

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СТРАТЕГИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

© 2021 г. Ф. В. Веселов^а *, И. В. Ерохина^а, А. С. Макарова^а, А. И. Соляник^а, Л. В. Урванцева^а

^аИнститут энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН),
Нагорная ул., д. 31, корп. 2, Москва, 117186 Россия

*e-mail: info@eriras.ru

Поступила в редакцию 22.03.2021 г.

После доработки 13.04.2021 г.

Принята к публикации 21.04.2021 г.

Рассмотрены современные проблемы стратегического целеполагания для развития тепловых электростанций (ТЭС) как основного сектора электроэнергетики России. Представлены результаты исследований возможных масштабов и условий технологической трансформации теплоэнергетики России, которые обеспечат достижение целевых показателей Энергетической стратегии по снижению удельного расхода топлива путем повышения эффективности использования мощности действующих электростанций и реализации инвестиционных решений по замене и новому строительству ТЭС на базе современных технологий. Для этого сформированы варианты развития электростанций Единой энергетической системы (ЕЭС) России, различающиеся по объему и структуре необходимых вводов заменяемой и новой мощности на ТЭС, а также учитывающие действующие планы по развитию неуглеродных типов электростанций. Для каждого варианта определены динамика изменений в структуре установленной мощности и производства электроэнергии в ЕЭС России, потребности электростанций в различных видах топлива, а также объемы необходимых капитальных вложений, оценены природные характеристики повышения энергетической эффективности теплоэнергетики (по необходимым объемам обновления и соответствующим капитальным затратам). С помощью финансово-экономических моделей исследованы взаимосвязи между масштабами технологического обновления теплоэнергетики, объемами необходимой выручки ТЭС и сектора производства электроэнергии в целом. Определены ценовые последствия реализации сценариев с различной интенсивностью снижения удельного расхода топлива. Показано, что реализация интенсивной технологической перестройки теплоэнергетики для достижения целевых показателей Энергетической стратегии не приведет к резкому росту ценовой нагрузки при условии сохранения политики сдерживания роста цены на газ не выше инфляции, а также при обеспечении в ближайшие 5–7 лет быстрого удешевления нового, серийно производимого в России оборудования для ТЭС, прежде всего на основе газовых турбин большой и средней мощности.

Ключевые слова: Энергетическая стратегия, электроэнергетика, тепловые электростанции, энергетическая эффективность, технологическое обновление, удельный расход топлива, Единая энергетическая система, капитальные вложения, топливные затраты

DOI: 10.1134/S0040363621120110

Тепловые электростанции — основа национальной электроэнергетики. На долю ТЭС приходится 67% генерирующей мощности и 63% производимой в Единой энергетической системе России электроэнергии (по данным Системного оператора за 2019 г.), а также 45% централизованного тепла в стране. Теплоэнергетика является также крупнейшим потребителем органического топлива: по данным Росстата на ТЭС приходится 39% внутреннего спроса на газ и 56% на каменные и бурые энергетические угли. Топливные затраты играют заметную роль в общем объеме расходов генерирующих компаний, достигая 45% их выручки, а в совокупном платеже потребителей

за электроэнергию их доля составляет около 25%. Масштабное использование органического топлива на ТЭС сопровождается значимой нагрузкой на окружающую среду. На долю электроэнергетики приходится около четверти выбросов оксида серы и более 40% выбросов оксидов азота от стационарных источников. На электростанции приходится также около 40% общероссийского объема эмиссии парниковых газов (ПГ), связанной со сжиганием органического топлива (а их вклад в общий годовой объем эмиссии парниковых газов без учета лесного хозяйства, эффектов от землепользования и изменений в нем составляет около 25%).

Таблица 1. Характеристика целевых значений удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии, определенных в действующих государственных документах, г у.т/(кВт · ч)

Документ	Год				Комментарий
	2025	2030	2035	2050	
Энергетическая стратегия на период до 2035 года	285.4	Н.д.	255.6	Н.д.	На 2024 г., в целом по РФ
Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	295.0	То же	285.0	То же	По зоне централизованного электроснабжения (расчет на основе данных Генсхемы)
Госпрограмма “Развитие энергетики”	285.4	Н.д.	Н.д.	»	На 2024 г., для ТЭС мощностью свыше 25 МВт
Комплексный план повышения энергоэффективности	280.1	255.6	То же	»	В целом по РФ
Проект Стратегии развития с низким уровнем выбросов ПГ	Н.д.	287.2	Н.д.	260.1	То же

Примечание. Н.д. – нет данных.

Ведущая роль тепловых электростанций в надежном и эффективном энергоснабжении потребителей, формировании энергетического баланса, а также в снижении антропогенной нагрузки на окружающую среду объясняет тот факт, что повышение энергетической эффективности теплоэнергетики является одним из приоритетов национальной энергетической политики [1]. С учетом большой доли теплофикационной выработки на тепловых электростанциях представляется правильным задавать соответствующие целевые показатели повышения энергетической эффективности ТЭС в виде повышения коэффициента использования топлива (КИТ) на отпуск электрической и тепловой энергии. Однако в практике государственного управления энергоэффективностью и развитием электроэнергетики, в документах стратегического планирования и других правительственных решениях в качестве целевого индикатора традиционно рассматривается частный показатель – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии (УРУТ). Для целей государственного статистического наблюдения и, соответственно, целеполагания развития отрасли используется значение УРУТ, определяемое пропорциональным методом разделения расхода топлива¹. По данным

¹ При этом, например, для целей тарифного регулирования применяется тепловой метод разделения топливных затрат, основанный на физическом методе с включением всего расхода электроэнергии на собственные нужды в состав затрат топлива, относимых на отпуск электроэнергии.

Минэнерго России, в 2010 г. средневзвешенный УРУТ (по пропорциональному методу) составлял 334.4 г у.т/(кВт · ч), снизившись к 2017 г. до 311.2 г у.т/(кВт · ч), а в 2018 г. – до 309.8 г у.т/(кВт · ч).

В настоящее время целевые параметры дальнейшего снижения УРУТ определяются сразу в нескольких официальных документах, включая:

Энергетическую стратегию на период до 2035 г. (утверждена распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р);

Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики (утверждена распоряжением Правительства РФ от 9.06.2017 № 1209-р);

государственную программу “Развитие энергетики” (утверждена Постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 № 321);

комплексный план мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики России (утвержден распоряжением Правительства РФ от 19.04.2018 № 703-р);

проект Стратегии долгосрочного развития страны с низким уровнем эмиссии парниковых газов (подготовлен Минэкономразвития России в начале 2020 г.).

