

Импортозамещение в отрасли энергетического машиностроения

М.М. Балашов¹

¹ Министерство энергетики Российской Федерации

АННОТАЦИЯ

В настоящей статье рассматриваются вопросы зависимости энергетического машиностроения в Российской Федерации от импортного оборудования в целом и в области газотурбинных технологий. В работе описаны особенности оборудования иностранного производства, которое эксплуатируется на объектах электроэнергетики Российской Федерации, выделены страны – производители установленного иностранного оборудования в электроэнергетической отрасли. Оценены возможные экономические последствия для энергоемкой промышленности от реализации программы модернизации генерирующего оборудования в рамках программы импортозамещения. Также представлен прогнозный сценарий влияния пандемии коронавируса на электропотребление в ЕНЭС и программу модернизации генерирующего оборудования.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

импортозамещение, энергетическое машиностроение, топливно-энергетический комплекс, газовые турбины, электроэнергетика, Евразийский экономический союз.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Балашов М.М. (2020). Импортозамещение в отрасли энергетического машиностроения // Стратегические решения и риск-менеджмент. Т. 11. № 2. С. 182–195. DOI: 10.17747/2618-947X-2020-2-182-195.

Import substitution in the power engineering industry

M.M. Balashov¹

¹ Ministry of Energy of the Russian Federation

ABSTRACT

This article discusses the issues of dependence of power engineering in the Russian Federation on imported equipment in general and in the field of gas turbine technologies. The paper describes the features of foreign-made equipment that is operated at the power facilities of the Russian Federation, identifies the countries that produce the installed foreign equipment in the power industry. Possible economic consequences for the energy-intensive industry from the implementation of the program for the modernization of generating equipment within the framework of the import substitution program are estimated. The forecast scenario of the impact of the coronavirus pandemic on power consumption in the UNEG and the program for the modernization of generating equipment is also presented.

KEYWORDS:

import substitution, power engineering, fuel and energy complex, gas turbines, electric power industry, Eurasian Economic Union.

FOR CITATION:

Balashov M.M. (2020). Import substitution in the power engineering industry. *Strategic Decisions and Risk Management*, 11(2), 182-195. DOI: 10.17747/2618-947X-2020-2-182-195.

1. ВВЕДЕНИЕ

В российском топливно-энергетическом комплексе в связи с текущей геополитической и экономической ситуацией тема импортозамещения играет исключительно важную роль. После введения санкций со стороны США и стран Европейского союза, снижения покупательской способности населения и прекращения поставок высокотехнологичного оборудования, крайне необходимого для стабильного функционирования ключевых сфер общественной жизни, стало очевидно, что необходимо отказываться от использования импортного оборудования и технологий. Единственным целесообразным решением для предотвращения дефицита оборудования, обеспечивающего функционирование всех государственных и общественных служб, стало ускоренное развитие отечественных производств. Для большинства отраслей промышленности требовалось усовершенствование производств и технологий, в то время как для электроэнергетики понадобилось развитие ряда технологий почти с нуля. Таким образом, одним из ключевых направлений в отрасли энергетики начиная с весны 2014 года стало развитие отечественного энергетического машиностроения.

Согласно Доктрине энергетической безопасности, внутренними угрозами энергетической безопасности экономического характера выступают низкая инновационная активность в энергетическом машиностроении, которая может стать причиной отставания в освоении важных современных технологий, и высокий уровень зависимости от импорта оборудования производственных предприятий топливно-энергетического комплекса.

Очевидно, что надежная независимая энергосистема, соответствующая идеям устойчивого развития, – это ключевой компонент, определяющий благосостояние и высокое качество жизни потребителей, осуществляющих деятельность внутри энергосистемы [Ouedraogo, 2013; Energy poverty handbook, 2016; Holland et al., 2016]. Названные угрозы несут серьезную опасность нарушения стабильности работы энергосистемы страны, а их возможные последствия затрагивают все сферы общественной жизни и способны напрямую вли-

ять на безопасность и обороноспособность страны. Поэтому процесс импортозамещения в ключевых направлениях особенно тщательно контролируется Президентом и Правительством Российской Федерации.

