

СЕКЦИЯ 7

УПРАВЛЕНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ, ИНФРАСТРУКТУРНЫМИ И ДРУГИМИ СИСТЕМАМИ

ПОДХОД К ИНТЕГРАЦИИ МОДЕЛЕЙ РАЗВИТИЯ И КОММЕРЧЕСКОЙ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ГИБКОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ПРИМЕРЕ ЕЭС РОССИИ¹

Аликин Р.О., Ерохина И.В., Хоршев А.А.

Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

ruslanalikin@bk.ru, info@eriras.ru, epos@eriras.ru

Аннотация. Ожидаемая декарбонизация энергосистемы России создает ряд вызовов, требующих новых комплексных подходов к моделированию ее развития и функционирования. Предложен подход к мягкой интеграции модели развития электроэнергетики и модели диспетчеризации. Результаты показывают эффективность подхода в выявлении критических проблем энергосистемы и их устранения.

Ключевые слова: математическое моделирование, модель развития, модель диспетчеризации, возобновляемые источники энергии, декарбонизация.

Введение

Согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА), доля безуглеродных источников, в структуре производства электроэнергии за последние 50 лет увеличилась почти в 3,5 раза [1], главным образом благодаря увеличению мощностей возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и атомных электростанций (АЭС). Декарбонизация выходит на первый план в долгосрочных стратегиях развития экономик стран-участниц Парижского соглашения, включая Россию. Так, в Климатической доктрине РФ обозначена долгосрочная цель по достижению углеродной нейтральности к 2060 году.

Несмотря на то, что на данный момент ископаемые виды топлива доминируют в энергетическом балансе России, в рамках специальных мер поддержки ДПМ ВИЭ (договор о предоставлении мощности на оптовый рынок) проекты возобновляемой энергетики все же реализуются в особо удачных с точки зрения климата регионах страны. Так, в 2022 году, доля ветряных электростанций (ВЭС) в энергосистеме Ставропольского края достигла 9,7 % от установленной мощности.² При этом в рамках реализации «Стратегии социально-экономического развития страны до 2050 года с низким уровнем выбросов парниковых газов»³ потребуется существенное увеличение мощностей безуглеродной электрогенерации и в других регионах.

Помимо энергетики, Россия, прикладывает существенные усилия по декарбонизации и других секторов, в частности – транспортного сектора⁴, так же обладающего существенным потенциалом замещения органического топлива электроэнергией [2] или водородом, ресурсом для производства которого также часто рассматривается электроэнергия.

Однако развитие безуглеродных технологий и их интеграция в энергосистему является сложным и ответственным процессом, с большим количеством сопутствующих системных эффектов, требующих предварительного изучения. Прежде всего, с увеличением использования безуглеродных технологий (в первую очередь, на базе ВИЭ) возникает необходимость в адаптации энергосистем к возрастающему дисбалансу между меняющимися профилями потребления электроэнергии и режимами ее генерации [3].

¹ Исследование выполнено при поддержке гранта РФФ (проект № 21-79-30013)

² Системный оператор ЕЭС России

³ Распоряжение правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 года, № 3052-р

⁴ Распоряжение правительства Российской Федерации от 23 августа 2021 г. № 2290-р

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

Большинство традиционных моделей развития электроэнергетики (МРЭ) обладают ограниченной способностью представлять гибкость энергосистемы из-за упрощений, внесенных в формулировку задачи, особенно в отношении использования внутригодовых временных интервалов [4]. Зачастую в таких моделях формируются только годовые балансы энергии, а гибкость проверяется лишь для нескольких характерных точек. Даже в случае разбиения годовых балансов на несколько временных интервалов, процесс усреднения временных рядов для моделирования работы ВИЭ приводит к недооценке изменчивости и неадекватному отображению хронологического порядка временных шагов. Более того, как показало исследование [5], если для учета внутригодовой изменчивости в традиционной энергосистеме достаточно не более 10 временных интервалов, то внедрение недиспетчируемых ВИЭ может значительно увеличить это число. Эксплуатационные ограничения энергосистем также трудно смоделировать на МРЭ из-за низкого временного разрешения и отсутствия хронологии между временными срезами [6]. Примерами МРЭ являются такие модели как TIMES [7], OSeMOSYS [8], MESSAGE [9] и разработанная в ИНЭИ РАН модель EPOS [10].