Однако вытекающие из этих документов требования к снижению УРУТ сильно различаются по интенсивности и продолжительности (табл. 1). Более того, они нередко определены для различных тепловых электростанций. Причиной этого являются все еще низкий уровень согласованно-

сти при разработке перечисленных государственных стратегических документов и решений, а также недостаточная степень гармонизации их содержательных положений и количественных целевых индикаторов [2, 3].

В настоящее время в электроэнергетике ведется работа по повышению энергетической эффективности на действующих электростанциях благодаря введению экономических и нормативных мер по оптимизации режимов использования мощности существующих конденсационных (КЭС) и теплофикационных (ТЭЦ) тепловых электростанций и совершенствованию их ремонтного обслуживания [4, 5]. Однако масштабы экономии топлива здесь объективно ограничены техническими характеристиками оборудования, а в перспективе будут последовательно сокращаться из-за того, что все больший объем действующих мощностей достигнет предельного ресурса эксплуатации и потребует решений по их демонтажу, реконструкции или замене. Поэтому качественное изменение уровня УРУТ неизбежно потребует интенсивных инвестиционных мероприятий, включая массовый перевод газомазутных ТЭС с паросилового на парогазовый цикл и продолжение теплофикации на базе газотурбинных и парогазовых ТЭЦ [6]. Другим направлением является технологическое обновление угольных электростанций с переходом на новые, современные типы оборудования, имеющие более низкий показатель УРУТ, либо с частичной заменой их новыми парогазовыми энергоблоками в традиционных и новых районах, охваченных системой газоснабжения.

Подобная неопределенность в целеполагании повышает для генерирующих компаний риски принятия неоптимальных по времени, технологическим приоритетам и экономической эффективности инвестиционных решений, касающихся развития теплоэнергетики. Для государства при этом повышаются риски избыточной и необоснованной дополнительной ценовой нагрузки на потребителей электроэнергии при сохранении существующих механизмов стимулирования инвестиций через повышенный тариф на мощность, обеспечивающий возврат инвестированного капитала [7, 8].

В этой ситуации представляется актуальным выполнение параметрического анализа масштабов инвестиционных мероприятий по технологическому обновлению тепловых электростанций всех типов, обеспечивающих тот или иной уровень снижения УРУТ, с оценкой их влияния на балансовую и ценовую ситуацию в электроэнергетике.

ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕМПОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭС ПРИ БАЗОВОМ СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Для выполнения параметрического анализа был сформирован базовый вариант развития ЕЭС России до 2035 г. при существующих темпах технологического обновления и действующих механизмах поддержки инвестиций в теплоэнергетике.

Принятый в расчетах объем спроса на электроэнергию в ЕЭС России на 2035 г., как и прогноз Генеральной схемы, опирается на показатели базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития РФ, разработанного Минэкономразвития России в конце 2018 г. Однако исходные показатели долгосрочного прогноза были скорректированы с учетом параметров среднесрочного прогноза развития экономики страны, представленного осенью 2019 г., а также поправки на кризисную ситуацию 2020 г. Последующая детализация макроэкономических показателей в разрезе видов экономической деятельности и регионов, выполненная с помощью модельно-информационного комплекса SCANNER [9, 10], позволила получить уточненный прогноз спроса на электроэнергию по стране в целом и по ЕЭС России. Согласно этим расчетам, в 2035 г. потребление электроэнергии будет примерно на 5% ниже, чем ожидалось в базовом варианте Генеральной схемы.

Исходные балансовые требования к масштабам развития электроэнергетики (росту установленной мощности, внутреннего потребления и сальдо экспорта/импорта электроэнергии и отпуска тепла от ТЭС) представлены в табл. 2.

Динамика установленной мощности в базовом варианте определена с учетом уже принятых и планируемых инвестиционных решений (табл. 3) в рамках существующих механизмов поддержки инвестиций, в том числе:

объемы изменения действующей и прироста новой мощности АЭС и ГЭС приняты в соответствии с утвержденной Генеральной схемой;

для электростанций, использующих возобновляемые источники энергии (ВИЭ), предполагается реализация в полном объеме действующей программы поддержки на основе договоров на поставку мощности (ДПМ) до 2024 г. и ее продолжение с вводом еще 5.3 ГВт до 2035 г.;

для тепловых электростанций динамика роста мощности определена с учетом завершения вводов по программе ДПМ и реализации в полном объеме программы поддержки инвестиций в модернизацию действующих ТЭС (конкурентный отбор мощности проектов модернизации тепло-

Таблица 2. Балансовые требования к развитию электроэнергетики (по ЕЭС России)

Показатель	Год				
	2018 (отчетный)	2020	2025	2030	2035
Потребность в электроэнергии, млрд кВт · ч	1055.6	1039.2	1120.4	1193.9	1278.1
Сальдо экспорта-импорта электроэнергии, млрд кВт · ч	15.5	14.7	10.4	14.1	27.1
Производство электроэнергии, млрд кВт · ч	1070.9	1053.9	1130.8	1208.1	1305.2
Потребность в генерирующей мощности, млн кВт	198.8	203.1	219.8	234.2	251.9
Отпуск тепла от ТЭЦ*, млн ГДж	2393.7	2392.1	2586.9	2772.5	2935.1

* Без районных котельных, принадлежащих электростанциям.

Таблица 3. Характеристика масштабов инвестиционных решений по развитию ЕЭС России до 2035 г. в базовом варианте (накопленным итогом), млн кВт

Показатель	Год		
	2025	2030	2035
Заменяемая и новая мощность, всего	12.6	28.9	65.5
В том числе:			
Неуглеродные электростанции, всего	6.5	12.8	24.4
В том числе:			
ГЭС (включая ГАЭС)	0.2	1.7	2.9
АЭС	2.4	4.7	12.5
ВИЭ-электростанции	3.9	6.4	9.0
ТЭС на органическом топливе, всего	6.1	16.1	41.1
В том числе:			
ТЭЦ на газомазутном топливе	2.4	7.7	25.2
ТЭЦ на твердом топливе	1.8	2.7	5.4
КЭС на газомазутном топливе	1.7	4.9	7.1
КЭС на твердом топливе	0.2	0.8	3.4
Модернизируемая мощность ТЭС, всего	10.9	31.1	31.1
В том числе:			
ТЭЦ на газомазутном топливе	2.8	7.2	7.2
ТЭЦ на твердом топливе	0.1	5.9	5.9
КЭС на газомазутном топливе	6.8	13.3	13.3
КЭС на твердом топливе	1.2	4.7	4.7

вых электростанций – КОММод). Кроме того, предполагается успешный запуск аналогичного КОММод-механизма для отбора проектов с использованием отечественных газовых турбин (КОММод-ПГУ) и продолжение этой программы до 2030 г. более высокими темпами. Дополнительная новая мощность ТЭС выбирается исходя из балансовых требований.