2. ТЕОРИЯ И ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Согласно Энергетической стратегии, утвержденной Распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р, принятой на период до 2030 года, решение проблемы импортозамещения является одной из важных задач нашей страны¹. В этой связи на государственном уровне проводится поддержка производственного развития отечественного оборудования.

На текущий момент Министерством промышленности и торговли Российской Федерации утверждено более 20 производственных планов, определяющих совокупность мер стимулирования предприятий и включающих 2200 технологических направлений развития российской промышленности, в том числе и энергетической [Ватолкина, 2015]. При их составлении были учтены мнения российских компаний, институтов развития и федеральных органов исполнительной власти, а также Российской академии наук. Используемые инструменты для повышения эффективности реализации отраслевых планов и координации всех заинтересованных лиц включают в себя программы институтов развития, экспертные советы, межведомственные, а также рабочие группы.

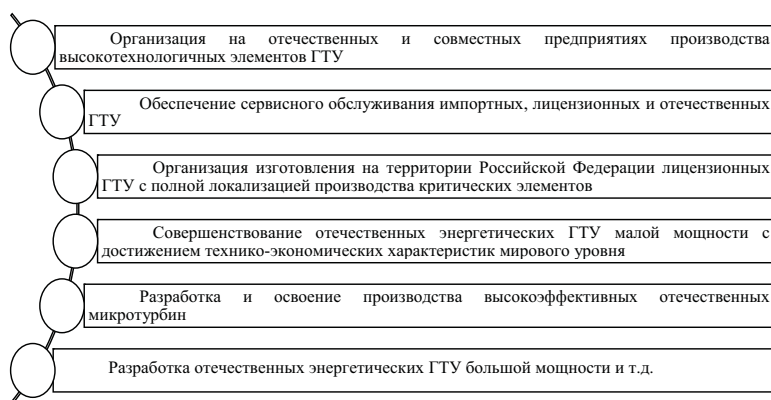
В 2016 году межведомственной рабочей группой была утверждена программа в области газотурбинных технологий, касающаяся импортозамещения оборудования энергетического машиностроения² [Козинченко, 2015], задачи которой представлены на рис. 1.

В программе предусмотрен комплекс мероприятий, направленных на развитие отечественного газотурбиностроения как наиболее перспективной и экологически нейтральной технологии с учетом прогнозов потребления энергии на период до 2025 года.

Меры поддержки отечественных производителей газотурбинных установок (ГТУ) в рамках реализации указанной программы импортозамещения представлены на рис. 2. Целевые показатели проекта представлены на рис. 3.

Ключевым участником в рамках процесса импортозамещения и развития отечественной промышленности выступает Фонд развития промышленности. По информации Правительства Российской Федерации, в течение 2019 года 74 проекта на сумму 24,6 млрд руб. получили одобрение Фонда развития промышленности, а в период с 2014 по 2016 год объем финанси-

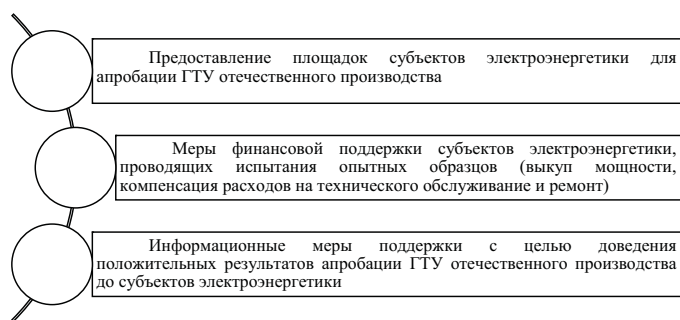
Рис. 1. Задачи программы по импортозамещению оборудования энергетического машиностроения в области газотурбинных технологий



¹ Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94054/f50e5f99cb9b0fedce1e1e3378abc0dcba942948/.

