

СТАТЬИ

УДК 621.039.003

ОПТИМАЛЬНЫЕ МАСШТАБЫ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ЕЭС РОССИИ В ПЕРИОД ДО 2050 Г.

Веселов Ф.В., Хоршев А.А. (ИНЭИ РАН, г. Москва)

e-mail: epos@eriras.ru

В настоящее время мировая энергетика находится в процессе все более масштабной и интенсивной структурной перестройки, получившей название «энерготransition» [1—3]. Она опирается на три ключевых требования:

экологичность энергоснабжения, прежде всего сдерживание и снижение эмиссии парниковых газов в соответствии с международными соглашениями и национальными обязательствами;

доступность, неограниченность по объему и ценовая приемлемость энергоснабжения как важный стимул экономического роста;

повышение энергетической безопасности за счет более широкого использования при энергоснабжении местных энергоресурсов, в том числе возобновляемых и все большей распределенности источников энергии.

Ведущая роль электроэнергии как наиболее удобного и универсального энергоносителя для конечных потребителей, уникальные технологические возможности электроэнергетики по вовлечению в энергетический баланс почти всех видов первичной энергии, включая не только ископаемое топливо, но и атомную, гидроэнергию, другие возобновляемые ресурсы, а также нетрадиционные виды топлива, предопределяют особое внимание к развитию именно этой отрасли в контексте реализации идеологии энерготransition [4].

Несмотря на отказ некоторых стран от дальнейшего развития ядерной энергетики и ставку на возобновляемые источники энергии, в мировом масштабе объем производства электроэнергии на АЭС к 2040 г. увеличится в 1,4—1,9 раза относительно 2015 г. [4]. С учетом технологического лидерства России в атомной сфе-

ре именно АЭС могут сыграть ведущую роль в технологической низкоуглеродной перестройке электроэнергетики нашей страны. Уже в настоящее время начат переход на новые поколения легководных реакторов ВВЭР-ТОИ, все интенсивнее будет развиваться и направление быстрых реакторов, приближающих переход ядерной энергетики к смешанному и далее к замкнутому топливному циклу [5]. При этом новые типы АЭС будут отличаться не только повышенной безопасностью и экономичностью, но и более низкой капиталоемкостью. Так, предполагается, что удельные капиталовложения серийных блоков ВВЭР-ТОИ будут на 15% ниже существующих, целевые требования к блокам с быстрыми реакторами предусматривают, что они будут еще на 15% ниже по сравнению с ВВЭР-ТОИ [6]. Переход к технологиям замкнутого ядерного цикла позволит также снизить примерно вдвое и топливные затраты при производстве электроэнергии на АЭС.

Снижение удельных капиталовложений является важным фактором повышения конкурентоспособности АЭС в сравнении с тепловой и возобновляемой энергетикой с учетом продолжающегося быстрого удешевления солнечных и в меньшей мере ветряных электростанций [7, 8]. Предварительный анализ конкурентоспособности показал, что при достижении целевых показателей по капиталоемкости АЭС будут иметь заметные экономические преимущества в сравнении не только с электростанциями на возобновляемых источниках энергии, но и с угольными и даже парогазовыми ТЭС [9].

Для решения следующей, более сложной задачи оценки экономически эффективных масштабов развития АЭС в ЕЭС России и их

прирост спроса на электроэнергию составит около 1% [11]. С учетом увеличения экспорта до 30—50 млрд кВт·ч необходимый объем производства электроэнергии в ЕЭС России на уровне 2050 г. может отличаться более чем на 300 млрд кВт·ч, или около 24%.

Оптимальная структура установленной мощности электростанций ЕЭС России, а также структура производства электроэнергии в 2050 г. для каждого рассмотренного варианта приведены в табл. 2, в табл. 3 — суммарное потребление органического топлива тепловыми

электростанциями ЕЭС России и доля газа в нем, а также суммарные выбросы парниковых газов ТЭС на уровне 2050 г. для каждого из этих вариантов.

