

АДАПТАЦИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ В ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ И ТРАНСПОРТЕ НА СЦЕНАРИИ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКИ¹

Хоршев А.А., Соляник А.И.

Институт энергетических исследований РАН,
Россия, г. Москва, ул. Нагорная, д.31, корп.2
epos@eriras.ru

Аннотация: Рассмотрены возможности совершенствования оптимизационных моделей планирования энергосистем для исследования эффективных масштабов электрификации сектора конечного потребления при жестких климатических ограничениях. Рассматривается подход к оптимизации балансов электроэнергии и мощности с учетом долгосрочной эластичности спроса за счет технологий централизованного электроотопления и автомобильного электротранспорта.

Ключевые слова: электроэнергетика, энергосистема, декарбонизация, электрификация, оптимизационная модель.

Введение

Электроэнергетика играет ведущую роль в долгосрочных стратегиях низкоуглеродного развития ведущих экономик мира. С одной стороны, это связано с уникальными технологическими возможностями по замещению традиционного органического топлива безуглеродными ресурсами гидро, атомной и возобновляемой энергетики для снижения выбросов парниковых газов (ПГ) при производстве электроэнергии. Анализ ретроспективных данных [1] показывает, что ведущие развитые страны мира уже включились в новый безуглеродный энергопереход, который наиболее интенсивно идет именно в электроэнергетике на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Крупнейшие развитые страны, в долгосрочной перспективе также планируют и уже начинают масштабное вовлечение широкого спектра безуглеродных источников энергии, включая не только ВИЭ, но и атомную энергию, а также гидроэнергию. Подобные тенденции, хотя и с некоторым запозданием, все более отчетливо формируются и в развивающихся странах, до последнего времени ориентированных, прежде всего, на обеспечение своих экономик наиболее дешевыми энергоресурсами по минимальной цене.

С другой стороны, сама электроэнергия рассматривается как ключевой энергоноситель, способный замещать большие объемы органического топлива в секторе конечного потребления. Электрификация экономики рассматривается в качестве стратегического направления декарбонизации, наряду с применением водорода и биотоплива. Для современной электроэнергетики электрификация становится новым стратегическим вызовом, поскольку резко увеличивает интенсивность инвестиционных решений, которые помимо масштабной технологической перестройкой для снижения углеродной интенсивности производства электроэнергии, должны обеспечить и наращивание производственных (генерирующих и сетевых) мощностей для обеспечения спроса электрифицируемых потребителей разного типа.

Возрастающая роль электроэнергии в энергетическом балансе наглядно проявляется при анализе отчетных данных (таблица 1): практически во всех рассмотренных странах темпы роста потребления электроэнергии значительно опережают темпы увеличения общего спроса на первичные энергоресурсы. Там где, энергопотребление снижается (например, во многих странах ЕС) падение спроса на электроэнергию идет значительно меньшими темпами.

Для российской электроэнергетики сохраняется высокая неопределенность в требуемых масштабах и приоритетах развития, что связано с несколькими факторами. Во-первых, несмотря на объявленные цели по декарбонизации экономики, сокращению нетто-эмиссии парниковых газов к 2050 г. на 60 % (при снижении физического объема выбросов всего на 13,6 %) и выходу на углеродную нейтральность к 2060 г. роль отрасли в достижении этих целей неясна. Во-вторых, реализация отдельных принятых стратегических документов по электротранспорту, водородной

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

энергетике с амбициозными целевыми показателями может потребовать резкого увеличения объемов производства электроэнергии. Это делает актуальной организацию комплексного энерго-экономического анализа возможностей низкоуглеродного развития российской электроэнергетики при одновременном обеспечении возрастающей роли электроэнергии, как замещающего энергоресурса в других отраслях – при соответствующей адаптации оптимизационных моделей планирования энергосистем для расширенной постановки исследовательской задачи.

