

DOI:

## **ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПРИ ВОЗРАСТАЮЩЕЙ РОЛИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ<sup>1</sup>**

**Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Хоршев А.А.**

*Институт энергетических исследований РАН,*

*Россия, г. Москва, ул. Нагорная, д.31, корп.2*

[epos@eriras.ru](mailto:epos@eriras.ru), [info@eriras.ru](mailto:info@eriras.ru)

*Аннотация: Рассмотрены актуальные направления развития оптимизационных моделей планирования развития энергосистем при активном росте возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Приведены результаты применения оптимизационной модели EPOS для прогноза условий межтопливной конкуренции в ЭЭС России и комплексной оценки энерго-экономических эффектов при различных масштабах развития ВИЭ-электростанций.*

Ключевые слова: электроэнергетика, энергосистема, возобновляемые источники энергии, оптимизационная модель.

### **Введение**

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ), прежде всего – на базе ресурсов ветра и солнца, становятся основой «новой энергетики» во всем мире, мощным инструментом ее декарбонизации. Однако при этом они значительно отличаются своими характеристиками (как физическими, так и экономическими) от традиционных технологий производства электроэнергии. ВИЭ-электростанции характеризуются погодозависимым, переменным, недиспетчеризируемым режимом работы, относительно малой единичной мощностью оборудования (до нескольких МВт) и высокой степенью его «распределенности». Это радикально отличает их от традиционных тепловых электростанций с блоками в десятки и сотни МВт с полностью управляемым режимом выдачи мощности в энергосистему (ЭЭС).

Интеграция ВИЭ-электростанций в ЭЭС не только формирует новые требования к сетевой инфраструктуре, объемам и качеству резервирования, но и серьезно меняет традиционные режимы работы электростанций, «размывает» границы между базисными, маневренными и пиковыми источниками электроэнергии, требует серьезного повышения технических требований к существующему генерирующему оборудованию, прежде всего – на тепловых электростанциях. Все эти «системные» эффекты имеют свою стоимость, которая может существенно влиять на выбор экономически эффективных масштабов структурных изменений в ЭЭС, технологической перестройки в ее крупнейшем, теплоэнергетическом сегменте.

Учет технических особенностей «новой энергетики», безусловно, необходим при оптимизации структуры перспективных балансов мощности и электроэнергии в ЭЭС. Соответственно, используемые для этого экономико-математические модели планирования развития энергосистем должны быть адаптированы к новым технологическим факторам и порождаемым ими «системным» эффектам при выборе оптимальной структуры генерирующих мощностей в условиях усиливающихся ограничений по выбросам парниковых газов.

### **1 Характеристика современных моделей планирования развития энергосистем**

Экономико-математические модели (ЭММ) планирования развития энергосистем (capacity expansion models) уже многие годы используются как в России (СССР), так и за рубежом в качестве инструмента поддержки принятия решений о будущих направлениях эволюции электроэнергетики на различных уровнях – от государственных органов высшего уровня до отдельных компаний и региональных властей.

Среди всех типов моделей именно оптимизационные ЭММ на базе методов линейного программирования получили наибольшее распространение в практике энергетического прогнозирования. Традиционно критерий оптимальности в таких моделях отражает требования общественной эффективности по минимизации стоимости энергоснабжения (least-cost planning) и представляет собой минимум интегральных дисконтированных инвестиционных и эксплуатационных затрат (включая топливные), необходимых для развития и функционирования ЭЭС на горизонте

---

<sup>1</sup> Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ (проект № 17-79-20354)

планирования (с учетом эксплуатационных затрат в 15-25-летний период последствий, необходимого для корректного выбора инвестиционных решений).

В мире созданы сотни подобных ЭММ, причем часто развитие электроэнергетики рассматривается в них, как часть более общей задачи по оптимизации структуры всего энергетического комплекса страны. Примерами наиболее распространенных в мировой практике ЭММ для планирования развития энергосистем являются:

- долгосрочная модель развития энергетики MARKAL [1] и ее приемник, разработанный Международным энергетическим агентством – модель TIMES [2];
- созданная в ИАША и в настоящее время используемая в МАГАТЭ и странах ее членах модель MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) [3];
- Electricity Market Module (EMM) в составе основного инструмента долгосрочного моделирования энергетики США в увязке с национальной и мировой экономикой – National Energy Modeling System (NEMS), который поддерживается Администрацией США по энергетической информации (EIA) [4];
- Integrated Planning Model (IPM), созданная ICF International и используемая Агентством США по защите окружающей среды (EPA). Наиболее часто эта модель применяется для оценки различных государственных мер, направленных на снижение выбросов и загрязнения природы. В связи с этим, основной акцент в модели сделан на качественном описании тепловых электростанций и выбросов загрязняющих веществ ими [5];
- PLEXOS разработки компании Energy Exemplar, являющаяся одной из наиболее мощных и продвинутых моделей развития электроэнергетики в мире [6];
- в последние годы все большую популярность и распространение, особенно среди академических исследователей, приобретают свободно распространяемые модели с открытым исходным кодом, развиваемые международными сообществами ученых: OSeMOSYS (Open Source Energy Modeling System) разработки Королевского технологического института (KTH) в Стокгольме [7], Backbone разработки финского технического исследовательского центра VTT [8], TEMA разработки Государственного университета Северной Каролины (Tools for Energy Model Optimization and Analysis) [9] и др.

В России уже несколько десятилетий для научных и прикладных задач (в том числе при разработке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики – основного отраслевого документа стратегического планирования) активно используется разработанная в ИНЭИ РАН динамическая оптимизационная модель развития электроэнергетики России в рамках ТЭК (EPOS) [10], которая является составной частью модельно-информационного комплекса SCANNER для исследования долгосрочного развития энергетики России и мира.