Модели коммерческой диспетчеризации (МКД) используются для оценки адаптивности технологических изменений в производственной цепочке электроэнергия к внутригодовой (сезонной, суточной) неравномерности режимов ее производства и потребления по территории страны и имитируют процесс диспетчеризации электрогенерирующих мощностей за календарный год. При моделировании обеспечивается формирование балансов электроэнергии на каждом временном интервале, выделяемом внутри года. Коммерческий аспект оптимизации определяется критерием поиска решения – по минимуму переменных затрат, обеспечивающих необходимый объем энергопроизводства за весь год [4]. Это позволяет не только оценить гибкость энергосистемы, но и уточнить годовую загрузку различных типов электростанций. Также зачастую эти модели способны оценить ценовые последствия реализации заданного сценария за счет решения двойственной задачи, так, например приведении большого объема безуглеродных мощностей возможно возникновение эффекта известного как ценовой каннибализм [11]. МКД по сравнению с МРЭ имеют более точное временное разрешение, обычно на почасовом уровне, и учитывают различные ограничения гибкости энергосистемы. Из-за такого детального временного разрешения МКД обычно имеют достаточно малый горизонт моделирования (один год) и потому не могут объективно отражать процессы развития энергосистемы (инвестиционное планирование). Примерами МКД являются PLEXOS [12], Antares [13], Dispa-Set [14], FlexTool [15, 16], а также разработанная в ИНЭИ РАН модель МОССО [17].

Таким образом, объективное исследование вызовов, связанных с гибкостью функционирования энергосистем при возрастающей роли безуглеродных источников энергии, представляется возможным только при совместном использовании двух классов моделей: моделей развития электроэнергетики и моделей коммерческой диспетчеризации.

1. Постановка задачи

Цель этого исследования – смоделировать гибкую энергосистему России на 2050 год с большой долей безуглеродных источников, прежде всего ВИЭ. Для этого предлагается использовать разработанные в ИНЭИ РАН – модель развития электроэнергетики EPOS для исследования оптимальных вариантов структуры мощностей, а также мягко интегрированную (soft link), модель коммерческой диспетчеризации МОССО для оценки работоспособности будущей энергосистемы.

Добавление МКД МОССО имеет ключевое значение, учитывая высокую потенциальную долю ВИЭ в сценариях глубокой декарбонизации и ограниченность модели EPOS с точки зрения адекватного представления внутригодовых режимов потребления и производства электроэнергии, необходимого для моделирования гибкости будущей энергосистемы.

EPOS – это линейная динамическая оптимизационная модель развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения в рамках ТЭК России. Структурной основой модели является система территориальных годовых балансов электроэнергии, централизованного тепла и основных видов топлива. Требования к гибкости энергосистемы проверяются лишь для наиболее сложного периода – для зимнего рабочего дня формируются балансы рабочей мощности на час максимума и минимума электрической нагрузки. В данной работе с помощью модели EPOS были получены

варианты развития установленной мощности электростанций для различных условий декарбонизации.

Однако в контексте гибкости энергосистемы, одного моделирования развития электрогенерирующих мощностей недостаточно. Решение такой задачи требует специального модельного инструментария, который имитирует процесс коммерческой диспетчеризации мощностей и отвечает ряду общих требований [18]:

- Возможность совместного моделирования функционирования различных сегментов энергосистемы (генерации, потребления, межсистемных перетоков энергии и др.),
- Достаточный высокий уровень технологической и временной детализации для объективного моделирования различных технологий энергетики и их взаимодействия,
- Достаточный горизонт моделирования, минимум в год для того, чтобы учесть внутригодовые (сезонные, недельные, суточные и проч.) неравномерности в графиках нагрузки потребителей и возможностях загрузки мощности разных типов электростанций,
- Возможность поиска экономически оптимального решения и анализа ценовых последствий.