Таблица 1. Роль электроэнергетики в обеспечении прироста потребления первичной энергии в ведущих странах мира (расчет авторов на основе [1])

Страна	Прирост потребления в 2005 - 2018 гг., %	
	Первичной энергии	Электроэнергии
Австралия	12,8	14,2
Бразилия	33,1	49,4
Великобритания	-21,4	-16,3
Германия	-9,7	3,4
ЕС-27	-10,8	-1,2
Индия	78,7	123,6
Индонезия	29,2	122,5
Испания	-11,7	-6,0
Италия	-19,2	-3,0
Канада	9,3	5,4
Китай	79,0	183,0
Корея	34,2	51,1
Мексика	-0,1	33,8
Россия	16,5	17,0
США	-3,8	3,9
Франция	-9,4	1,0
Япония	-18,4	-4,5

Возможности для исследования межотраслевых эффектов, связанных с активной электрификацией некоторых отраслей народного хозяйства в условиях ужесточения углеродного регулирования, рассмотрены далее на примере оптимизационной модели развития и функционирования электроэнергетики в рамках ТЭК страны (EPOS). Модель разработана в ИНЭИ РАН и является составной частью модельно-информационного комплекса SCANNER [2 - 3].

Для исследования стратегий низкоуглеродного развития электроэнергетики России в последние годы и были существенно увеличены функциональные возможности модели EPOS за счет:

- расширенного представления спектра низко- и безуглеродных технологий производства электроэнергии и особенностей их функционирования [4 - 6];
- непосредственного описания различных мер углеродного регулирования (например, введение квот на выбросы ПГ или установление платы за их эмиссию) [7].

Для анализа эффективных возможностей для электрификации в различных секторах экономики в составе переменных, линейных ограничений и целевой функции оптимизационной модели EPOS необходимо отразить технико-экономические характеристики технологий замещения электроэнергией традиционных энергоносителей (газ, уголь, нефтетопливо) у разных типов потребителей. На данном этапе в оптимизационную процедуру включены технологии централизованного электроотопления (электроротельных) и автомобильного электротранспорта. Эти два направления энергозамещения представляются наиболее актуальными для нашей страны, учитывая ее размеры и географически-климатические особенности [8 - 10].

1 Предложения по учету технологий электроотопления при моделировании развития энергосистем

Особенностью развития технологий централизованного электроотопления является то, что они будут влиять не только на масштабы дополнительного потребления электроэнергии (и необходимой генерирующей мощности электростанций для ее производства), но и на структуру генерирующей мощности в случае, если эти электроротельные будут замещать существующие или новые ТЭЦ в балансах централизованно отпускаемой тепловой энергии.

С учетом того, что в период до 2050 г. подавляющая часть оборудования действующих ТЭЦ достигнет предельного ресурса эксплуатации и потребует решений по их замене, в модели должна

быть предусмотрена возможность сооружения электродкотельных не только для удовлетворения новых тепловых нагрузок (новые электродкотельные), но и в качестве альтернативы для замещения тепловой мощности действующих ТЭЦ.

Необходимые изменения были внесены в соответствующие уравнения оптимизационной модели EPOS. Прежде всего, это касается уравнения (1), описывающего условие баланса отпуска тепла новым потребителям в тепловую сеть в региональной энергосистеме r и объемом его производства ТЭЦ и котельными в году (или ином, например, пятилетнем, временном интервале) t . В это уравнение были включены переменные тепловой мощности электродкотельных:

$$\sum_i q_{i,r,t} \cdot X_{i,r,t} + \sum_i H_{i,r,t}^{кот} \cdot G_{i,r,t}^{нов} + \sum_i H_{i,r,t}^{кот} \cdot G_{i,r,t}^{эл.кот.нов} = E_{r,t}^{тэсеть}, \quad (1)$$

где $q_{i,r,t}$ – удельный отпуск тепловой энергии на единицу установленной мощности ТЭЦ;

$X_{i,r,t}$ – установленная электрическая мощность ТЭЦ генерирующей технологии i ;

$E_{r,t}^{тэсеть}$ – переменная, характеризующая необходимый отпуск тепла новым потребителям от ТЭЦ и котельных в тепловые сети, расположенные в территориальной энергосистеме r ;

$G_{i,r,t}^{нов}$ – установленная тепловая мощность новой котельной i ;

$G_{i,r,t}^{эл.кот.нов}$ – установленная тепловая мощность новой электродкотельной i ;

$H_{i,r,t}^{кот}$ – годовое число часов использования тепловой мощности новой котельной/электродкотельной i .