Соответствующая этому составу инвестиционных решений структура установленной мощности электростанций ЕЭС России представлена в табл. 4, анализ которой показывает, что доля

мощности неуглеродных источников (ГЭС, ВИЭ и АЭС) возрастет с 32.3% в 2018 г. до 37.0% в 2035 г., а ТЭС по-прежнему будут обеспечивать основной вклад в производственный потенциал отрасли. При этом доля ТЭЦ увеличится с 36.8% в 2018 г. до 37.5% к 2035 г., а рост доли неуглеродных электростанций приведет к заметному сокращению доли КЭС (от 30.9% в 2018 г. до 25.6% к 2035 г.).

В структуре мощности тепловых электростанций к 2035 г. доля технологически прогрессивных мощностей на базе ПГУ и ГТУ вырастет с 20.4% в 2018 г. до 38.3%. Общая доля электростанций на

Таблица 4. Структура установленной мощности и производства электроэнергии в ЕЭС России в базовом варианте

Электростанции	Установленная мощность, млн кВт			Производство электроэнергии, млрд кВт · ч		
	2018 г. (отчетный)	2030 г.	2035 г.	2018 г. (отчетный)	2030 г.	2035 г.
Всего	243.2	245.3	258.2	1070.9	1208.1	1305.2
В том числе:						
Неуглеродные электростанции, всего	78.6	85.8	95.4	389.1	419.2	447.5
В том числе:						
ГЭС (включая ГАЭС)	48.5	51.9	53.1	183.8	196.5	202.7
АЭС	29.1	26.0	31.7	204.3	208.3	225.3
ВИЭ-электростанции	1.0	7.9	10.6	1.0	14.4	19.5
ТЭС на органическом топливе, всего	164.6	159.5	162.8	681.8	788.9	857.7
В том числе:						
ТЭЦ на газомазутном топливе, всего	58.8	63.4	69.0	264.0	312.5	368.2
В том числе:						
на базе ГТУ и ПГУ	18.9	25.4	41.8	109.8	148.5	245.6
ТЭЦ на твердом топливе	30.7	29.1	27.8	129.4	135	132.6
КЭС на газомазутном топливе, всего	52.3	48.5	46.6	206.3	263.2	264.7
В том числе:						
на базе ГТУ и ПГУ	15.3	19.5	20.6	79.8	118.3	130.2
КЭС на твердом топливе	22.8	18.5	19.4	82.1	78.2	92.2

Таблица 5. Эффективность использования топлива и динамика его потребления на электростанциях ЕЭС России в базовом варианте

Показатель	Год				
	2018 (отчетный)	2020	2025	2030	2035
Средневзвешенный удельный расход топлива на отпуск электроэнергии ТЭС, г у.т./кВт · ч	310.1	308.9	306.4	296.0	280.9
Потребление топлива, млн т у.т., всего	279.8	273.3	304.5	314.4	328.1
В том числе:					
газа	201.4	196.2	220.3	230.8	241.3
мазута	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9
угля	65.7	64.5	71.0	70.0	72.5
прочих	11.7	11.7	12.3	12.7	13.4

газомазутном топливе увеличится с 67.5% в 2018 г. до 71.0% при заметном сокращении доли мощности ТЭС на твердом топливе (с 32.5% в 2018 г. до 29.0%).

При определении прогнозной структуры производства электрической энергии (см. табл. 4) и потребности в топливе ТЭС ЕЭС России (табл. 5) учтены факторы, влияющие на показатели энергетической эффективности теплоэнергетики и

связанные с экономической оптимизацией режимов использования мощности ТЭС, в том числе:

приоритетность загрузки высокоэкономичных парогазовых электростанций, вытесняющих из баланса паротурбинные КЭС;

увеличение числа часов использования оставшихся в балансе мощностей ТЭС путем снижения существующих избытков генерирующей мощности;

повышение доли ТЭЦ в балансе тепла и оптимизация режимов использования их мощности в наиболее эффективном теплофикационном режиме.

Суммарное производство электроэнергии в ЕЭС России за период с 2018 до 2035 г. увеличится на 21.9%, в то время как установленная мощность электростанций возрастет всего на 6.1%. Это приведет к увеличению коэффициента загрузки генерирующего оборудования и росту годового числа часов использования генерирующих мощностей ЕЭС России в среднем на 14.8%, а по тепловым электростанциям – на 27.2%.

Несмотря на повышение доли неуглеродных электростанций в структуре генерирующей мощности (в основном, благодаря использованию ВИЭ), их вклад в общее производство электроэнергии в период до 2035 г. сократится (с 36.3 до 34.3%). При этом увеличение доли ТЭС в балансе электроэнергии (с 63.7 до 65.7%) будет сопровождаться изменением вклада разных типов электростанций следующим образом:

приоритетная загрузка технологически прогрессивных типов оборудования с низкими топливными затратами приведет к изменению пропорции производства электроэнергии газомазутными ТЭС: доля, приходящаяся на ПГУ и ГТУ, увеличится от 17.5 до 28.8%, а доля производства с применением паротурбинного и прочего оборудования, снизится от 26.4 до 19.7%;

доля тепловых электростанций на газомазутном топливе в суммарном производстве электроэнергии ТЭС также возрастет (от 69.0% в 2018 г. до 73.3% в 2035 г.) при сокращении доли производства электроэнергии станциями на твердом топливе (от 31.0% в 2018 г. до 26.7% в 2035 г.).

Указанные изменения в технологической структуре и режимах использования мощности обеспечат заметное повышение энергетической эффективности ТЭС. При базовом варианте снижение УРУТ ТЭС к 2030 г. составит 4.5% относительно отчетного уровня (2018 г.), а к 2035 г. оно достигнет 9.5% (см. табл. 5). Соответственно, спрос на топливо для ТЭС к 2035 г. увеличится всего на 17.2% при росте общего производства электроэнергии на 21.9%.