² Постановление Правительства Российской Федерации от 20.09.2017 № 1135 «О критериях отнесения промышленной продукции к промышленной продукции, не имеющей аналогов, произведенных в Российской Федерации». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_278519/.

Рис. 2. Меры поддержки для отечественных производителей газотурбинных установок



вания Фонда развития промышленности достиг 136,5 млрд руб.

По отчетным данным об основных показателях деятельности Минпромторга за 2018 год, объем рынка:

- кабельного производства составил 236,3 млрд руб.,
- электротехнического производства – 137 млрд руб.,
- энергетической отрасли машиностроения – 117,2 млрд руб.

К концу 2019 года на реализацию проектов в области импортозамещения в целом было израсходовано 374,4 млрд руб., при этом доля расходов из федерального бюджета достигла 71,4 млрд руб.³

В рамках подготовки и развития программы импортозамещения особый упор был сделан на то, что отечественная экономика характеризуется значительной географической сосредоточенностью, высокой энергоемкостью, относительно низкой стоимостью углеродного топлива и низкой стоимостью электрической энергии. С учетом того, что в России самая энергоемкая экономика, общая доля электроэнергетики в ВВП находится на среднем уровне. Соотношение тепловых электростанций с прочими видами генерирующего оборудования – одно из самых высоких в мире и составляет порядка 68%. В то же время и средняя степень износа основного генерирующего оборудования самая высокая в мире. При этом следует учесть, что проблема устаревания основного генерирующего оборудования возникла более чем за десять лет до введения экономических санкций. Первоначально по результатам экспертиз предельные эксплуатационные сроки оборудования продлевались в зависимости от общего состояния оборудования [Ершов, 2011], в отдельных случаях в два раза. Однако очевидно, что подобные меры не приводят к повышению эффективности в топливно-энергетическом секторе и являются лишь временной мерой. При этом повышается аварийность производства электрической энергии и учащаются аварии с выходом оборудования из строя. На начало 2015 года вопросы модернизации оборудования тепловых электростанций встали как никогда остро. Из этого следует вывод, что последствия введенных против России санкций способны нанести значительный ущерб экономике

страны из-за невозможности закупки зарубежного энергетического оборудования для строительства или модернизации и переоснащения стремительно устаревающих электростанций.

3. ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В ноябре 2017 года министр энергетики Российской Федерации Александр Новак на совещании по вопросам развития электроэнергетики выступил с докладом о результатах первой программы договоров о предоставлении мощности. Большое значение в докладе уделялось проблеме повсеместного старения генерирующего и вспомогательного оборудования. Согласно докладу, средний возраст всего функционирующего генерирующего оборудования превышает 34 года. Более детальный анализ показал, что возраст чуть больше 30% всего генерирующего оборудования превышает 45 лет, а две трети всего генерирующего оборудования полностью выработали нормативный парковый ресурс. В рамках первой программы договоров о предоставлении мощности (ДПМ-1) с 2008 по 2017 год было введено в работу более 21 ГВт новых мощностей, еще 7 ГВт мощности подверглись глубокой модернизации. Таким образом, было обновлено около 15% суммарной установленной мощности энергосистемы. По завершении программы ДПМ-1 появилась возможность высвободить порядка 180 млрд руб. в год. По мнению Министерства энергетики Российской Федерации, указанные средства целесообразно направить на глубокую модернизацию устаревшего и выработавшего нормативный парковый ресурс генерирующего оборудования, опираясь

Рис. 3. Целевые показатели импортозамещения оборудования энергетического машиностроения в области газотурбинных технологий



³ Распоряжение Правительства РФ от 03.07.2014 № 1217-р «Об утверждении плана мероприятий (“дорожной карты”) “Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса”».