Для замещения отпуска тепла от действующих ТЭЦ переменная тепловой мощности электродкотельной должна быть включена в уравнение, характеризующее обязательное обеспечение заданного (постоянного, падающего или растущего – в зависимости от сценарных условий) спроса на тепло в зоне обслуживания каждой технологии i действующих ТЭЦ ($Q_{i,r,t}$) в региональной энергосистеме r , описываемое уравнением (2). Левую, приходную часть этого ограничения формирует как действующая мощность ТЭЦ, остающаяся в эксплуатации, так и обновляемая мощность – каждая со своим коэффициентом $q_{k,r,t}$, характеризующим удельный годовой отпуск тепла на единицу установленной электрической мощности.

$$q_{i,r,t} \cdot X_{i,r,t} + \sum_{k \in K_i} q_{k,r,t} \cdot Y_{k,r,t} + H_{i,r,t}^{кот} \cdot G_{i,r,t}^{эл.кот.обн} = Q_{i,r,t}, \quad (2)$$

где $X_{i,r,t}$ – установленная мощность любого действующего объекта ТЭЦ ($i \in I^{действ} \subset I$);

$Y_{k,r,t}$ – установленная мощность генерирующей технологии обновления k ($k \in K_i$);

$Q_{i,r,t}$ – прогнозный спрос на тепло в зоне обслуживания технологии i действующих ТЭЦ.

Очевидно, что электродкотельные должны быть непосредственно включены и в балансы электроэнергии, но уже не как производители, а как потребители электроэнергии. Для этого в уравнение (3), описывающее баланс электроэнергии на «оптовом» уровне (см. [5 - 6]), добавлена переменная тепловой мощности электродкотельных ($G_{i,r,t}^{эл.кот.нов}$) с соответствующими коэффициентами.

$$\sum_i W_{i,r,t} + \sum_s (W_{s,r,t}^{действие} + W_{s,r,t}^{нов}) = E_{r,t}^{ээсеть} + \sum_s (W_{r,s,t}^{действие} + W_{r,s,t}^{нов}) + \sum_i \delta_{i,r,t}^{эл.кот} \cdot H_{i,r,t}^{кот} \cdot G_{i,r,t}^{эл.кот}, i \notin I^{МГ}, \quad (3)$$

где $W_{i,r,t}$ – объем производства электроэнергии генерирующей технологией i в региональной энергосистеме r ;

$W_{r,s,t}^{действие}$ – объем передачи электроэнергии по действующей межсистемной связи между региональными энергосистемами r и s ;

$W_{r,s,t}^{нов}$ – объем передачи электроэнергии по новой межсистемной связи между региональными энергосистемами r и s ;

$E_{r,t}^{ээсеть}$ – переменная, характеризующая объем электрической энергии, отпускаемый с «оптового» на «розничный» уровень в региональной энергосистеме r ;

$\delta_{i,r,t}^{эл.ком}$ – коэффициент потребления электроэнергии на производство 1 Гкал тепла на электродвигательной типа i , в основном определяемый КПД электродвигательной и расходом энергии на собственные технологические нужды.

В условиях России период годовых пиков потребления электроэнергии и мощности совпадает с периодом максимального потребления тепловой энергии. Поэтому при включении технологий электродвигательных в модель важно учесть не только дополнительное потребление ими электроэнергии для производства тепла, но и вклад в увеличение годового максимума нагрузки энергосистемы, который в свою очередь влияет на необходимый уровень установленной мощности электростанций. Для этого в уравнение баланса установленной мощности на час совмещенного максимума нагрузки ЕЭС России энергосистемы r (4) в явном виде включается переменная тепловой мощности электродвигательных с соответствующим коэффициентом.

$$\sum_{i,r} X_{i,r,t} + \sum_r \left((1 - k_{r,r_1}^{н.м.действ}) \cdot Z_{r,r_1,t}^{действ} + (1 - k_{r,r_1}^{н.м.нов}) \cdot Z_{r,r_1,t}^{нов} \right) - \sum_r \left(Z_{r_1,r,t}^{действ} + Z_{r_1,r,t}^{нов} \right) \geq P_{r,t}^{макс} + \sum_{i,r} \varpi_i^{эл.ком} \cdot G_{i,r,t}^{эл.ком}, \quad (4)$$

где $X_{i,r,t}$ – установленная электрическая мощность генерирующей технологии i в каждой региональной энергосистеме r в данный период года t ;