ХАРАКТЕРИСТИКА ВАРИАНТОВ БОЛЕЕ ИНТЕНСИВНОГО ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭС

Показатели снижения удельного расхода топлива на ТЭС ЕЭС России, приведенные для базового варианта, существенно хуже целевых значений, определенных, в частности, Энергетической стратегией развития до 2035 г. (см. табл. 1). Это означа-

ет, что потребуются более активные и целенаправленные действия по трансформации технологической структуры теплоэнергетики, чем те, которые достижимы при существующих инвестиционных механизмах [11]. Масштабы такой трансформации были исследованы при формировании нескольких дополнительных вариантов (Т1–Т3), характеристики которых представлены в табл. 6. Каждый из этих вариантов, как показано далее, позволяет достичь более низкого, чем в базовом варианте, значения УРУТ к 2035 г. При этом только при реализации варианта Т3 удастся достичь целевого уровня Энергетической стратегии.

В каждом из дополнительных вариантов были определены объемы инвестиционных решений на базе современных технологий с улучшенными показателями топливной экономичности, включая газотурбинное и парогазовое оборудование для газомазутных ТЭС и усовершенствованное паротурбинное оборудование для ТЭС на твердом топливе.

По сравнению с базовым вариантом, к 2035 г. общий объем заменяемой и новой мощности ТЭС увеличивается на 25% в варианте Т1 и вдвое в варианте Т3, при котором достигаются целевые показатели Энергетической стратегии (см. табл. 6). При этом в наибольшей степени различаются вводы мощности на КЭС (1.7–3.7 раза), а вводы на ТЭЦ увеличатся в 1.1–1.5 раза.

Соответственно, мощность остающихся в эксплуатации действующих электростанций к 2035 г. в вариантах Т1–Т3 оказывается ниже (на 11–19%), чем в базовом варианте, из-за более интенсивного вывода из эксплуатации менее энергоэффективного оборудования (в том числе и еще не достигнутого предельного ресурса эксплуатации).

Сокращаются и объемы модернизации действующей мощности ТЭС в пользу проектов комплексной замены старого оборудования. При этом программа модернизации действующих ТЭС (с заменой оборудованием прежнего технологического уровня) в полном объеме (31.1 млн кВт до 2030 г.) выполняется лишь в базовом варианте и варианте Т1. Для обеспечения более высоких темпов повышения энергоэффективности теплоэнергетики в вариантах Т2 и Т3 после 2025 г. необходимо пересмотреть приоритеты этой программы в пользу решений по замене оборудования ТЭС на технологически более совершенное. В варианте Т3 после 2030 г. потребуются дополнительно провести частичную замену оборудования, модернизированного в период до 2025 г., т.е. до завершения 15-летнего срока эксплуатации, предусмотренного при отборе проектов в КОММод.

Таблица 6. Характеристика вариантов инвестиционных решений в теплоэнергетике, обеспечивающих более интенсивное снижение удельного расхода топлива, млн кВт

Показатель	2030 г.				2035 г.			
	Б	Т1	Т2	Т3	Б	Т1	Т2	Т3
Установленная мощность ТЭС, всего	159.5	159.8	159.6	159.6	162.8	162.9	162.5	162.5
Мощность действующих ТЭС, всего	112.3	102.5	110.1	107.2	90.6	80.8	80.8	73.5
В том числе:								
ТЭЦ на газомазутном топливе	48.6	46.1	47.1	47.1	36.6	34.0	34.0	34.0
ТЭЦ на твердом топливе	20.4	20.4	21.2	21.2	16.5	16.5	16.5	16.5
КЭС на газомазутном топливе	30.3	23.0	28.8	26.5	26.2	19.0	19.0	14.3
КЭС на твердом топливе	13.0	13.0	13.0	12.4	11.3	11.3	11.3	8.7
Заменяемая и новая мощность ТЭС, всего	16.1	26.6	31.9	34.8	41.1	51.0	70.8	83.3
В том числе:								
ТЭЦ на газомазутном топливе	7.7	10.5	15.4	15.4	25.2	28.1	36.6	36.6
ТЭЦ на твердом топливе	2.7	2.7	5.0	5.0	5.4	5.4	8.5	8.5
КЭС на газомазутном топливе	4.9	12.2	7.9	10.2	7.1	14.1	19.0	29.3
КЭС на твердом топливе	0.8	0.8	3.6	4.2	3.4	3.4	6.7	8.9
Модернизируемая мощность ТЭС, всего	31.1	31.1	17.6	17.6	31.1	31.1	10.9	5.7
В том числе:								
ТЭЦ на газомазутном топливе	7.2	7.2	4.4	4.4	7.2	7.2	2.7	2.7
ТЭЦ на твердом топливе	5.9	5.9	0.3	0.3	5.9	5.9	0.1	0.1
КЭС на газомазутном топливе	13.3	13.3	11.0	11.0	13.3	13.3	6.8	1.6
КЭС на твердом топливе	4.7	4.7	1.9	1.9	4.7	4.7	1.3	1.3

Сравнительная характеристика рассматриваемых вариантов по структуре установленной мощности электростанций и производства электрической энергии на уровне 2035 г. приведена в табл. 7. Развитие неуглеродных электростанций во всех вариантах соответствует базовому варианту и показано общей суммой их мощности и произведенной электроэнергии. Соответственно, одинаково по вариантам будет меняться и роль ТЭС, которые к 2035 г. будут обеспечивать 63% установленной мощности и 66% производимой в ЕЭС России электроэнергии.

Технологическая структура установленной мощности ТЭС в вариантах Т1–Т3 претерпит серьезные изменения по сравнению с базовым вариантом. На уровне 2035 г. можно выделить следующие общие тенденции в изменении пропорций между мощностями тепловых электростанций разных типов (в сравнении с базовым вариантом):

доля мощности ТЭЦ увеличится не более чем на 1 процентный пункт (п.п.), но при этом в вариантах Т2 и Т3 доля газомазутных ТЭЦ возрастет на 2.7 п.п., в том числе благодаря замене действующих угольных ТЭЦ, переведенных ранее на использование газа, на ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ;

при активном замещении паротурбинных мощностей современным оборудованием доля мощностей на базе ПГУ и ГТУ увеличится на 6.1–20.7 п.п.; при этом общая доля газомазутных ТЭС в суммарной мощности тепловых электростанций возрастет не более чем на 2 п.п.