Таким инструментом стала разработанная в ИНЭИ РАН модель МОССО. МОССО — это линейная динамическая оптимизационная модель, определяющая состав включенного оборудования и объем выработки всех моделируемых энергообъектов в часовой детализации для одного календарного года по критерию минимума переменных затрат (модель коммерческой диспетчеризации). Основой модели является система почасовых территориальных балансов электроэнергии, а также почасовые балансы необходимых вращающихся резервов и инерции, что особенно важно в сценариях с высокой долей ВИЭ и накопителей. Таким образом, данная модель обеспечивает оптимизацию структуры производства электроэнергии с наименьшими затратами, а также детальную оценку гибкости энергосистемы.

Необходимо подчеркнуть, что при формировании модели диспетчеризации важно найти правильный компромисс между адекватностью и подробностью территориальной и технологической детализации производственной структуры (структуры генерирующих мощностей и межсистемных электрических связей) и размерностью формируемой оптимизационной модели, что непосредственно определяет время, необходимое для расчета одного сценария, особенно при использовании свободно-распространяемых, но менее производительных программ-оптимизаторов. Именно поэтому, на данной стадии исследования вместо детального (до субъектов РФ) территориального представления ЕЭС России в модели EPOS конфигурация модели МОССО предполагает выделение только двух крупных сегментов ЕЭС России – ЕЕЭС и ОЭС Сибири – с учетом агрегированных сетевых связей между ними. При этом ОЭС Востока, имеющая крайне слабые связи с ОЭС Сибири и, по сути, работающая изолированно, не моделировалась. В технологической структуре производства электроэнергии выделяется около 15 агрегированных технологий электростанций всех типов (например, АЭС, СЭС, ВЭС, ГЭС, ГАЭС, КЭС паротурбинные на газе, КЭС паротурбинные на твердом топливе, ПГЭС, ГТЭС, ТЭЦ паротурбинные на газе и т. д.), а также котельные и накопители электроэнергии и тепла, вместо сотен реальных объектов и агрегированных технологий в EPOS.

Подход, принятый в данном исследовании, представляет собой итеративную мягкую интеграцию (soft link) этих двух моделей: МРЭ и МКД. Мягкая интеграция — это подход, который подразумевает передачу информации (результатов оптимизации) из одной модели в другую, контролируемую пользователем [19]. Следует отличать этот подход от жесткой интеграции (hard link), где без вмешательства пользователя одновременно осуществляется поиск решения взаимосвязанных моделей.

Данный подход не является новым в мировой практике энергетического планирования, однако в России до сих пор не применялся.

Например, модели TIMES (МРЭ) и PLEXOS (МКД) были использованы для анализа функционирования ирландской энергосистемы на 2020 год еще в 2012 году [20]. Результаты показали, что из-за более низкого временного разрешения и отсутствия технических ограничений модель развития недооценивает требования к гибкости. Аналогичная процедура, описана в исследовании [21], где модель TIMES для шести регионов Италии была сопоставлена с моделью итальянской энергосистемы в PLEXOS. Результаты исследования указывают на растущую потребность в гибкости в связи с увеличением доли ВИЭ и опасениями по поводу способности итальянской энергосистемы обеспечивать адекватное энергоснабжение.

Кроме того, в исследовании [22] был предложен и успешно апробирован на сравнительно небольшой энергосистеме Кении подход к мягкой интеграции моделей OSeMOSYS (МРЭ) и FlexTool (МКД), схожий с предлагаемым в данной работе.

