ (ВЭС и СЭС) эксперты разных стран видят также в создании комплексов с крупномасштабными батареями – накопителями [56, 57, 58, 94, 95]. Аккумуляция энергии может обеспечить

поставки электроэнергии в периоды высокого пикового спроса, который традиционно удовлетворяется с помощью газовых пиковых электростанций (ГТУ) и ГЭС.

Для энергосистем рассматриваются варианты создания разных систем накопления энергии. Системы накопления не востребовавшейся электроэнергии, **во-первых**, создают дополнительную опцию для максимально эффективного использования мощности основной энергоустановки и обеспечения ее экономической эффективности, а, **во-вторых**, создаются ресурсы для более эффективного покрытия зоны пиковой нагрузки в энергосистеме.

Согласно докладу Австралийского Совета по чистой энергии (Clean Energy Council) [56, 57, 58], весьма актуального для Австралии, системы накопления энергии будут дешевле, чем газотурбинные установки для предоставления услуг по обеспечению пиковой нагрузки в энергосистеме. Поскольку в Австралии высока доля ВИЭ в энергосистеме (в отдельные периоды времени выработка от ВИЭ приближается к 50%- 2019 год), то оператор австралийского энергетического рынка (АЕМО) ожидает, что к 2040 году на национальном рынке электроэнергии потребуются от 6 до 19 ГВт новых управляемых («диспетчируемых») мощностей, включая накопители энергии. С другой стороны, согласно политике снижения выбросов, доля ВИЭ в Австралии может составить стабильно 50% в общем объеме вырабатываемой электроэнергии к 2024 году и, согласно прогнозам, 100% - к 2032.[56, 57, 58].

Комплексная работа АС с системами аккумулирования энергии многократно рассматривалась для больших мощностей АЭС в целях работы энергоблока АЭС с постоянной нагрузкой и отказа от режимов суточного, недельного и сезонного маневрирования мощностью реактора.

Рассмотрение сценария работы проектов АС на базе ММР в комплексе с накопителями в изолированных или локальных энергосистемах также может считаться актуальной задачей при рассмотрении вопросов системной и экономической эффективности работы установки АС малой или средней мощности.

В контексте развития и оптимизации энергосистем рынок накопителей, как отмечают эксперты [56, 57, 58, 95], может стать очень важным и востребованным сегментом электроэнергетики в ближайшие 20 лет. В России доля выработки от ВИЭ не так высока (*в 2020 году доля выработки электроэнергии от ВИЭ в системе России не превышала 2% (в перспективе предполагается развитие до 4-5%), установленная мощность солнечных и ветряных электростанций составляет 1354,88 и 172,43 МВт — 0,55% и 0,07% от общей мощности*), поэтому развитие направления аккумулирования электроэнергии идет довольно сдержанно в отличие от стран, где потребность в накопителях чрезвычайно высока, а перспектива развития этого бизнеса многообещающая в связи с востребованностью рынком.

Развитие разных сценариев оптимизации работы электрических систем с ВИЭ и с распределенной генерацией в настоящее время анализируется экспертами разных стран и может пойти по разным направлениям, среди которых:

- **ВИЭ +накопители энергии,**
- **ВИЭ +АС на базе ММР,**
- **ВИЭ+ АС на базе ММР+ накопители.**

Возможности развития и оценки таких комплексных (гибридных) энергетических систем позволят выбрать наилучший вариант для конкретной энергетической системы или для конкретного региона.

3.1.2. Системы когенерации, тригенерации для АС на базе ММР.

В сценариях работы АС на базе ММР *с неэлектрическими системами*, могущими позволить максимально эффективно использовать энергетическую мощность АС, экономическим требованием к сценарию является не только доходность и эффективность самой энергоустановки, но и той *внешней системы* (когенерационной или промышленной), для которой будет выдаваться энергия АС. Техничко-экономические оценки таких комплексных систем, пригодных для объединения с АС, помогут, не снижая мощности АС, обеспечить востребованность ее энергетической продукции и обосновать экономическую эффективность всей системы. Создавать подобные комплексные объекты выгодно только для стабильного потребителя при постоянной предварительно известной нагрузке.

С экономической точки зрения основным критерием когенерационной системы является инвестиционная рентабельность комбинированного проекта. [2, 18]. Важным аспектом при разработке таких систем, как говорят эксперты, является также то, что, если когенерационные установки находятся за пределами ядерной площадки, то можно избежать лицензионных ограничений.

Результаты разных исследований [1, 2, 4, 18, 20, 23] показывают, что такими *технически и экономически целесообразными сценариями* могут быть:

- централизованное теплоснабжение, очистка воды;
- выработка высокотемпературного тепла для технологических нужд,
- системы централизованного охлаждения [71];
- опреснение воды,
- производство водорода,
- промышленное производство – металлургическое, нефтехимическое, др.
- разработка месторождений,
- перерабатывающее производство,
- прочее

Каждая страна-разработчик проектов SMR изучает спектр возможного экономического применения конкретной установки (конкретные «нишевые»

рынки), поскольку только технологические параметры конкретной установки и экономическая востребованность смогут обеспечить экономическую эффективность и инвестиционную привлекательность проекта. Определение востребованности на «нишевом» рынке определит серийность изготовления оборудования и позволит снизить высокие капитальные затраты проектов АС на базе ММР за счет ряда факторов [10]. Зарубежные эксперты предполагают, что с точки зрения промышленной политики, ключевые экономические и нормативные неопределенности, относящиеся к SMR, смогут быть решены только при развертывании серийного промышленного изготовления реакторов - FOAK - [2].

Страны, активно ведущие работы по разработке проектов SMR, в своих исследованиях выделяют рыночные ниши для разрабатываемых ими проектов SMR.

Например, *Канада* [3, 4, 5] обозначила три потенциальных рыночных применения внутри страны:

- производство электроэнергии и выдача мощности в сети энергосистемы (on-grid power) ;
- обеспечение энергетической безопасности удаленных сообществ (remote communities) источниками тепла и электроэнергии;
- тяжелая и горнодобывающая промышленность (heavy industry & mining), где существует потребность в качественном высокотемпературном паре.

В *европейских странах* в связи с Программой снижения углеродных выбросов и перспективой вывода из эксплуатации большого количества блоков АЭС к 2050 году, отслуживших свой срок, активно исследуются и обсуждаются вопросы сооружения мощностей АС на базе ММР в целях:

- стабилизации электроэнергетических систем со значительной долей нестабильной генерации ВИЭ,
- потенциального применения энергии АС для централизованного теплоснабжения жителей городов и территориальных образований с разной численностью населения [68, 69, 70, 71, 72];
- для систем централизованного охлаждения [70,72],
- для производства водорода [96, 97].

В связи с реализацией в разных странах программ по снижению углеродных выбросов, *в экономические оценки* энергетических проектов (не исключение проекты SMR) предполагается включать *оценки от экологического эффекта работы энергоустановки* (баланс положительного – отрицательного влияния), который основан как оценках объемов углеродных выбросов (или снижении выбросов) на разных этапах ЖЦ проекта АС и на динамике ценообразования на углеродные выбросы, также предполагается оценка снижения тепловых выбросов от АЭС.

В *Великобритании* активную позицию по развитию и реализации проектов SMR, прежде всего в национальных интересах, а в перспективе – для мировых рынков, проявляет компания Роллс-Ройс (Rolls-Royce). Проект

Роллс-Ройс больше относится к средней мощности (~450 МВт-э) и выбран для разработки и внедрения в связи с национальными перспективными потребностями энергосистемы в энергомощностях новых АЭС и в связи с экономически эффективными оценками производства электроэнергии установкой именно такой мощности. Технологический концерн Роллс-Ройс обосновал перспективы использования ядерной энергии в качестве экономически конкурентоспособного (по сравнению с ВИЭ) источника энергии с нулевыми выбросами углерода. Конкурентоспособность будет достигнута в перспективе при серийном производстве модулей, но важным фактором для стабильного энергоснабжения является управляемость (диспетчируемость) энергоустановки АЭС на базе SMR, что снижает стоимость системных затрат энерготехнологии по сравнению с ВИЭ.

Теплоснабжение от АЭС для Европы.

Теплоснабжение от атомных источников энергии рассматривается как самое перспективное направление когенерационного использования энергии от АС на базе ММР. Это связано как с потребностью в декарбонизации теплового сектора энергетики, так и с потенциальной возможностью расположения установок АС на базе ММР в относительной близости от населенных пунктов, что является немаловажным фактором обоснования экономической эффективности использования атомных проектов в централизованном теплоснабжении.

В разных странах Европы базовыми источниками теплоснабжения являются угольные и газовые станции. Задача снижения парниковых газов заставляет многие страны рассматривать потенциальную возможность сооружения проектов АС на базе ММР для решения задачи теплоснабжения населенных пунктов разной численности. По расчетам Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), в процессе генерации выбросы от угля составляют 820 гр CO₂-эквивалента на кВт.час, что в 20 раз больше, чем от ветра или атомной энергетики (по оценкам оба источника дают по 12 гр CO₂-эквивалента на кВт.ч). По другим оценкам, выбросы от атомной генерации составляют ~6 гр CO₂-эквивалента на кВт.ч.

Финляндия и Франция [68, 69, 70, 71, 72] активно изучают возможность использования тепла АЭС (в первую очередь, проектов SMR) в системе централизованного теплоснабжения городов. Атомные проекты рассматриваются как один из перспективных вариантов для обеспечения теплом городов Финляндии и Франции, к тому же есть мировой опыт снабжения теплом от АЭС большой и средней мощности населенных пунктов в разных странах, включая европейские [65, 66]. Франция обращает внимание на проекты атомных комбинированных тепловых электростанций - ***Nuclear Combined Heat Power plants (NCHP)*** для систем централизованного теплоснабжения.

В Финляндии, в силу географического расположения, большая часть потребляемой энергии составляет не электричество, а тепло, к тому же в

сфере теплоснабжения остро стоит проблема парниковых газов, поскольку большая часть энергии, расходуемой на теплоснабжение получается от таких источников энергии как уголь и газ [65, 66].

«Базовыми источниками теплоснабжения большого Хельсинки являются газовые и угольные ТЭЦ, ежегодные атмосферные выбросы которых составляют около 5–7 млн тонн CO₂.» Теплоснабжение от SMR поможет существенно снизить показатель выбросов. Для этих целей Центр технических исследований VTT Финляндии провел исследование для обоснования перспективы использования проектов SMR в системах теплоснабжения, включив в рассмотрение американский реактор NuScale Power. Он должен производить 160 МВт тепла и 50 МВт электричества. Сооружение коммерческого проекта с использованием этой установки запланировано для станции в штате Айдахо, где будут работать сразу 12 реакторов общей мощностью 600 МВт. В Айдахо климат не такой суровый, как в Финляндии, поэтому *тепловая энергия АЭС* будет направляться *на очистку воды*.

По результатам исследования Центр технических исследований VTT в Финляндии сообщил о запуске проекта по разработке небольшого модульного реактора (SMR) для централизованного теплоснабжения. Рассматриваются конкретные варианты для теплоснабжения Хельсинки. Один из вариантов исследования, проведенного в Хельсинки, рассчитан на производство в будущем определенных объемов годовой энергии:

- использование в централизованном отоплении 8 ТВтч,
- электроэнергии 12 ТВтч
- 4 ТВтч водорода для транспортного топлива.

Для рассмотрения при разработке реактора SMR для теплоснабжения были выбраны следующие реакторы: проект китайского реактора *HTR-PM* (high-temperature gas-cooled reactor-pebble-bedmodule – высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с газовым слоем) мощностью 200 МВт (э), прототип которого строится в настоящее время в Китае, и интегральный реактор с расплавленной солью (*IMSR - Integral Molten Salt Reactor*), разработанный в Канаде и предназначенный для использования в различных приложениях, требующих выработку тепловой энергии от производства только электроэнергии до когенерации, или производство только технологического тепла [98].

Интерес к низкоуглеродному теплоснабжению проявляют и другие страны Европы, что связано с Программой снижения углеродных выбросов. Например, теплоснабжение *Дании в отличие от производства электроэнергии* (ветряная энергия производит более 50 %, потребляемой Данией электроэнергии, ожидается, что ее производство увеличится до 2024 года на 80%) базируется на следующих источниках энергии: 1/3 – **уголь**, 1/3 – природный газ, 1/3 – возобновляемые источники энергии и отходы, что заставляет рассматривать новые источники энергии для теплоснабжения.

Китай.

В Китае, где сейчас работают в основном угольные ТЭЦ для нужд районного теплоснабжения, чья работа вносит значительный вклад в общий выброс CO₂. [67], предлагаются разные варианты замены угольных станций на ядерные установки, производящие тепло. Например, китайская ядерная корпорация CNNC предлагает заменить угольные станции на блоки с реакторами DHR-400, что позволит снизить выбросы CO₂ в Китае до минимально возможного уровня к 2050 году. Особенности проекта DHR-400 описаны кратко в подразделе 3.2.

Более подробный анализ вопросов участия проектов АС на базе ММР в теплофикации с акцентами на экономические оценки представлен в разделе 4 данного исследования.

Россия

Сценарии и потенциальные рыночные ниши для проектов АС на базе ММР в национальном пространстве России во многом определяются как ее географическим положением (холодные территории требуют, прежде всего, производства больших объемов тепла), имеющимися альтернативными энергетическими ресурсами, так и особенностями отраслей экономики, где они могут быть востребованы.

Для перспектив реализации проектов АС на базе ММР на международных рынках или продажи продукции (например, водород), производимой при помощи этих энергетических проектов, необходимо изучение потенциальных рыночных ниш для зарубежных площадок, рынков продукции и технико-экономических характеристик проектов, которые будут востребованы для их потенциального использования в конкретных сценариях.

В России активно рассматривается вариант реализации проектов малой атомной генерации в Арктическом регионе. В материалах Регионального Форума-диалога «Сотрудничество для устойчивого развития Арктики» (Мурманск, 26-27 сентября 2018 года) в докладах обозначены основные факторы необходимости проектов АСММ и ключевые опорные зоны развития, предлагаются конкретные проекты реактора для потенциальных опорных зон, например ВК-300 (на основе опыта эксплуатации реактора ВК-50 [46].



Рис.4. Карта опорных зон России для сооружения АСММ [46]

Необходимость проектов АСММ, согласно эксперту [46] обоснована:

- « - Созданием надежной системы рационального энергообеспечения для устойчивого социально-экономического развития Арктических территорий и опорных зон развития;
- Изоляцией от единой энергосистемы;
 - Дефицитом собственной энергосыработки, основу которой составляют дизельные электростанции (стоимость электроэнергии 50-450 руб./кВт*ч);
 - Продолжительностью отопительного сезона более 300 дней в году;
 - Технической сложностью и высокой стоимостью доставки углеводородного топлива;
 - Экологическими проблемами использования углеводородного топлива.»

Перечислены **опорные зоны для развития** [46]:

- «1. Кольская – развитие минерально-сырьевой базы Мурманской обл.;
2. Архангельская–судостроение, машиностроение, логистика, лесопромышленный комплекс и туризм. Развитие добычи свинца, цинка и серебра и транспортной инфраструктуры для обеспечения освоения Арктики;
- 3-4. Ямало-Ненецкая и Коми – развитие нефтегазохимического кластера и угледобычи. Планируется перспектива добычи на севере полуострова Ямал, на шельфе акваторий Обской и Тазовской губ Карского моря;
- 5-6. Таймыро-Туруханская и Норильск. В настоящее время производится более 90% российского объема никеля, более 40 % меди, 98 % металлов платиновой группы, планируется расширение рудной базы и развитие угледобычи;

7. Северо-Якутская – развитие транспортной инфраструктуры, реконструкция портов, создание высокотехнологичной Жатайской судовой верфи;

8. Чукотская – развитие транспортной инфраструктуры.

Потребность в электроэнергии более 5 ГВт:

Добыча нефти – 0,24 ГВт;

Добыча и сжижение газа – 4,85 ГВт»

В углубленных маркетинговых исследованиях выбор определенной рыночной ниши в качестве главной потребительской ниши для продукта, а также для поиска заказчиков и потребителей важен и необходим, но, не менее важно, чтобы эта ниша была перспективной для роста заказов. Такая востребованность позволит обосновать масштабы, объемы, целесообразность и экономическую привлекательность конкретного инновационного проекта АС на базе ММР.

Российским проектам АС на базе ММР предстоит серьезная конкуренция с другими (альтернативными) энергетическими проектами малой и средней мощности на российском рынке в определенных нишах и с проектами АС на базе ММР на зарубежных рынках. Поскольку рыночные ниши для энергетических рынков не безграничны ни по масштабам (объемам), ни по динамике их освоения, поэтому чрезвычайно важны временные сроки готовности проектов к выходу на рынки.

3.2. Особенности, возможности и характеристики проектов АС на базе ММР для работы в разных сценариях с акцентами на обеспечение их экономической востребованности.

Исследование рыночных потребностей, особенно для «нишевых» рынков, тесно связано с анализом технологических, технических и промышленных возможностей проектов. Понимание различных потребностей каждой рыночной ниши, временные краткосрочные и среднесрочные перспективы рынка, условия потенциальных площадок, величины мощности единичного блока-модуля и мульти-блочной установки на одной площадке необходимы для оценки технической и экономической целесообразности разработки и внедрения конкретных ядерных технологий и проектов, а также для обоснования требований к этим установкам.