Анализ структуры производства электроэнергии при вариантах Т1–Т3 (см. табл. 7) позволяет оценить возможности перераспределения ее выработки между ТЭС разных типов к 2035 г. (также относительно базового варианта):

увеличение объемов использования современного оборудования на базе ПГУ и ГТУ при его приоритетной загрузке благодаря более низким топливным затратам приведет к дополнительно росту его вклада в общее производство электроэнергии на ТЭС на 7.3–20.3 п.п.;

общая доля газомазутных станций в суммарном объеме производства на ТЭС (в вариантах Т2 и Т3) увеличится на 1.4–1.6 п.п. при соответствующем снижении вклада электростанций на твердом топливе;

интенсивная замена оборудования и повышение коэффициента использования теплофикационных мощностей обеспечат также рост доли

Таблица 7. Структура установленной мощности и производства электроэнергии в ЕЭС России в 2035 г. для различных вариантов развития ТЭС

Электростанции	Установленная мощность, млн кВт					Производство электроэнергии, млрд кВт · ч				
	2018 г. (отчетный)	2035 г.				2018 г. (отчетный)	2035 г.			
		Б	Т1	Т2	Т3		Б	Т1	Т2	Т3
Всего	243.2	258.2	258.3	257.9	257.9	1070.9	1305.2	1305.2	1305.2	1305.2
В том числе:										
Неуглеродные, всего	78.6	95.4	95.4	95.4	95.4	389.1	447.5	447.5	447.5	447.5
ТЭС на органическом топливе, всего	164.6	162.8	162.9	162.5	162.5	681.8	857.7	857.7	857.7	857.7
В том числе:										
ТЭЦ на газомазутном топливе, всего	58.8	69.0	69.4	73.3	73.3	264.0	368.2	374.3	404.3	404.3
В том числе:										
ГТУ и ПГУ	18.9	41.8	44.7	53.1	53.1	109.8	245.6	263.1	313.4	313.4
ТЭЦ на твердом топливе	30.7	27.8	27.8	25.0	25.0	129.4	132.6	132.6	121.8	121.8
КЭС на газомазутном топливе, всего	52.3	46.6	46.3	44.8	45.3	206.3	264.7	258.6	240.5	242.0
В том числе:										
ГТУ и ПГУ	15.3	20.6	27.7	32.5	42.9	79.8	130.2	175.6	199.8	236.1
КЭС на твердом топливе	22.8	19.4	19.4	19.4	18.9	82.1	92.2	92.2	91.1	89.6

Таблица 8. Эффективность использования топлива и динамика его потребления на электростанциях ЕЭС России для различных вариантов развития ТЭС

Показатель	2018 г. (отчетный)	2035 г.			
		Б	Т1	Т2	Т3
Средневзвешенный удельный расход топлива на отпуск электроэнергии ТЭС, г у.т./кВт · ч	310.1	280.9	274.0	262.1	255.7
Потребление топлива, млн т у.т., всего	279.8	328.1	323.0	314.0	309.1
В том числе:					
газа	201.4	241.3	236.2	231.7	228.3
мазута	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9
угля	65.7	72.5	72.5	68.0	66.5
прочих	11.7	13.4	13.4	13.4	13.4

ТЭЦ в суммарном производстве электроэнергии на ТЭС на 0.7–3.0 п.п. по сравнению с базовым вариантом.

Исходя из прогнозной структуры производства электроэнергии определены и объемы спроса на топливо для ТЭС по каждому из вариантов. Как показано в табл. 8, в 2035 г. снижение потребления топлива в вариантах Т1–Т3 составит 1.6–5.8% по сравнению с базовым вариантом. При этом, несмотря на увеличение доли газомазутных ТЭС в производстве электроэнергии, благодаря

более высокой топливной экономичности нового оборудования спрос на газ в этих вариантах также будет ниже (на 2.1–5.4%) по сравнению с базовым вариантом. Потребление угля в варианте Т1 в 2035 г. останется на уровне базового, а в вариантах Т2 и Т3 заметно снизится – на 6.1–8.2%. Снижение потребления топлива в абсолютном выражении означает, что в рассматриваемых вариантах темп повышения энергетической эффективности теплоэнергетики будет опережать рост объемов производства электроэнергии на ТЭС.

Таблица 9. Сравнение достигаемых показателей энергоэффективности на ТЭС и доли новой и обновляемой мощности в теплоэнергетике в период по 2035 г.

Показатель	2030 г.				2035 г.			
	Б	T1	T2	T3	Б	T1	T2	T3
Доля новой и обновляемой мощности в общем объеме мощности ТЭС, %	10.1	16.4	20.0	21.8	25.3	31.3	43.6	51.3
То же для газомазутных ТЭС	11.3	20.2	20.3	22.3	28.0	36.5	47.0	55.6
То же для ТЭС на твердом топливе	7.4	7.4	19.3	20.5	18.6	18.6	34.4	39.6
Суммарные капиталовложения в ТЭС за период, млрд руб. 2019 г. с НДС	3409	4103	4326	4590	5413	6079	7195	7824
Средневзвешенный удельный расход топлива на отпуск электроэнергии ТЭС, г у.т./($\text{кВт} \cdot \text{ч}$)	296.0	288.7	286.4	284.0	280.9	274.0	262.1	255.7
Снижение относительно 2018 г. [310.1 г у.т./($\text{кВт} \cdot \text{ч}$)]	-14.2	-21.4	-23.7	-26.2	-29.2	-36.1	-48.0	-54.4

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ИНТЕНСИВНОГО ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭС

Представленные вариантные расчеты подтверждают техническую достижимость целевых показателей Энергетической стратегии по снижению среднего удельного расхода топлива на ТЭС к 2035 г. до 255 г у.т./($\text{кВт} \cdot \text{ч}$) при условии успешной политики по выходу в ближайшие 5–7 лет на серийное производство современного генерирующего оборудования разных типоразмеров [12, 13]. Выполнение этого условия необходимо, так как потребуется резкое усиление интенсивности инвестиционной деятельности после 2025 г.: в период 2026–2030 гг. общий темп вводов заменяемой и новой мощности на ТЭС в вариантах T2 и T3 составит 5.2–5.7 млн кВт в год, а в следующем пятилетии увеличится до 7.8–9.7 млн кВт в год. При

этом наряду с массовым переводом газомазутных ТЭС на парогазовый цикл и развитием когенерации на базе ГТУ необходимо будет осуществлять и массовую замену оборудования на угольных электростанциях. В результате если к 2035 г. в базовом варианте доля новой и заменяемой мощности составит лишь четверть установленной мощности ТЭС, то в варианте T1 она увеличится почти до трети, а в варианте T3 превысит половину (табл. 9). Сопоставляя этот показатель с достигаемыми значениями средневзвешенного удельного расхода топлива на электроэнергию, можно сделать вывод, что в рамках рассмотренных сценариев для снижения УРУТ на каждые 10 г у.т./($\text{кВт} \cdot \text{ч}$) требуется увеличить долю новой и заменяемой мощности в общем объеме мощности ТЭС примерно на 10 п.п. (рис. 1).