Структура модели определяется условиями задачи линейного программирования большой размерности с динамическими связями между переменными, характеризующими состояние (мощность) электроэнергетических объектов (технологий) в разных периодах в увязке с развитием основных топливных отраслей. Решение этой задачи с интегральным экономическим критерием позволяет определить:

- оптимальную и взаимосвязанную по периодам структуру мощности разных типов электростанций и соответствующее ей территориальное размещение новых энергетических объектов, объемы и технологическую структуру годового производства электроэнергии, оптимальное соотношение комбинированной и раздельной схем энергоснабжения и соответствующую динамику годового отпуска тепла от ТЭЦ;
- оптимальную и взаимосвязанную по периодам потребность в первичных энергоресурсах для электроэнергетики и системы централизованного теплоснабжения, объем и структуру спроса на топливо для тепловых электростанций и оптимальные маршруты поставки топлива с учетом условий формирования балансов топлива по территории страны;
- минимальные на всем горизонте планирования суммарные прямые и дисконтированные затраты на развитие электроэнергетики, распределенные как по отдельным временным интервалам, так и по основным составляющим затрат (капитальные, топливные и постоянные эксплуатационные затраты) для каждой подотрасли электроэнергетики.

Для каждого временного периода, выделяемого на горизонте планирования, формируется три статических функциональных блока ограничений с динамическими связями между блоками соседних периодов:

В производственном блоке решается задача бездефицитного обеспечения потребности в мощности и электроэнергии за счет оптимального использования действующих, реконструируемых и новых мощностей электростанций разного типа. Для этого формируется система уравнений годовых балансов мощности и электроэнергии в ЕЭС России в разрезе объединенных энергосистем (ОЭС) с возможностью детализации балансов до 42 территориальных энергоузлов. В балансах каждой ОЭС (энергоузла) учитываются возможности получения/выдачи мощности и энергии, исходя из пропускных способностей существующих и стоимости сооружения новых магистральных линий электропередач (ЛЭП) между соседними ОЭС (энергоузлами). Также для оптимизации условий работы действующих и обоснования ввода новых ТЭЦ и котельных по каждому субъекту РФ в модели формируются уравнения балансов централизованно поставляемого тепла (отдельно для существующих и различных типов новых тепловых нагрузок).

В инвестиционном блоке выполняется экономическое сравнение множества предложений по техническому перевооружению и строительству новых электростанций разного типа, котельных и новых межсистемных ЛЭП, исходя из их технико-экономических показателей (ТЭП): удельных капиталовложений, сроков строительства, удельных расходов топлива, эксплуатационных затрат и т.д. Вариантные расчеты позволяют учесть влияние неопределенности ТЭП на оптимальную технологическую структуру решений по реконструкции и новому строительству.

В блоке топливоснабжения через уравнения балансов топлива определяются ресурсные и ценовые условия поставки основных видов газа и энергетического угля (по основным бассейнам) для электростанций и котельных. При этом учитываются возможности взаимозамены различных видов топлива на ТЭС и котельных (выделяются несколько допустимых топливных режимов для каждой электростанции).

Динамические связи между переменными статических блоков определяют условия изменения производственных и экономических показателей электроэнергетики и топливных отраслей с учетом выбираемых инвестиционных решений. В модели также могут задаваться интегральные ограничения, охватывающие несколько периодов или в целом горизонт планирования.

Все перечисленные выше модели планирования, по крайней мере, когда работают без связи с макроэкономическими моделями более высокого уровня, используют в качестве критерия оптимальности минимум суммарных дисконтированных затрат на развитие и функционирование ЭЭС за весь период прогнозирования. Большинство из используемых моделей многозонные, что позволяет оптимизировать структуру генерирующих мощностей с учетом развития и режимов использования электрической сети. Кроме того, в системе балансовых уравнений, как правило, учитывается сезонная или помесечная неравномерность спроса на электроэнергию.

Однако включение в задачу оптимизации больших объемов ВИЭ-электростанций формирует дополнительные требования к модельному инструментарию. Особенности режимов работы ветряных (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций является не только сезонная, но и внутрисуточная волатильность производства, а также ее стохастический характер. Большое значение имеют и различия в инсоляции и ветропотенциале отдельных территорий в составе ЭЭС, особенно национального масштаба.

Одним из вариантов адаптации моделей планирования развития ЭЭС является многократное увеличение дробности внутригодовых временных интервалов с переходом к недельным или даже часовым балансам электроэнергии, а также более детальное представление территории с переходом от крупных энергозон к более мелким энергоузлам. Однако с учетом динамических связей в модели платой за это является резкое увеличение времени расчетов при одновременном усложнении процедур содержательного анализа решения специалистами-энергетиками. Резко обостряется и проблема получения достоверных исходных данных в требуемой подробности.

Более эффективной технологией при планировании развития ЭЭС в условиях их сильной технологической трансформации является декомпозиция прогнозной задачи с выделением отдельной подзадачи по исследованию оптимальных режимов функционирования энергосистемы с использованием специального класса моделей диспетчеризации мощностей на часовых (или даже более малых) интервалах. Результатом таких моделей являются оптимальные планы использования генерирующих мощностей, исходя из минимума переменных затрат. При этом организуется итеративное согласование решений, получаемых в моделях планирования развития ЭЭС и моделях диспетчеризации мощностей. Однако и в этом случае в моделях планирования развития ЭЭС необходимо учитывать дополнительные режимные ограничения, как минимум, для самых критических точек – периодов максимальной и минимальной нагрузки.

## 2 Предложения по учету режимных ограничений в модели планирования развития ЭЭС (на примере модели EPOS)

В настоящее время подобная схема итеративного согласования долгосрочных планов развития ЭЭС России и допустимых режимов работы электростанций при заданной структуре генерирующих мощностей реализована в ИНЭИ РАН с помощью рассмотренной выше модели планирования EPOS и имитационной системы формирования балансов мощности для типовых суток, определяющих наиболее критические условия функционирования энергосистемы: летних и зимних рабочих и выходных дней, а также периодов паводка в ОЭС с высокой долей ГЭС.