Анализ показывает, что при базовых условиях межтопливной конкуренции в варианте 1 развитие ядерной энергетики оказывается эффективным направлением изменения существующей структуры мощностей ЕЭС России. Установленная мощность АЭС увеличится относительно 2017 г. более чем в 3,3 раза к 2050 г. — до 93 млн кВт, доля в структуре установленной

Т а б л и ц а 2. Оптимальная структура установленной мощности и производства электроэнергии в ЕЭС России в 2050 г. при варьировании факторов неопределенности, млн кВт

Тип электростанции	2017 г.	Вариант								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установленная мощность, млн кВт										
Всего, в том числе:	239,8	331,9	332,2	331,6	339,1	332,2	339,1	333,1	340,1	279,9
гидроэлектростанции	48,4	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1
возобновляемые источники энергии	0,7	6,3	6,1	6,1	14,1	6,7	15,2	7,4	15,3	6,1
АЭС	27,9	93,3	80,3	85,5	97,1	86,4	58,3	102,7	106,2	67,7
ТЭС, в том числе:	162,8	173,2	186,7	180,9	168,9	180	206,5	164	159,6	147,1
ТЭЦ на газе	57,8	52,8	61,3	59,4	49,6	56,8	66,7	52	54,3	54,1
ТЭЦ на угле	30,8	13	13	13	13	13	13	13	13	13
КЭС на газе	50,8	63,6	80,5	73,6	62,6	65,2	79,5	73,2	70,6	41,8
КЭС на угле	23,4	43,8	31,8	34,9	43,7	44,9	47,2	25,7	21,6	38,1
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч										
Всего, в том числе:	1053,9	1754	1754	1754	1754	1754	1754	1754	1754	1414,7
гидроэлектростанции	178,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9	222,9
возобновляемые источники энергии	0,7	14,1	13,8	13,8	24,8	14,6	35,8	15,9	29,9	13,8
АЭС	202,9	708	608,6	648,6	736,4	655,5	442	779,1	805,6	513
ТЭС, в том числе:	671,3	809	908,8	868,7	770	861	1053,3	736,1	695,6	665,1
ТЭЦ на газе	249,7	240,8	278,7	270	227,4	259,9	303,7	238,9	250,8	243,2
ТЭЦ на угле	131,9	60,2	60,2	60,2	60,1	60,2	60,2	59,0	58,6	60,2
КЭС на газе	201,2	231,8	369,7	319,2	208,6	254,0	384,6	280,4	264,1	182,2
КЭС на угле	88,5	276,3	200,2	219,3	273,9	286,9	304,8	157,9	122,1	179,4

Т а б л и ц а 3. Оптимальные объемы потребления топлива и выбросов парниковых газов ТЭС ЕЭС России в 2050 г. при варьировании факторов неопределенности

Показатель	2017 г.	Вариант								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потребление топлива, млн т усл. топл.	274,6	277,8	304,7	300,3	267,8	294,1	342,4	252,3	242,4	258,3
Доля газа, %	71,4	59,9	70,5	68,3	58,7	61,1	65,1	69,2	72,5	61,1
Выбросы парниковых газов (оценка), млн т CO ₂	545,8	592,2	609,4	608,8	575,2	622,6	707,7	508,6	478,9	547,1

мощности ЕЭС России достигнет 28%. Их основными конкурентами в этих условиях становятся крупные конденсационные электростанции, работающие на угле, мощность которых к 2050 г. возрастет в 1,9 раза, доля в структуре установленной мощности составит более 13%. Увеличение мощности АЭС обусловлено не только ростом спроса, но и их эффективной конкуренцией как с конденсационными, так и с теплофикационными электростанциями на органическом топливе. При достижении целевых технико-экономических показателей АЭС вместе с современными газовыми котельными оказываются более предпочтительной альтернативой для энергоснабжения, чем новые и действующие теплофикационные электростанции, мощность которых снижается.