Вариантная оценка необходимых для этого капиталовложений выполнена исходя из представленных в табл. 6 объемов инвестиционных решений по модернизации, замене и новому строительству ТЭС. Учитывается, что рост масштабов инвестиционных программ в теплоэнергетике будет сопровождаться снижением удельных капиталовложений во вводимые мощности из-за возникающего “эффекта масштаба” при серийном производстве оборудования и типовом проектировании и строительстве ТЭС². В сравнении с

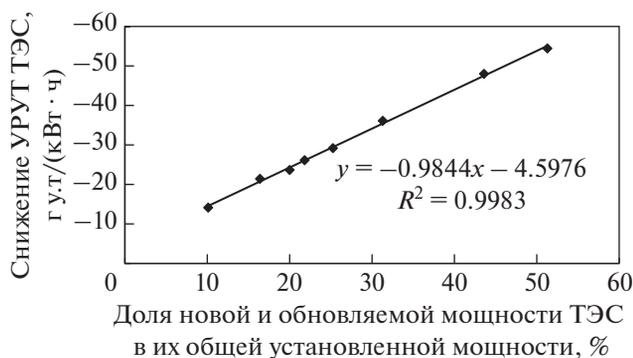


Рис. 1. Зависимость масштабов снижения удельного расхода топлива на производство электроэнергии (относительно уровня 2018 г.) от доли новой и заменяемой мощности в общем объеме мощности ТЭС в ЕЭС России в период до 2035 г.

² Так, для условий ОЭС Центра удельные капиталовложения в новый серийный энергоблок крупноблочной парогазовой КЭС (400 МВт) в 2030 г. приняты на уровне 51–56 тыс. руб. 2019 г/кВт с удешевлением к 2035 г. до 45 тыс. руб. 2019 г/кВт в зависимости от масштабов производства (без НДС). Усредненные удельные капиталовложения в новые ТЭС на базе ГТУ и ПГУ приняты на основе анализа проектных данных примерно на 10 и 25% выше, чем у новой КЭС-ПГУ соответственно.

Таблица 10. Роль теплоэнергетики в общем объеме капитальных затрат в секторе производства электроэнергии в ЕЭС России

Вариант	Капиталовложения в секторе производства электроэнергии, млрд руб. 2019 г. с НДС, всего			Доля ТЭС в капиталовложениях, %		
	2021–2025 гг.	2026–2030 гг.	2031–2035 гг.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
Б	2209	3344	3616	54.0	61.9	59.5
T1	2357	3890	3587	56.9	67.2	59.2
T2	2399	4070	4481	57.6	68.7	67.3
T3	2417	4316	4846	57.9	70.5	69.8

базовым вариантом рост суммарных капиталовложений в теплоэнергетику в период до 2035 г. по вариантам T1–T3 составит 11–45% (см. табл. 9), при этом:

в период до 2030 г. диапазон возможного снижения УРУТ сверх показателей базового варианта ограничен, а приростные капиталовложения оцениваются в 975 млрд руб. 2019 г. (с НДС) на каждые 10 г у.т/(кВт·ч);

масштабная технологическая перестройка в следующем пятилетии заметно расширяет диапазон достижимых значений УРУТ к 2035 г.; при этом средняя капиталоемкость повышения энергоэффективности остается примерно такой же – 950 млрд руб. 2019 г. (с НДС) на каждые 10 г у.т/(кВт·ч).

Более интенсивная инвестиционная программа в теплоэнергетике при вариантах T1–T3 приведет к росту суммарных капиталовложений в сектор производства электроэнергии в период до 2035 г. на 7–26% относительно базового варианта (динамика увеличения капиталовложений по неуглеродным типам электростанций была принята одинаковой с учетом неизменного по вариантам объема вводов их мощности). Доля ТЭС в суммарных капиталовложениях за весь период вырастет с 59% в базовом варианте до 61.8–67.6% в вариантах T1–T3 (рис. 2). При этом в варианте T3, как показано в табл. 10, после 2025 г. ее доля будет достигать 70%.

Для сравнения ценовых последствий при реализации различных стратегий повышения энергоэффективности в теплоэнергетике и изменений структуры установленной мощности и производства электроэнергии в ЕЭС России с использованием отраслевой финансово-экономической модели [14] были определены изменения необходимой валовой выручки (НВВ) электростанций и удельной стоимости производства электроэнергии до 2035 г. В расчетах цена топлива была принята с минимальным ростом по инфляции (т.е. практически неизменная в реальном вы-

ражении). Такой ценовой сценарий позволяет выделить влияние инвестиционного фактора на экономические характеристики теплоэнергетики без учета дополнительного роста топливных затрат.

Достижимое за счет дополнительных капиталовложений снижение УРУТ отражается на прогнозной структуре НВВ (рис. 3): по сравнению с базовым вариантом в вариантах T2 и T3 в 2035 г. в объеме необходимой выручки доля топливных затрат снижается на 3.3–4.3 п.п., но при этом на 3.7–5.0 п.п. увеличивается доля инвестиционной составляющей (остальные изменения приходятся на постоянные эксплуатационные и налоговые составляющие).

Более интенсивные темпы технологического обновления ТЭС в вариантах T2 и T3 и связанные с этим затраты по финансированию инвестиций за счет внутренних и внешних источников в период до 2035 г. еще не в полной мере будут скомпенсированы снижением топливных затрат. Поэтому годовой объем необходимой валовой выручки электростанций в 2035 г. в этих вариантах будет на 5.0–7.0% выше, чем в базовом варианте.

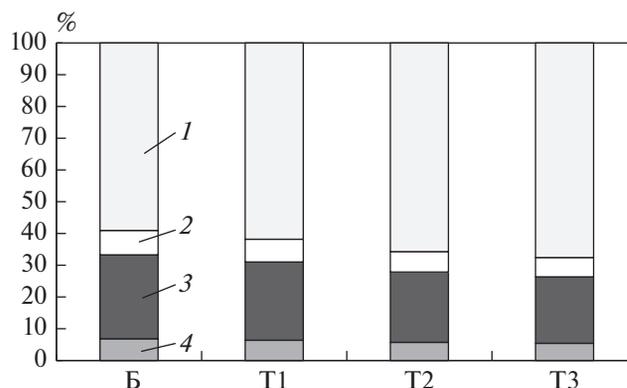


Рис. 2. Структура суммарных за период до 2035 г. объемов капиталовложений в секторе производства электроэнергии в ЕЭС России по базовому (Б) и дополнительным (T1–T3) вариантам. 1 – ТЭС; 2 – ВИЭ; 3 – АЭС; 4 – ГЭС