При этом в самой модели EPOS реализованы два типа изменений в структуре переменных и ограничений, позволяющие учесть особенности развития и функционирования ВИЭ-электростанций в объеме, необходимом для выбора оптимальной структуры генерирующих мощностей.

а) Дополнительная детализация режимов спроса и генерации электроэнергии во временном и территориальном разрезах.

С точки зрения режима функционирования ЭЭС России, важнейшими характеристиками являются наличие достаточного уровня резервов мощности и запаса регулировочного диапазона генерирующего оборудования (возможностей по снижению и увеличению выдаваемой мощности), чтобы обеспечить выполнение баланса мощности как в часы пиковых, так и в часы минимальных нагрузок для каждого из рассматриваемых типовых суток.

В модели EPOS применяется агрегированное описание электростанций с объединением отдельных объектов в генерирующие технологии ( $i$ ) по признакам типа оборудования, используемого энергоресурса, а также состояния (действующие, реконструируемые, новые). При этом для ТЭС агрегирование выполняется не по ОЭС в целом, а по отдельным региональным энергосистемам субъектов РФ ( $r$ ). Это позволяет учесть территориальные различия в показателях отдельных типов электростанций, в ценах топлива внутри одной ОЭС, а также разницу в структуре и внутригодовом режиме тепловых нагрузок, определяющих эффективные объемы развития ТЭС и их маневренные характеристики (прежде всего, по неснижаемому технологическому минимуму мощности). Включение в модель ветряных и солнечных электростанций также выполнено с детализацией по региональным энергосистемам для учета различий в уровнях инсоляции и ветропотенциала по территории страны, влияющих как на годовое число часов использования установленной мощности (КИУМ), так и на внутрисуточный профиль работы ВЭС и СЭС.

Условие по обеспечению достаточного резерва для каждого временного периода определяется уравнением баланса установленной мощности в каждой ОЭС ( $v$ ) на час годового максимума нагрузки в ЭЭС России (зимний рабочий день):

$$(1) \sum_{i \in I_{res}} \sum_{r \in R_v} X_{i,r}^{inst} + \sum_{i \in I_{res}} \sum_{r \in R_v} \mu_{i,r}^{cap.cred} \cdot X_{i,r}^{inst} + \sum_{j,s} Z_{j,s,v} - \sum_{j,s} Z_{j,v,s} = P_v^{Peak+RM},$$

где  $X_{i,r}^{inst}$  – искомая установленная мощность генерирующей технологии ( $i$ ) в каждой региональной энергосистеме ( $r$ );

$Z_{j,s,v}$ ,  $Z_{j,v,s}$  – соответственно искомые объемы выдачи и получения мощности по разным типам ЛЭП ( $j$ ) между ОЭС ( $v$ ) и соседними ( $s$ ), ограниченные сверху величиной пропускной способности электрических связей;

$P_v^{Peak+RM}$  – потребность в мощности в ОЭС ( $v$ ), задаваемая как годовой максимум нагрузки, увеличенный на норматив резерва, существующий объем ограничений на использование мощности ГЭС и сальдо экспорта/импорта мощности в час годового максимума;

Важно отметить, что из-за недиспетчируемого характера работы установленная мощность ВИЭ-электростанций учитывается в уравнении (1) с коэффициентом  $\mu_{i,r}^{cap.cred} < 1$ . Значение данного коэффициента определяет долю установленной мощности ВИЭ-электростанций каждого типа ( $i$ ), которая гарантированно будет доступна в час годового максимума нагрузки (capacity credit). Корректность частичного учета в годовом балансе мощности ВИЭ-электростанций, как гарантированной (с заданным уровнем вероятности), до сих пор остается дискуссионным вопросом, равно как и методы оценки, и получаемые на базе многолетних статистических наблюдений значения этого коэффициента. В общем случае считается, что рост объемов ВИЭ-электростанций увеличивает и значение гарантированно работающей мощности, однако оценки кратно различаются по разным странам и даже по разным методам подсчета в одной стране. Очевидно, что качественный уровень

гарантированности мощности ВИЭ-электростанций может быть обеспечен только при их развитии в комбинации с накопителями электроэнергии (такие генерирующие технологии также включены в оптимизацию).

Условие по обеспечению запаса регулировочного диапазона генерирующего оборудования для каждых типовых суток ( $g$ ) проверяются парой уравнений баланса рабочей мощности электростанций для часов максимальной и минимальной суточной нагрузки ОЭС ( $v$ ).

Для проверки достаточности суммарной рабочей мощности для обеспечения максимальной суточной нагрузки ( $P_{v,g}^{max.load}$ ) в типовые сутки ( $g$ ) выполняется условие:

$$(2) \sum_{i \in R_v} \sum_{r \in R_v} \chi_{i,r,g}^{rated} \cdot X_{i,r}^{inst} + \sum_{j,s} Z_{j,s,v} - \sum_{j,s} Z_{j,v,s} = P_{v,g}^{max.load},$$

где  $\chi_{i,r,g}^{rated}$  – коэффициент использования установленной мощности каждой генерирующей технологии ( $i$ ) для типовых суток ( $g$ ), учитывающий величину аварийных и плановых ремонтных простоев, а также участие в обеспечении резерва.

Для проверки возможности прохождения минимальной суточной нагрузки ( $P_{v,g}^{min.load}$ ) в типовые сутки ( $g$ ) при максимально возможной разгрузке электростанций выполняется условие:

$$(3) \sum_{i \in R_v} \sum_{r \in R_v} \chi_{i,r,g}^{must-run} \cdot \chi_{i,r,g}^{rated} \cdot X_{i,r}^{inst} + \sum_{j,s} Z_{j,s,v} - \sum_{j,s} Z_{j,v,s} = P_{v,g}^{min.load},$$

где  $\chi_{i,r,g}^{must-run}$  – коэффициент максимально допустимого снижения используемой рабочей мощности, исходя из технического или технологического минимума разгрузки оборудования для каждой генерирующей технологии ( $i$ ).