$Z_{r,r_1,t}^{действ}$ – объем передачи мощности по существующей ЛЭП между энергосистемами r и r_1 ;

$Z_{r,r_1,t}^{нов}$ – объем передачи мощности по новой ЛЭП между энергосистемами r и r_1 ;

$P_{r,t}^{макс}$ – установленная мощность электростанций в энергосистеме r , требуемая для обеспечения нормативного уровня балансовой надежности, определяемая на годовой час максимума нагрузки (с учетом сальдо экспорта/импорта мощности);

$k_{r,r_1}^{н.м.действ}$ – коэффициент потерь при передаче электрической мощности из энергосистемы r в r_1 по существующей межсистемной связи;

$k_{r,r_1}^{н.м.нов}$ – коэффициент потерь при передаче электрической мощности из энергосистемы r в r_1 по новой межсистемной связи;

$\varpi_i^{эл.ком}$ – коэффициент, характеризующий удельное потребление мощности электродвигательными в час максимума нагрузки (МВт/(Гкал/ч)).

Предложенный подход к описанию в оптимизационной модели электродвигательных может с успехом применяться и для описания других технологий электрификации теплоснабжения – прежде всего, тепловых насосов. При этом, в зависимости от крупности и особенностей применения, эти технологии могут рассматриваться, как новые потребители электроэнергии, поставляемой на оптовом или розничном уровнях. Различие в стоимости электроэнергии при этом определяется затратами на передачу и распределение в сети.

2 Предложения по учету технологий электротранспорта при моделировании развития энергосистем

Кроме технологий электрификации теплоснабжения (электродвигательных) в оптимизационную модель были непосредственно включены технологии автомобильного электротранспорта, что позволяет хотя бы предварительно оценивать влияние электрификации транспортного сектора на развитие и функционирование электроэнергетики России. Для этого в уравнение (5), описывающее баланс электроэнергии на «розничном» уровне (см. [5 - 6]), добавлена переменная количества электромобилей того или иного типа/класса ($EV_{i,r,t}^{кол-во}$) с соответствующими коэффициентами удельного годового расхода электроэнергии.

$$\left(1 - K_{э(r)}^{nom}\right) \cdot E_{r,g}^{эсеть} + \sum_i W_{i,r,t} = E_{r,t}^{э} / \left(1 + K_{э(r)}^{nom}\right) + \sum_i \tau_{i,r,t}^{год} \cdot EV_{i,r,t}^{кол-во}, i \in I^{МГ}, \quad (5)$$

где $W_{i,r,t}$ – объем производства электроэнергии генерирующей технологией i в региональной энергосистеме r ;

$K_{\varepsilon(r)}^{nom}$ – средний коэффициент потерь при передаче и распределении электрической энергии в сетях региональной энергосистемы r , который может быть принят на основе отчетных данных;

$E_{r,t}^{эзс\text{есть}}$ – переменная, характеризующая объем электрической энергии, отпускаемый с «оптового» на «розничный» уровень в региональной энергосистеме r ;

$E_{r,t}^{эз}$ – прогнозный годовой объем спроса на электрическую энергию в региональной энергосистеме r с учетом прогноза сальдо экспорта-импорта;

$\tau_{i,r,t}^{zod}$ – коэффициент годового потребления электроэнергии одним электромобилем типа i в энергосистеме r , определяемый исходя из среднего годового пробега и удельного потребления электроэнергии на 100 км пробега.

Кроме того, крайне важным представляется учесть и дополнительный спрос на электрическую мощность, формируемый при зарядке электротранспорта, особенно в период максимальных нагрузок, т.к. это будет существенно влиять на необходимый уровень установленной мощности электростанций в энергосистеме. Для этого в уравнение установленной мощности на час совмещенного максимума нагрузки ЕЭС России энергосистемы r (4) в явном виде включается переменная количества электромобилей разного типа с соответствующим коэффициентом. Это уравнение приобретает вид (6).