Каждая страна-разработчик проектов SMR рассматривает технологические и проектные возможности конкретной установки, которые могут иметь прикладное значение при работе SMR в разных рыночных нишах, географических зонах и в границах энергопромышленных комплексов.

Некоторые проекты обладают определенным **широким спектром прикладных приложений**. Такие возможности могут обеспечить энергоустановкам большую востребованность в связи с ее прикладной универсальностью, но при этом важны вопросы безопасности работы

установки в разных режимах, получение разрешений регуляторов может быть дольше и сложнее, оценка стоимости такой многофункциональной установки может быть выше, чем стоимость установки с нешироким (1-2) спектром приложений. Следовательно, можно предположить, что цена энергопродукции, которая будет производиться на таких установках, будет выше.

Например, канадский реактор ISMR - Integral Molten Salt Reactor «помимо выработки электроэнергии, также способен производить тепловую энергию за счет использования расплава солей с температурой около 600 С, благодаря чему в *спектр возможных применений установки входят такие энергоемкие операции, как опреснение воды, производство водорода, нефтепереработка, а также изготовление чистого синтетического топлива для транспорта*. Реактор ISMR также может применяться в комбинации с ВИЭ, так как он способен быстро реагировать на изменение нагрузки в энергосети, позволяя обойтись без использования накопителей» [23].

Некоторые страны разрабатывают небольшие ядерные установки с определенными параметрами, которые планируется использовать исключительно с одной целью *в одном приложении*. Например, китайский реактор DHR-400 (т) - бассейновый низкотемпературный реактор, планируется использовать *только в целях отопления*, турбина в нём исходно не предусмотрена. Вода в активной зоне нагревается до температуры 90°С, к потребителям она поступит с более низкой температурой. В общей сложности, один блок с DHR-400 сможет обеспечить теплом до 200 тысяч трёхкомнатных квартир [67]. Проект исключительно «*нишевый*» и *национальный*, разработан в целях нужд районного теплоснабжения Китая для снижения углеродных выбросов от угольных ТЭЦ, поскольку угольные станции различных типов обеспечивают свыше 80% потребностей страны в теплоснабжении населённых пунктов. Один реактор DHR-400 сможет заменить в год использование до 320 тысяч угля. Это важная причина, почему создатели рассчитывают получить поддержку от правительства КНР на его широкое внедрение. При таком варианте прикладного использования конкретного ядерного проекта малой мощности потенциальная экономическая востребованность проекта, а также промышленная серийность изготовления реакторов и оборудования сможет гарантировать инвесторам экономическую эффективность и инвестиционную привлекательность проекта, а потребителю – невысокую стоимость теплоснабжения.

Отдельным срезом для рыночного исследования является анализ *мощностного спектра разных установок* с точки зрения востребованности конкретной мощности на площадке при работе в конкретной рыночной и территориальной нише.

Экспертами рассматриваются варианты многофункциональности работы АЭС малой или средней мощности на одной площадке за счет

компоновочных решений АЭС при расположении на площадке нескольких реакторных модулей, каждый из которых может работать в определенном режиме, например, один модуль – только выработка электроэнергии в базовом режиме, другой модуль - режим комбинированный: электроэнергия с отслеживанием нагрузки в сети + тепло или другой когенерационный продукт [18, 20]. Рассмотрение комбинаций таких решений-приложений требует отдельных исследований с учетом возможностей и параметров блоков ММР и потребностей внешней системы. Также экспертами и регулирующими органами разных стран делается акцент на уникальность и новизну мульти-модульных проектов АС на базе ММР, что потребует разработки специальных требований для получения лицензии на размещение и сооружение такого объекта (американский проект NuScale)[10].

Поскольку, как говорилось выше, работа реактора в режиме слежения за нагрузкой оценивается для самого проекта АС экономически неэффективной, а в региональных системах и в системах когенерации могут быть требования к возможностям проектов ЯЭУ работать в таких режимах, то эксперты, обосновывая возможности АС на базе ММР, делают акцент на то, что особенно серьезное проектное обоснование требуется для режима динамического слежения за нагрузкой в отличие от режима предварительно заданного изменения мощности. Следует сделать акцент на то, что, несмотря на наличие потенциальных требований к режимам работы энергоустановок, в зарубежных исследованиях большинство концепций PWR SMR в приоритетном порядке обосновывают обеспечение базовой электрической нагрузки.

Разные технические возможности проектов АС на базе ММР в отношении режимов работы могут предполагать специальные подходы для обоснования экономики проектов, работающих и производящих продукцию в соответствующих режимах.

Эксплуатация.

С точки зрения экономики, безусловно важно максимально эффективное использование мощности установки, что определяет потенциальный возврат капитальных затрат и окупаемость инвестиционных вложений, но при этом не менее важен анализ эксплуатационных параметров проекта – эксплуатационные режимы при разных сценариях работы и производства энергетической продукции, циклы ядерного топлива для разных технологий и проектов, другие эксплуатационные характеристики и параметры, которые на протяжении продолжительного эксплуатационного периода (40-60 лет) должны обеспечить экономическую эффективность всего жизненного цикла (ЖЦ) проекта АС.

Важным параметром для оценки экономики проекта SMR является срок эксплуатационной жизни установки. Поскольку большинство разработок инновационных проектов SMR указывают срок жизни не менее 50 лет, то важна долговременная востребованность на одной площадке мощности энергоустановки. Как констатируют исследователи [18, 20], в

случае сокращенного времени работы энергоустановки на площадке, возникает необходимость перемещения ее с одной площадки на другую (например, завершились работы по разработке месторождения), что может поставить под вопрос целесообразность инвестиций в такой проект и окупаемость проекта при эксплуатации ее на одной площадке в течение укороченного срока (например, 1/2 эксплуатационного срока жизни), а также могут быть трудности при получении лицензии для размещения и эксплуатации на новой площадке ранее работавшей энергоустановки на другой площадке.

В качестве одного из *примеров требований к установкам* малой и средней мощности для сооружения на площадках опорных зон Северных регионов России предложен следующий перечень [46].

«Когенерационный энергоисточник: на производство горячей воды и пара для нужд городов и промышленности расходуется в полтора раза больше топлива, чем электроэнергия;

- Наличие в составе не менее двух энергоблоков;
- Высокая маневренность;
- Повышенная надежность;
- Минимальное воздействие на окружающую среду;
- Серийное изготовление в заводских условиях;
- Максимальное сокращение объемов монтажных работ на площадке станции;
- Минимальное обслуживание энергоблока вплоть до полной автономности;
- Максимально возможный межремонтный период.»

Данный перечень содержит *общие концептуальные требования*, которые не могут служить достаточным основанием для выбора той или иной технологии и проектной разработки для конкретного сценария и конкретной рыночной ниши, в том числе, с точки зрения экономического анализа.

Специфика прикладного (на начальном этапе - «нишевого») характера реализации проектов АС на базе ММР заключается в том, что для выбора и принятия решения важен определенный спектр параметров самой установки, а также определенные характеристики конкретного сценария работы установки. Соединение в экономическом анализе этого комплексного набора параметров, позволит получить более приближенные к реальности экономические оценки.

3.3. Развитие направления распределенной генерации в РФ. Комплексы АЭК. Перспектива для работы АС на базе ММР в формате АЭК.

В России в рамках организационной реформы единой энергосистемы (начало - 2008-2010 гг.) не были учтены определенные вопросы, относящиеся

к региональным энергосистемам, к задачам регионального теплоснабжения, локальному электроснабжению и работе небольших генерирующих мощностей, как в зоне территориального охвата единой энергосистемой РФ, так и в территориально изолированных энергетических структурах.

В зарубежных исследованиях направление, связанное с размещением и работой небольших генерирующих мощностей, принято называть «distributed generation» - распределенная генерация. Бурное развитие и поддержка со стороны правительств разных стран направления ВИЭ, которое стало главным стимулирующим фактором для развития новых мощностей распределенной генерации при наличии традиционной распределенной генерации [33-38] привело к необходимости не только государственной и финансовой поддержки этого направления [31], но и к необходимости формирования нормативно-законодательного регулирования многих процессов в энергосистемах. В странах Европы, США, Австралии, других странах выстроена определенная система технических и коммерческих правил и механизмов для развития генерации небольшой мощности с возможностью работы производителей электроэнергии распределенной генерации как непосредственно только на потребителей, так и на выдачу избытков электроэнергии через сетевые мощности в централизованное энергоснабжение, или, наоборот, получение недостающей электроэнергии потребителями в системе с распределенной генерацией. В странах Европы в настоящий момент от объектов распределённой генерации получают около 30 % всей вырабатываемой энергии [33, 38].

Прогнозы аналитиков консалтинговой компании Navigant Research свидетельствуют о возможном трёхкратном увеличении объёма мощности распределённой генерации в мире к 2026 году по сравнению с централизованным энергоснабжением (Рис. 5). На исследования компании Navigant Research ссылаются все ведущие энергетические мировые компании и аналитические энергетические институты, включая российские [43].

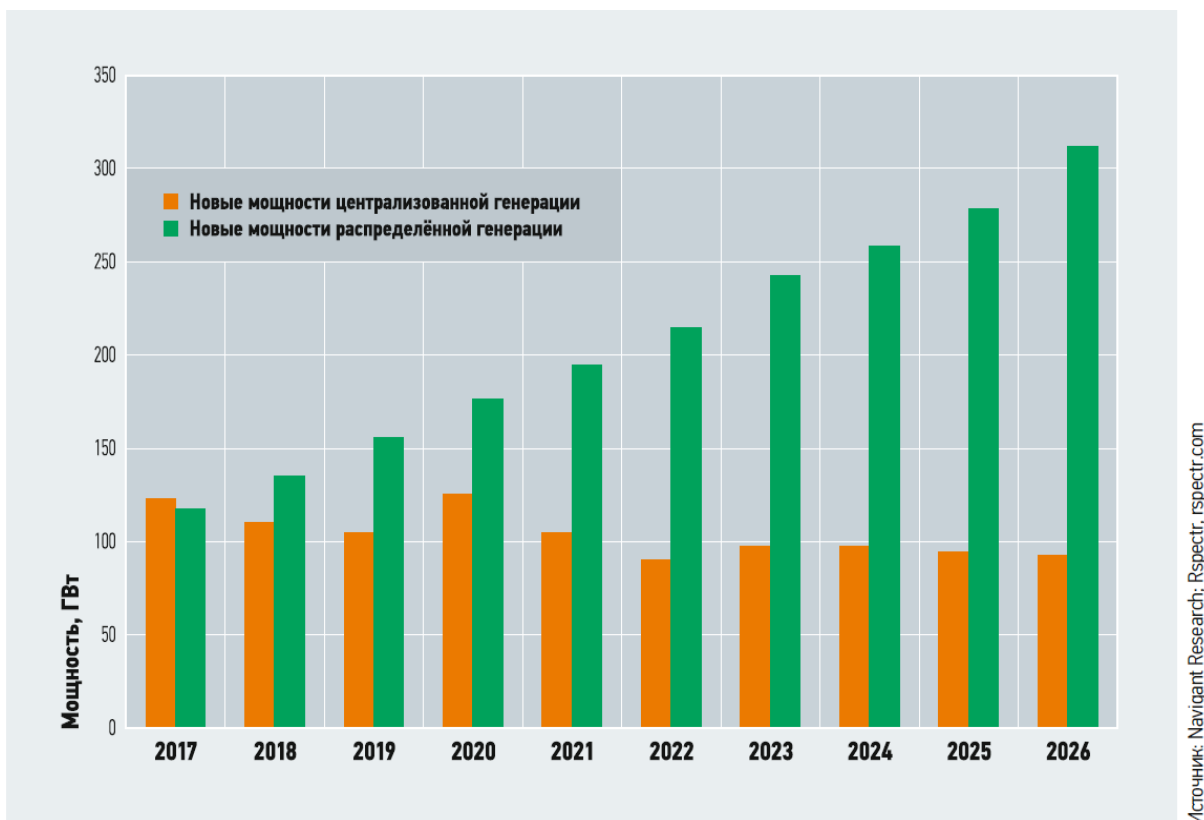


Рис. 1. Прогноз объёма централизованной и распределённой генерации электроэнергии в мире

Рис 5. Источник [44].

Понятие **распределенной генерации** дается разными организациями разных стран с учетом особенностей и акцентов на определенные факторы реализации таких проектов, но основная суть у таких определений в принципе не отличается [37, 38].

Всемирный Союз Распределенной Энергетики (WADE – World Alliance for Decentralized Energy): *«Децентрализованная энергетика – это производство электроэнергии на месте или вблизи места потребления независимо от размера, технологии или топлива - как вне сети, так и параллельно с сетью.»*

Международное энергетическое агентство (IEA - International Energy Agency): *«Распределенная генерация - это генерирующий объект, вырабатывающий электроэнергию в месте нахождения потребителя или обеспечивающий поддержку распределительной сети, подключенный к сети при напряжении уровня распределения.»*

Союз Распределенной энергетики Америки (DPCA - Distributed Power Coalition of America): *«Распределенная генерация – это генерирующий объект малой мощности с использованием технологии любого типа, производящий электроэнергию ближе к потребителю по сравнению с генерирующими объектами централизованного энергоснабжения.»*

Министерство энергетики США (DOE US) *«Распределенная генерация – модульные генерирующие объекты малой мощности, расположенные вблизи от потребителя- позволяет избежать дорогостоящих инвестиций в*

системы передачи и распределения, а также обеспечивает надежную подачу электроэнергии лучшего качества.»

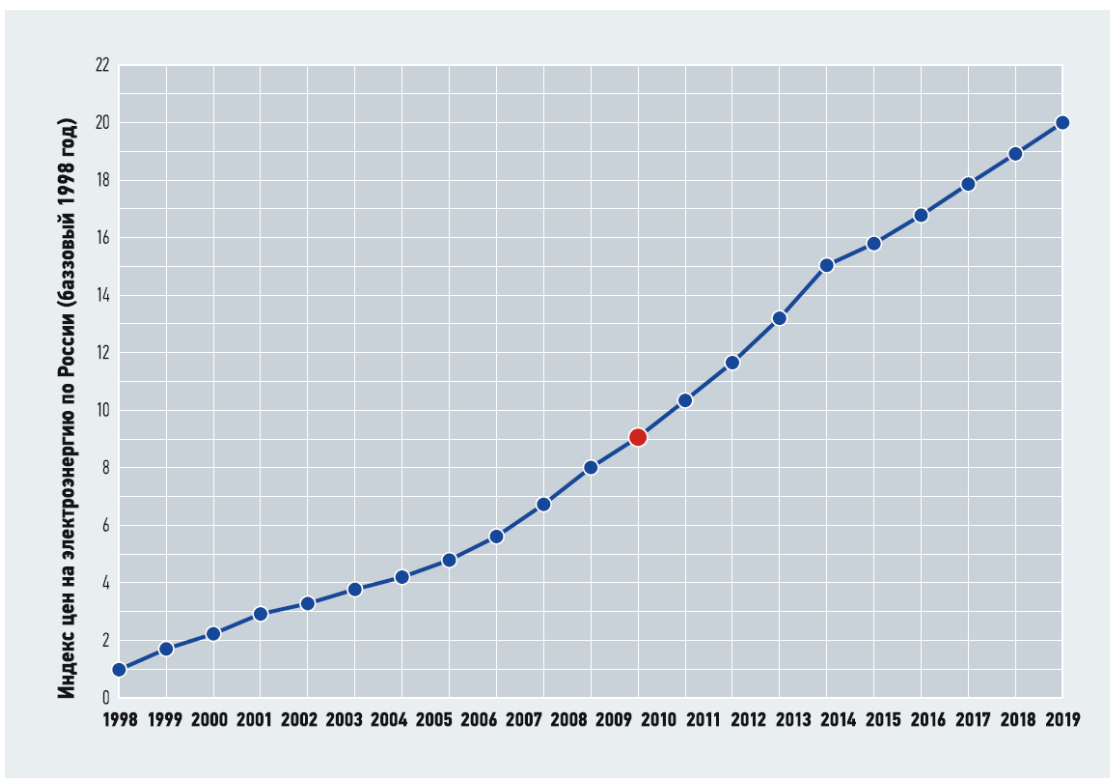
*-«**Распределенная генерация** - генерация, которая присоединена к распределительной, а не к передающей (магистральной) сети, со стороны энергокомпании, либо со стороны потребителя»*

3.3.1. Распределенная генерация в России.

В России под понятие распределенной генерации попадает собственная генерация потребителей до 25 МВт, которая не обязана работать на оптовом рынке. Экономические преимущества такой генерации заключаются в том, что конечная цена для потребителя не включает, прежде всего, тариф на передачу электроэнергии по сетям, который составляет в России до ~ 50% от конечного тарифа потребителя при покупке электроэнергии и мощности на ОРЭМ, а также не включает другие нерыночные надбавки.

Благоприятные условия для обновления региональных энерго мощностей, для создания энерго мощностей на возобновляемых источниках, а также для развития направления распределенной генерации начали создаваться в России позже, чем в других странах (Европа - ~2001-2005, Россия - ~2014-2017гг). Российские эксперты уверены, что распределенная генерация – это мировой тренд и связано это с изменением концепции организации энергосистем, поэтому вопрос развития и внедрения технологий распределенной генерации чрезвычайно актуален для России.