на программы импортозамещения и развития отечественного энергетического машиностроения. Согласно отчету Минэнерго России, на начало 2020 года доля тепловых электростанций в структуре установленной мощности электростанций в Единой энергетической системе России составляет 66,82%⁴. Стоимость оптовой цены на газ регулируется Федеральной антимонопольной службой и составляет около 5000 руб. за 1000 куб. м, что является одним из самых низких показателей в мире.

Однако нельзя не отметить, что значительную долю тепловой генерации на территории Российской Федерации составляют угольные тепловые электростанции, априори обладающие значительно более низкими показателями эффективности по сравнению с газовыми ТЭС. Более того, для большинства угольных ТЭС характерны следующие особенности: срок эксплуатации не менее половины основного оборудования превышает 45 лет; параметры пара находятся на уровне типовых решений 1950-х годов; примерно треть оборудования (котлов и турбин) имеет предельно низкие параметры; низкий уровень утилизации тепла уходящих газов котлов и уплотнения газовых трактов, снижающий экономическую эффективность их эксплуатации; недостаточный уровень оснащённости котельных установок средствами очистки дымовых газов и превышение вследствие этого объемов выбросов вредных веществ [Будилов и др., 2006]. Перевод угольных электростанций на парогазовый цикл в рамках программы модернизации способен значительно повысить показатели безопасности и экономической эффективности электростанций и энергосистемы в целом.

В то же время показатель средней расчетной себестоимости производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла тепловой электростанции (LCOE ТЭС) является самым низким среди любых иных видов генерирующего оборудования (табл. 1).

Таблица 1
Средняя расчетная себестоимость производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла тепловой электростанции (LCOE ТЭС)

Вид	Значение (руб./кВт*ч)
ТЭС (ДПМ-1)	3,25
ГЭС	4,1
АЭС	6,0
ВЭС	12,0
СЭС	25,0
МГЭС	10,0

Таким образом, российская электроэнергетика в значительной степени зависит от современных тепловых электростанций и их надежности. Необходимость обеспечения непрерывного процесса развития и повышения эффективности применения углеводородных ресурсов обусловлена обеспечением надежности энергосистемы, но в то же время не представляется возможной без применения современных

технологий, реализованных на территории Российской Федерации [Грабчак, 2016].

Необходимо также отметить, что газовые турбины большой мощности являются составной и неотъемлемой частью российской энергетической системы. Конверсия пара на агрегатах электрических станций комбинированного цикла вместе с газотурбинными установками стала мейнстримом в России. В течение последних пятнадцати лет парогазовые турбины являются наиболее перспективной технологией в тепловой генерации электрической энергии. Помимо комбинированной выработки газовые турбины в составе электростанций широко применяются для когенерации и покрытия пиков потребления в энергосистеме [Klimenko et al., 2017].

В данном случае ключевой проблемой является то, что в настоящее время в электроэнергетике на объектах генерации наблюдается высокая доля импорта на следующем оборудовании:

- газовых турбинах;
- гидравлических турбинах;
- трансформаторах (автотрансформаторах);
- выключателях [Зернова, 2016].

Парогазовые установки (ПГУ) отечественного производства, выпускаемые на основе газовых турбин большой мощности с востребованными характеристиками, являются ключевым фактором, который обеспечит функционирование энергосистемы и как следствие – развитие экономики России. Также следует отметить и практическую значимость газотурбинных установок: высокоманевренные газотурбинные установки незаменимы при эффективном покрытии графика электрических нагрузок (внутрисуточное колебание графика потребления).

Однако в рамках развития отечественного энергетического машиностроения следует отметить наличие некоторой «разомкнутости» в цикле инновационного развития отрасли. Процесс развития турбиностроения подразумевает опытно-конструкторские работы, разработки научного направления, подготовку мощностей для серийного производства, предварительную опытно-промышленную эксплуатацию и реализацию произведенной продукции на площадках электростанций, а также сервисную поддержку эксплуатации продукции.