2. Подход к интеграции моделей

Как уже было отмечено ранее, для того, что дополнить крайне упрощенное описание требований к гибкости ЕЭС России в модели EPOS более детальным описанием их в модели МОССО, был применен подход итеративной мягкой интеграции (soft link), представленный на рис. 1. Сначала с помощью модели EPOS при заданных сценарных условиях определяется оптимальная структура установленной мощности на временном горизонте до 2050 года (по пятилетиям). Далее с помощью МОССО в режиме диспетчеризации для заданной структуры установленной мощности с учетом основных технико-экономических характеристик генерирующих технологий, также передаваемых их EPOS, определяются потенциальные проблемы с гибкостью энергосистемы для каждого из контрольных лет, либо одного самого сложного с точки зрения гибкости года (обычно это год с наибольшей долей ВИЭ в энергобалансе). К сожалению, в отличие от использованной в [22] МКД FlexTool, модель МОССО пока не может работать в так называемом «инвестиционном» режиме, в рамках которого из заданного состава инвестиционных решений она может определить наиболее эффективные для устранения возникающих проблем с гибкостью системы. В связи с этим, в случае обнаружения проблем с гибкостью энергосистемы в виде непокрытого спроса, недостатка резервов или инерции в системе пользователю необходимо провести анализ результатов МКД и самостоятельно предложить потенциальные инвестиционные решения, позволяющие устранить возникшие проблемы с гибкостью. Например, это может быть ввод новые маневренных мощностей, накопителей электроэнергии, применение механизмов управления спроса и др. После этого, скорректированная структура мощности для контрольного года (или лет) передается обратно (фиксируется) в модель EPOS, которая запускается на оптимизацию для уточнения оптимальной структуры мощности в другие годы и расчета экономических показателей предложенного варианта развития.

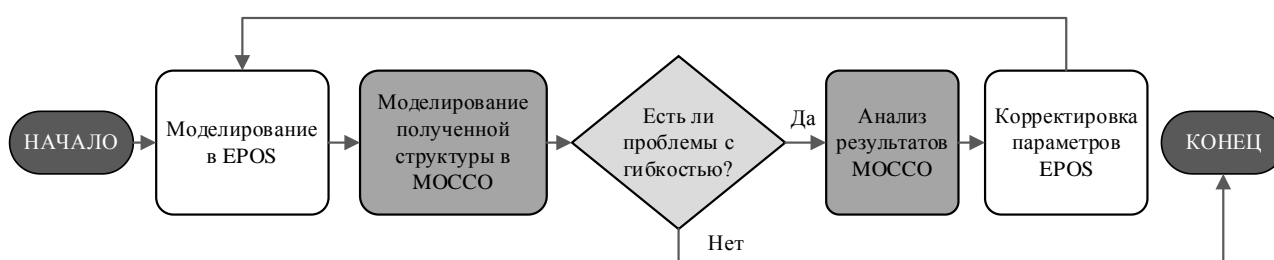


Рис. 1. Подход к мягкой интеграции моделей EPOS и МОССО

3. Результаты моделирования на примере ЕЭС России

В качестве примера далее приводятся результаты мягкой интеграции моделей EPOS и МОССО для одного, наиболее амбициозного и, соответственно, требовательного к гибкости, варианта развития ЕЭС России. Структура установленной мощности, производства электроэнергии и централизованного тепла, полученные с помощью модель EPOS, обеспечивают снижение выбросов CO₂ в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении на 50 % от уровня 2019 г., что потребует не только крайне активного развития атомной, возобновляемой и гидроэнергетики, но и масштабную электрификацию теплоснабжения за счет сооружения большого количества электродельных. Оптимальная структура установленной мощности ЕЭС России в этом варианте предполагает доведение к 2050 г. мощности АЭС до 117 млн кВт АЭС, ГЭС – до 82 млн кВт, а также сооружение более 120 млн кВт электростанций на базе ВИЭ. В связи с этим встает вопрос о возможности реализации такого варианта в части бездефицитного функционирования ЕЭС России во внутригодовом разрезе, учитывая непостоянный, погодозависимый характер изменения выработки ВИЭ-электростанций, сезонную ограниченность водных ресурсов, а также достаточно ограниченные возможности внутрисуточной разгрузки крупных блоков АЭС.