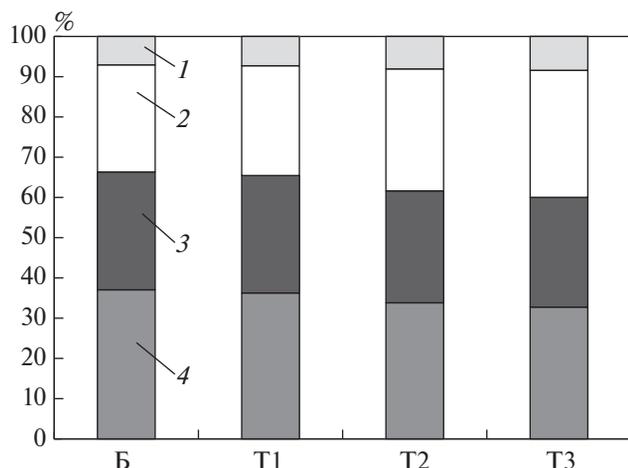


Рис. 3. Структура годового объема НВВ в секторе производства электроэнергии в ЕЭС России по базовому (Б) и дополнительным (Т1–Т3) вариантам в 2035 г.

Затраты: 1 – налоговые; 2 – инвестиционные; 3 – постоянные; 4 – топливные

Неравномерный рост капиталовложений и НВВ электростанций по пятилетиям отражается на динамике удельной стоимости производства электроэнергии, рассчитанной для каждого из вариантов (рис. 4) как отношение НВВ к отпуску электроэнергии. Значение этого удельного показателя можно рассматривать как необходимый уровень оптовой одноставочной цены электроэнергии (с учетом мощности). Варианты Т1–Т3, по сравнению с базовым, характеризуются более сильной неравномерностью. Наибольший темп роста удельной стоимости производства прихо-

дится, как и в базовом варианте, на период 2026–2030 гг., причем среднегодовые темпы ее роста в вариантах Т2 и Т3 достигают 0.9–1.0%, а значение относительно отчетного уровня (2019 г.) увеличивается на 8.0–10.0% в реальном выражении. В период 2031–2035 гг. удельная стоимость производства электроэнергии в реальном выражении будет снижаться во всех вариантах. При этом из-за высоких инвестиционных расходов в вариантах Т2 и Т3 среднегодовые темпы этого снижения будут в 1.5–2.0 раза меньше, чем в базовом варианте. В результате на уровне 2035 г. удельная стоимость производства электроэнергии вернется к отчетному уровню в базовом варианте и варианте Т1, а ее значения в вариантах Т2 и Т3 будут на 5.6–8.1% выше, чем в 2019 г. (в реальном выражении).

ВЫВОДЫ

1. Проведенный анализ показывает, что инерционное продолжение развития теплоэнергетики, соответствующее базовому варианту, при ключевой роли программы поддержки проектов модернизации действующих электростанций без перехода на технологически более совершенное оборудование не позволит качественно улучшить показатели энергетической эффективности в теплоэнергетике. Даже с учетом оптимизации объемов необходимой генерирующей мощности действующих КЭС и ТЭЦ и их использования в балансах электроэнергии основной показатель энергоэффективности – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии – может быть снижен лишь на несколько процентов.

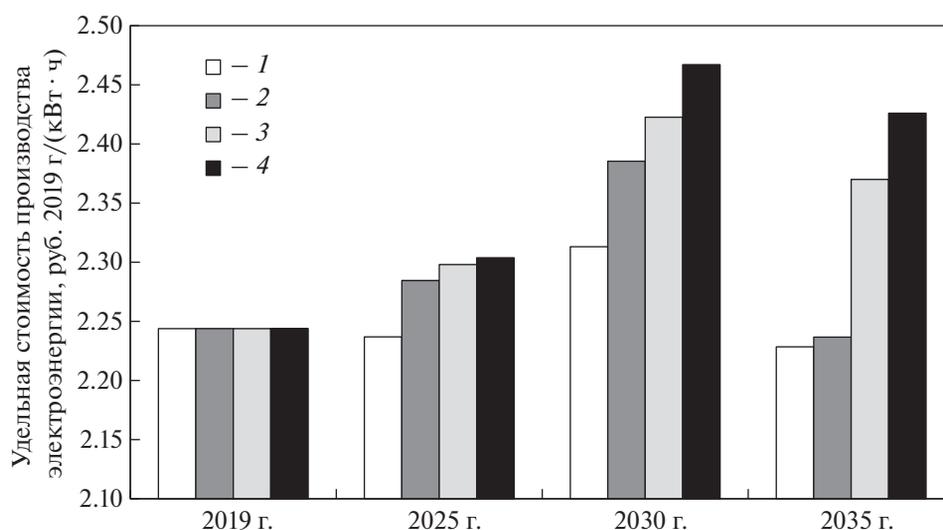


Рис. 4. Динамика изменения удельной стоимости производства электроэнергии (в реальном выражении) по вариантам с более интенсивным снижением удельного расхода топлива на ТЭС. Вариант: 1 – базовый (Б); 2 – Т1; 3 – Т2; 4 – Т3

2. Выполненные балансовые расчеты показали возможность перехода на траекторию более интенсивного энергосбережения в теплоэнергетике и достижимость целевых показателей Энергетической стратегии по снижению среднего удельного расхода топлива на ТЭС к 2035 г. При этом после 2025 г. потребуются переориентация и расширение программы модернизации как газовых, так и угольных ТЭС с установкой исключительно технологически современного оборудования. Соответствующий темп инвестиционной деятельности по вводу заменяемой и новой мощности на ТЭС составит в период 2026–2030 гг. от 5.2 до 5.7 млн кВт в год, а в следующем пятилетии – от 7.8 до 9.7 млн кВт в год.

3. Анализ природных характеристик программы повышения энергетической эффективности свидетельствует о том, что для снижения УРУТ на каждые 10 г у.т./кВт·ч требуется увеличить долю новой и заменяемой мощности в общем объеме мощности ТЭС примерно на 10% и затратить 950–970 млрд руб. инвестиционных ресурсов (с НДС). При этом общее увеличение инвестиционных потребностей в теплоэнергетике по сравнению с базовым вариантом в период до 2035 г. составит до 32–45%.

4. Достижимость указанных темпов ввода генерирующих мощностей и показателей затрат критическим образом зависит от успешности промышленной политики по развертыванию в стране в ближайшие 5–7 лет серийного производства современного оборудования (прежде всего газовых турбин) для блоков разной единичной мощности.