Действующим законодательством предусмотрен ряд мер, гарантирующих возврат денежных средств, потраченных на производство и установку ГТУ. В соответствии с поручением Правительства Российской Федерации в процессе подготовки законодательной базы для проекта о привлечении инвестиций в модернизацию тепловой генерации с применением локализованного энергетического силового оборудования Минэнерго России предусмотрело установление базового уровня нормы доходности инвестированного капитала в размере 14%, а также недопустимость превышения уровня инфляции в связи с внедрением механизмов привлечения инвестиций в проекты по модернизации объектов тепловой генерации в совокупности с иными решениями, необходимыми к принятию в электроэнергетической отрасли, на весь период действия указанного механизма.

⁴ Основные характеристики российской электроэнергетики. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532>.

Правительством Российской Федерации были одобрены меры по установлению указанных параметров в договорах, которые будут заключены по итогам конкурсных процедур по модернизации тепловых электростанций с началом поставки мощности в 2022–2024 годах, однако необходимая нормативная правовая база постоянно дорабатывается и обновляется, опираясь на мнения ключевых участников процесса.

Таким образом, законодательно зафиксирован возврат средств, затраченных на покупку и установку силового оборудования, однако процедура разработки соответствующего оборудования, а также финансирование разработок происходит только в случае возникновения необходимости в оборудовании. Отмечается, что значительное отставание в уровне развития отечественного силового оборудования от зарубежных аналогов явилось следствием длительного по времени недофинансирования проектных институтов, а также наличия готовых предложений с коммерчески более выгодными условиями. В итоге невозможно обеспечить финансирование стартовых этапов инновационного цикла, в первую очередь научных разработок, которые определяют научно-технологический уровень изделий в будущем. На момент введения санкций отрасль российского энергетического машиностроения функционировала без достаточной государственной поддержки, также резко сократилось взаимодействие энергомашиностроительных предприятий с электрогенерирующими компаниями. В результате проектные институты занижали целевые ориентиры по развитию отрасли либо отказывались от запланированных, в частности от создания нового оборудования энергетического направления и его серийного тиражирования.

Благодаря полученному опыту стало очевидно, что необходимо оказывать финансовую и нормативную поддержку не только производителям и собственникам силового оборудования, но и специалистам, отвечающим за разработку перспективных технологий в отрасли энергетического машиностроения.

Специалисты также отмечают, что государственное участие в управлении инновационными процессами, обеспечении благоприятных условий фирмам для проектирования, освоения новой техники, софинансировании приоритетных проектов, эксплуатации пилотных установок, экспорте отечественного оборудования и стимулировании его приобретения на внутреннем рынке до сих пор не достигло необходимого уровня.

Однако в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации Минэнерго России прорабатывает возможные варианты по реализации пилотных проектов с использованием экспериментальных образцов газовых турбин российского производства мощностью 65 МВт и выше с применением механизма отбора мощности новых генерирующих объектов на площадках действующих электростанций. В соответствии с решением заместителя председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козака Минпромторгу России совместно с потенциальными производителями отечественных газовых турбин большой мощности поручено разработать перечень конкретных проектов, которые могут быть реализованы с использованием механизма отбора мощности новых генерирующих объектов.

По итогам проработки возможных вариантов по реализации пилотных проектов с использованием экспериментальных образцов газовых турбин российского производства Минпромторгом России предлагается рассмотреть вариант строительства тепловой электростанции установленной мощностью до 1,4 ГВт вблизи Новочеркасской ГРЭС, блоки 1–4 которой имеют статус вынужденной генерации и в среднесрочной перспективе до 2024 года предполагаются к выводу из эксплуатации. Также отмечена целесообразность дополнительного анализа спроса на электрическую энергию в республиках Татарстан, Башкирия и Крым. В целях детальной проработки площадки (площадок) размещения, состава турбогенераторов, а также уточнения прогнозной балансовой ситуации в объединенной энергосистеме (ОЭС) Юга федеральные органы исполнительной власти продолжают работу по оценке возможностей установки инновационных и экспериментальных газовых турбин.