В соответствии с предложенным подходом для этого варианта были оценены возможности балансирования режима работы энергосистемы с учетом внутрисуточных колебаний нагрузки в ЕЭС России по состоянию на 2050 г. с использованием МКД МОССО. Как было отмечено выше, расчеты выполнялись для двух крупных сегментов ЕЭС России – ЕЕЭС и ОЭС Сибири. При этом конфигурация графиков электрической нагрузки ЕЕЭС и ОЭС Сибири соответствует отчетной за

2018 г. Графики почасовой выработки ВЭС и СЭС сформированы, исходя из погодных и климатических условий 2018 г.

На рисунке 2 показан суточный график зимнего рабочего дня (ЗРД) в 2050 г., соответствующий данному варианту и сформированный с помощью МКД МОССО. Из этого рисунка видно, что покрытие нагрузки осуществляется преимущественно атомными и тепловыми мощностями – их внутрисуточная загрузка стабильна и составляет 108 и 87 млн кВт соответственно. При этом возможностей для дальнейшего увеличения их загрузки нет – они работают всей своей располагаемой мощностью. В данном варианте и ВИЭ-электростанции играют заметную роль в структуре установленной мощности и годового баланса электроэнергии. Однако их роль в суточном графике ЗРД остается достаточно скромной. Так, генерация ВЭС внутри суток варьируется в диапазоне 13 – 14 млн кВт, обеспечивая от 5 до 6,3 % нагрузки потребителей. Несмотря на значительно большую установленную мощность, роль СЭС в графике нагрузки ЗРД оказывается сопоставимой с ВЭС: их загрузка колеблется от 0 млн кВт в темное время суток до 16 млн кВт около полудня, что позволяет им в этот момент обеспечить около 6,4 % спроса. Это объясняется сезонным снижением инсоляции в северных широтах, что приводит к крайне низким КИУМ СЭС в этот период.

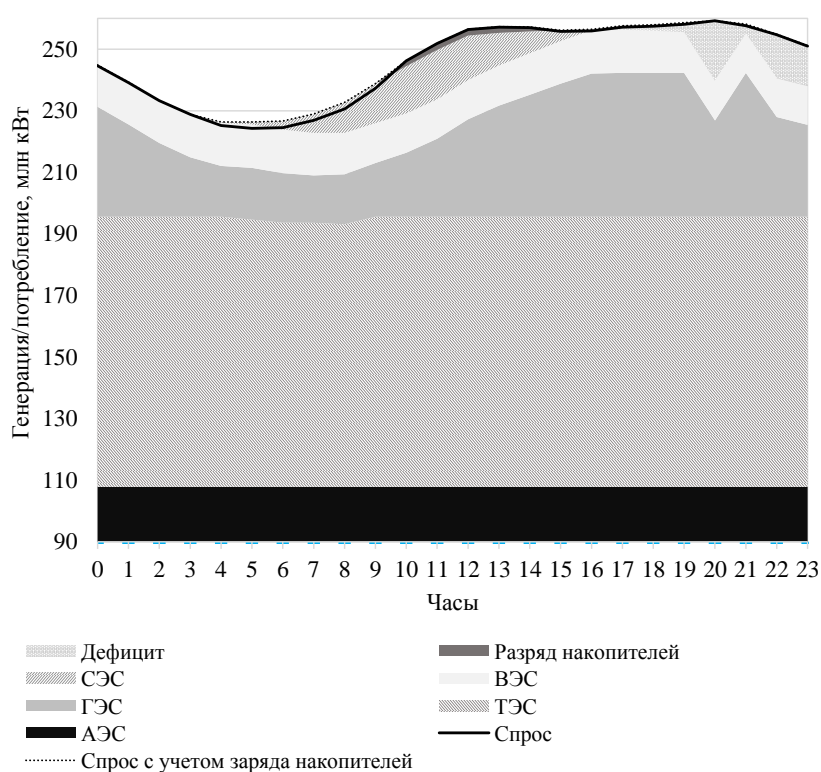


Рис. 2. Покрытие суточного графика нагрузки ЗРД ЕЭС России (без ОЭС Востока) в 2050 г. (до уточнения структуры установленной мощности)