Для обеспечения совместности балансовых уравнений (1) – (3) в модели они представлены в виде нестрогих неравенств с добавлением в каждое «штрафных» слэж-переменных, обеспечивающих получение допустимого решения, но с высоким значением «штрафа за небаланс» в целевой функции. Анализ значений «штрафных» переменных позволяет оперативно оценить необходимость корректировки исходных допущений о составе и характеристиках генерирующих технологий, в т.ч. сценарно задаваемых ограничениях на минимальную или максимальную величину их установленной мощности.

Коэффициенты при переменной установленной мощности в уравнениях (2) и (3) определяются для каждой генерирующей технологии на основе фактических характеристик действующего генерирующего оборудования и проектных характеристик нового генерирующего оборудования, данных о графиках ремонтов разных типов электростанций, фактических данных о работе ТЭЦ по тепловому графику в дневные и ночные часы отопительного и неотопительного периодов.

Для ВИЭ-электростанций расчетные коэффициенты получены на основе агрегирования характеристик часовой выработки ВЭС и СЭС по региональным ЭЭС для зимних и летних типовых суток по информации о ресурсах для возобновляемой энергетики на территории страны [11]. Стоит отметить, что участие мощности СЭС в графике нагрузки зимнего типового дня является крайне ограниченным, а на час годового максимума нагрузки выдаваемая ими мощность во всех ОЭС будет равно нулю. Для типового летнего типового дня максимальный объем выработки этих электростанций будет приходиться примерно на полдень (практически совпадать с часом максимума нагрузки) и составлять 60 - 80 % от установленной мощности СЭС. Наибольший объем выдаваемой мощности ВЭС во всех ОЭС приходится на вечерний и ночной период, при этом в дневное время наблюдается значительное снижение данного показателя как в зимний, так и в летний сезон.

Помимо вероятной часовой выработки электроэнергии ВЭС и СЭС для типовых суток, важной характеристикой для этих типов электростанций, влияющей на эффективность их развития и масштабы оказываемого воздействия на энергосистему и другие типы генерации, является годовое число часов использования установленной мощности (КИУМ). Данная информация также была получена путем обработки информации, содержащейся в [11]. В силу географических особенностей ЕЭС России наиболее высокий КИУМ СЭС характерен для низкоширотных регионов страны – прежде всего, расположенных в ОЭС Юга и в южной части ОЭС Сибири и Востока, а регионы с наименее благоприятными условиями для развития СЭС ожидаемо находятся в северной части России. Условия развития ветровой энергетики также оказываются наиболее благоприятными в регионах ОЭС Юга (не считая удаленные прибрежные регионы севера и востока страны).

б) Детализация экономических условий функционирования ВИЭ-электростанций разной единичной мощности, включая распределенную генерацию у потребителей.

Общемировой особенностью развития возобновляемой энергетики является то, что большая часть мощности ВЭС и, особенно, СЭС, приходится на распределенные генерирующие источники, расположенные непосредственно у потребителей электроэнергии. Данный фактор также необходимо учитывать при оптимизации структуры генерирующих мощностей в моделях планирования развития ЭЭС. В рамках модели EPOS для этого предусмотрен следующий подход.

Во-первых, в модели в качестве отдельных генерирующих технологий в каждой региональной ЭЭС рассматриваются как крупные ВЭС и СЭС, подключаемые к сетям среднего и высокого напряжения, так и распределенные объекты малой единичной мощности, присоединяемые на низком напряжении. При этом учитывается изменение технико-экономических показателей ВИЭ-электростанций под влиянием НТП. В первую очередь это касается удельных капиталовложений. Для крупных ВИЭ-электростанций диапазоны снижения стоимости их сооружения представлены в таблице 1. При формировании этих оценок учитывались как результаты конкурсных отборов проектов ВИЭ, проводимых в России с 2014 г., так и общемировые тренды на основе работ Международного агентства по возобновляемой энергетике (IRENA), МЭА, Министерства энергетики США.

Таблица 1. Динамика удельных капиталовложений в ВЭС и СЭС в России, руб. 2019 г./кВт

	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	2040 г.	2050 г.
<b>ВЭС</b>						
Минимум	65000	63050	61750	60125	58500	56550
Максимум	95000	90250	87400	85025	82650	77900
<b>СЭС</b>						
Минимум	60000	45000	39000	36000	33000	31200
Максимум	90000	58500	45000	40500	36000	34200

Распределенные ВЭС и СЭС существенно отличаются от крупных и по своим технико-экономическим характеристикам, и по КИУМ. Проведенный анализ имеющихся зарубежных и отечественных данных позволил оценить удорожание распределенных СЭС в 1,5 раза, а распределенных ВЭС – в 2 раза относительно соответствующих крупных установок. При этом КИУМ таких распределенных СЭС и ВЭС окажется примерно на 20 % ниже, чем для электростанций большой мощности того же типа и размещенных в том же регионе.

Во-вторых, для корректного рассмотрения экономических условий функционирования и развития крупных и распределенных ВИЭ-электростанций применен специальный методический подход, который был успешно апробирован при моделировании масштабов развития распределенной тепловой генерации [12]. В основе этого подхода лежит выделение взаимосвязанных уравнений баланса электроэнергии для «оптового» уровня (энергосистема в целом) и «розничного» уровня (уровень конечного потребителя энергии), в формировании которого и участвуют объекты распределенной генерации. При этом модифицируется и экономический критерий оптимизации – в целевую функцию модели добавляется сетевая составляющая затрат на «доведение» электроэнергии с «оптового» уровня на «розничный» с учетом тарифов на передачу электроэнергии внутри каждой региональной энергосистемы, включающих в себя затраты на компенсацию потерь электроэнергии.

Система уравнений, характеризующая балансы электроэнергии «оптового» и «розничного» уровней для региональной ЭЭС ( $r$ ), представлена выражениями (4) и (5).