$$\sum_{i,r} X_{i,r,t} + \sum_r \left((1-k_{r,\eta_1}^{п.м.действ}) \cdot Z_{r,\eta_1,t}^{действ} + (1-k_{r,\eta_1}^{п.м.нов}) \cdot Z_{r,\eta_1,t}^{нов} \right) - \sum_r \left(Z_{\eta_1,r,t}^{действ} + Z_{\eta_1,r,t}^{нов} \right) \geq P_{r,t}^{макс} + \sum_{i,r} \varpi_i^{эл.ком} \cdot G_{i,r,t}^{эл.ком} + \sum_{i,r} \mathcal{G}_{i,r,t}^{макс} \cdot EV_{i,r,t}^{кол-во}, \quad (6)$$

где $\mathcal{G}_{i,r,t}^{макс}$ – коэффициент, характеризующий удельное потребление мощности одним электромобилем типа i в энергосистеме r в час совмещенного максимума нагрузки ЕЭС России.

Поскольку зарядка электротранспорта может также происходить и в часы ночного провала нагрузки, то и условие необходимости снижения нагрузки отдельных электростанций в час минимума нагрузки типовых суток каждой ОЭС (v) (7) также должно в явном виде учитывать потребление электрической мощности, расходуемой на зарядку электромобилей.

$$\sum_{i,r \in v} \mu_{i,r,t} \cdot X_{i,r,t} + \sum_s \left((1-k_{s,v}^{п.м.действ}) \cdot Z_{s,v,t}^{действ.мин} + (1-k_{s,v}^{п.м.нов}) \cdot Z_{s,v,t}^{нов.мин} \right) - \sum_s \left(Z_{v,s,t}^{действ.мин} + Z_{v,s,t}^{нов.мин} \right) \leq P_{v,t}^{мин} + \sum_{i,r \in v} \mathcal{G}_{i,r,t}^{мин} \cdot EV_{i,r,t}^{кол-во}, \quad (7)$$

где $P_{v,t}^{мин}$ – минимум электрической нагрузки в ОЭС v для типовых суток года t , обычно определяемый по характерному графику электрической нагрузки типовых суток в долях от максимальной нагрузки;

$\mathcal{G}_{i,r,t}^{мин}$ – коэффициент, характеризующий потребление мощности одним электромобилем типа i в энергосистеме r в час минимума нагрузки типовых суток.

Помимо этого, в состав целевой функции оптимизационной модели дополнительно включаются суммарные за весь период прогнозирования (с учетом последствий) затраты (эффект) на переключение с автомобиля с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) на электромобиль, определяемые как разница между полной стоимостью владения [11 - 13] электромобилем без учета затрат на электроэнергию и полной стоимостью владения (за жизненный цикл) автомобилем с ДВС (8).

$$C_{opt} = \sum_t \sum_r \sum_i \eta_{i,r,t} \cdot EV_{i,r,t}^{кол-во} \cdot \frac{1}{(1+d)^t} \quad (8)$$

где d – ставка дисконтирования;

$\eta_{i,r,t}$ – удельные среднегодовые затраты на переключение с автомобиля с ДВС на электромобиль.

Пример расчета удельных среднегодовых затрат на переключение, учитываемых при оптимизации, представлен в таблице 2. Отрицательное значение этих затрат говорит о потенциально возможной эффективности перехода на электромобили, что будет определять в оптимизационной модели, исходя из формируемой в ней цены электроэнергии. Положительное значение затрат говорит о том, что переключение на электромобили является неэффективным при любой цене электроэнергии

и в оптимизационной модели такая опция может не рассматриваться.

Таблица 2. Характеристика среднегодовых затрат на переключение с автомобиля с ДВС на электромобиль, учитываемых в целевой функции оптимизационной модели (для условий центральной части России в 2030 г.), тыс. руб. 2021 г.

Наименование	Легковой транспорт	Пассажирский транспорт
Транспортное средство с ДВС		
Полная стоимость владения – всего, в т.ч.	301	900
Капитальные затраты ¹	179	234
Постоянные эксплуатационные затраты	70	278
Топливные затраты	52	389
Электротранспорт		
Капитальные затраты ¹	172	332
Постоянные эксплуатационные затраты	65	319
Затраты на переключение в целевой функции модели	-64	-249

3 Предложения по учету технологий, обеспечивающих гибкость функционирования энергосистемы

Масштабное развитие электроемких потребителей при электрификации теплоснабжения и транспорта вместе с интенсивным развитием безуглеродных электростанций неизбежно отразится и на требованиях к функционированию всей ЕЭС России, прежде всего, с точки зрения гибкого и надежного обеспечения баланса спроса и предложения электроэнергии не только в годовом, но и в сезонном и суточном разрезе. Именно поэтому кроме новых типов потребителей электроэнергии в оптимизационной модели также должно быть расширено представление накопителей электроэнергии разного типа: как гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), так и аккумуляторных батарей, обеспечивающих возможности регулируемого режима выдачи мощности ВИЭ-электростанций, а также управление профилем нагрузки у потребителей.