Основным маневренным источником в энергосистеме являются ГЭС, загрузка которых в течение зимних суток изменяется в несколько раз – от 15 до 47 млн кВт. Кроме того, в данном варианте используются накопители электроэнергии (в данном варианте только ГАЭС, в объеме оптимального решения модели EPOS), запаасающие электроэнергию в ночной провал и выдающие электроэнергию в период с 10 до 14 часов. Однако их мощности, а главное – запаса энергии в их резервуарах, оказывается явно недостаточно для обеспечения необходимого объема электроэнергии в часы высокого спроса. Этот факт, наряду с вынужденным снижением генерации ГЭС из-за нехватки водных ресурсов при невозможности увеличения выработки ТЭС и АЭС, работающих на пределе своих возможностей, приводит к возникновению значительных дефицитов мощности в период с 17 до 23 часов. Максимальный дефицит наблюдается в час максимума нагрузки ЗРД (20:00) и составляет около 19 млн кВт или 7,5 % от спроса в этот момент.

Важно отметить, что по результатам оптимизации МКД МОССО выявлено, что в период максимальных электрических нагрузок (ноябрь – февраль) практически все типы диспетчируемых

электростанций (в т.ч. и ГТЭС) используются в режиме, близком к предельному, что свидетельствует о достаточно напряженной балансовой ситуации в эти периоды года. Особенно остро ситуация обстоит в декабре, когда даже ГТЭС работают с КИУМ более 94 %, что, тем не менее, не позволят избежать дефицитов электроэнергии в этот период года.

Таким образом, использование МКД МОССО позволило нам выявить проблемы с гибкостью и балансировкой ЕЭС России в полученном в МРЭ EPOS варианте развития электроэнергетики страны на уровне 2050 г. Другими словами, реализация этого варианта, предусматривающего крайне масштабное развитие атомной и возобновляемой энергетики наряду с электрификацией теплоснабжения, оказывается невозможной без дополнительных мер, обеспечивающих бездефицитное функционирование ЕЭС России, особенно в период максимальных нагрузок.

Именно поэтому с использованием итеративной процедуры была предложена корректировка структуры установленной мощности этого варианта, предусматривающая дополнительное сооружение наименее капиталоемких маневренных генерирующих источников – ГТЭС. В ходе итеративной процедуры уточнения их необходимых объемов было выявлено, что, несмотря на крайне значительные объемы дефицитов мощности, возникающие в некоторые периоды года в исходном варианте, для их устранения необходимо и достаточно дополнительного сооружения всего лишь 2,7 млн кВт ГТЭС.

На рисунке 3 показан прогнозный суточный график зимнего рабочего дня в 2050 г., соответствующий этому уточненному варианту структуры генерирующих мощностей. Из этого рисунка видно, что в уточненном варианте не наблюдаются дефициты электроэнергии, наличествующие в исходном варианте в период с 17 до 23 часов и максимально достигавшие 19 млн кВт. Это объясняется заметно возросшей загрузкой ГЭС в этот период: в часы максимальных нагрузок выработка ГЭС в скорректированном варианте достигает 46 – 48 млн кВт, что на 14 – 15 млн кВт больше, чем в исходном варианте. При этом выработка электроэнергии ГЭС в остальные ЗРД в уточненном варианте не только не увеличилась, а даже немного сократилась – на 1,5 – 2,5 млн кВт. Это может быть объяснено тем небольшим вкладом в покрытие графика нагрузок, который вносят и сами дополнительно введенные ГТЭС – как раз 1,4 – 2,5 млн кВт в течение зимних суток. Загрузка остальных типов электростанций в графике ЗРД в скорректированном варианте не изменяется, оставаясь на уровне исходного варианта.