Уравнение баланса электроэнергии на «оптовом» уровне в ОЭС ( $v$ ) обеспечивает равенство между суммарным объемом производства электроэнергии генерирующими технологиями, относящимися к «крупной» общесистемной генерации ( $i \notin I_{DG}$ ) и выдачей электроэнергии на «розничный» уровень в региональные ЭЭС данной ОЭС с учетом сальдо обмена электроэнергией с соседними ОЭС ( $s$ );

Уравнение баланса электроэнергии на «розничном» уровне обеспечивает равенство между заданным конечного спроса на электроэнергию и суммарными объемами поставок с «оптового» уровня и выработки электроэнергии объектами распределенной генерации ( $i \in I_{DG}$ ).

$$(4) \sum_{i \notin I_{DG}} \sum_{r \in R_v} W_{i,r}^{gen} + \sum_{j,s} W_{j,s,v}^{grid} - \sum_{j,s} W_{j,v,s}^{grid} = \sum_r E_{v,r}^{wholesale},$$

$$(5) E_{v,r}^{wholesale} + \sum_{i \in I_{DG}} W_{i,r}^{gen} = E_r^{demand},$$

где  $W_{i,r}^{gen}$  – искомый годовой объем производства электроэнергии генерирующей технологией ( $i$ ) в каждой региональной энергосистеме ( $r$ );

$W_{j,s,v}^{grid}$ ,  $W_{j,v,s}^{grid}$  – соответственно объемы выдачи и получения электроэнергии по разным типам ЛЭП ( $j$ ) между ОЭС ( $v$ ) и соседними ( $s$ );

$E_{v,r}^{wholesale}$  – переменная, характеризующая объем электрической энергии, отпускаемый с «оптового» уровня ОЭС ( $v$ ) на «розничный» уровень в региональную ЭЭС ( $r$ );

$E_r^{demand}$  – задаваемый прогнозный годовой объем спроса на электрическую энергию в региональной энергосистеме ( $r$ ).

### 3 Апробация изменений методического подхода и модельного инструментария

В ходе апробации предложенного методического подхода и соответствующих изменений в структуре математической оптимизационной модели EPOS были проведены модельные расчеты для оценки балансовых и экономических последствий от реализации различных вариантов развития возобновляемой энергетики в ЕЭС России в период до 2040 г.

Прогнозные условия развития электроэнергетики (спрос на электроэнергию и мощность, цены органического топлива и др.) приняты в соответствии с инновационным вариантом развития отрасли, разработанным в 2018 г. в ИНЭИ РАН [13], ставка дисконтирования принята на уровне 7,5 %.

В исходных условиях инновационного варианта (ОПТ), оптимальные масштабы развития возобновляемой энергетики оказываются крайне ограниченными, а ее доля в структуре производства электроэнергии ЕЭС России к 2040 г. не превысит 1 %. Несколько дополнительно разработанных вариантов предусматривают более амбициозные планы развития возобновляемой энергетики:

а) объем мощности ВИЭ-электростанций в 2035 и 2040 гг. увеличивается до 9 и 12 ГВт с сохранением сложившейся пропорции ветряных и солнечных станций (67 и 33 %, соответственно) (вариант ВИЭ-1);

б) объем мощности ВИЭ-электростанций в 2035 и 2040 гг. достигает 14 и 22 млн кВт, соответственно. При этом дополнительно рассмотрены различные варианты технологической структуры новых ВИЭ-электростанций:

- Вариант ВИЭ-2 – со сложившейся пропорцией ВЭС и СЭС;
- Вариант ВИЭ-3 – с приростом 80 % мощности за счет ВЭС и 20 % СЭС;
- Вариант ВИЭ-4 – с приростом 20 % мощности за счет ВЭС и 80 % СЭС;

в) объем мощности ВИЭ-электростанций в 2035 и 2040 гг. возрастает до 22 и 34 млн кВт, соответственно. При этом соотношение ВЭС и СЭС принято на сложившемся уровне (вариант ВИЭ-5).

Соответствующие вариантам развития ВЭС и СЭС параметры структуры установленной мощности в ЕЭС России в 2040 г. представлены на рисунке 1.

Самый амбициозный вариант ВИЭ-5 предполагает увеличение установленной мощности ВИЭ-электростанций к 2040 г. до 34 млн кВт, что составит около 11 % от суммарной установленной мощности электростанций в ЕЭС России. Однако из-за низкого КИУМ вклад ВИЭ-электростанций в структуру производства электроэнергии к 2040 г. составит всего лишь чуть более 5 %. Необходимость практически полного резервирования мощности ВИЭ для прохождения годового максимума нагрузки потребует увеличения суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС России на уровне 2040 г. более чем на 7 % или 22 млн кВт, относительно оптимального варианта ОПТ. Подобная тенденция к увеличению суммарной установленной мощности электростанций наблюдается и в других вариантах и напрямую связана с увеличением мощности недиспетчируемых ВИЭ-электростанций. При этом резервирование в основном будет происходить за счет газовых ТЭС, мощность которых будет оставаться практически неизменной во всех вариантах.

Важно отметить, что с увеличением мощности ВИЭ-электростанций выше 20 - 30 млн кВт (особенно – при более активном развитии ВЭС) возникает необходимость более сдержанного развития АЭС в ЕЭС России из-за возникающих ограничений по внутригодовым и внутрисуточным режимам работы генерирующего оборудования АЭС и ТЭС в условиях большого объема ВИЭ-генерации в некоторых ОЭС. Такое снижение масштабов развития АЭС при одновременном росте мощности ВИЭ-электростанций не позволит значительно увеличить общую долю неуглеродных электрогенерирующих технологий (НЭТ) в структуре производства электроэнергии: лишь в наиболее

амбициозном варианте ВИЭ-5 ее удастся довести в 2040 г. до 51 % по сравнению с 49 % в оптимальном варианте.