В РФ историческое наличие традиционных блок-станций при промышленных объектах, региональных энергоустановок для производства электроэнергии и теплоснабжения, современная их модернизация, а главное, сооружение новых генерирующих мощностей для конкретных потребительских ниш, в основном промышленных, привело в последние 3-4 года к неконтролируемому росту мощностей распределенной генерации, к нерегулируемым процессам и непредсказуемым последствиям для единой энергосистемы РФ. Процессы сооружения мощностей распределенной генерации были вызваны быстрым ростом цен на электроэнергию в последние годы, особенно для промышленных потребителей и, как следствие, статья затрат на электроэнергию у крупных оптовых потребителей, стала расти.



Источник: Гагазова С.В. [24]

Рис. 14. Индекс цен на электроэнергию по РФ в 1998–2020 годах [24]

Рис. 6. Источник [44].

Аналитики отмечают, что основными инициаторами внедрения распределённой генерации в РФ являются промышленные предприятия, рассматривающие собственную генерацию как эффективный способ снижения затрат и решения проблем с подключением к электросетям.

Из-за увеличения суммарных мощностей распределенной генерации [37, 42] *снизилась потребность в электроэнергетических мощностях централизованного электроснабжения* (избытки больших генерирующих мощностей в РФ к 2021 году оцениваются от 30 до 50 Гвт (э)).

По данным Росстата, доля производства электроэнергии на дизельных электростанциях общего пользования, изолированных электростанциях (не работающих в энергосистеме) и промышленных блок-станциях, которые относят к объектам распределенной генерации, в общем объеме производства электроэнергии в России начала расти в период 2010-2016 гг [41,44], в 2016 году составляла 4,7%. К 2020 году эта доля составила - ~ 6-7%. [41,44].

При этом в последние 3-4 года доля распределенной генерации прирастала темпами— около 4-5% в год. Темпы более быстрые, чем темпы роста потребления энергии по ЕЭС России. Производство электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2020 году сократилось на 3% к уровню 2019 года, до 1047,03 млрд кВт·ч, потребление электроэнергии в ЕЭС РФ снизилось на 2,3%, до 1033,72 млрд кВт·ч – согласно годовому Отчету Системного оператора ЕЭС РФ за 2020 год

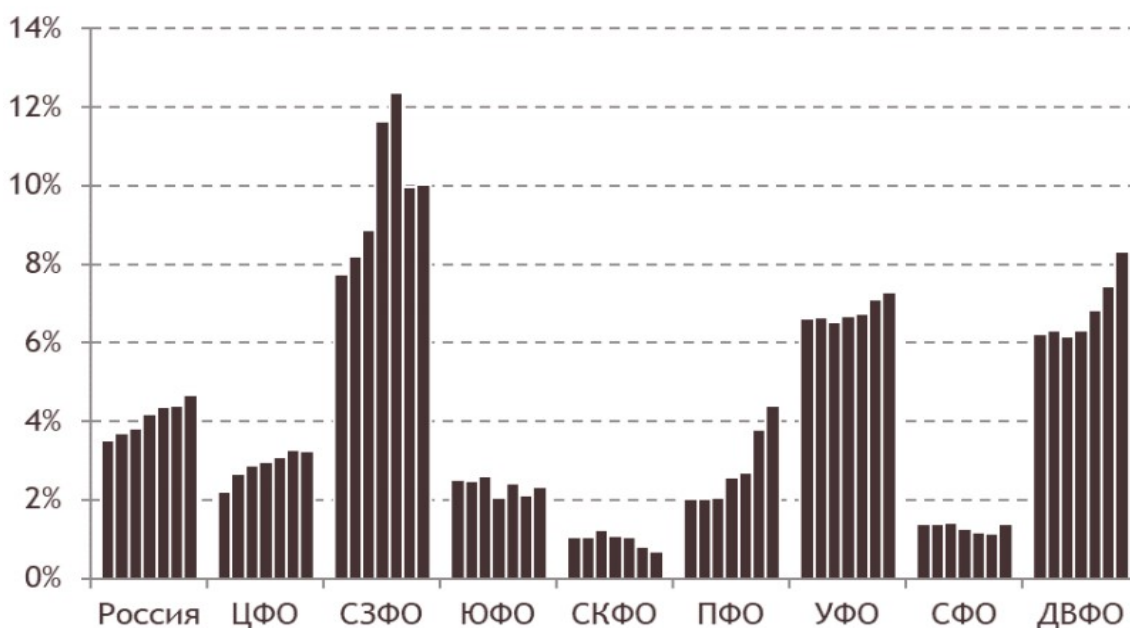


Рис. 7. Доля распределенной генерации в общем объеме производства электроэнергии в России, 2010-2016 гг. (Росстат) [44].

Обращает на себя внимание тот факт, что территориально распределенная генерация сегодня более всего развита именно в регионах, входящих в единую энергетическую зону (1 и 2 ценовые зоны ОРЭМ - Европейская часть РФ и Сибирская зона ОРЭМ), скорее всего потому, что там расположены энергоемкие промышленные предприятия, предпочитающие экономить на затратах на закупку электроэнергии и мощности на ОРЭМ и поэтому строящие свои когенерационные установки или электроустановки. По данным Системного оператора ЕЭС, за 11 месяцев 2020 года выработка электростанций промышленных предприятий составила 59,1 млрд кВт*ч, что на 3,4% больше, чем за аналогичный период 2019 года.

Что касается отдаленных населенных территорий РФ (согласно терминологии Аналитического Центра Правительства РФ - **Изолированные и Труднодоступные Территории - ИТТ**), где потребность в распределенной генерации обусловлена, в большей степени, необходимостью, чем экономическими факторами, то согласно выводам аналитических агентств и Аналитического центра Правительства РФ [41], данное направление развивается пока стихийно и является с экономической точки зрения довольно затратным и трудно финансируемым.

В то же время эксперты утверждают [37], что в России «2/3 территории не имеют централизованного электроснабжения», но общая цифра не дает полного понимания, что это за территории, какова численность населения и экономическое развитие этих территорий, какие установки и какой мощности действуют там в настоящее время.

В отношении экономических оценок и востребованного мощностного спектра энергоустановок в этих регионах сделаны следующие выводы:

Справка.

Из Аналитического доклада Аналитического Центра при Правительстве РФ – «Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России» (март 2020) [41]:

«Наиболее высокие средние по региону удельные расходы на выработку электроэнергии на объектах генерации в ИТТ отмечаются в Республике Саха (Якутия) — 42,7 руб./кВт·ч, наиболее низкие в Сахалинской области — 13,7 руб./кВт·ч.»

Выводы в отношении малых АЭС.

«В России ведутся разработки атомных станций малой мощности (АСММ), которые могут использоваться в изолированных и труднодоступных территориях. К ним относятся блочно-модульная АСММ мощностью 6—10 МВт с реакторной установкой «Шельф» и АБВ-6Э. Разработкой АБВ-6Э занимается ОКБМ, «Шельфа» — НИКИЭТ.

В 2019 году на побережье у г. Певек (Чукотский АО) начала функционировать плавучая атомная тепловая электростанция (ПАТЭС). Электрическая мощность станции составляет 70 МВт, тепловая мощность — 50 Гкал/ч.

Рассматриваемые АСММ (разрабатываемые и внедренные) ориентированы на сравнительно большое потребление энергии, а большинство изолированных поселений в районе Крайнего Севера и Дальнего Востока характеризуется *спросом менее 1 МВт*, что в значительной степени ограничивает целесообразность использования АСММ на данных территориях.»

Такие выводы исследования Аналитического центра РФ наводят на размышления, *во-первых*, об отсутствии в аналитических структурах РФ полной информации о разработках российских проектов АС малой и средней мощности, и, *во-вторых*, исследование регионов ИТТ Аналитическим Центром позволяет обратить внимание на формирование мощностных требований к потенциальным проектам АС на базе ММР.

Перед инфраструктурными организациями Единой Энергосистемы России встала задача регулирования процессов, связанных с контролем снижения потребностей в больших генерирующих и сетевых мощностях ЕЭС России из-за роста объемов распределенной генерации. Стоят также задачи установления контроля за использованием уже имеющихся мощностей единой энергосистемы, создания нормативно-правовой и коммерческой сред для контроля и управления за развитием направления распределенной генерации как для территориальных зон, входящих в охват единой энергосистемой (сети высокого напряжения), так и для территорий, изолированных от сетей высокого напряжения, но получающих энергию по региональной распределенной электрической сети от региональных генерирующих мощностей.

Что касается надежности электроснабжения от распределенной генерации, то эксперты констатируют, что она может обеспечиваться

гарантированно либо связью (двух- или односторонней) с объединенной энергосистемой, либо наличием резервных генерирующих мощностей такого же объема, как и основные мощности в энергосистеме, поскольку генерирующие мощности останавливаются на плановые ремонты, происходят неплановые ситуации, возможна нехватка или избытки электроэнергии. Содержание резервных мощностей является «дорогим удовольствием» для энергосистем, особенно изолированных, поэтому для объектов распределенной генерации, находящихся в зоне ЕЭС, рассматриваются варианты соединения с сетями. Положительным аспектом распределенной генерации в части надежности отмечают быстроту восстановления энергоснабжения после непредвиденных ситуаций.

Учитывая важные факторы обеспечения надежности электроснабжения потребителей, а также особенности работы мощностей распределенной генерации и необходимость их эффективного использования, в РФ были разработаны организационно – правовые, технологические и экономические принципы функционирования объектов распределенной генерации, прежде всего, во взаимосвязях и в составе ЕЭС России.

Основные принципы организации энергосистем с распределенной генерацией в РФ в настоящее время в общем сформированы, оформлены и объединены в пакет документов (**раздел 3.3.2**) и [40, 42, 43, 45, 47, 48, 49, 50, 54].

3.3.2. Активный энергетический комплекс (АЭК) – причины возникновения, основные принципы организации, современное состояние.

Текст подраздела содержит формулировки и положения из официальных материалов российских организаций и материалов экспертов, размещенных на публичных сайтах энергетических сообществ.

Подготовка нормативно-правовых решений Правительства РФ в части управления и регулирования процессов развития направления распределенной генерации осуществлялось на протяжении нескольких лет. В пакет предварительных документов следует включить следующие Постановления Правительства РФ [48]:

- Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электроэнергии»: в части установления правил функционирования АЭК на розничных рынках; в части определения возможности дистанционного ограничения режима потребления с использованием УИС (Приложение 1);

- Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 26.04.2021) «Правила недискриминационного доступа к услугам»: в части определения объема обязательств сетевой организации и потребителя электрической энергии по оплате услуг по передаче электрической энергии

- Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 N 1178 (ред. от 02.03.2021) «Основы ценообразования в области регулируемых цен»: в части определения особенностей по оплате услуг по передаче потребителями электрической энергии, ЭПУ которых присоединены к распределительным устройствам электростанции.

Работы по разработке концепции Активных Энергетических Комплексов (АЭК) промышленного типа и по подготовке нормативно-правовой документации велись несколькими организациями во взаимодействии, прежде всего, это совместная разработка АО «СО ЕЭС» и группы компаний «НТЦ ЕЭС» (Приложение 1), которые развивали организационно-правовые, технологические и экономические принципы функционирования объектов распределенной генерации в составе ЕЭС России. Важность и необходимость работ по развитию подходов и механизмов функционирования объектов распределенной генерации заключалась в том, что появилось однозначное понимание, что в работе распределенной генерации и Единой энергосистемы существуют несогласованности и противоречия, а отношения не отрегулированы. Энергосистема трансформируется, стимулами к трансформации служат экономические и технологические мотивы, т.е. *«Базовые постулаты, на которых строится традиционная энергосистема, уже не работают»*[24].

Новая модель распределенной генерации, разработанная НТЦ ЕЭС и СО ЕЭС РФ, позже одобренная Инфраструктурным центром «Энерджинет», была направлена в Минэнерго в 2018 году.

Важные шаги и документы, подготовленные к запуску пилотного Проекта АЭК [48]:

- 28.04.2018 г. - Распоряжение Правительства РФ от 28.04.2018 г. №830-р – Дорожная карта Энерджинет. П.1: «Определение условий реализации пилотного проекта по созданию и развитию **активных энергетических комплексов**. Определение площадок для реализации пилотного проекта...»

- 20.01.2020 г. Ведомственный проект Министерства энергетики РФ - «Единая техническая политика – надежность электроснабжения» (обновлен 20.01.2020 г.). П. 3.8: «Создание **активных энергетических комплексов** как формы взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии на основе цифровых технологий»;

- 21.03.2020 г. Постановление Правительства РФ от 21.03.2020 г. №320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов». П.1 изменений: Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии дополнить приложением 5 «Условия создания, функционирования и развития **активных энергетических комплексов**»;

- 30.06.2020 г. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2020 N 570 «Об утверждении требований к управляемому интеллектуальному соединению **активных энергетических комплексов**», П.1: «Настоящие требования к управляемому интеллектуальному соединению активных энергетических комплексов (далее - требования) устанавливают требования к управляемым интеллектуальным соединениям активных энергетических комплексов...»

Вышедшее 21.03.2020 года и вступившее в силу (*по истечении 6 месяцев со дня его официального опубликования*) Постановление Правительства № 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов» [51,52,53,54] фиксирует тот факт, что даны юридические основания для официального старта пилотного проекта по созданию Активных энергетических комплексов.

Постановление упорядочивает хаотичные отношения, которые сложились за многие годы между потребителями, владеющими собственной генерацией, и внешней Единой энергосистемой с ее рыночной организацией.

Постановление Правительства № 320, действие которого охватывает период до конца 2030 года, позволяет **в пилотном режиме** отработать условия участия активных энергетических комплексов в обороте электроэнергии на розничном рынке. Ключевыми участниками пилотного проекта являются Минэнерго России, АО «СО ЕЭС», предприятия сетевого комплекса.

Существует **ряд определений**, дающих общее представление об основах, заложенных в новый организационно-технологический формат работы небольших генерирующих мощностей в границах модели АЭК:

Активный энергетический комплекс промышленного типа (АЭК) представляет собой особый организационный и технологический формат – микроэнергоячейку (*в зарубежной формулировке microgrid*), объединяющую розничный источник генерации и непосредственно присоединенных к нему промышленных потребителей в единый потребительский комплекс, управляемый с помощью современных технических решений и программных средств.» [54].

Активный энергетический комплекс (АЭК) — это микросистема, состоящая из собственной генерации, своей сетевой инфраструктуры и своего промышленного потребителя, объединённых включающей в себя цифровые решения структурой — программно-аппаратным комплексом «Управляемое интеллектуальное соединение» (УИС), с помощью которого осуществляется регулирование производства и потребления электроэнергии внутри комплекса, а также технологическое взаимодействие с сетью общего пользования. [54].

Активный энергетический комплекс (АЭК) представляет собой электрически связанную в рамках общих границ балансовой принадлежности микроэнергосистему, в которую входят энергопринимающее, генерирующее,

аккумулирующее, электросетевое энергетическое оборудование, система управления, а также управляющий этой энергосистемой субъект – **энергоснабжающая самобалансирующая организация (ЭССО)** [Системный оператор ЕЭС РФ].

Активный энергетический комплекс (АЭК) представляет собой особый организационный и технологический формат — микроэнергоячейку (**микрогрид**), связанный с ЕЭС, регулирование производства и потребления энергии в АЭК обеспечивается за счет управляемого интеллектуального соединения (**УИС**) — программно-аппаратного комплекса, который поддерживает параметры перетока мощности от ЕЭС в сторону АЭК.

Понятие **микрогрид** или **микросеть (microgrid)** определяется как локальная энергосистема или система электроснабжения, представляющая собой технологический комплекс, имеющий в составе объекты генерации (источники энергии), собственные электросетевые структуры, источники обеспечения энергетической гибкости и потребителей электроэнергии, которые объединены **под единым управлением** в целях обеспечения как можно более эффективного и удобного для потребителя энергоснабжения.

Микрогриды могут работать как автономно, так и быть в связях с объединенной энергосистемой. То есть, микрогриды – это не полная автономия энергосистемы, поскольку избытки электроэнергии могут поставляться во внешнюю сеть так же, как и нехватка энергии получаться из внешней сети.



Рис. 8. Типовая схема микрогрида [50].

Активные энергетические комплексы — это первый шаг к промышленным микрогридам в России. Хотя концепция микрогридов успешно внедряется в разных странах не только для промышленных объектов, но и для социально-экономических структур и территориальных образований [49, 50, 54].

Отбор площадок для проведения пилотного проекта проводится комиссией, состоящей из представителей Минэнерго России, ФАС России, Системного оператора, НП «Совет рынка» и рабочей группы «Энерджинет» Национальной технологической инициативы.

Справка [53]

«Цель изменений в целом для энергосистемы РФ – создать правовые условия для построения на рынках электроэнергии прозрачной и экономически выгодной системы отношений, позволяющей интегрировать распределенную генерацию промышленных кластеров в ЕЭС России с учетом сохранения необходимого уровня надежности и безопасности функционирования всей энергосистемы, при этом обеспечив условия для снижения затрат на оплату электроэнергии промышленными потребителями и реализацию высокого потенциала цифровых технологий.»