Даже с учетом заметного снижения капиталоемкости развитие электростанций на базе возобновляемых источников энергии остается нецелесообразным без специальных мер поддержки и будет ограничено объемами уже отобранных к реализации проектов. Несмотря на это, 54% производства электроэнергии в 2050 г. обеспечат неуглеродные источники, причем 40% АЭС. Это позволит к 2050 г. сдерживать суммарный спрос на органическое топливо на существующем уровне, однако значительный рост объемов потребления угля не позволит снизить суммарные выбросы парниковых газов — они возрастут к 2050 г. более чем на 7%.

Более низкие цены газа в варианте 2 будут способствовать сокращению масштабов развития не только ТЭС, работающих на угле, но и АЭС в ЕЭС России. Так, на уровне 2050 г. общая мощность АЭС составит около 80 млн кВт, что примерно на 15% ниже, чем в варианте 1, их доля в структуре установленной мощности ЕЭС России — лишь 24% против 19% в 2017 г. Масштабы развития конденсационных электростанций, работающих на угле, сократятся в еще большей степени — примерно на 28% относительно варианта 1 и достигнут 32 млн кВт в 2050 г. Такое снижение масштабов развития АЭС и конденсационных электростанций, работающих на угле, при низких ценах газа будет компенсировано ростом мощности более эффективных ТЭС, работающих на газе, что позволит сохранить их долю в структуре установленной мощности ЕЭС России на существующем уровне. В результате в 2050 г. как суммарное

потребление топлива ТЭС в ЕЭС России, так и выбросы парниковых газов окажутся примерно на 10% выше отчетных значений.

Рост ставки дисконтирования с 7,5% в варианте 1 до 10% в варианте 3 ожидаемо приводит к сокращению абсолютных масштабов развития наиболее капиталоемких генерирующих технологий — АЭС на 8% на уровне 2050 г. и конденсационных электростанций, работающих на угле, на 20% с незначительным на 2—3% снижением их доли в структуре установленной мощности и производства электроэнергии. Сокращение масштабов развития этих типов электростанций компенсируется дополнительным ростом менее капиталоемких ТЭС, работающих на газе, мощности которых на уровне 2050 г. в варианте 3 увеличатся на 14% относительно варианта 1. В целом повышение ставки дисконтирования до 10% сопоставимо с влиянием снижения цен газа в варианте 2.

Снижение ставки дисконтирования с 7,5 до 5% (вариант 4), напротив, будет способствовать еще большему наращиванию оптимальных масштабов развития АЭС до 97 млн кВт к 2050 г. (29% суммарной мощности ЕЭС России), объем производимой ими электроэнергии составит более 736 млрд кВт·ч (42% общего производства в ЕЭС России). При этом развитие капиталоемких конденсационных электростанций, работающих на угле, останется на уровне базового варианта 1. Более низкая ставка дисконтирования совместно с высокими ценами газа повысит конкурентоспособность развития электростанций на базе возобновляемых источников энергии в некоторых регионах, что приведет к росту их суммарной установленной мощности до 14 млн кВт в 2050 г. с увеличением доли в структуре установленной мощности и в структуре производства электроэнергии более чем в 2 раза — примерно до 4 и 1,5% соответственно. Вследствие активного роста неуглеродных электростанций потребление топлива снизится к 2050 г. на 5% относительно отчетного уровня, хотя при этом выбросы парниковых газов все же окажутся на 4% выше отчетных.

Повышение удельных капиталовложений АЭС до среднего уровня (вариант 5) приведет лишь к незначительному снижению их конкурентоспособности и сокращению масштабов развития — на 7% в 2050 г. по сравнению с ва-

риантом 1, и это не приведет к значимому изменению их роли ни в структуре установленной мощности, ни в структуре производства электроэнергии. Относительное снижение масштабов развития АЭС, происходящее, в основном, в европейской части страны, будет компенсироваться увеличением мощности их основных конкурентов — ТЭС, работающих на газе. Аналогичные тенденции наблюдаются и в структуре производства электроэнергии.