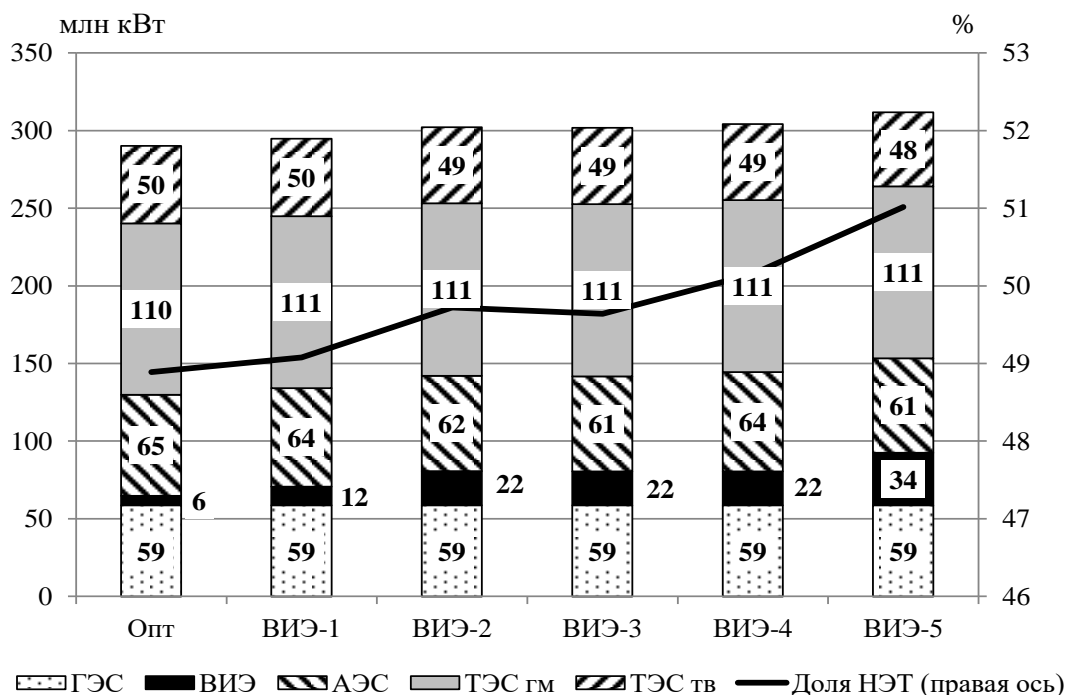


Рисунок 1 – Оптимальная структура установленной мощности электростанций ЕЭС России (левая ось, млн кВт) и суммарная доля неуглеродных технологий в структуре производства электроэнергии ЕЭС России (правая ось, %) в 2040 г. при различных вариантах развития ВИЭ

Интересным представляется анализ влияния технологической структуры новых ВИЭ-электростанций в вариантах ВИЭ-2 – ВИЭ-4. Так, несмотря на одинаковую суммарную мощность ВИЭ в этих вариантах, различное соотношение между СЭС и ВЭС оказывает достаточно значимое влияние на развитие других типов электростанций – прежде всего – АЭС. Так, в вариантах ВИЭ-2 и ВИЭ-3, где основной объем вводов ВИЭ составят ветряные электростанции, потребуется снизить мощность АЭС на 3 - 4 млн кВт относительно варианта ОПТ. В это же время, в варианте ВИЭ-4, где вводы ВИЭ осуществляются в основном за счет СЭС, мощность атомной генерации потребуется сократить лишь на 1 млн кВт относительно оптимального варианта. Этот эффект объясняется существенным различием в режимах работы СЭС и ВЭС: солнечные электростанции в большинстве регионов России будут работать со значительно меньшим КИУМ, чем ветряные электростанции, т. е. объем годовой выработки электроэнергии на 1 кВт установленной мощности СЭС значительно меньше, чем для ВЭС – разница может достигать 80 - 100 %. Таким образом, при одинаковых масштабах развития возобновляемой энергетики ветряные электростанции оказывают большее по сравнению с СЭС «давление» во внутригодовом графике нагрузки на базисные, низкоманевренные генерирующие источники, к которым, в первую очередь, относятся атомные электростанции.

В таблице 2 представлено изменение интегральных характеристик развития электроэнергетики относительно оптимального варианта ОПТ при варьировании масштабов развития ВИЭ-электростанций. Проведенные расчеты показывают, что реализация амбициозного варианта ВИЭ-5 приведет к росту доли ВИЭ в балансе электроэнергии ЕЭС России на уровне 2040 г. всего на 4,2 % (по сравнению с вариантом ОПТ), но, несмотря на значительное ожидаемое удешевление сооружения СЭС и ВЭС, потребует (с учетом затрат на резервирования их мощности) на 11 % больше капитальных вложений в отрасль (при увеличении объемов финансирования самой возобновляемой энергетики более чем в 2,5 раз). Вместе с тем, спрос на органическое топливо на уровне 2040 г. изменится не столь существенно, снизившись всего лишь на 3 % по сравнению с оптимальным вариантом ОПТ. В итоге дополнительная экономия топлива не сможет компенсировать роста капиталовложений, и реализация варианта ВИЭ-5, нацеленного на масштабное развитие ВИЭ в России, окажется почти на 1 % дороже по суммарным дисконтированным затратам по сравнению с вариантом ОПТ, что является достаточно существенным отличием при оценке интегральных экономических последствий.



Вместе с тем, реализация крайне сдержанного варианта ВИЭ-1, несмотря на удвоение масштабов развития ВИЭ-электростанций по сравнению с вариантом ОПТ, приведет к росту их доли в структуре производства электроэнергии ЕЭС России в 2040 г. менее чем на 1 %, что практически не отразится на объемах потребления органического топлива. При этом данный вариант потребует незначительно больших инвестиционных затрат (примерно на 2 %), и окажется лишь на 0,1 % дороже по суммарным дисконтированным затратам на энергоснабжение экономики.