«Основные направления изменений:

- *установление особенностей функционирования рынков электрической энергии для построения промышленных энергетических комплексов, способных поддерживать баланс производства и потребления электроэнергии в условиях ограниченного потребления из ЕЭС России;*
- *создание системы экономического стимулирования участников такого промышленного энергетического комплекса к добросовестному и ответственному энергопотреблению;*
- *апробация передовых технологических решений цифровой электроэнергетики на розничных рынках.»*

Ключевыми задачами упорядочивания отношений распределенной генерации с ЕЭС РФ через создание АЭК-ов (энергетических ячеек - микрогридов) является более эффективное использование всех мощностей в системе – обеспечение роста КИУМ энергоустановок, использование технологий аккумулирования электроэнергии, цифровых и других технологий, развитие горизонтальных связей между потребителями и мощностями, при этом акцент делается на снижение общих системных затрат с сокращением затрат на содержание неэффективно работающих мощностей.

Итоговыми экономическими целями новой организации энергосистемы являются снижение цены на энергопродукцию для конечного потребителя (в первую очередь, промышленные площадки, индустриальные парки) и снижение инвестиционных затрат в энергосистему. То есть, за счет интеграции распределенной генерации в энергетический рынок ЕЭС РФ предполагается получить определенные положительные технологические и экономические эффекты не только в системах с распределенной генерацией, но и в Единой энергосистеме.

Концепция АЭК предполагает наличие определенных **требований** к элементам комплекса - его характеристикам и параметрам, к технологической и коммерческой организации комплекса, к характеристикам целого комплекса и его взаимодействию с внешними системами:

- установленная генерирующая мощность одной электростанции в АЭК должна быть менее 25 МВт;

- сумма установленных генерирующих мощностей объектов по производству электрической энергии (электростанций) активных энергетических комплексов, включенных в реестр, не должна превышать 250 МВт;

- только один субъект АЭК имеет непосредственное присоединение к сетям сетевой организации, все объекты АЭК имеют между собой электрические связи через объекты электросетевого хозяйства, не принадлежащие сетевой организации;

- регулирование производства и потребления электрической энергии (мощности) осуществляется с применением интеллектуальной системы управления АЭК, реализуемой с помощью ПАК УИС (программно-аппаратный комплекс управляемого интеллектуального соединения), все участники АЭК должны установить УИС [53]. В настоящее время работы по разработке ПАК УИС АЭК и формированию предложений по нормативному регулированию требований к управляемому интеллектуальному соединению активного энергетического комплекса продолжаются;

- в составе активного энергетического комплекса отсутствуют потребители электрической энергии, относящиеся к населению и приравненным к нему категориям потребителей;

- внутри АЭК существует система договорных отношений, в которую заложены новые принципы расчетов за передачу электроэнергии по внутренним сетям; Отношения между участниками АЭК основываются на принципах свободного ценообразования и не являются предметом тарифного регулирования.

- единое управление АЭКом осуществляет энергоснабжающая самобалансирующая организация (ЭССО). ЭССО - новый субъект энергетического рынка для управления АЭК.

Детальные условия, порядок и правила функционирования АЭК прописаны в Постановлении Правительства [51].

Интерес участия субъектов (энергетических, промышленных) в проектах АЭК, как полагают эксперты, определяется будущим положительным конечным финансовым результатом, для предприятий - за счет существенного снижения их затрат на оплату электрической энергии, для генерирующих установок – более эффективным использованием мощности. По индикативному расчету эффект для потребителей в границах АЭК оценивается в ~ 20-30 % [54], Распределение данного эффекта между субъектами АЭК не регулируется, участники определяют его самостоятельно. Поскольку концепция АЭК делает акценты о преимуществах формата для всего АЭК, а также для ЕЭС РФ, то, по-видимому, предполагается, что собственник генерирующей установки как

участник АЭК, свою инвестиционную привлекательность и доходность работы в границах АЭК должен оценить самостоятельно.

Микрогриды как новая концепция небольших энергосистем, приближенных к потребителю, встречает сопротивление со стороны крупных генерирующих компаний. **Экономика микрогридов** будет отличаться от **экономики большой генерации** в энергосистеме, в которой генераторы получают доходы за установленную мощность от факта готовности мощности к оказанию услуг по обеспечению надежности энергосистемы (системные услуги) или просто при выполнении обязательств по поставке мощности при работе в определенной зоне графика нагрузки системы согласно договорам на мощность.

Потенциальные эффекты.

Эксперты обосновывают **потенциальные преимущества и положительные стороны** нового формата работы распределенных энергомощностей следующими особенностями:

- Основное свойство АЭК, которое может сделать его экономически востребованным, заключается в особой системе оплаты услуг по передаче электрической энергии. «Организационно-правовая модель АЭК позволяет применять специальный механизм расчета объема оплаты услуг по передаче электрической энергии (по ставке, отражающей удельную величину расходов на содержание электрических сетей двухставочной цены (тарифа) для объектов потребителей, квалифицированных как объекты АЭК). Помимо снижения объема оплаты услуг по передаче электрической энергии за счет квалификации объекта в качестве объекта АЭК, интеграция **ПАК УИС** приводит к снижению платы за электроэнергию и дополнительному снижению платы за мощность за счет автоматической экономической оптимизации купли-продажи электроэнергии и мощности в реальном времени.» (<https://активныйэнергокомплекс.рф>).

- Новая практика создания и обеспечения функционирования микрогридов - АЭКов создаст новые возможности не только для организаторов и пользователей этой практики, но и для разработчиков **новых технологий и поставщиков технологических решений** для микрогридов – цифровые технологии управления, технологии аккумулирования, технологии управления спросом (demand response);

- Новый участник рынка и новый формат коммерческого управления – АЭК/ЭССО. ЭССО осуществляет деятельность по сбыту электроэнергии. ЭССО продаёт электроэнергию промышленным потребителям по свободным нерегулируемым ценам. В рамках сбытовой деятельности ЭССО организует коммерческий учёт производства, распределения и потребления электроэнергии, а также обеспечивает все взаиморасчёты между участниками АЭК/ЭССО.

- Предполагается, что юридический статус формата АЭК позволит решить вопросы стимулирования инвестиций в энергетические комплексы.

Чтобы добиться инвестиционной привлекательности АЭК как инструмента розничных рынков электроэнергии, необходима тщательная проработка всех предпроектных решений формата АЭК.

В то же время отмечаются *потенциальные риски для субъектов АЭК*, особенно, на начальных стадиях реализации проекта:

Для потребителей электроэнергии - чрезмерная зависимость от генератора.

Для производителей электроэнергии - чрезмерная зависимость от потребителя.

Для сетевых организаций - невозможно использовать освободившуюся сетевую мощность, начальные расходы на модернизацию инфраструктуры.

Глобальные риски - отсутствие необходимых компетенций у участников, изменение законодательства.

У экспертов есть опасения, относящиеся к потенциальным отрицательным эффектам для потребителей ОРЭМ (оптовых и розничных), связанные с тем, что ту повышенную тарифную нагрузку, которую в настоящее время несут промышленные потребители, покупая мощность и электроэнергию на ОРЭМ, теперь ляжет на плечи социальных потребителей. Возможны также эффекты снижения потребностей в мощностях на рынке ОРЭМ, а также другие технологические и масштабные эффекты, относящиеся к структуре генерирующих мощностей и потребления электроэнергии.

Программа развития проектов АЭК разбита на несколько временных этапов [48]:

«Первый этап – эксперимент (апробация в пилотных проектах) – решения до 12.2021 г.

Правительство РФ принимает Постановление о проведении эксперимента:

- утверждается Положение о проведении эксперимента, в котором определяются необходимые условия реализации;

- Минэнерго России наделяется полномочиями на принятие нормативно-правовых актов, необходимых для проведения эксперимента.

Отчет о результатах эксперимента – до 01 марта 2023 года
Минэнерго России должно провести анализ реализации пилотного проекта, определить положительные и (или) отрицательные последствия введения нового правового регулирования для субъектов предпринимательской и иной экономической деятельности и представить соответствующий доклад в Правительство Российской Федерации.

Второй этап – тиражирование и масштабирование – начиная с 2024 года.

Для внедрения целевой модели:

- В течение 6 месяцев с даты принятия Правительством Российской Федерации решения о целесообразности дальнейшего применения и развития активных энергетических комплексов разработать и внести в

Правительство Российской Федерации предложения по изменению нормативных правовых актов (НПА) реализации целевой модели.

Внедрение целевой модели АЭК осуществляется путем включения необходимых изменений в нормативные правовые акты Российской Федерации, которые позволят реализовать модель АЭК на любых площадках, соответствующих установленным критериям.

- Правительство РФ и ФОИВ наделяются полномочиями, необходимыми для обеспечения функционирования целевой модели.»

3.3.3. Перспектива работы АС на базе ММР в формате АЭК

Поскольку развитие пилотных проектов микрогридов (АЭК) в РФ только начинается, а практических данных о проблемах, трудностях, положительных сторонах модели АЭК, а также об экономических эффектах работы таких систем пока нет, то обоснование работы в таких системах **АС на базе ММР** в конкретных прикладных приложениях (сценариях) может быть только качественным и предварительным. Тем более, все экономические эффекты могут быть оценены только после формирования полного пакета основ работы самобалансирующей организации (ЭССО), определения конкретной архитектуры АЭК с ПАК УИС на конкретной площадке и определением коммерческих отношений в границах АЭК. По формальным признакам – единичная генерирующая мощность в составе АЭК не должна превышать 25 МВт, поэтому разработка проектов АС на базе ММР такой мощности с обоснованием требований к установке и режимам ее работы является отдельной задачей.

Новый формат работы генерирующих мощностей в концепции АЭК, требования к энергоустановкам, другие условия будут формироваться по мере создания таких комплексов на примере их функционирования для промышленных потребителей. Новая тенденция и новые экономические отношения формата АЭК могут быть благоприятными как для создания энергопромышленных комплексов, так и для социальных и территориальных структур, расположенных в относительной изоляции от единой энергосистемы. Внедрение модели АЭК/ЭССО, говорят эксперты СО ЕЭС, *«будет способствовать созданию компактных энергетических центров для групп потребителей, сосредоточенных в промышленных парках, моногородах и на территориях опережающего развития. В случае с источниками энергии, чем ближе они к потребителю, тем проще микрогрид (микро-сети) самобалансируется.»*

Исследование пригодности формата АЭК для АС на базе ММР – задача перспективная и актуальная, требующая определенного интереса со стороны компании, управляющей атомной отраслью (Росатом, Росэнергоатом).

Работы в направлении рассмотрения работы атомных мощностей в формате АЭК начаты в Концерне «Росэнергоатом». В Проекте годового отчета Концерна Росэнергоатом за 2020 год в рамках Программы «Цифровая энергетика» отмечен проект участия в «Платформе управления гибкостью в

ЕЭС России», а именно, совместно с НТИ «Энерджинет» прорабатывается создание «активного энергетического комплекса» для реализации пилотного проекта. Также отмечено участие Концерна в проектах цифровой Программы по управлению спросом на электроэнергию (Demand Response) в ЕЭС РФ. Эти направления (управление гибкостью энергосистемы и управление спросом – потреблением) тесно связаны между собой и включены в перечень основных задач проектов АЭК.

Справка. Гибкость энергосистемы – это её способность реагировать на неопределённость и изменчивость баланса спроса и предложения [35].

4. Вопросы работы проектов АС на базе ММР в системах теплоснабжения региональных социальных и промышленных потребителей.

Потребительские ниши, относящиеся к теплоснабжению социальных потребителей и к производству тепла для промышленности – это *одна из самых крупных потенциальных рыночных энергетических ниш для производителей* энергетического оборудования, энергоустановок когенерации и котельных, а также труб, других технических устройств и систем, обеспечивающих теплоснабжение потребителей. Эта потребительская ниша рассматривается зарубежными экспертами как перспективная для работы в ней *проектов атомного когенерационного производства и атомных котельных* небольшой мощности [55, 67, 68, 69, 70, 71, 72], особенно, в связи с тенденциями замены энергоустановок с высокими показателями углеродных выбросов на альтернативные без- или низкоуглеродные энергоустановки. В ряде европейских стран и в Китае декарбонизация системы производства тепловой энергии является одной из наиболее серьезных климатических проблем, с которой столкнулись страны, поскольку именно выбросы от централизованного и автономного теплоснабжения составляют большую часть выбросов коммунальных энергетических систем [69, 70, 71, 72].

Готовность рынков промышленного производства оборудования и систем, базирующихся на проектной и технологической готовности энергоустановок атомного теплоснабжения, позволит предлагать на рынок потенциально востребованные проекты. Разработчикам, производителям и владельцам энергетических проектов, относящихся к централизованному или автономному теплоснабжению, а также к производству технологического тепла, важны основы и положения конкретной национальной системы нормативно-правового и технического регулирования и управления в сфере теплоснабжения, поскольку:

- с одной стороны, выполнение требований (технологического, технико-экономического, организационного, коммерческого характера) к проектам позволит обеспечить потенциальную востребованность и конкурентоспособность технических проектов для теплоснабжения,

- с другой стороны, со стороны разработчиков проектов, владельцев и инвесторов появляются встречные требования к системе организации и управления теплоснабжением, гарантирующие экономическую привлекательность реализации этих проектов на рынке тепла, поскольку эффективность и доходность таких проектов зависит от внешних экономических условий и индикаторов – от цен на тепло, горячую воду, от государственной и финансовой поддержки новых проектов теплоснабжения. [80]. К тому же теплоснабжение социальных структур является государственно регулируемой сферой деятельности, поэтому к этой сфере трудно применимы рыночные правила и механизмы коммерческой конкуренции.

При разработке проектов АС на базе ММР, функцией которых является выработка тепла для обеспечения коммунально-бытовых нужд потребителей ключевое значение для обоснования **требований к проекту** установки имеют такие **параметры** как необходимая максимальная тепловая мощность, режимы работы установки (возможность следования за графиком потребления тепла), требуемые параметры производимого тепла, особые условия географического и территориального размещения, другие факторы.

Поскольку технически система теплоснабжения – это не только энергоустановка, но и системы передачи (тепловые сети) и распределения тепла, а также системы потребления тепла, которые в общем объеме затрат в системе теплоснабжения занимают значительную долю, то требования предъявляются не только к энергоустановке, производящей тепло, но и ко всем составляющим системы теплофикации, обеспечивающим теплоснабжение потребителей. В отношении проектов АС на базе ММР, производящих тепло, вопросы безопасной работы установки и условий территориального размещения создают дополнительные ограничения, формирующие требования к проектам АС на базе ММР при размещении таких проектов в целях обеспечения безопасности населения и защиты окружающей природной среды. Поэтому экономическая обоснованность и приемлемость сооружения проектов АС на базе ММР для потребителей, заказчиков и инвесторов включает анализ всех составляющих системы теплоснабжения, ядром которой служит энергоустановка АС на базе ММР, производящая тепло.

4.1. Производство тепла и горячее водоснабжение - важные потребительские ниши в РФ и в зарубежных странах. Теплофикационные системы – характеристики, требования, критерии оптимизации. Система экономического управления - новая модель рынка тепла в РФ.

Говоря о теплоснабжении как потребительской энергетической нише важно кратко охарактеризовать данную область энергопотребления. Теплоснабжение, прежде всего, является жизнеобеспечивающей отраслью, имеющей исключительную значимость для стран и регионов, чьи

климатические и географические особенности предполагают наличие надежных систем теплоснабжения (например, Россия, Канада, Китай, некоторые страны Европы). Если в Европе акцент на реформу теплоснабжения с потенциальным применением мощностей атомного теплоснабжения (SMR) делается в связи с политикой декарбонизации, то в России акцент на важность систем теплоснабжения делается, прежде всего, в связи с тем, что, в отдельных регионах России **потребности в теплоснабжающих мощностях**, определяемые с учетом **градусо-суток отопительного периода (ГСОП)** конкретного района, превышают потребности в **электроэнергетических мощностях**, а также в связи с тем, что жизненно важные системы теплоснабжения, особенно в некоторых регионах, устарели, изношены и требуют огромных инвестиционных вложений в обновление тепловых мощностей, транспортных сетей и в модернизацию всей тепловой системы.

По данным (2017 год) Министерства энергетики Российской Федерации количество систем теплоснабжения в Российской Федерации составляет около 50 тысяч. Российская Федерация занимает первое место в мире по развитию теплофикации, протяженности тепловых сетей и затратам топлива в системах централизованного теплоснабжения, но, согласно экспертным мнениям, эти затраты отчасти связаны с неэффективностью теплофикационных мощностей, с потерями при передаче тепла и с неэффективным потреблением тепла старыми зданиями. На расходы отрасли направляется около половины всего объема топлива, расходуемого в нашей стране [80].

Особенности большой территории, географических и климатических зон России сказываются на показателях работы теплоснабжающих систем. Длительность отопительного периода, которая прямо влияет на показатели работы теплоснабжающих систем, различается по отдельным регионам в 2 раза: от 5 месяцев (Дагестан, Адыгея) до 10 месяцев в году (республика Коми). Средняя температура в отопительный период в субъектах Федерации изменяется от $+2,7^{\circ}\text{C}$ (Дагестан) до $-20,6^{\circ}\text{C}$ (Саха (Якутия)).