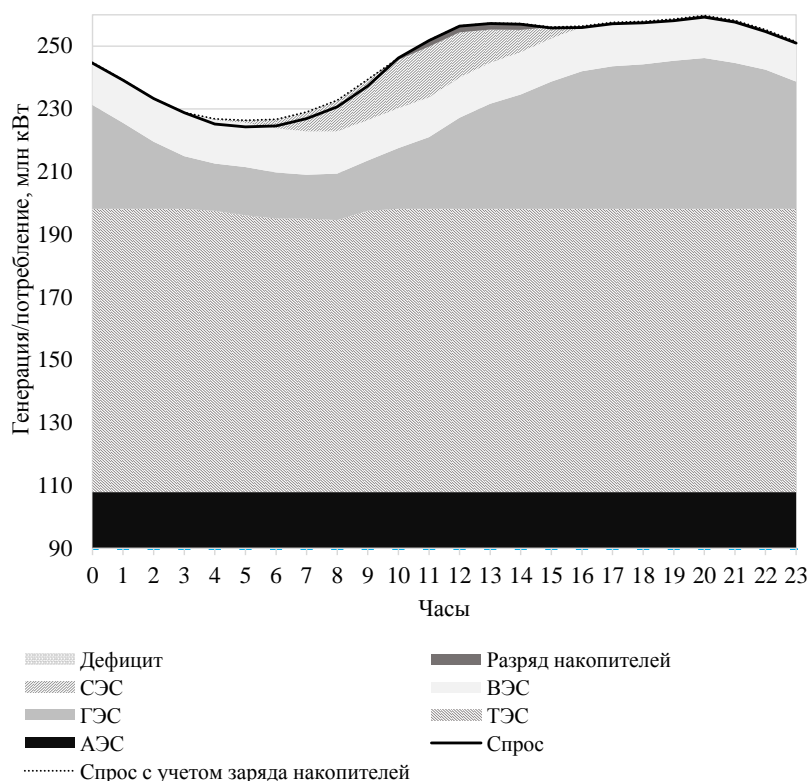


Рис. 3. Покрытие суточного графика нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Востока) в 2050 г. (после уточнения структуры установленной мощности)

Реализовать возможность дозагрузки ГЭС в пиковые часы удалось благодаря тому, что в условиях ограниченности водных ресурсов в зимний период дополнительно введенные ГТЭС позволяют не расходовать энергию, запасенную в водохранилищах ГЭС, а сохранять ее и даже увеличивать запас для дальнейшего использования в часы максимальных нагрузок.

4. Заключение

Для анализа оптимальной структуры энергосистемы и режимов ее функционирования была разработана и апробирована подход к мягкой интеграции (soft link) МРЭ EPOS и МКД МОССО, которая доказала свою эффективность при выявлении ключевых потенциальных проблем гибкости и необходимых инвестиционных решений для их устранения.

Проведенные итеративные оптимизационные расчеты показали, что при сохранении современных достаточно плотных графиков нагрузки даже при крайне климатически-амбициозных вариантах развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения, предусматривающие ориентацию на безуглеродные источники электроэнергии и частичную электрификацию теплоснабжения, бездефицитное функционирование ЕЭС России может быть реализовано за счет создания достаточных резервных мощностей без необходимости применения больших объемов накопителей электроэнергии. Однако ситуация может катастрофически меняться в случае наступления неблагоприятных погодных-климатических условий в период пиковых нагрузок или неблагоприятных гидрологических условий (маловодного года), что требует дополнительного моделирования, возможно, с большей территориальной и технологической детализацией.

Вместе с тем, необходимо продолжить совершенствование используемых моделей, прежде всего, модели МОССО в части реализации «инвестиционного» режима, использование которого позволит уже по результатам оптимизации получать «подсказку» о типе и объемах дополнительных инвестиционных решений по ликвидации возможных проблем с гибкостью функционирования будущих энергосистем.