Анализ интегральных характеристик вариантов ВИЭ-2 – ВИЭ-4, отличающихся пропорциями ВЭС и СЭС, показывает, что из-за разной доли ВИЭ-электростанций в структуре выработки электроэнергии разным будет и потребление топлива. Вместе с тем, суммарные инвестиционные затраты отрасли за период до 2040 г. оказываются практически неразличимы в вариантах с различным соотношением ВЭС и СЭС: они примерно на 5,3 % выше, чем в оптимальном варианте ОПТ. По величине суммарных дисконтированных затрат эти варианты также демонстрируют близкие значения, но при этом наиболее предпочтительным по данному критерию оказывается вариант ВИЭ-4, в котором основная часть вводов ВИЭ-электростанций приходится на долю СЭС.

*Таблица 2. Отклонение основных интегральных характеристик развития ЕЭС России в период до 2040 г. при различных темпах и масштабах развития возобновляемой энергетики (в % относительно оптимального варианта ОПТ)*

Показатели	Варианты				
	ВИЭ-1	ВИЭ-2	ВИЭ-3	ВИЭ-4	ВИЭ-5
Доля НЭТ в структуре производства электроэнергии в 2040 г.	+0.2	+0.8	+0.8	+1.3	+2.1
Доля ВИЭ в структуре производства электроэнергии в 2040 г.	+1.0	+2.6	+2.7	+1.8	+4.2
Суммарные капиталовложения до 2040 г., из них	+1.9	+5.2	+5.3	+5.3	+10.7
-АЭС	-2.8	-6.5	-7.2	-1.9	-7.6
-ВИЭ	+31.3	+90.3	+95.7	+68.7	+161.4
-ТЭС	+0.2	-1.7	-2.0	-1.6	-4.3
Потребление топлива в 2040 г.	-0.2	-1.1	-1.0	-1.8	-3.0
Суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение экономики (с учетом последствий)	+0.12	+0.38	+0.43	+0.35	+0.88

Обобщение представленных на рисунке 1 тенденций изменения интегральных характеристик развития электроэнергетики показывает, что рост доли ВИЭ-электростанций в структуре производства электроэнергии ЕЭС России на уровне 2040 г. на 1 % сопровождается ростом суммарных капиталовложений примерно на 2,7 %, а интегральных дисконтированных затрат на 0,2 %. Спрос на органическое топливо со стороны ТЭС при этом снижается в среднем на 0,8 % на каждый процент роста доли ВИЭ в структуре производства электроэнергии ЕЭС (рисунок 2).

По результатам выполненных расчетов была оценена также капиталоемкость снижения выбросов в электроэнергетике и, соответственно, углеродоемкости отрасли за счет масштабного развития возобновляемой энергетики. На рисунке 3 представлена характеристика рассмотренных вариантов развития возобновляемой энергетики в координатах [углеродоемкость в 2040 г.; суммарные за период до 2040 г. капиталовложения]. Анализ полученных зависимостей показывает, что снижение углеродоемкости электроэнергетики за счет ВИЭ потребует около 97 млрд руб. на каждые 0,001 г CO<sub>2</sub>/кВт·ч.

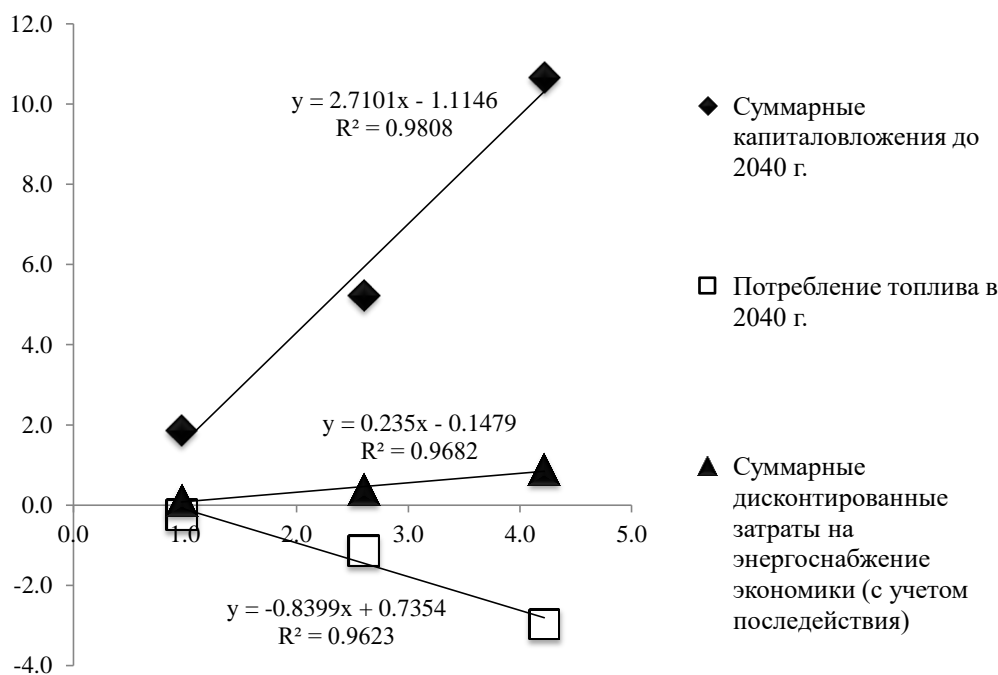


Рисунок 2 – Зависимость относительного изменения основных интегральных характеристик развития электроэнергетики от прироста доли ВИЭ в структуре производства электроэнергии (относительно оптимального варианта ОПТ, горизонтальная ось), %