Большое различие климатических условий делает необходимым иметь **системы теплоснабжения, адекватные разнообразным конкретным требованиям к обеспечению теплом** [59].

Справка.

Если сравнить Россию с Европой, то количество градусо-суток отопительного периода, например, в Копенгагене - 2800, в Риме – 546, Хельсинки – 4232, в Берлине – 2600, в Стокгольме – 3445, **в России существует 7 территориальных зон с определенным диапазоном градусо-суток для городов России, 7-я зона : 6800 – 9960 градусо-суток, но есть еще города с показателем 12300 – Верхоянск. В среднем по городам России показатель отопительного сезона – 5000 градусо-суток (такой же показатель для города Владимира), Москва – 4550 и Санкт – Петербург – 4400 (3 российская зона ГСОП).**

В России структура потребления энергетических ресурсов отличается от структуры энергопотребления западных стран. Соотношение энергопотребления в РФ *тепло: электроэнергия* = 3 : 1, в Европе – наоборот (это связано с более высоким потреблением электроэнергии в зданиях, включая как отопление помещений, так и кондиционирование и охлаждение) [61].

Помимо региональных климатических особенностей существуют особенности в потребностях тепла для конкретных помещений – коммунально-бытовых и производственных – расходы тепла на один и тот же объем или на квадратный метр помещения могут отличаться в разы в разных зданиях и сооружениях в связи с особенностями энергоэффективности разных зданий.

Еще одним важным аспектом в анализе потребительской ниши тепла является *характер групп потребителей*. По критерию регулярности выделяют две группы: сезонные потребители и круглогодичные потребители [81]:

- *сезонные потребители* используют теплоту только в течение части года (сезона), при этом расход теплоты и его изменение по времени зависят главным образом от климатических условий и поэтому режим теплоснабжения характеризуется неравномерностью как в течение отопительного сезона, так и в течение каждого месяца. Сезонные потребности в теплоте это: а) отопление; б) вентиляция (с подогревом воздуха в калориферах); в) кондиционирование воздуха (получение воздуха определенного качества, чистоты, температуры и влажности).

- *круглогодичные потребители* используют теплоту в течение всего года, к этой группе относятся а) технологические потребители теплоты, б) горячее водоснабжение коммунально-бытовых потребителей. Технологическое потребление теплоты зависит от технологии производства выпускаемой продукции, типа оборудования, режима работы предприятия и т.д. Климатические условия очень мало влияют на расход теплоты у круглогодичных потребителей.

Отмечается *важный эффект*: круглогодичные потребители обеспечивают наиболее экономичную работу тепловых энергоустановок в течение всего года, сезонная нагрузка в виду неравномерности ее годового графика и, особенно, в виду летнего простоя приводит к снижению экономичности тепловой мощности.

Все потребители - коммунально-бытовые и технологические - делятся в зависимости *от целей теплоснабжения*: потребители тепловой энергии для целей отопления и вентиляции зданий, для подогрева воды на санитарно-гигиенические, технологические и бытовые цели. Для каждой цели в зданиях существуют инженерные устройства, распределяющие тепловую энергию на системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения и на теплотехническое оборудование, необходимое по технологии производства продукции. Совместное действие потребителей с

различными режимами их работы предъявляет определенные требования к виду, количеству и потенциалу теплоносителя, циркулирующего в наружных теплопроводах. Выбор рационального варианта *схемы теплоснабжения* объектов производится по суммарной тепловой нагрузке отдельных инженерных устройств всех зданий и технологических потребителей. Тепловую нагрузку рассчитывают в характерные промежутки времени: час, сутки, месяц, сезон или год. Для разработки схем теплоснабжения, как правило, необходимо иметь генеральный *план развития территорий в целях учета потребностей в тепле в перспективе* [61].

В системе теплофикации могут быть нужны и централизованные и децентрализованные источники тепла, но их выбор должен быть *обоснован технически и экономически в схемах теплоснабжения*.

В России расходы энергоресурсов на теплоснабжение сильно отличаются для коммунальных потребителей и для промышленности. Теплопотребление промышленными предприятиями разных отраслей народного хозяйства РФ в настоящее время оценивается в ~ 50 % в общем объеме теплопотребления. Это важно при изучении необходимых объемов и структуры теплопотребления в конкретной региональной потребительской нише для выбора схемы теплоснабжения и сооружения объектов теплофикации.

О современном состоянии отрасли.

Согласно докладу Минэнерго РФ «Более 60 лет назад СССР выстроил развитую инфраструктуру централизованного теплоснабжения в городах. Однако сейчас отрасль находится в упадке...» [59, 61, 78, 80]. В настоящее время технологическая и экономическая эффективность системы теплофикации РФ признана неэффективной и требующей серьезных вложений для обновления, а «действующая модель организации отрасли в РФ не способствует не только привлечению дополнительных инвестиционных ресурсов, но и эффективному использованию тех инвестиций, которые все же удастся привлечь.» [80].

По данным Росстата РФ, в СЦТ (система централизованного теплоснабжения) в начале первого десятилетия XXI века в год отпускалось 1410 млн. Гкал тепловой энергии при годовых колебаниях 2,5-5% средней величины. К 2010 г. отпуск тепла в СЦТ снизился до 1355 млн. Гкал. Изменилась и структура отпуска по источникам тепла. Главными источниками тепла к 2010 году стали котельные (54,4%), из которых ведущее положение в производстве (отпуске) тепла занимают отопительные котельные мощностью 20 Гкал/ч и более (45,4%). Техничко-технологическое состояние котельных является одной из причин низкой энергоэффективности и экономичности теплоснабжения [59].

Факты (Министерство Энергетики РФ 2019 год) [78]:

«Упал отпуск в системах централизованного теплоснабжения - за последние 30 лет почти в 2 раза,

Большие объемы неиспользуемых теплофикационных мощностей - избыток тепловой мощности - ТЭЦ загружены не более 30% от установленной мощности, котельные - в среднем 15 %;

Снизилась доля комбинированной выработки - с 34% в конце 1980х до 28% в 2011 году.

Выросло число мелких котельных - с 2000 по 2011 г. на ~20%. Более чем в 1,5 раза котельных на природном газе

Пережог топлива - ~37 млн.тут. в год

Износ оборудования - только 25% энергетических котлов и 36% турбин ТЭС моложе 30 лет

Потери тепла (в первую очередь, при транспортировке теплоносителя) в 3 раза выше, чем в Финляндии, потери составляли в 2010 году порядка 10% от общего теплопотребления в СЦТ;

Устаревшие схемы теплофикации;

При этом ***теплоснабжение составляет более 50% в платеже гражданина за ЖКУ***»

В докладе МЭР РФ (Энергетическая эффективность экономики России 2020 год) представлен анализ энергоэффективности теплопроизводящих мощностей и отмечена негативная тенденция в части технологического фактора, которая объясняется выработкой тепловой энергии в ***низкоэффективных котельных***, за счет этого потребление топливно-энергетических ресурсов по сектору выросло с 2015 по 2019 год на 3,74 млн т.у.т..

С 2015 года доля тепловой энергии, отпущенной ТЭЦ, увеличилась с 49,8% в общем объеме производства тепла и составила в 2019 году 52,25%. Начиная с 2015 г. доля тепловой энергии, произведенной котельными, умеренно снижается, однако для существенного увеличения энергоэффективности сектора требуется наращивать темпы увеличения выработки тепловой энергии на электростанциях в комбинированном режиме.

То есть, в России при анализе мощностей, производящих тепло, делается акцент, прежде всего, на ***технологическую неэффективность проектов*** по производству тепла, вопрос снижения выбросов в этом секторе энергетики пока не ставится остро.

В настоящее время потребительская ниша коммунального и промышленного теплоснабжения в РФ имеет огромный потенциал для развития и реформирования, а ***проекты атомного теплоснабжения АС на базе ММР*** могли бы быть кандидатами для участия в этой реформе при определенных исследованиях конкретных потребностей территориальных, промышленных зон и при выполнении требований и рекомендаций к проектам. Тем более, как констатирует эксперт в теплоснабжении [61], ***«.....теплоснабжение – это безумно прибыльный бизнес, и попытки неосторожного вмешательства в его деятельность приведут к мощной и***

решиительной реакции. Поэтому изменения нужно продвигать эволюционно, постепенно»

Потенциальное применение энергоустановок АС на базе ММР (АТЭЦ и АСТ) в качестве источников тепловой энергии для теплоснабжения потребителей предполагает рассмотрение контекста или **внешних систем – систем теплоснабжения**, в которых смогут работать проекты АС. Географические, технические, структурные и организационные особенности систем теплоснабжения могут определить ряд требований к энергоустановкам, производящим тепло.

Справка.

«Система теплоснабжения – совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.» [77].

«Система теплоснабжения включает следующие основные элементы (инженерные сооружения): источник теплоты, тепловые сети, абонентские вводы и местные системы теплопотребления.»[81].

О системах теплоснабжения.

Системы теплоснабжения различаются способами теплоснабжения [81]:

Централизованное теплоснабжение:

- от районных котельных – электричество и тепло для района производятся раздельно разными установками, электроэнергия – от электростанции, тепло – от котельной;
- теплофикационные системы централизованного теплоснабжения – тепло и электроэнергия производятся на одном энергетическом объекте.

Децентрализованное теплоснабжение потребителей осуществляется от источников теплоты, не имеющих общей тепловой сети. В **децентрализованных системах** источник теплоты и теплоприемники потребителей совмещены в одном агрегате или находятся так близко друг от друга, что не требуется специальных устройств для транспорта теплоты (тепловой сети).

Местными источниками тепла могут быть:

- индивидуальные домовые котельные и поквартирное отопление ;
- квартальные котельные;
- микрорайонные котельные;
- заводские котельные

Особенностью централизованных систем является наличие протяженных тепломагистралей, насосных подстанций, центральных тепловых пунктов, что усложняет работу сети и не всегда обеспечивает требуемое количество тепла. Децентрализованные системы обеспечивают более высокую надежность теплоснабжения, снижаются потери тепла в тепловых сетях, но ограничен вид топлива, обеспечивающий высокий КПД источника теплоты.

В целом тепловое хозяйство России – это множество локальных систем централизованного (СЦТ) и децентрализованного теплоснабжения (ДТ), рас-средоточенных по отдельным населенным пунктам и промышленным пред-приятиям [59].

Факты по РФ на 2010 год [59].

Централизованное теплоснабжение.

Источники теплоснабжения в системах централизованного теплоснабжения:

Электростанции (ТЭЦ, КЭС, АЭС) 585 единиц

Котельные (свыше 20 Гкал/час), 3433 единиц

Децентрализованное теплоснабжение.

Источники теплоснабжения в системах ЦТ

Котельные до 20 Гкал/час - 69,7 тыс. единиц.

Индивидуальные источники тепла - свыше 18 млн. единиц.

В последние годы в связи с развитием новых экономических отношений наметилась тенденция к децентрализации теплоснабжения промышленных предприятий и жилого сектора. Практикуется строительство автономных источников теплоснабжения: блочных, модульных и крышных котельных, оснащенных полностью автоматизированными котельными агрегатами, имеющими высокие энергетические и экологические показатели. Крупные экономически устойчивые производственные потребители ускорили переход на собственные источники теплоснабжения, поскольку себестоимость тепла от собственной котельной предприятия ниже в ~2 раза, чем тариф на тепло от СЦТ.

Это означает, что для сохранения потребителей тепла от ТЭЦ ***«...ТЭЦ общего пользования должны обеспечить тариф на тепло, поставляемое конечным потребителям, не менее чем на 15-20% ниже себестоимости его производства собственными котельными предприятия.*** Обеспечить такой уровень конечного тарифа на тепло в действующих малонадежных и теплорасточительных тепловых сетях СЦТ практически невозможно» [59].

Поскольку конечная цена на тепловую продукцию (тепло, горячая вода) для потребителя складывается из нескольких составляющих системы, а «...расчетная эффективность системы обусловлена как оптимальными режимами составляющих ее элементов, так во многом и общесистемными факторами – структурой, составом, особенностями размещения в пространстве, типом взаимодействия элементов.» [61], то ***эффективный источник тепловой энергии – это важный элемент системы***, но все остальные звенья системы должны обеспечивать эффективную доставку, распределение и использование тепловой продукции потребителем.

Важным фактором, требующим внимания в системах теплоснабжения, это потери тепла при транспортировке теплоносителя. Потери оказывают серьезное влияние на величину тарифа на тепловую энергию. ***Нормативные потери тепла определяются с учетом следующих данных – длина трубопровода, его диаметр, температура теплоносителя и температура***

окружающей среды. Реальные тепловые потери во многих региональных системах отличаются в большую сторону от нормативных значений (10-15%), что свидетельствует о необходимости проведения работ по модернизации тепловой системы.

Система экономического управления - новая модель рынка тепла в РФ.

В новых экономических условиях сегмент теплоснабжения оставался долгие годы плохо скоординированным в силу своей разобщенности и региональной значимости при решении насущных задач. Поскольку теплоснабжение представлено в виде разрозненных звеньев, не имеющих, в отличие от многих других отраслей ТЭК, единой технической, структурно-инвестиционной, экономической и организационной политики, то в настоящее время остро возникла необходимость государственной координации этой жизненно важной отрасли. Государственные и региональные управляющие органы и раньше, как правило, уделяли внимание теплофикации и теплогенерирующим источникам для централизованного теплоснабжения. Муниципальные котельные и тепловые сети курируются региональными структурами и правительствами субъектов РФ, сфера децентрализованного теплоснабжения, по существу, никем не контролируется.

Начиная с 2017 года государственными органами принят ряд НПА в целях реформирования российского теплоснабжения:

- С 31 июля 2017 года вступил в силу 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».

- вышло Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29 ноября 2017 г. № 2655-р - план первоочередных мероприятий («дорожная карта») по внедрению целевой модели рынка тепловой энергии;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 15.12.2017 № 1562 "Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), и технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)" устанавливает расчетно-нормативный метод для применения на практике положений и принципов новой модели рынка тепловой энергии.

С 2017 года в РФ поставлена и решается задача формирования новой системы экономических отношений в сфере теплоснабжения в целях обновления изношенных фондов, создания более эффективных систем теплоснабжения, модернизации инфраструктуры отрасли, привлечения инвестиций, но при этом необходимо сдерживание роста тарифов на тепло. Новая модель рынка тепла по методу альтернативной котельной призвана обеспечить решение этих задач.

На текущий период (2021 год) опыт ряда регионов (1-2) по использованию механизма отнесения города к ценовой зоне теплоснабжения (переход на метод «альтернативной котельной») и реализация новых эффективных проектов теплоснабжения показали свою успешность как в части замены низкоэффективных котельных на ТЭЦ при отпуске тепловой энергии, так и привлечения частных инвестиций в сферу теплоснабжения. Но, как говорят эксперты, единичный опыт еще не может быть оценен как на 100% положительный.

Более конкретное и детальное описание и анализ целевой модели рынка тепловой энергии для применения ее положений в сценариях работы тепловых мощностей АС малой и средней мощности предполагает специальную постановку для данной исследовательской задачи.

4.2. Развитие и разработка проектов АС малой и средней мощности для систем централизованного и автономного теплоснабжения. Экономические оценки атомного теплоснабжения.

Специалисты – атомщики всегда отмечали, что теплоснабжение является важным направлением применения ЯЭУ. Внедрение проектов ядерной энергетики в сферу производства низкопотенциального тепла для отопления и горячего водоснабжения рассматривалось еще во времена Советского Союза. О конкретных проектах, разработанных с этой целью, можно ознакомиться в статьях тех лет, например [62, 63], а также в современных материалах и открытых публикациях, как российских экспертов, так и зарубежных [60, 64, 73, 74, 75, 76].

Поскольку на нужды теплофикации в России расходуется большое количество органического топлива, а потребности в тепле с каждым годом не снижаются. Например, в 2018 г. в РФ было произведено 1309 млн. Гкал тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения (СЦТ), что на 30-40 млн. Гкал больше, чем в предыдущие три года. По разным оценкам, потребности России в тепле составляют примерно половину от всего мирового производства тепловой энергии.

Таблица 1. Отпуск тепла электростанциями РФ (млн. Гкал) (данные Минэнерго РФ 2020 год [78])

	2015	2016	2017	2018
Производство тепла в СЦТ (млн. Гкал).	1 243,6	1 284,9	1 271,9	1309,3
Электростанции, в том числе:	567,0	591,9	591,6	599,5
ТЭЦ и КЭС	563,7	588,4	588,2	596,2
АЭС	3,3	3,4	3,4	3,3

Разные страны рассматривают задачу снижения доли расхода органического топлива в теплоснабжении через развитие и внедрение проектов атомного теплоснабжения, тем самым, обеспечивая вклад в решение экологической проблемы, связанной с загрязнением атмосферы. Помимо экологической проблемы важным стимулом для развития атомной теплофикации является задача обеспечения электроэнергией и теплом населения труднодоступных и удаленных районов.

Возможные варианты и прикладные сценарии работы ЯЭУ в целях теплоснабжения должны учитываться при формировании предложений со стороны разработчиков и владельцев проектов, со стороны заинтересованных заказчиков важен анализ эффектов работы энергоустановки, в том числе экономический.