В рамках проработки возможных путей реализации отечественных газовых турбин неоднократно отмечалось отсутствие уверенности их производителей в возможности сбыта продукции, что в значительной степени влияет на их желание разрабатывать ГТУ большой и средней мощности.

Основную часть проблематики при создании ГТУ собственной разработки производители силового энергетического оборудования решают самостоятельно, что является одной из особенностей российского газотурбостроения. При этом, как уже было отмечено, НИОКР финансируются за счет заказов генерирующих компаний исключительно в случае возникновения спроса.

Кроме того, у производителей основного и вспомогательного генерирующего оборудования наблюдается недостаток оборотных (свободных) средств, поэтому финансирование перспективных технологий с расчетом на последующий спрос становится невозможным.

Процесс импортозамещения помимо создания нормативной правовой базы потребовал также значительных изменений и в отрасли энергетического машиностроения. Исследовательским и проектным институтам пришлось экстренно развивать опытно-конструкторскую базу, а также прорабатывать варианты модернизации устаревшего энергетического оборудования, в частности необходимых и дефицитных турбин средней и большой мощности, так как исторически сложилось, что в СССР, а позже – в России, было налажено производство ГТУ только малой мощности – до 25 МВт. Все это время турбины большой мощности – 65 МВт и более – импортировались из-за рубежа. Турбины малой мощности были спроектированы главным образом на базе авиационных двигателей, что также негативно сказывалось на опыте строительства крупных турбин.

На момент введения экономических санкций и по сей день турбины большой мощности производят ограниченное число компаний по всему миру, в частности Siemens, General Electric и японская компания Mitsubishi Heavy Industries. На отечественных электростанциях наибольшее распространение получили именно турбины производства Siemens и General Electric.

Дополнительно в целях повышения энергетической безопасности Правительством Российской Федерации было принято Постановление от 17.07.2015 № 719 «О подтвержде-

нии производства промышленной продукции на территории Российской Федерации», которое установило ряд критериев и ограничений, определяющих степень локализованности энергетического оборудования. С учетом того, что иностранные технологии в сфере энергетики запрещены к передаче их компаниям, попавшим под санкции, что также касается и поставок запчастей и сервисного обслуживания, указанная мера, по мнению правительства, является обоснованной и целесообразной. В то же время названные ограничения сильно повлияли на доступность энергетического оборудования, а также заметно снизили скорость разработки и освоения новых перспективных технологий в турбиностроении. Основной сложностью, с которой приходится сталкиваться при разработке новой турбины, является создание наиболее трудоемких, высокотехнологичных и наукоемких деталей, а именно камеры сгорания, а также рабочих и сопловых лопаток турбины. Простое копирование чужих технологий и конструктивных особенностей комплектующих заведомо обречено на провал, в связи с чем необходим ряд мероприятий по реинжинирингу [Филатов и др., 2016]. В настоящее время исследуются существующие освоённые наработки на предмет потенциальных улучшений, а также предпринимаются попытки по обмену опытом с лидерами отрасли [Coatings for high-temperature..., 1996].

В настоящее время на территории Российской Федерации существуют несколько компаний, успешно перенявших и применивших иностранный опыт в турбиностроении, претендующих на реализацию разработанных газовых турбин большой мощности в рамках отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с применением инновационных газовых турбин в объеме до 2000 МВт. Это партнерство ООО «Газпром энергохолдинг» с ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин», дочерней компанией Siemens, и ПАО «Силовые машины»; консорциум Объединенной двигателестроительной корпорации (ОДК) «Ростеха» с холдингом «Интер РАО» и АО «Роснано»; а также «Интер РАО» с известной в энергетической отрасли корпорацией General Electric. Также следует отметить предложения по поставке турбин со стороны ООО «Русские Газовые Турбины» и АО «РЭП Холдинг». Уже сейчас, до подведения итогов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, запланированного до 1 сентября 2020 года, можно говорить о значительной заинтересованности со стороны производителей силового оборудования в разработке, производстве и реализации своей продукции.