5. Экономические расчеты показали, что реализация столь интенсивной инвестиционной программы по технологической перестройке теплоэнергетики не приведет к резкому и постоянному росту ценовой нагрузки, но лишь при сохранении политики сдерживания роста цены на газ не выше инфляции, а также при обеспечении быстрого удешевления нового оборудования для ТЭС, прежде всего на основе газовых турбин большой и средней мощности. В среднем за период до 2035 г. превышение среднегодового роста удельной стоимости производства электроэнергии, определяющей необходимый уровень одноставочной оптовой цены, составит 0.5% сверх инфляции, однако в период 2026–2030 гг. реальные темпы роста этого показателя достигнут вдвое большего значения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Задачи** и методы разработки “Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 года” / Э.П. Волков, А.А. Макаров, А.С. Макарова, М.И. Сапаров // Изв. РАН. Энергетика. 2013. № 1. С. 3–14.
2. **Афиногенов Д.А., Кочемасова Е.Ю., Сильвестров С.Н.** Стратегическое планирование: проблемы и решения // Мир новой экономики. 2019. Т. 13. № 2. С. 23–31.
<https://doi.org/10.26794/2220-6469-2019-13-2-23-31>
3. **Методические основы стратегического планирования развития энергетики** / Н.И. Воропай, А.М. Клер, Ю.Д. Кононов, Б.Г. Санеев, С.М. Сендеров, В.А. Стенников // Энергетическая политика. 2018. № 3. С. 35–44.
4. **Золотова И.Ю., Карле В.А., Осокин Н.А.** Влияние экзогенных факторов на эффективность деятельности тепловых электростанций // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2019. Т. 10. № 1. С. 174–181.
<https://doi.org/10.17747/2618-947X-2019-2-174-181>
5. **Совершенствование** методической базы по определению удельных расходов топлива при производстве тепла в контексте ликвидации перекрестного субсидирования / П.М. Бобылев, И.Ю. Золотова, М.В. Калмыков, С.В. Васильев // Промышленная энергетика. 2020. № 3. С. 2–12.
6. **Комплексная оценка технологической трансформации электроэнергетики России** / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, А.С. Макарова, Л.В. Урванцева // Теплоэнергетика. 2019. № 10. С. 3–18.
<https://doi.org/10.1134/S0040601519100045>
7. **Борохов В.** Рыночные механизмы стимулирования модернизации объектов генерации // ЭнергоРынок. 2017. № 2. С. 21–24.
8. **Веселов Ф.В., Соляник А.И.** Стимулирование инвестиций в технологическое обновление тепловой энергетики // Проблемы прогнозирования. 2019. № 1 (172). С. 41–54.
<https://doi.org/10.1134/S1075700719010167>
9. **Veselov F., Khorshev A.** Integrated modelling and information technology for strategic planning in the energy sector of Russia // Proc. of the IEEE 11th Intern. Conf. on Application of Information and Communication Technologies (AICT). Moscow, Russia, 2017. P. 1–5.
<https://doi.org/10.1109/ICAICT.2017.8687058>
10. **Предложения** по развитию методики формирования среднесрочного прогноза спроса на электроэнергию с учетом динамики развития экономики страны и регионов России / А.А. Макаров, С.П. Филиппов, Ф.В. Веселов, В.А. Малахов // ЭнергоРынок. 2013. № 5. С. 33–39.
11. **Фаворский О.Н., Батенин В.М., Филиппов С.П.** Развитие энергетики: выбор стратегических решений и их реализация // Вестник РАН. 2020. Т. 90. № 5. С. 415–424.
<https://doi.org/10.31857/S0869587320050023>
12. **Фаворский О.Н., Филиппов С.П., Полищук В.Л.** Актуальные проблемы обеспечения энергетики страны конкурентоспособным оборудованием // Вестник РАН. 2017. Т. 87. № 8. С. 679–688.
<https://doi.org/10.1134/S1019331617040086>
13. **Панина А.Г.** Успех совместного энергетического развития стран СНГ в единой стратегии // Энергетическая политика. 2019. № 4. С. 22–29.

14. Veselov F.V., Solyanik A.I. Methodological approach for harmonization of the investment and pricing policy options in the electric power industry // Proc. of the 10th Intern. Conf. Management of Large-Scale System Development (MLSD). Moscow, 2017. P. 1–5. <https://doi.org/10.1109/MLSD.2017.8109704>

Energy-Economic Assessment of the Strategies for Energy Efficiency Improvements at Thermal Power Plants in Russia

F. V. Veselov^{a, *}, I. V. Erokhina^a, A. S. Makarova^a, A. I. Solyanik^a, and L. V. Urvantseva^a

^a Energy Research Institute, Russian Academy of Sciences (ERI RAS), Moscow, 117186 Russia

*e-mail: info@eriras.ru

Abstract—The current problems of strategic goal-setting for the development of thermal power plants (TPPs) as the main sector of the electric power industry in Russia are considered. The article presents the results from studies of the possible scale and conditions of the technological transformation of Russia's thermal power industry that will make it possible to achieve the target indicators of the Energy Strategy to reduce the average TPP heat rate through improving the utilization of the capacity of existing power plants and implementing investment decisions on replacing the existing TPPs and constructing new ones based on state-of-the-art technologies. For this purpose, alternative cases of power plant development in the Unified Power System (UPS) of Russia, which differ from one another in the amounts and technological structure of the required capacity additions at TPPs and take into account the current plans for the development of nonfossil types of power plants, have been prepared. In each case, the dynamics of changes in the generating capacity structure and electricity production mix in the UPS of Russia, the demand for different kinds of fuel, and the amount of required capital investments are determined. The incremental characteristics of the TPP energy efficiency improvement are estimated according to the necessary volumes of capacity renewal and the corresponding capital requirements. Interrelations between the scales of technological renewal of the thermal power sector, the volumes of the required revenue gained by TPPs, and the electricity generation sector as a whole are studied with the use of financial and economic models. The price consequences from implementation of various TPP heat rate decreasing programs differing from one another in intensity are determined. It is shown that the implementation of an intense investment program for technologically restructuring the thermal power sector to achieve the target indicators of the Energy Strategy will not lead to a sharp and constant increase in the price burden provided that the policy for restraining the growth of gas prices to an extent not higher than the inflation rate is retained, and provided that measures are taken to rapidly decrease, within the nearest 5–7 years, the cost of new equipment for TPPs serially produced in Russia, primarily that based on high- and medium capacity gas turbines.

Keywords: Energy Strategy, electric power industry, thermal power plants, energy efficiency, technical renewal, heat rate, Unified Power System, capital investments, fuel cost