Несмотря на более высокую эффективность работы энергоустановок в режиме когенерации (ТЭЦ) в последнее время в России наблюдается рост количества котельных разной мощности. В связи с общими тенденциями роста количества котельных в централизованном и автономном теплоснабжении на органическом топливе, что связано с выбором таких вариантов промышленными потребителями и региональными городскими и сельскими управляющими структурами, между специалистами-экспертами возникли разногласия о приоритетности развития источников тепла: котельные или когенерационные установки?. Дело в том, что проектов котельных небольшой мощности, работающих на органическом топливе и устраивающих региональных потребителей, намного больше. Проектов мини-ТЭЦ не так много и для обоснования экономической целесообразности таких проектов встает вопрос о серийности таких проектов, поскольку при серийности улучшается экономика проектов. О развитии и степени готовности проектов атомного теплоснабжения потребители или заказчики могут не знать.

Развитие централизованного теплоснабжения от когенерационных энергоустановок в советское время, особенно в 80-е годы XX века, сопровождалось развитием работ по обоснованию эффективности использования атомных энергоисточников для теплоснабжения: атомных ТЭЦ и котельных – атомных станций теплоснабжения (АСТ). «Целесообразность сооружения атомных теплоисточников была доказана для 30 городов страны. В Горьком (Нижнем Новгороде) и Воронеже началось строительство первых блоков АСТ-500. Концепция атомного теплоснабжения исходила из необходимости сокращения завоза топлива в Европейскую часть России и уменьшения влияния энергетики на экологию городов.

При развитии работ по теплоснабжению от АЭС в первую очередь рассматривалось использование тепла действующих и строящихся атомных конденсационных электростанций для теплоснабжения потребителей в радиусе до 100 км (Татарская, Башкирская, Крымская АЭС). Серьезно прорабатывались проекты нескольких крупных АТЭЦ (Минская, Одесская

АТЭЦ), атомных станций промышленного теплоснабжения на базе высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов с гелиевым теплоносителем - ВТГР. Однако Чернобыльская авария и сопутствующие факторы остановили развитие направления атомного теплоснабжения.»[61].

Важными факторами при обосновании сооружения атомных источников теплоснабжения в конкретном районе являются:

- расстояние до населенного пункта и промышленных потребителей. Этот фактор важен как с точки зрения безопасности населения и окружающей среды, так и с точки зрения экономики – длина тепломагистралей и распределительных сетей, диаметр труб определяют затраты на транспортировку и конечную стоимость тепла для потребителя с учетом нормативных потерь при транспортировке;

- востребованная тепловая мощность и возможные режимы производства тепла с учетом анализа динамики потребностей в тепле – сезонной, промышленной и возможностей турбинного оборудования (турбинное оборудование КЭС и ТЭЦ имеет регулируемые и нерегулируемые отборы тепла).

Современные разработки АТЭЦ [64, 73, 75, 99]

В последние десятилетия в России в разное время на разных стадиях разработки находились проекты реакторных установок ВК-300, ВБЭР-300, СВБР-75/100, предназначенные для теплофикационных энергоблоков.

Как отмечают специалисты НИКИЭТ, в наибольшей степени готова к промышленному производству разработанная еще по заказу Минатома РФ в НИКИЭТ совместно с ОКБ ГИДРОПРЕСС, ОКБ машиностроения и рядом других организаций реакторная установка ВК-300 с пассивным кипящим реактором и теплофикационный энергоблок на её основе. Установленная электрическая мощность установки в конденсационном режиме составит 250 МВт, а в теплофикационном режиме - 180 МВт, тепловая мощность оценивается до 400 Гкал/час. Кипящий корпусной реактор ВК-300 на тепловых нейтронах может быть использован для нескольких целей: для получения электроэнергии, теплоты, опреснения воды [7, 8].

В НИКИЭТ насчитали 14 городов, подходящих для установки от двух до четырех единиц ВК-300: Архангельск, Ижевск, Иваново, Казань, Хабаровск, Комсомольск-на-Амуре, Курган, Мурманск, Пермь, Тверь, Уфа, Ульяновск, Ярославль и Киров, где в общей сложности могут быть развернуто 38 таких миниреакторов. При этом, свою явную заинтересованность в первоначальной установке миниреакторов ВК-300 выразили должностные лица Архангельска, Перми, Твери и Ульяновска. <http://reactors.narod.ru/vk300/vk300.htm>]

По результатам выполненных работ были сделаны следующие выводы:

«Прототип РУ ВК-300 – реактор ВК-50 в течении более чем 40 лет успешно работает на АТЭЦ НИИАР. Последовательная реализация в конструкции реакторной установки и энергоблока принципа предельного

упрощения и полной пассивности позволили обеспечить соизмеримость проектных значений удельных капвложений для АТЭЦ ВК-300 и АЭС ВВЭР. В частности, для условий центра проектные удельные капвложения в АТЭЦ ВК-300 на ~4 % превышают проектные удельные капвложения в НВАЭС-2. При этом удельные затраты металла в главный корпус АТЭЦ ВК-300 составляют 20.1 т/МВт (23% нержавеющей стали). Соответственно, для НВАЭС-2 – 21.9 т/МВт (28% нержавеющей стали).

Обеспечивается уверенная конкурентоспособность по отношению к АЭС ВВЭР, ПГУ АТЭЦ и отдельной схеме снабжения городов электричеством от АЭС, теплом от котельных на органическом топливе.

Достаточно высокая степень разработки проектных материалов, высокая степень унификации оборудования, использование отработанных технических решений предопределяют готовность (~2 года) к реализации пилотного проекта АТЭЦ ВК-300.»

За счет безопасности установка может работать в режиме ТЭЦ, что более экономически выгодно. Последствия проектных и запроектных аварий локализуются в пределах площадки станции. Зона защитных мероприятий не превышает 3 км.

АТЭЦ с реакторной установкой ВВЭР-300 (проект ОКБМ им.И.И. Африкантова) [75, 99].

Для АТЭЦ применена двухконтурная блочная РУ ВВЭР-300 тепловой мощностью до 850 МВт, разработанная на базе судовых водоводяных реакторов типов КН-3 и КЛТ-40. Каждый блок имеет электрическую мощность 295 МВт в конденсационном режиме и электрическую и тепловую мощности 200 МВт + 535 МВт в комбинированном режиме.

Последствия проектных аварий незначительны и ограничиваются площадкой станции, зона планирования защитных мероприятий в запроектных авариях ограничена радиусом не более 1 км, что немаловажно для АТЭЦ.

АТЭЦ из двух энергоблоков наиболее эффективна для города с населением примерно 300 тыс. человек. Она позволит получить экономию около 1800 тыс. т условного топлива в год. Выброс углеводорода в атмосферу сократится на 2,9 млн т.

Модульность.

Специалистами «Ижорских заводов» [76] предложена и рассчитана модель безопасной работы ЯЭУ кипящего корпусного реактора ВК-200 в режиме ТЭЦ по модульному принципу. Модель включает модель кипящего корпусного реактора, работающего при естественной циркуляции теплоносителя, и модель модульного локализатора аварий. Это позволяет разделить функции локализации аварий и защиты от внешних воздействий, минимизировать объём локализации, реализовать модульную

транспортибельную конструкцию основных компонентов реакторной установки, включая металлические локализирующие устройства. Такой подход использован в американском проекте NuScale.

Концепция модульности применима для всего мощностного ряда используемых в настоящее время теплофикационных турбин, т.е. до ~250 МВт(э). Новая концепция обеспечения безопасности реакторных установок малой мощности (до 300 МВт) позволяет перейти к принципам сооружения ЯЭУ из модулей заводского изготовления, что позволяет изменить технологию строительства и улучшить качество, а, следовательно, повысить надёжность элементов и систем реакторной установки. Экономические эффекты модульности проектов SMR проанализированы и представлены в аналитическом обзоре [10].

В полном перечне выводов по работе есть следующие: «По предварительной оценке для РУ такой мощности (проект ВК-200) *требование транспортировки оборудования по железной дороге* не вызовет особых проблем, как и изготовление в ОАО «Ижорские заводы» с использованием технологии, применяемой в производстве оборудования ВВЭР. Для создания в кратчайшие сроки опытно-промышленной установки с корпусным кипящим реактором имеется достаточный объём выполненных ранее НИР и ОК и соответствующая производственная база с отработанной технологией изготовления.».

Зарубежные эксперты отмечают, что модульная компоновка АЭС позволяет отдельным модулям (блокам) работать на разные типы производства продукции (электроэнергия, тепло и пр.).

* * *

Вопрос о том, какие проекты АС малой и средней мощности в целях производства низкопотенциального тепла могут быть востребованы и в каких системах теплоснабжения в РФ, требует определенных поисковых исследований как со стороны разработчиков и владельцев проектов, так и со стороны заказчиков.

Специалистами отмечаются важные экономические эффекты, связанные с развитием атомной генерации. Например, в 80-х годах XX века быстрое развитие атомной генерации в электроэнергетике (АЭС) привело к снижению стоимости базисной электроэнергии. В современных условиях в случае удорожания органического топлива и предъявления требований к установкам теплоснабжения с оценкой углеродных выбросов, развитие атомных мощностей для теплофикации может привести к снижению эффективности теплофикации на органическом топливе и повышению экономической эффективности атомной теплофикации. Такие оценки перспектив – отдельная исследовательская задача.

Атомные теплоэлектроцентрали (АТЭЦ) способствуют дальнейшему развитию централизованного теплоснабжения (особенно в европейской части РФ) с одновременным решением экологических проблем. Эксперты считают, что сооружение АТЭЦ *экономически целесообразно* при тепловой нагрузке,

превышающей 6000 ГДж/ч (не менее 1500 МВт-тепл). При этих условиях экономический эффект возникает при использовании серийных реакторов. Для меньших мощностей целесообразно применение атомных отопительных котельных разной мощности на разных территориальных площадках в целях, как централизованного отопления, так и автономного.

Помимо развития и разработки проектов атомного теплоснабжения в современных экономических условиях и отношениях важны исследования готовности *организационно-регулирующих моделей* для практической реализации проектов атомной теплофикации. Поскольку в энергетической системе России происходят реформы, относящиеся именно к созданию новых организационно-коммерческих форматов работы энергоустановок небольшой мощности, а также к сооружению и работе теплофикационных установок в новой модели тепла, то для экономической реализации проектов АТЭЦ или АСТ необходимо исследование этих новых моделей и форматов.

Исследования зарубежных экспертов в области применения проектов атомного теплоснабжения идут также в направлении исследования существующих национальных систем теплоснабжения и готовности атомных проектов SMR для практической реализации в теплоснабжении потребителей. Наиболее активно исследования в данном направлении в целях практического применения проектов ведутся специалистами Канады, США, Франции, Финляндии и Китая. Французские специалисты обосновывают экономическую целесообразность развития атомной теплофикации при сооружении проектов NCHP (Nuclear Combined Heat Power plants) атомных комбинированных тепловых электростанций. Финские и датские специалисты, также как и китайские, в большей степени заинтересованы в проектах атомных котельных, поскольку ниша производства электроэнергии в этих странах обеспечивается энергоустановками, ВИЭ, АЭС и ПГУ, а замена угольных и газовых котельных остро стоит на повестке дня многих Европейских стран.

5. Работа АС малой и средней мощности в энергосистемах в целях обеспечения стабилизации и надежности поставок мощности и электроэнергии.

Как было отмечено выше, в связи с вводом в последнее время в энергосистемы большого количества нестабильных мощностей ВИЭ, возникает задача оптимизации и саморегулирования электроэнергетических систем, а проекты АЭС (АС на базе ММП – для региональных энергосистем) рассматриваются как стабильные энергоисточники, позволяющие решать задачу оптимизации работы энергосистемы в комплексе с другими энергоустановками (ВИЭ) и технологиями аккумулирования энергии.

В рамках данного направления рассмотрены две группы сценариев, отличающихся ролью АС. Во-первых, это использование АС средней и малой мощности в совместной работе с ВИЭ. Вторым вариантом является

формирование региональной энергосистемы, включающей в себя АС на базе ММР и аккумуляторную электростанцию.

5.1. АЭС + ВИЭ. Техничко-экономические аспекты.

За последние годы на общемировом энергетическом рынке заметна тенденция активного развития и внедрения ВИЭ. Преимущественно это связано либо с политикой сокращения углеводородных выбросов и другими проблемами экологии, либо с поиском альтернатив по энергообеспечению труднодоступных и децентрализованных регионов, в частности Крайнего Севера, ввиду сложности завоза топлива.

Однако, при ряде преимуществ энергосистем на основе ВИЭ, таких как экологичность и отсутствие необходимости в поставках топлива, существует и ряд существенных недостатков. Главный из них связан с ненадежностью выработки электроэнергии и колебаниями мощности энергоустановок, связанными с погодными и климатическими условиями. ВЭС не способны работать как в штиль, так и при чрезмерной силе ветра. В свою очередь СЭС зависит от интенсивности ультрафиолетового излучения.

Традиционно колебания спроса и выработки электроэнергии поглощаются за счет гибких генераторов (например, газовых турбин). Увеличение доли ВИЭ приводит к увеличению установленной мощности гибких генераторов, что, в свою очередь, может увеличить цену на электроэнергию.

В качестве решения данной проблемы, рассматриваются сценарии по созданию ядерно-возобновляемых гибридных энергетических систем (N-R HES) на основе связок АСММ на базе ММР и ВИЭ. В перспективе данная схема энергосистемы позволит повысить надежность и стабильность энергоснабжения [84].

N-R HES содержит атомную электростанцию, электрически и/или термически связанную с промышленным процессом (IP). Система входит в микрогрид, включающий ВИЭ. Опционально в систему могут быть добавлены аккумуляторная электростанция и пиковые газовые генераторы [85].

Сценарий АЭС+ВИЭ подразумевает под собой создание локальной самобалансирующейся энергосистемы. Основная энергоснабжение осуществляется за счет ВИЭ, в то время как АЭС обеспечивает запас мощности на случай падения выработки ВИЭ в силу климатических условий. Национальная Лаборатория Айдахо провела модельное исследование по созданию ядерно-возобновляемой гибридной энергетической системы и оптимизации ее структуры [85]. Система состояла из АСММ, включенной в грид из ВЭС, водородной генерирующей установки и газового пикового генератора.

Полученные результаты показывают, что система сильно зависит от уровня ветряной генерации (процент производимой ветроэнергии от

среднего спроса на электроэнергию), оказывающего сильное влияние на рост эффективной нормированной стоимости электроэнергии. «100% проникновение» означает установленную ветровую мощность, равную средней потребности. Однако средняя выработка за счет ветра составляет около 27% от установленной мощности, ввиду высокой изменчивости ветра. Выравнивание затрат возможно за счет внедрение АСММ, работающей на постоянной мощности, и водородной установки, но только при высокой стоимости продажи водорода. Помимо этого, было установлено, что внедрение в систему пиковых газовых генераторов все еще является наиболее эффективным способом повышения надежности системы.

В качестве еще одного примера изучения энергосистемы на основе N-R HES можно привести исследование Технологического университета Онтарио [86], рассматривающее применение гибридных энергосистем для питания судов океанского класса, в частности нефтяного танкера «Baltic Sunrise» в ходе перехода из Ирака в Сингапур с заходом в порты Египта и Нидерландов. Жизненный цикл проекта был принят в 40 лет. Цель исследования была в сравнении 4 способов энергоснабжения.

Данное исследование интересно тем, что опыт создания гибридной системы на базе судна достаточно легко проецируется на реальный сектор экономики, поскольку размеры и вес энергосистемы ограничен масштабами танкера, а стоимость должна не сильно отличаться от традиционной дизельной установки. Дополнительный интерес вызывает сравнение показателей энергоснабжения в зависимости от расположения судна на пути следования. Однако, цель рассматриваемого исследования в первую очередь касалась повышения экологичности.

Авторы исследования рассматривали гибридную систему, состоящую из ВЭС, АСММ, мощностью в 25 МВт(э), СЭС и аккумуляторных батарей, характеристики которой приведены в таблице 2 [87-90].

Таблица 2 – Характеристики гибридной энергетической системы [85]

	СЭС	ВЭС	ДЭС	АСММ
Номинальная мощность, кВт	1	10	1 000	1 000
Капитальные затраты, долл.США	640	13 000	300 000	15 000 000
Цена замены/перегрузки, долл.США	640	13 000	200 000	20 000 000
Жизненный цикл, лет	30	20	2,5	40
Стоимость эксплуатации и обслуживания, долл.США/год	0	400	87 600	1 510 000

В ходе исследования изучались 4 сценария компоновки энергосистемы танкера:

1. энергосистема на основе ископаемого топлива;
2. гибридная энергосистема на основе ВИЭ и ископаемого топлива;
3. энергосистема на основе АЭ;
4. гибридная система на основе ВИЭ и АЭ (N-R HES).

Распределение нагрузки на энергоисточники в зависимости от сценария приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Соотношение выработки энергии по энергоисточникам в зависимости от сценария

	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
ДЭС, %	100	95	0	0
ВИЭ, %	0	5	0	5
АСММ, %	0	0	100	95

Основные экономические результаты, полученные авторами исследования [85] представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты сравнения 4 сценариев компоновки энергосистемы по 2-м экономическим показателям.