При отсутствии значимых успехов в снижении стоимости сооружения АЭС (вариант 6) оптимальная мощность АЭС в ЕЭС России составит лишь около 58 млн кВт в 2050 г., что меньше показателей базового варианта 1 почти на 40%. Аналогичным образом сократятся и объемы производства электроэнергии АЭС, их доля в структуре производства электроэнергии не превысит 25% к 2050 г. (в базовом варианте около 40%). Такое сильное относительное снижение вклада АЭС в баланс мощности и энергии будет компенсироваться, в основном, за счет увеличения масштабов развития как ТЭС, работающих на газе, так и электростанций на базе возобновляемых источников энергии. При таких структурных изменениях в электроэнергетике потребление органического топлива и выбросы парниковых газов возрастут к 2050 г. более чем на 20% по сравнению как с базовым вариантом 1, так и с отчетным периодом.

Введение платы за выбросы парниковых газов даже на уровне 600 руб./т CO₂ в варианте 7 существенно повышает конкурентоспособность неуглеродных энерготехнологий и приводит к увеличению мощности АЭС на 10% в 2050 г. по сравнению с базовым вариантом 1: оптимальное значение составит около 103 млн кВт, или почти 31% установленной мощности ЕЭС России. Значительная часть этого прироста придется на восточные районы (ОЭС Сибири и Востока), где, даже несмотря на низкие цены угля, производство электроэнергии на ТЭС, работающих на угле, при дополнительной «экологической» нагрузке будет проигрывать АЭС. Кроме этого, введение платы на выбросы парниковых газов более чем на 15% увеличит эффективные масштабы развития конденсационных электростанций, работающих на газе, на уровне 2050 г. и примерно на столько же электростанций на базе возобновляемых источников энергии. Подобная перестройка техно-

логической структуры будет происходить за счет вытеснения ТЭС, работающих на газе, суммарная установленная мощность которых в целом по ЕЭС России на уровне 2050 г. окажется на 35—40% ниже, чем в варианте 1.

Дальнейший рост платы за выбросы парниковых газов в варианте 8 до 1200 руб./т CO₂ еще больше усилит тенденции изменения структуры электроэнергетики страны, отмеченные при анализе результатов варианта 7. Так, оптимальная мощность АЭС к 2050 г. превысит 106 млн кВт. Это значит, что к 2050 г. в структуре установленной мощности ЕЭС России АЭС будут занимать более 31%, в структуре производства электроэнергии и того более — около 46%. Одновременно с АЭС значительно увеличатся эффективные масштабы развития электростанций на базе возобновляемых источников энергии, прежде всего в ОЭС Юга, Сибири и Востока. Кроме того, ужесточение экологической политики приведет к еще большему снижению масштабов развития конденсационных электростанций, работающих на угле, — на протяжении всего рассматриваемого периода их суммарная установленная мощность в целом по ЕЭС России будет находиться ниже отчетного уровня, их доля в структуре установленной мощности к 2050 г. составит около 6% (в 2017 г. примерно 10%).

Оптимизация производственной структуры при более низком спросе на электроэнергию в варианте 9 приведет к относительному снижению суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС России — примерно на 52 млн кВт (16%) на уровне 2050 г. При этом, в первую очередь, снизятся мощности конденсационных электростанций, работающих на газе, — примерно на 22 млн кВт, или 35% относительно базового варианта 1, а также масштабы развития АЭС — примерно на 26 млн кВт (27%). Оптимальные масштабы развития ТЭС, работающих на угле, сократятся меньше — всего на 6 млн кВт (13%) на уровне 2050 г. В структуре производства электроэнергии АЭС обеспечат после 2040 г. более трети суммарной выработки. При более низком уровне спроса на электроэнергию это позволит удерживать суммарное потребление органического топлива и выбросы парниковых газов в ЕЭС России ниже отчетного уровня.