Для этого в оптимизационной модели EPOS расширен состав рассматриваемых ГАЭС за счет включения в оптимизацию перспективных площадок их размещения практически во всех ОЭС. Работа ГАЭС в насосном режиме в часы минимальных нагрузок позволяет снизить требования к маневренности остальных типов электростанций, а ее работа в генераторном режиме в часы максимальных нагрузок создает дополнительный источник пиковой мощности (таблица 3). При этом ГАЭС фактически являются сальдо-потребителем в энергосистеме, поскольку перераспределение запасов воды между минимальным (ночным) и пиковым (вечерним) периодом зимнего рабочего дня сопровождается дополнительным расходом электроэнергии.

Таблица 3. Пример описания в модели EPOS условий участия различных технологий в обеспечении гибкости функционирования энергосистемы

Наименование	ГАЭС	СЭС		ВЭС	
		Без накопителя	С накопителем	Без накопителя	С накопителем
Годовой баланс электроэнергии, тыс. ч/год	-0,25	1,3	1,27	2,0	1,95
Баланс рабочей мощности для максимума зимнего рабочего дня	1,0	0	0,35	0,14	0,35
Баланс рабочей мощности для минимума зимнего рабочего дня	-1,2	0	0	0,18	0,1

Кроме того, в виде специальной технологии в оптимизацию был включен комплекс ветряной (ВЭС) или солнечной (СЭС) электростанции, работающей непосредственно вместе с аккумулятором электроэнергии. Такая комбинация позволяет значительно увеличивать гарантированную мощность

¹ Капитальные вложения представлены в среднегодовом выражении аннуитетным методом, срок эксплуатации легкового автомобиля – 10 лет, автобуса – 8 лет.

ВИЭ-электростанций, прежде всего, в часы максимальных нагрузок и, в то же время, снижать отпуск электроэнергии в сеть в часы минимальных нагрузок (таблица 3). При этом в капитальных и текущих затратах такой комплексной технологии дополнительно учтены затраты на строительство и эксплуатацию системы накопления электроэнергии соответствующей емкости. Такое представление позволяет хотя бы приближенно учесть в модели необходимость развития накопителей электроэнергии для сглаживания режимов работы ВИЭ-электростанций без непосредственного детального моделирования суточных графиков нагрузки, что в условиях столь масштабной модели непременно будет приводить к ее чрезмерному усложнению и экспоненциальному росту времени оптимизации и пост-обработки получаемых решений.

Заключение

В последние десятилетия электроэнергетика стала локомотивом зеленой перестройки в большинстве развитых стран мира – именно в ней достигнуты наибольшие успехи в переходе на возобновляемые источники энергии, а в дальнейшем интенсивность этого процесса будет только нарастать. Кроме того, в последние годы все большее внимание уделяется роли электроэнергии в процессе низкоуглеродной трансформации экономики – углубление электрификации народного хозяйства рассматривается в качестве стратегического направления декарбонизации, наряду с применением водорода и биотоплива. Это объясняется тем, что электроэнергия является уникальным энергоносителем, способным эффективно замещать большие объемы органического топлива в коммунальной, мобильной и промышленной энергетике.

Сочетание требований низко-углеродной перестройки и дальнейшей электрификации народного хозяйства формирует новый стратегический вызов для электроэнергетики (в т.ч. и российской), поскольку одновременное удовлетворение этих условий резко увеличивает интенсивность и масштабы необходимых инвестиционных решений, что, в свою очередь, значительно повышает требования к качеству прогнозирования и планирования развития отрасли. Это делает жизненно необходимым адекватный учет в моделях планирования развития энергосистем не только требований декарбонизации, но и технологий углубленной электрификации хотя бы некоторых отраслей экономики.