	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
NPV, млн.долл.США	1 283,47	1 217,57	276,04	271,09
LCOE, долл.США/кВт*ч	1,1	1,04	0,236	0,231

5.2. АЭС + аккумулирование электроэнергии. Техно-экономические аспекты.

Другим перспективным направлением является создание гибридных энергосистем на основе АЭС и аккумуляторных электростанций.

Создание энергосистем, включающих связки энергоисточников и аккумуляторных электростанций, относительно не ново. В качестве примера стоит привести австралийский проект Hornsdale Power Reserve (HPR). Данный проект представляет из себя аккумулирующую электростанцию на 150 МВт/ 194 МВт*ч (на текущий момент введено в эксплуатацию 100 МВт/129 МВт*ч) [91]. HPR объединенную в грид с ветряной электростанцией Хорнсдейла (Hornsdale Wind Farm).

Основное назначение HPR – снижение расходов на эксплуатацию сети. Регион Хорнсдейл (Южная Австралия), в котором сооружена HPR, преимущественно получает электроэнергию из ВИЭ таких, как ветрогенераторы и солнечные батареи. Ввиду сильной зависимости данных типов ВИЭ от погодно-климатических условий, в пасмурную или безветренную погоду падает их производительность и, как следствие, общая энерговыработка региона. В этом случае дефицит энерговыработки покрывается посредством газогенераторов, подключенных к паровым турбинам. При использовании газогенераторов стоимость электричества в регионе Хорнсдейл поднимается до 14000 долларов за мегаватт [92].

Создание HPR, емкость которой составляет около 2% от условной емкости всей сети, удалось достичь снижения эксплуатационных расходов на 55% и сэкономить около 25 млн. долларов. Помимо этого, Южная Австралия

за четыре месяца с момента ввода в эксплуатацию HPR стала единственным регионом, где снизились расходы.

Другим способом сохранения энергии, является создание гибридных систем, включающих микро-ГЭС и водохранилища для накопления энергии. Согласно исследованию AGH Научно-технического университета, резервуар объемом 600 кубических метров способен накапливать 18,4 МВт*ч энергии, удовлетворяет потребности энергосистемы в течение 5 часов [93]. Данное водохранилище используется для повышения стабильности энергосистемы, состоящей из ВИЭ.

Использование аккумулирующих систем в связке с АСММ возможно для варьирования мощности и следования за суточной нагрузкой энергосистемы. При данном сценарии АСММ работает в номинальном режиме. При образовании избытка выработки, энергия передается в аккумулирующую систему (подзарядка батарей или наполнение водохранилища), а в периоды пиковой нагрузки, аккумулированная энергия отдается в сеть наряду с энергией от АСММ.

Однако, в случае мини-ГЭС возникает проблема длительной перезарядки (наполнения) водохранилища, а в случае с аккумуляторными батареями – малое время работы. Так время работы HPR составляет 10 минут при 70 МВт и 3 часа при 30 МВт.

Выводы к подразделу.

Обобщая результаты рассмотренных примеров, можно сделать следующие выводы. Использование сценариев «АСММ + ВИЭ» и «АСММ + аккумулирование» в чистом виде не является оптимальным. Для повышения надежности энергосистемы и снижения затрат на ее эксплуатацию наилучшим вариантом является гибридная энергосистема, включающая АСММ, ВИЭ, аккумулирующие электростанции и генераторы на ископаемом топливе.

6. Потенциальные энергопромышленные комплексы с энергоустановками АС на базе ММР.

Серьезные исследования в обоснование экономической целесообразности работы АС на базе ММР (проекты SMR) ведутся зарубежными и российскими специалистами и относятся к области поиска и выбора когенерационных систем, которые можно объединить с работой АЭС малой и средней мощности и которые, в том числе, по своим экономическим параметрам и оценкам производства промышленной продукции смогут быть востребованы в ближайшее время или в перспективе [1, 2, 12, 18, 96].

Помимо когенерационной системы теплоснабжения социальных и промышленных потребителей рассматриваются варианты работы АС на базе ММР в следующих промышленных или комплексных энергетических системах:

- производство пресной воды из морской в совместной работе с опреснительными установками, которые расходуют большие объемы электроэнергии;
- производство водорода путем электролиза воды или с использованием высокотемпературного тепла атомных установок ВТГР (VHTGR);
- для тяжелой, в том числе, металлургической промышленности, где существует потребность в качественном высокотемпературном паре;
- перерабатывающее производство – нефтехимическая промышленность, производство бензина, другой продукции;
- горнодобывающая промышленность – добыча сланцевой нефти, разработка и добыча других природных ресурсов;
- аккумулялирование энергии в целях дальнейшей востребованности ее в пиковых зонах нагрузки – разработка технологии накопителей энергии от АС.

Рассматривая разные внешние производственные системы для совместной работы с АС малой и средней мощности, эксперты делают акценты на то, что системы, которые требуют электричества, менее требовательны к работе АЭС, поскольку сами электроэнергетические системы могут обеспечивать надежность и сбалансированность поставок электроэнергии потребителям, а с вводом технологий аккумулялирования – обеспечивать резервирование и гарантию поставок электроэнергии в пиковые часы.

Внешние системы, требующие для промышленного производства тепловую энергию от АЭС, предъявляют больше требований к работе ЯЭУ в связи с особенностями конкретного промышленного производства, с возможными суточными колебаниями тепловой нагрузки с довольно быстрой динамикой изменений, с отсутствием в системе тепловой инерции и другими особенностями, характерными для конкретных сценариев работы, с вопросами близости размещения ЯЭУ от промышленного производства.

Вопросы развития промышленных комплексов, включающих АС, производящих электроэнергию, низкопотенциальное или высокотемпературное тепло в производственных нуждах, а также выполнение для таких комплексов первичного технико-экономического анализа, требует более глубоких исследований, прежде всего, в области промышленных технологий производящих конечную продукцию и применяющих энергию АС, степень их технологической и промышленной готовности, интегрального рассмотрения проектов энергопромышленных комплексов, а также обоснования рыночной востребованности конечной производимой продукции: потребности – текущие, будущие, графики производства, цены, динамика изменения потребностей и прочие аспекты.

Эксперты констатируют, что работа АС в связке с другими системами более эффективна, если:

- внешняя система требует стабильно больших объемов электрической или тепловой энергии и, у которой энергетические затраты являются

основными производственными затратами. Обоснованность потребностей в энергии позволяет определить режимы работы атомной энергоустановки;

- важна также длительность работы таких внешних производственных систем, поскольку проекты промышленного бизнеса должны быть скоординированы со сроком эксплуатационного периода жизненного цикла проектов АС;

- важны территориально-площадочные условия, позволяющие определить дополнительные требования к работе атомных энергоустановок в составе комплекса;

- другие параметры, уникальные для каждого сценария.

В связи с особенностями и уникальностью технологий промышленного производства, упомянутых в перечне потенциальных сценариев работы АС на базе ММР, перечнем возможных особых требований к проектам АС на базе ММР, перечнем параметров и характеристик разрабатываемых проектов АС на базе ММР, степенью их готовности, исследования практического применения проектов АС на базе ММР для совместной работы в промышленных комплексах должны носить, прежде всего, глубокий технико-экономический характер. Поэтому маркетинговые исследования рыночных ниш и потребностей должны затрагивать не ближайший период времени, а, скорее всего, более дальнюю перспективу. Но это не отрицает необходимости развития и разработки проектов АС на базе ММР разных технологий и мощности.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ.

Выполненное исследование на основе анализа множества материалов (статей в журналах, статей в интернет-изданиях энергетических сообществ, открытых публикаций аналитических центров и консалтинговых агентств – список источников), прямым или косвенным образом относящихся к исследуемой теме и поэтому выбранных экспертами для изучения и анализа, позволяет сделать несколько *общих выводов*:

- мировые тенденции развития энергетических рынков направлены на серьезное *реформирование подходов к оптимизации работы энергетических систем и энергопромышленных комплексов*. Такая направленность базируется на развитии новых энергетических и цифровых технологий, формирует цели эффективного использования ресурсов, мощностей и решения задач снижения углеродных выбросов от работы энергетических установок, а также получение положительных экономических эффектов для потребителей, производителей и инвесторов;

- быстрыми темпами во всем мире развивается *направление распределенной генерации*, что согласно прогнозам аналитиков формирует определенные требования к энергетическим проектам. Проектирование энергоустановок распределенной генерации, как правило, осуществляется в соответствии со специфическими *требованиями конкретных заказчиков и энергосистем, параметры и характеристики энергоблоков* определяются в зависимости от целей, задач и вариантов использования;

- появление новых тенденций создает определенные *благоприятные возможности и стимулы* компаниям для развития и реализации новых технологий и проектов малой и средней мощности, потенциально могущих быть востребованными в определенных зонах и нишах рынка. *Энергетические рыночные ниши разных стран не безграничны* ни по масштабам (объемам), ни по динамике их осваивания, поэтому чрезвычайно важны *временные сроки готовности проектов к выходу на рынки*;

- развитие зарубежных проектов АС на базе ММР идет в направлении от исследования рынка потребностей, наличия производственных мощностей и оценки технологической готовности проектов к выбору и принятию решений в отношении *требуемых параметров и характеристик энергоустановок*, потенциально могущих работать на «нишевых» энергетических рынках. Исследование рыночных ниш и потенциальных потребностей предопределяет эффективное использование мощности и экономическую целесообразность реализации проекта АС на базе ММР на конкретной площадке с конкретными целями. Отдельным срезом для рыночного исследования является анализ *мощностного спектра разных установок* с точки зрения востребованности конкретной мощности на площадке при работе в конкретной рыночной и территориальной нише.

- в связи с долговременными планами и тенденциями развития безуглеродной энергетики зарубежные эксперты отмечают важную

потребность в **обновлении теплофикационных мощностей** с потенциальной заменой их на **атомные когенерационные установки и атомные котельные**, российский рынок теплофикации также проходит этап технологической и организационной модернизации, что создает потенциальную возможность для развития и реализации проектов атомного теплоснабжения;

- **анализ всего спектра возможных сценариев-приложений** разных проектов АС на базе ММР в энергосистемах или в энергопромышленных комплексах – важная и объемная **прогнозно-стратегическая задача**;

- **оценка экономических эффектов** от реализации потенциальных проектов АС на базе ММР требует более полного объема данных в отношении параметров и характеристик проектов АС и в отношении территориальных и сценарных условий работы энергоустановок.

- в настоящее время крайне мало долговременных прогнозов и исследований с **анализом влияния масштабного внедрения распределенной генерации на крупные энергосистемы**, в частности, на Единую энергосистему России и на рынок электроэнергии и мощности. В отношении атомной генерации большой мощности такие прогнозы важны с точки зрения выстраивания стратегических планов реализации проектов атомной энергетики на российском и зарубежных рынках. Временная динамика развития малых и средних атомных мощностей в начале своего пути может быть медленной, но прогнозы и планы меняются, если с развитием направления АС на базе ММР будут получены хорошие технические решения и достигнуты положительные экономические эффекты.

Частные выводы, предложения и рекомендации, относящиеся к отдельным аспектам исследуемой темы, имеет смысл формулировать в случае заинтересованности в них конкретных структур, в чьей зоне ответственности находятся рычаги и механизмы принятия решений. В предлагаемом варианте исследование имеет чисто научно-аналитическую направленность и не является рекомендацией или предложением.

Август 2021 года

Работа выполнена при поддержке НИЦ «Курчатовский институт» (приказ от 25.09.2020 № 1919)

.

ИСТОЧНИКИ.

1. Carlsson, Johan & Shropshire, David E. & van Heek, Alik & Fütterer, Michael A., 2012. Economic viability of small nuclear reactors in future European cogeneration markets. *Energy Policy*, Elsevier, vol. 43(C), pages 396-406. Handle: *RePEc:eee:enepol:v:43:y:2012:i:c:p:396-406* DOI: 10.1016/j.enpol.2012.01.020
2. The development of small modular reactors: Which markets for which applications? Michel Berthelemy, Martin Leurent, CEA/DAS/Itésé UPSaclay, Giorgio Locatelli, Université de LEEDS. Automne 2016 Numéro 29 La lettre de l'Itésé.
3. A Call to Action: A Canadian Roadmap for Small Modular Reactors. Ottawa, Ontario, Canada. Canadian Small Modular Reactor Roadmap Steering Committee. November 2018. https://smrroadmap.ca/wp-content/uploads/2018/11/SMRroadmap_EN_nov6_Web-1.pdf?x64773.
4. Technology Working Group Report. Canadian SMR Roadmap. October 26, 2018. <https://smrroadmap.ca/wp-content/uploads/2018/12/Technology-WG.pdf?x64773>.
5. Economic and Finance Working Group Report. Canadian SMR Roadmap. 2018. <https://smrroadmap.ca/wp-content/uploads/2018/12/Economics-Finance-WG.pdf?x64773>
6. A European Green Deal. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.
7. European Climate Law. https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/law_en.
8. Proposal for a regulation of the European Parliament and of the council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law) EUROPEAN COMMISSION, Brussels, 4.3.2020 COM(2020) 80 final.
9. European Parliament resolution of 28 November 2019 on the 2019 UN Climate Change Conference in Madrid, Spain (COP25) (2019/2712(RSP)).
10. Демин В.Ф., Смирнова Л.С., Голосная А.А. 24.08.2020 г. Основные положения, современное состояние, особенности практической реализации проектов модульных АЭС на базе реакторов малой мощности с акцентами на вопросы экономики. PREPRINTS.RU. <https://doi.org/10.24108/preprints-3112107>.
11. Non-baseload operation in nuclear power plants: load following and frequency control modes of flexible operation. IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-3.23, International Atomic Energy Agency, Vienna, 2018.
12. David Shropshire. Economic viability of small to medium-sized reactors deployed in future European energy markets. *Progress in Nuclear Energy* 53 (2011).
13. A. Lokhov Load-following with nuclear power plants, NEA News 2011 No. 29.2.
14. Marco Cometto, Jan Horst Keppler. Nuclear Energy and Renewables. System Effects in Low-carbon Electricity Systems Technical Report. January 2012 OECD NEA.

15. Г.Грозовский, В.Попов, Е.Полякова. Нормативно-техническое регулирование в области возобновляемых источников энергии. Журнал «Стандарты и качество», №10, 2010 год, стр.34-41.

16. Мартынов А.С., Семикашев В.В. Зарубежный и российский опыт по стимулированию ВИЭ, местных видов топлив и вторичных энергоресурсов. Дата публикации: 22 марта 2011 г. <https://open-era.ru/analitika/obzory/energo/opyt-ispolzovaniya-vie/obzor-2-opyt-po-stimulirovaniyu-vie>.

17. Sinan Küfeoğlu, Michael Pollitt & Karim Anaya. Electric Power Distribution in the World: Today and Tomorrow. Working Paper 1826. Energy Policy Research Group (EPRG), August 2018. www.eprg.group.cam.ac.uk.

18. Load following by cogeneration: options for small modular reactors, GEN IV reactors and traditional large plants. Giorgio Locatelli, Sara Boarin, Andrea Fiordaliso, Marco Ricotti. Proceedings of the 2017 25th International Conference on Nuclear Engineering (ICONE25), July 2-6, 2017, Shanghai, China, ICONE25-67180.

19. Locatelli, G, Boarin, S, Pellegrino, F et al. (1 more author) (2015) Load following with Small Modular Reactors (SMR): A real options analysis. Energy, 80. 41 - 54. ISSN 0360-5442 <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.11.040>.

20. Locatelli, G orcid.org/0000-0001-9986-2249, Fiordaliso, A, Boarin, S et al. (1 more author) (2017) Cogeneration: An option to facilitate load following in Small Modular Reactors. Progress in Nuclear Energy, 97. pp. 153-161. ISSN 0149-1970 <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2016.12.012>.

21. Сергей Панов. АЭС научат маневрировать. <http://atomicexpert.com/page464210.html>.

22. Load Following Power Plant. <https://www.nuclear-power.net/nuclear-power/reactor-physics/reactor-operation/normal-operation-reactor-control/load-following-power-plant/>

23. Малые модульные реакторы: глобальные перспективы. Обзор, журнал «Атомный эксперт» #2–3, 2019 год. Дата обращения 27 мая 2021 г. https://atomicexpert.com/small_modular_reactors.

24. Александр Старченко. Базовые постулаты, на которых строится традиционная энергосистема, уже не работают. Газета «Коммерсант. Энергетика». Приложение №217 от 22.11.2017, стр. 13 <https://www.kommersant.ru/doc/3468902>.

25. Андрей Никитин, Аско Вуоринен. Пиковые и резервные ГПЭС: опыт применения в США. Журнал «Турбины и дизели», июль–август, 2007.

26. С.Рычков. Рынок системных услуг в российской электроэнергетике. Профессиональный журнал 01 (84), январь 2011.

27. Željko Tomšić, Ivan Rajšl, Electricity Market and Energy Policies Uncertainties for Investment in Life Time Operation of Nuclear Power Plants, Journal of Energy, vol. 68 Number 2–3, Special Issue (2019), p. 3–18.