Литература

1. Key World Energy Statistics 2021, IEA, September 2021
2. *Веселов Ф.В., Соляник А.И., Аликин Р.О.* Влияние электрификации в секторе дорожного транспорта на уровень электропотребления и суточный график нагрузки в ЕЭС России // Известия РАН. Энергетика, 2023, N 1, С. 57-71
3. *Филиппов С.П., Дильман М.Д.* Возобновляемая энергетика: системные эффекты // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2019): Труды Двенадцатой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2019. С. 558-567
4. *Heggarty T.*, Techno-economic Optimisation of the MiX of Power System Flexibility Solutions, Phd thesis, Universite Paris sciences et lettres, 2021.
5. Merrick J.H., On representation of temporal variability in electricity capacity planning models, Energy Econ. 59 (2016) 261–274.
6. *Quoilin S., Nijs W., Gonzalez I.H., Zucker A., Thiel C.*, Evaluation of simplified flexibility evaluation tools using a unit commitment model // 12th Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM (2015) P. 1–5,
7. *Loulou, R., Remne, U., Kanudia, A., Lehtila, A., Goldstein, G.* Documentation for the TIMES Model PART I, July 2016.
8. *Howells, M.; Rogner, H.; Strachan, N.; Heaps, C.; Huntington, H.; Kypreos, S.; Hughes, A.; Silveira, S.; Decarolis, J.; Bazillian, M.; et al.* OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development // Energy Policy 2011, 39, PP. 5850-5870.
9. Modelling Nuclear Energy Systems with MESSAGE: A User's Guide, Nuclear Energy Series No. NG-T-5.2, IAEA, Vienna, 2016.
10. *Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршеев А.А.* Использование оптимизационного инструментария в задачах долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и энергетических рынков / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2012). Труды Шестой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2012. С. 313–323
11. *Аликин Р.О.* Эффект ценового каннибализма при декарбонизации электроэнергетики на примере атомных электростанций // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН (в печати)
12. Energy EXemplar, PLEXOS Energy Modeling Software, 2023.
13. *Alimou Y., Maïzi N., Bourmaud J.-Y., Li M.*, Assessing the security of electricity supply through multi-scale modeling: the TIMES-ANTARES linking approach // Appl. Energy Vol. 279, 115717. 2020.
14. *Pavicevic M., Mangipinto A., Nijs W., Lombardi F., Kavvadias K., Jimenez Navarro J.P., Colombo E., Quoilin S.*, The potential of sector coupling in future European energy systems: soft linking between the Dispa-SET and JRC-EU-TIMES models, // Appl. Energy Vol. 267. 2020, 115100.

15. IRENA, Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for Policy Makers, Abu Dhabi, 2018
16. IRENA, Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 2: IRENA FlexTool Methodology, Abu Dhabi, 2018.
17. Аликин Р.О., Люшин Л.С., Городилов М.А., Модель комплексной коммерческой оптимизации энергосистем «МОККО». Труды 8-й международной научно-практической конференции “Энергетика и энергосбережение: теория и практика”, 2023, Декабрь 06–08, Барнаул, Россия (в печати)
18. Alikin R.O., Resource modelling to provide the “flexibility” of the power system in its low-carbon redevelopment // Rudenko International Conference “Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems“ (RSES 2023) Volume 461, 2023.
19. Wene C.O., Energy-economy analysis: linking the macroeconomic and systems engineering approaches, Energy – 1996. – Vol. 21, – P. 809–824.
20. Deane J.P., Chiodi A., Gargiulo M., OGallachoir B.P., Soft-linking of a power systems model to an energy systems model // Energy – 2012. – Vol. 42, – P. 303–312.
21. Deane J.P., Gracceva F., Chiodi A., Gargiulo M., OGallachoir B.P., Assessing power system security. A framework and a multi model approach // Int. J. Electr. Power Energy Syst – 2015. – Vol. 73, – P. 283–297.
22. Kihara M., Lubello P., Millot A., Akute M., Kilonzi J., Kitili M., Mukuri F., Kinyanjui B., Hoseinpoori P., Hawkes A., Shivakumar A., Welsby D., Pye S., Mid- to long-term capacity planning for a reliable power system in Kenya // Energy Strategy Rev. – 2024. – Vol. 52.