При модернизации основного инструментария исследований – оптимизационной модели развития электроэнергетики в ТЭКе (EPOS), были существенно расширены ее функциональные возможности за счет включения в оптимизацию технологий электроотопления и электротранспорта, обеспечивающих долгосрочную эластичность спроса на электроэнергию. При этом учитываются особенности участия данных технологий-потребителей в годовых балансах мощности, электроэнергии и централизованного тепла (для электроотопления), а также целевой функции модели.

Непосредственное включение электродвигателей и электромобилей в качестве переменных ЛП-задачи позволяет определять оптимальные темпы и приоритеты развития низко-углеродных технологий в электроэнергетике с учетом ценовой чувствительности потребителей, реализующих потенциал электрификации в теплоснабжении – при минимизации интегральных затрат на энергоснабжение.

Также показана необходимость расширения представления в оптимизационной модели некоторых технологий, обеспечивающих гибкость и надежность функционирования энергосистемы, – в первую очередь, накопителей электроэнергии: ГАЭС и аккумуляторных батарей. Сделаны предложения по учету особенностей их функционирования в модели планирования развития энергосистем без непосредственного детального моделирования суточных графиков нагрузки.

Предложенная технология адаптации оптимизационной модели позволяет в дальнейшем расширять исследуемую область технологически возможной конкуренции электроэнергии и органического топлива при разработке стратегий низкоуглеродного развития. Еще одним направлением развития является включение в оптимизацию электроемких технологий производства водорода на базе электроэнергии от атомных, гидроэлектростанций или источников возобновляемой энергии и его последующего использования на транспорте, в промышленности и для производства электроэнергии.

Литература

1. IEA. Data and statistics. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics> (дата обращения: 20.04.2022)
2. Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Курилов А.Е., Макарова А.С., Хоршев А.А. Методы и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. – С.82-94.
3. F. Veselov, A. Khorshhev. Integrated modelling and information technology for strategic planning in the energy

sector of Russia / 2017 IEEE 11th International Conference on Application of Information and Communication Technologies (AICT), Moscow, Russia, 2017.

4. *Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Хоршев А.А.* Особенности применения оптимизационных моделей для планирования развития энергосистем при возрастающей роли возобновляемой энергетики / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2020). Труды Тринадцатой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2020. – С.911-921.
5. *Панкрушина Т.Г., Хоршев А.А.* Трансформация методов и моделей для планирования энергосистем с учетом развития низкоуглеродных технологий тепловой генерации / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2019). Труды Двенадцатой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2019. – С.625-627.
6. *T. Pankrushina, A. Khorshiev.* Methodical approach to assessing the optimal development scale of distributed cogeneration in the UPS of Russia for the long-term / E3S Web of Conferences. 114 05006 (2019).
7. *Хоршев А.А., Соляник А.И.* Адаптация оптимизационных моделей для планирования развития энергосистем с учетом разнородных требований по декарбонизации электроэнергетики / Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2021). Труды Четырнадцатой международной конференции. Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2021. – С. 927-934.
8. *Козодой Ф.Н.* О перспективах применения электрокотельных // Электрические станции. 2022. № 5 (1090). – С.11-13.
9. *Николаев Ю.Е., Вдовенко И.А.* Эффективность использования электрокотельных на ТЭЦ, использующих внепиковую энергию АЭС для теплоснабжения города // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоснабжения. 2020. № 1. – С.122-128.
10. *Девянин С.Н., Марков В.А., Савастенко А.А., Савастенко Э.А.* Проблемы электрификации автомобильного транспорта России // Двигателестроение. 2022. № 1 (287). – С.21-31.
11. *Van Vliet, O., Brouwer, A. S., Kuramochi, T., Van Den Broek, M., & Faaij, A.* Energy use, cost and CO₂ emissions of electric cars // Journal of Power Sources, 2011. Vol. 196(4). – P.2298-2310.
12. *Cox B, Bauer C, Mendoza Beltran A, van Vuuren DP, Mutel CL.* Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios // Applied Energy. 2020; 269.
13. Argonne National Laboratory, U.S. DoE. Comprehensive Total Cost of Ownership Quantification for Vehicles with Different Size Classes and Powertrains. Report # ANL/ESD-21/4, April 2021. URL: <https://publications.anl.gov/anlpubs/2021/05/167399.pdf> (дата обращения: 27.04.2022)