28. The Structure of Electric Power Systems (Generation, Distribution and Transmission of Energy). October, 9th 2017 <https://electrical-engineering-portal.com/electric-power-systems>.

29. Вертешев А.С., Зибров В.П. Развитие распределенных энергетических систем в регионе // Труды ППИ. 2011. №15.3. С. 300-305.

30. БПЦ Энергетические системы Успешные отраслевые решения задач автономного энергоснабжения. : <http://www.bpcgroup.ru/industry/energy/.2011>.

31. Feed-in tariffs (FITs) in Europe. <https://www.pv-magazine.com/features/archive/solar-incentives-and-fits/feed-in-tariffs-in-europe/>.

32. Локальные энергосистемы. Газета "Энергетика и промышленность России" \№ 01-02 (213-214) январь 2013 года. <https://www.eprussia.ru/epr/213/14646.htm>.

33. Дмитрий Степанов. ВИЭ возможно интегрировать в единую систему с любым видом генерации. Газета "Энергетика и промышленность России" № 08 (388) апрель 2020 года, <https://www.eprussia.ru/epr/388/7325384.htm>.

34. Станислав Безгин. Солнечные эльфы Калифорнии (часть 2). 20.11.2017 <https://bezgin.su/articles/140-jenergetika/55864-solnechnye-jel-fy-kalifornii-chast-2-krivaja-utki>, обращение 15.05.2021 г.

35. Чистяков В.С. Управляемые быстродействующие реакторы для электрических сетей Казахстана в целях обеспечения интеграции ВИЭ. Вестник «Энергетика» Союза инженеров-энергетиков Республики Казахстан №3(62) (источник: www.kazenergy.kz).

36. Особенности проектирования электросистем. https://energetik-ltd.ru/statii/statii7/Osobennosti_proyektirovaniya_elektrosistem

37. Лапин А.В. Проблемы энергетической безопасности в условиях интенсивного развития распределенной энергетики. Первый Всероссийский съезд Технологической платформы «Комплексная безопасность промышленности и энергетики», Москва, ВВЦ, 20 мая 2014 г.

38. Распределенные энергетические системы: концепция, технологии, воплощение ВРС Group Power Systems. <https://www.elec.ru/files/2013/02/13/Raspredelennye-energeticheskie-sistemy.pdf>.

39. Electric grid reliability and interface with nuclear power plants. IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.8 INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY VIENNA, 2012.

40. Полина Смертина. Островки производства и потребления "Энергетика". Приложение №187 от 13.10.2020, стр. 4 <https://www.kommersant.ru/doc/4529236>

41. Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России. Аналитический доклад Аналитического Центра при

Правительстве РФ (март 2020). <https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/analitika>

42. Алексей Хохлов, Юрий Мельников, Федор Веселов, Дмитрий Холкин, Ксения Дацко. Распределенная энергетика в России: потенциал развития. Энергетический центр Московской школы управления Сколково. Январь 2018 г.

43. Энергетическая политика. Выпуск 5 2018 год. Общественно-деловой, научный журнал. Тема номера «Цифровая энергетика». <https://energypolicy.ru/wp-content/uploads/2020/02/05-2018.pdf>.

44. Ю.А. Морева, М.М. Суровцев, Е.А.Панова, Развитие распределённой генерации в мире и в России, журнал С.О.К. (Сантехника, Отопление, Кондиционирование) №5 2020 год (стр. 42-53). <https://www.c-o-k.ru/articles/razvitie-raspredelennoy-generacii-v-mire-i-v-rossii> (обращение 25.05.2020 г).

45. Г.Г. Налбандян, С.С.Жолнерчик. Ключевые факторы эффективного применения технологий распределенной генерации в промышленности. Журнал «Стратегические решения, риск-менеджмент» №1 (106) 2018, стр.80-87. <http://elib.fa.ru/art2018/bv885.pdf/download/bv885.pdf>.

46. Муратов О.Э., Общественный совет ГК «Росатом». Малая ядерная энергетика для Арктики. Региональный Форум-диалог «Сотрудничество для устойчивого развития Арктики», Мурманск, 26-27 сентября 2018 года.

47. Протокол совместного заседания Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике на тему: «Энергоснабжающая самобалансирующая организация (ЭССО). Ключевые аспекты концепции» г. Москва № 6/17 23 ноября 2017 г. http://www.nts-ees.ru/sites/default/files/kollegiya_2017.11.23.pdf.

48. НТЦ ЕЭС. Активные энергетические комплексы. Новый формат отношений между розничным производителем и промышленными потребителями электрической энергии на основании Постановления Правительства Российской Федерации от 21 марта 2020 года №320. Сайт nts-msk.ru (обращение 11.06.2021).

49. И.Чаусов, Б.Бокарев, В.Сидорович. Активные энергетические комплексы – первый шаг к промышленным микрогридам в России. Экспертно-аналитический доклад. Инфраструктурный центр «Энерджинет» под редакцией Дм.Холкина, при экспертном участии Федора Опачего (СО ЕЭС), Олега Баркина («НП Совет рынка»), 2020 г.

50. Михаил Шилер, Евгений Рублевский. Микрогрид – ответ на новые вызовы электроэнергетики. Журнал Control Engineering Россия, 4 (70), 2017. <https://controlengrussia.com/otraslevye-resheniya/microgrid/>.

51. Постановление Правительства от 21.03.2020 г. № 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов».

52. Концепция создания и развития активных энергетических комплексов промышленного типа. 26.03.2020
<https://активныйэнергокомплекс.пф/assets/concept.pdf>

53. Концепция АЭК/ЭССО [ntc-msk.ru/assets...docs/esso/Концепция АЭК-ЭССО.pdf](http://ntc-msk.ru/assets...docs/esso/Концепция_АЭК-ЭССО.pdf).

54. К. Дацко. Активные энергетические комплексы: энергосистемы в миниатюре и новый способ сэкономить на электричестве. Журнал НТИЦ ФСК ЕЭС «РУМ» (Руководящие материалы по проектированию и эксплуатации электрических сетей) РУМ (595) 5, 2020. <https://rum.cis-ees.ru/o-zhurnale/>.

55. Tomi J. Lindroos¹, Esa Pursiheimo¹, Ville Sahlberg², and Ville Tulkki² - VTT Technical Research Centre of Finland, Energy systems and climate. VTT Technical Research Centre of Finland A Techno-economic Assessment of NuScale and DHR-400 reactors in a District Heating and Cooling Grid, Reactor analysis. Energy Sources, Part B. Economics, Planning, and Policy. Published online: 27 Mar 2019. <https://doi.org/10.1080/15567249.2019.1595223>.

56. Алексей Хохлов. Цена вопроса. О внедрении систем накопления энергии Газета "Коммерсантъ" №216 от 23.11.2018, стр. 10
<https://www.kommersant.ru/doc/3806542>.

57. Владимир Сидорович. Накопители энергии дешевле и эффективнее пиковых газовых электростанций. 13.04.2021. <https://renen.ru/nakopiteli-energii-deshevle-i-effektivnee-pikovyh-gazovyh-elektrostantsij/>

58. Владимир Сидорович. Мощности накопителей энергии в мире вырастут до почти 1000 ГВт к 2040 г (BNEF). 07.11.2018. <https://renen.ru/power-storage-capacity-in-the-world-will-grow-to-almost-1000-gw-by-2040-bnef/>.

59. А.С.Некрасов, Ю.В.Синяк, С.А.Воронина, В.В.Семикашев. Современное состояние и перспективы развития теплоснабжения в России. ИМП РАН, Сто двадцать пятое заседание Открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С. Некрасова), 20 декабря 2011 года.

60. Виталий Болдырев. Атомная теплофикация в России: имеющийся опыт, потенциал, проблемы развития. 14.03. 2018 г. <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=7923>

61. Е.Г. Гашо, В.С. Пузаков, М.В. Степанова. Резервы и приоритеты теплоэнергоснабжения российских городов в современных условиях. Открытый семинар «Экономика энергетики» (семинар А.С.Некрасова) Сто пятьдесят девятое заседание. 26мая 2015 года.

62. Скворцов С.А., Сидоренко В.А. Об атомном теплоснабжении. Журнал «Атомная энергия», том 48, вып.4, апрель 1980 год, стр. 224-228.

63. Егоров В.В., Ковалевич О.М., Кууль В.С., Лузанова Л.М. и др. Вопросы обеспечения безопасности атомных станций теплоснабжения. Журнал «Атомная энергия», том 48, вып.4, апрель 1980 год, стр. 228-232.

64. Ташлыков О. Л., Щеклеин С. Е. Опыт атомного теплоснабжения города Заречного и перспективы атомной теплофикации Екатеринбурга. XII

Международная конференция «Российские регионы в фокусе перемен», 16 ноября — 18 ноября 2017 г. Екатеринбург.

65. Пузаков В.С., Теплоснабжение по-европейски. Журнал "Новости Теплоснабжения" № 8 (96), 2008 г., www.nts.ru

66. Пузаков В.С., Теплоснабжение от АЭС в Европе. Журнал [СОК \(Сантехника, Отопление, Кондиционирование\) №8 2012](http://www.c-ok.ru/market_news/) https://www.c-ok.ru/market_news/.

67. DHR – 400 <http://promdetalinvest.ru/dhr-kitajskij-reaktor-dlya-tepla>

68. Петрус Пеннанен. Ядерное отопление городов 13.02.2018 г. «Независимая газета», 13.02.2018 https://www.ng.ru/ng_energiya/2018-02-13/14_7171_finland.html

69. Finnish firm launches SMR district heating project. 24 February 2020. <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Project-launched-to-develop-Finnish-SMR-for-district>

70. Martin Leurent, Da Costa, P., Rämä, M., Urban, P., Jasserand, F. Cost-Benefit Analysis of district heating systems using heat from Nuclear Thermal Plants in Europe. 3RD INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART ENERGY SYSTEMS AND 4TH GENERATION DISTRICT HEATING. Copenhagen, 12–13 September 2017.

71. Martin Leurent. Nuclear plants as an option to help decarbonising the European and French heat sectors ? A techno-economic prospective analysis. PhD. Thesis. September 2018.

72. Tomi J. Lindroos, Esa Pursiheimo, Ville Sahlberg, and Ville Tulkki. A Techno-economic Assessment of NuScale and DHR-400 reactors in a District Heating and Cooling Grid. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy. Published online: 27 Mar 2019. <https://doi.org/10.1080/15567249.2019.1595223>.

73. Б. А. Габараев, Ю. Н. Кузнецов Атомные теплоэлектроцентрали: перспективы строительства. Промышленные ведомости. № 5-6, 2007.

74. Атомные теплоэлектроцентрали и атомные станции теплоснабжения. <https://tesiaes.ru/?p=14154>

75. В.И.Костин, В.В.Петруние, О.В.Самойлов, А.В.Кураченков. Реакторная установка ВБЭР-300 и энергоблоки на ее основе для региональной ядерной энергетики. Журнал «Атомная энергия». Том 102, вып.1. 2007 год.

76. В.И.Каширин, А.В.Малышев, В.А.Янчук, «Ижорские заводы», Санкт-Петербург. Оценки приемлемости концепции модульности для кипящих корпусных реакторов. Сайт Proatom.ru 30.05.2013 г. <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=4548>

77. Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ (ред. От 08.12.2020) «О теплоснабжении» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021).

78. Доклад Министерства энергетики РФ. О теплоснабжении в Российской Федерации. 2020 год. <https://minenergo.gov.ru/node/20641>.

79. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014-2018 годах. Информационно - аналитический доклад. Российское Энергетическое Агентство Минэнерго РФ. Москва 2020 год.

80. Рекомендации «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Практика применения Федерального закона от 29 июля 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://komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rabota/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/21143500/>

81. Пряхин А.С. Ерофеев В.Л. Семенов П.Д. Теплотехника. Том 2. Энергетическое использование теплоты. Учебник. Академкнига, 2006 год.

82. И.В. Никифорова, Т.В. Леснухина. Эталонный метод расчета тарифов на тепловую энергию как механизм повышения эффективности тарифообразования. Вестник Самарского государственного экономического университета. 2008. 7 (45).

83. Разработка и внедрение эталонного принципа при формировании тарифов на тепловую энергию. Совет производителей энергии. Заседание рабочей группы по теплоснабжению при ФАС (Федеральная Антимонопольная Служба). Москва 27 июня 2019 г.

84. S.Aumeier, R.Cherry, R.Boardman, J.Smith, Nuclear Hybrid Energy Systems: Imperatives, Prospects and Challenges // Energy Procedia №7, p.51-54, 2011.

85. A.Epiney, C.Rabiti, P.Talbot, A.Alfonsi, Economic analysis of a nuclear hybrid energy system in a stochastic environment including wind turbines in an electricity grid // Applied Energy №260, 2020

86. Hossam A. Gabbar, Md. Ibrahim Adham, Muhammad R. Abdussami, Analysis of nuclear-renewable hybrid energy system for marine ships // Energy Reports №7, 2021

87 Gabbar, H.A., Abdussami, M.R., Adham, Md. I., Techno-economic evaluation of interconnected nuclear-renewable micro hybrid energy systems with combined heat and power. Energies 13 (7), p.1642, 2020

88. Gabbar, H.A., Abdussami, M.R., Adham, M.I., Optimal planning of nuclear-renewable micro-hybrid energy system by particle swarm optimization. IEEE Access 8, 181049–181073, 2020.

89. Anon, Renewable energy cost analysis - wind power. <https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis—Wind-Power>.

90. Mirzaei, M., Vahidi, B., Feasibility analysis and optimal planning of renewable energy systems for industrial loads of a dairy factory in Tehran, Iran, 2015

91. Hornsdale Power Reserve – Year 1 Technical and Market Impact Case Study. 2018

92. Fred Lamber, Tesla's giant battery system gets praised by energy market operator: 'rapid, accurate, and valuable'. URL:

<https://electrek.co/2018/04/09/tesla-giant-battery-system-praised-energy-market-operator/> (дата обращения 18.06.21)

93. J.Jurasza, J.Mikulika, M.Krzywdaa, B.Ciapałab, M.Janowski, Integrating a wind- and solar-powered hybrid to the power system by coupling it with a hydroelectric power station with pumping installation // Energy №144, p.549-563. 2018.

94. Chun Sing Lai, Giorgio Locatelli, Andrew Pimm, Xiaomei Wu, Loi Lei Lai. A review on long-term electrical power system modeling with energy storage. Journal of Cleaner Production. September 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124298>.

95. The future role and challenges of Energy Storage. DG ENER Working Paper. EUROPEAN COMMISSION DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_storage.pdf.

96. Водород у ворот. Как Россия пытается выйти на новый рынок Газета "Коммерсантъ" №184 от 08.10.2020, стр. 10.

97. Shaping tomorrow's global hydrogen market: via de-risked investments. Baker McKenzie, 16 January 2020, <https://www.bakermckenzie.com/en/insight/publications/2020/01/shaping-tomorrows-global-hydrogen-market>

98. Евгений К. Разработка небольшого модульного реактора для теплоснабжения 28 февраля 2020 https://blog.secnrs.ru/2020/02/smr_district_heating.

99. Учебник «Атомная энергетика XXI века» 2013 год https://ozlib.com/856140/tehnika/atomnaya_energetika_xxi_veka

100. Falko Ueckerdt, Lion Hirth, Gunnar Luderer, Ottmar Edenhofer. System LCOE: What are the costs of variable renewables? Energy 63 (2013) 61-75.

101. Philip J. Heptonstall, Robert J. K. Gross. A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids. Nature Energy, volume 6, January 2021, pages 72-83, <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00695-4>.

ПРИЛОЖЕНИЕ. Определения.

В настоящем отчете о НИР применяются понятия, определяемые следующим образом:

Demand response – управление спросом – гибкий метод работы на розничных рынках электроэнергии с потребителями, основанный на экономической заинтересованности потребителя в регулировании своего расхода электроэнергии.

Distributed generation - распределенная генерация – концепция развития энергетики, подразумевающая строительство потребителями электрической энергии источников энергии компактных размеров или мобильной конструкции и распределительных сетей, производящих тепловую и (или) электрическую энергию для собственных нужд, а также направляющих излишки в общую сеть электрическую или тепловую .

MicroGrid - Микрогрид – микросеть или локальная энергосистема, которая предполагает создание на определенной территории собственных энергосетевых структур, способных работать, в том числе, автономно.

Meta-analysis – мета-анализ - научный метод работы в целях поиска, сбора, обобщения, анализа и систематизации данных, относящихся к исследуемой проблеме.

Системная удельная приведенная стоимость электроэнергии - System Levelized Cost of Electricity (SLCOE) —*показатель экономического анализа для энергетических систем* в новом методическом подходе оценки полных системных затрат на производство электроэнергии в конкретной энергосистеме при определенной структуре потребностей в энергии, учете долей и особенностей конкретных энерготехнологий, работающих в системе.

Тонна условного топлива - единица измерения топлива, равная по своей энергетической ценности тонне угля. В России за единицу условного топлива (у.т.) принимается теплотворная способность 1 кг каменного угля = 29,3 МДж или 7000 ккал.

Условное топливо — принятая при расчетах единица учёта органического топлива, то есть нефти и её производных, природного и специально получаемого при перегонке сланцев и каменного угля, газа, торфа – которая используется для счисления полезного действия различных видов топлива.