Полученные оценки по увеличению базисной мощности АЭС в 2—3 раза требуют специальной проверки с точки зрения режимных ограничений функционирования ЕЭС, приемлемости будущей структуры установленной мощности по условиям суточной неравномерности нагрузки. Балансовые расчеты на горизонте 2050 г. для типовых суточных графиков зимнего рабочего дня показали наличие в ЕЭС России больших возможностей для увеличения мощности АЭС при условии значительной перестройки структуры мощности, включая переход от комбинированной схемы теплоснабжения с теплофикационными электростанциями, имеющими высокий технологический минимум нагрузки, к раздельной схеме — АЭС и газовая котельная, а также повышение маневренности замещающего оборудования ТЭС при их массовой реконструкции. В этом случае в предположении о сохранении текущей конфигурации суточного графика нагрузки ЕЭС России не потребуются сопутствующие меры по масштабному вводу гидроаккумулирующих электростанций для повышения минимальной нагрузки в энергосистеме.

Основные выводы следующие:

моделирование различных условий межтопливной конкуренции в ЕЭС России показывает, что масштабы развития АЭС изменяются в достаточно широком диапазоне, демонстрируя тем самым их высокую чувствительность к изменению внешних факторов неопределенности (спроса, цен топлива, капитала, налога на выбросы парниковых газов). К 2050 г. доля АЭС в установленной мощности ЕЭС России может увеличиться с 12% в настоящее время до 17—31% к 2050 г., в производстве электроэнергии — с 19 до 25—46%;

основным конкурентом АЭС при достижении целевых технико-экономических показателей в долгосрочной перспективе по-прежнему останутся ТЭС, прежде всего работающие на газе. При этом АЭС в рамках раздельной схемы энергоснабжения удастся успешно конкурировать с теплофикационными электростанциями. Электростанции на базе возобновляемых источников энергии как еще один класс неуглеродной энергетики не получают достаточных конкурентных преимуществ для масштабного роста даже при самых неблагоприятных условиях для тепловой энергетики, и их развитие будет требовать специальных мер поддержки;

интенсивное развитие ядерной энергетики в рассмотренных диапазонах положительно влияет и на решение стратегических задач повышения энергетической безопасности и экологичности электроэнергетики. В большинстве вариантов к 2050 г. обеспечивается снижение доли газа в структуре потребляемого топлива, достигающее в половине из них 59—61%. Обладая высоким коэффициентом использования установленной мощности, АЭС являются основной технологией, сдерживающей рост эмиссии парниковых газов в электроэнергетике. Так, при увеличении суммарных объемов производства электроэнергии на 67% к 2050 г. годовая эмиссия парниковых газов электростанциями возрастет относительно уровня 2017 г. не более чем на 29%, в некоторых вариантах даже снизится на 13%;

при всех рассмотренных условиях суммарная установленная мощность АЭС в целом по ЕЭС России составит не менее 58 млн кВт в 2050 г. Эта нижняя граница значительно выше целевых уровней, приведенных в актуальных стратегических документах ядерной энергетики, — 40—45 млн кВт [12]. При этом в некоторых вариантах эффективные масштабы развития АЭС достигают крайне больших значений на достаточно коротких временных интервалах, что, очевидно, может столкнуться с межотраслевыми ограничениями на темпы ввода АЭС со стороны отечественного энергомашиностроения и энергетического строительства. Данные вопросы требуют специальной проработки в рамках корректировки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2040 г.

Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ (проект № 17-79-20354).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Jacobs D.** The German Energiewende — history, targets, policies and challenges. — *Ren. Energy Law Policy Rev.*, 2012, v. 3, № 4, p. 223—233.
2. **Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply** [Электронный ресурс]: Organization for Security and Co-operation in Europe // URL: <https://www.osce.org/eea/101047> (дата обращения 02.03.2020).
3. **Smil V.** *Energy and Civilization: a History*. Cambridge: MIT Press, 2018.
4. **Прогноз** развития энергетики мира и России 2019. Под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. М.:

- ИНЭИ РАН — Московская школа управления Сколково, 2019.
5. **Адамов Е.О., Каширский А.А., Муравьев Е.В., Толстоухов Д.А.** Структура и параметры двухкомпонентной ядерной энергетики при переходе к замыканию ядерного топливного цикла. — Изв. РАН. Энергетика, 2016, № 5, с. 14—32.
 6. **Адамов Е.О., Рачков В.И., Толстоухов Д.А., Панов С.А.** Сравнение технико-экономических показателей различных вариантов реализации ЯТЦ реакторов АЭС. — Там же, № 4, с. 25—36.
 7. **Renewable Power Generation Costs in 2018.** Abu Dhabi: IRENA, 2019.
 8. **Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis.** Ver. 13. USA: Lazard, 2019.
 9. **Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С. и др.** Стратегические перспективы электроэнергетики России. — Теплоэнергетика, 2017, № 11, с. 40—52.
 10. **Veselov F., Khorshev A.** Integrated modelling and information technology for strategic planning in the energy sector of Russia. — In: 2017 IEEE 11th Intern. Conf. on Application of Information and Communication Technologies (AICT), Moscow, p. 1—5.
 11. **Makarov A.A., Veselov F.V., Makarova A.S., Urvantseva L.V.** Comprehensive assessment of Russia's electric power industry's technological transformation. — Therm. Engng, 2019, v. 66, p. 687—701.
 12. **Стратегия** развития ядерной энергетики России до 2050 года и перспектива на период до 2100 года. М.: ГК «Росатом», 2019.

Поступила в Редакцию 26.03.20

УДК 621.039.586

ОЦЕНКА ЦЕЛОСТНОСТИ ФИЗИЧЕСКИХ БАРЬЕРОВ БЕЗОПАСНОСТИ РБМК В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ОБЕСТОЧИВАНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА

Бубнова Т.А., Каплиенко А.В., Никитин Ю.М., Слободчиков А.В., Умяров Р.М.

(АО «НИКИЭТ», г. Москва)

e-mail: bubnova@nikiet.ru

Эффективность управления запроектной аварией с полным обесточиванием энергоблоков РБМК определяется степенью повреждения физических барьеров безопасности. Такими барьерами являются оболочки твэлов, каналные трубы, прежде всего в условиях перегрева, и реакторное пространство. Оценка целостности физических барьеров безопасности в условиях полного длительного обесточивания энергоблока предполагает, как правило, анализ двух последовательных этапов управления аварией, обеспечивающих конструктивную целостность реактора: декомпрессию контура циркуляции и восстановление охлаждения реактора в условиях последующего разогрева подачей холодной воды насосами системы аварийного охлаждения или от передвижных насосных установок, если они будут задействованы.

Подача воды в разогревающийся реактор сопряжена с переопрессовкой каналных труб из-за всплеска давления в контуре циркуляции при интенсивном выпаривании воды и с возможной переопрессовкой реакторного пространства, обусловленной дисбалансом между истекающим в него теплоносителем в случае множественного образования свищей в каналных трубах и сбросом теплоносителя через

систему защиты реакторного пространства. Факторами, влияющими на всплеск давления в контуре циркуляции при восстановлении охлаждения реактора, являются аккумулированное тепло (температура) графитовой кладки, расход воды, подаваемой на охлаждение активной зоны, и пропускная способность паросбросных устройств (БРУ-К).

Оценка последствий управляющих действий выполнена применительно к модели 3-го энергоблока Курской АЭС с использованием кода RELAP5/mod 3.2 для состояния реактора после его автоматического останова (исходное событие — полное обесточивание энергоблока), сброса оператором давления в контуре многократной принудительной циркуляции открытием одного клапана БРУ-К через 1 ч после исходного события для предупреждения возможного перегрева каналных труб при высоком давлении, обезвоживания и последующего разогрева активной зоны в диапазоне температуры графитовой кладки до 1000 °С [1, 2]. Основными регистрируемыми параметрами состояния активной зоны являются температура графитовой кладки и давление в контуре циркуляции. Изменение давления в контуре циркуляции и максимальной температуры элементов активной