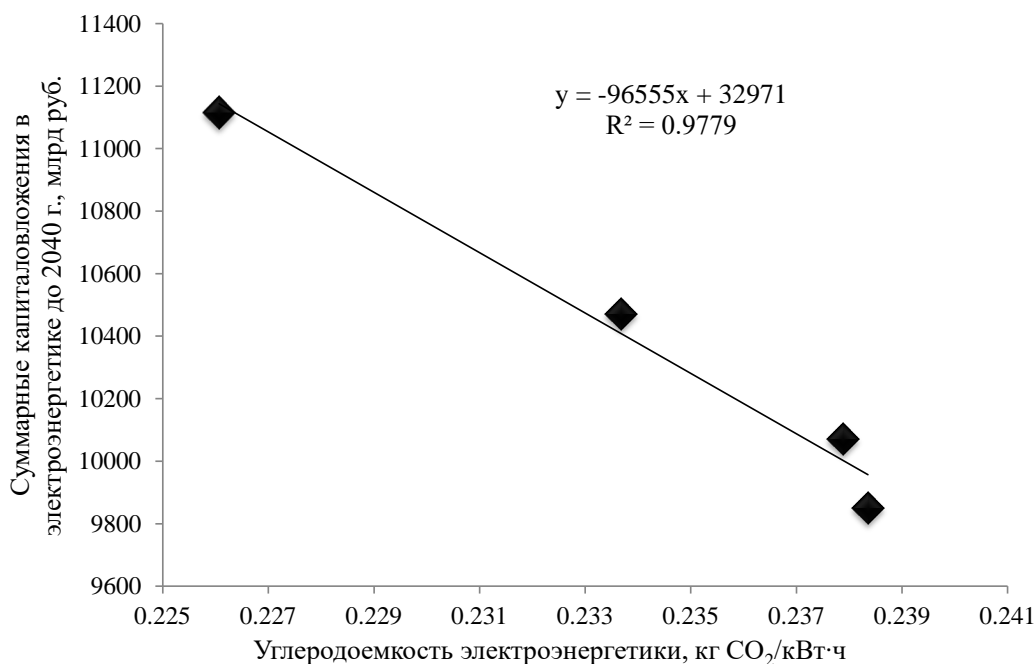


Рисунок 3 – Капиталоемкость снижения углеродоемкости электроэнергетики в зависимости от масштабов развития ВИЭ в период до 2040 г.

### Заключение

Наблюдаемая в последние годы практически во всех странах мира тенденция масштабного развития неуглеродной, прежде всего – возобновляемой энергетики, постепенно начинает проявляться и в России. Очевидно, что с включением нашей страны в реализацию Парижского соглашения, направленного на декарбонизацию мировой энергетики и экономики, масштабы развития генерирующих источников на базе возобновляемых источников будут только возрастать. Все более

очевидной становится необходимость учета этого тренда и особенностей электростанций на базе ВИЭ при прогнозировании развития электроэнергетики России и планировании развития ЭЭС на долгосрочную перспективу.

Для используемого методического подхода сделаны и реализованы предложения по рациональному увеличению временной и территориальной детализации представления ЭЭС России в экономико-математической модели развития отрасли, как части ТЭК страны, с учетом особенностей функционирования генерирующих технологий ВЭС и СЭС в российских климатических условиях.

Проведенные расчеты позволило провести апробацию предложенных изменений методического подхода и модельного инструментария, а также оценить энергетические и экономические последствия различных вариантов масштабного развития возобновляемой энергетики в условиях ЭЭС России, как способа снижения углеродоемкости электроэнергетики страны.

## Литература

1. *Seebregts, A. J., Goldstein, G. A., Smekens, K. E.* “Energy/environmental modeling with the MARKAL family of models”, in *Operations Research Proceedings 2001*, Chamoni, R., Leisten, A., Martin, J., Minneman, Stadtler, H., eds., pp. 75–82, Duisburg, Germany.
2. *Loulou R., Remne U., Kanudia A., Lehtila A., Goldstein, G.* Documentation for the TIMES Model PART I, July 2016. [https://iea-etsap.org/docs/Documentation\\_for\\_the\\_TIMES\\_Model-Part-I\\_July-2016.pdf](https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf)
3. *Modelling Nuclear Energy Systems with MESSAGE: A User's Guide*, Nuclear Energy Series No. NG-T-5.2, IAEA, Vienna, 2016. [http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1718\\_web.pdf](http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1718_web.pdf)
4. *The national energy modeling system: an overview 2009*, U.S. Energy Information Administration, DOE/EIA-0581, 2009, <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/overview>
5. *EPA Base Case v.5.15 Using IPM*. U.S. Environmental Protection Agency. 2015. [https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-08/documents/epa\\_base\\_case\\_v.5.15\\_incremental\\_documentation\\_august\\_2015.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-08/documents/epa_base_case_v.5.15_incremental_documentation_august_2015.pdf)
6. *PLEXOS Integrated Energy Model. Energy Exemplar*, 2020. <http://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/>
7. *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. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>
8. *Helistö N., Kiviluoma J., Ikäheimo J., Rasku T., Rinne E., O'Dwyer C., Li R., Flynn D.* Backbone—An Adaptable Energy Systems Modelling Framework // *Energies* 2019, 12, 3388. <https://doi.org/10.3390/en12173388>
9. *Hunter K., Sreepathi S., DeCarolis J.F.* Modeling for Insight Using Tools for Energy Model Optimization and Analysis (TEMOA) // *Energy Economics*, 40, pp. 339-349, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.07.014>
10. *Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршев 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. *Атлас ресурсов возобновляемой энергии на территории России: науч. издание.* / РХТУ им. Д.И.Менделеева Москва, 2015. — 160 с.
12. *Pankrushina T., Khorshev A.* Transformation of methods and models for power systems planning with regard to the development of low-carbon distributed generation technologies // *Proceedings of 2019 12th International Conference Management of Large-Scale System Development, MLSD 2019*. <https://doi.org/10.1109/MLSD.2019.8911059>
13. *Makarov A.A., Veselov F.V., Makarova A.S. et al.* Comprehensive Assessment of Russia's Electric Power Industry's Technological Transformation // *Thermal Engineering*. 66, 2019, pp. 687–701. <https://doi.org/10.1134/S0040601519100045>