В России за последние 10–15 лет стали широко применяться парогазовые и газотурбинные установки средней и большой мощности. Это относится как к уже построенным за это время новым ТЭС, так и модернизированным, которые работают на природном газе.

При этом нельзя не отметить, что доля оборудования, поставляемого зарубежными компаниями для уже работа-

Рис. 4. Ресурсное обеспечение реализации основных мероприятий программы импортозамещения оборудования энергетического машиностроения в области газотурбинных технологий



ющих ПГУ и ГТУ, в своей суммарной мощности составляет более 70%, а их прогнозируемая доля в планируемых вводах превышает показатель 80%.

В России большинство газовых турбин произведено ведущими мировыми производителями. Среди них такие компании, как Siemens, General Electric, Alstom, Ansaldo, а также Mitsubishi, Kawasaki, Solar и ряд других. Если брать их общее количество, то они уже поставили более сотен единиц ГТУ, и в большинстве случаев эти установки относятся к предыдущим поколениям. На всех поставленных ГТУ их сервисное обслуживание и ремонтные работы выполняют исключительно специалисты зарубежных фирм, чьи услуги чрезвычайно дорогостоящи. Такая высокая зависимость от поставок в страну импортного энергетического оборудования несет угрозу научно-технологическому суверенитету энергетической отрасли. Но при этом нельзя не отметить и позитивные тенденции, которые заключаются в локализации на территории страны производства ГТУ на базе совместных предприятий и открытия зарубежными производителями своих дочерних предприятий.

Для решения проблемы высокой зависимости отечественного энергетического оборудования от зарубежных материалов, комплектующих и специалистов особый упор в рамках разработки программы импортозамещения был сделан на подготовку необходимой ресурсной базы, состоящей из задач, представленных на рис. 4.

Общий объем финансирования мероприятий программы за счет федерального бюджета оценивается в 38,84 млрд руб., в том числе первого этапа – в 21,36 млрд руб., второго этапа – в 17,48 млрд руб. Общая сумма необходимых финансовых ресурсов на реализацию программы оценена в 117,7 млрд руб. Таким образом, доля средств федерального бюджета в общей сумме расходов со-

ставляет около 33%. Остальные 67% объема финансирования – внебюджетные и привлеченные средства.

По информации представителя корпорации Siemens, уровень локализации газовой турбины SGT5-2000E на заводе «Сименс Технологии Газовых Турбин» достигает 60%. При этом уровень локализации может быть оперативно доведен до 90% и выше, если будет подписан специальный инвестиционный контракт (СПИК). Срок достижения такого уровня – 2023 год. В соответствии с данным СПИК объем инвестиций составит порядка 1,3 млрд руб. Целью данных вложений является локализация и продолжение развития производства.

Как пояснили представители компании, деятельность по разработке экосистемы уже начата. Она касается российских поставщиков тех компонентов, которые имеют наиболее важное значение, например элементов горячего тракта турбины. По словам представителей компании, целым рядом потенциальных партнеров уже получены технические документы.

Вместе с тем вложения ожидаются и от российской стороны. Так, в ПАО «Силовые машины» ведется разработка двух видов газовых турбин. Это типоразмеры ГТЭ-65, ГТЭ-170. При этом по модели ГТЭ-65 достигнута полная готовность технической части документов. Однако до настоящего времени проводится работа над камерой сгорания. Относительно ГТЭ-170 готовность документации составляет порядка 80%. Более того, тестовая модель оборудования уже начала работать. Еще в 2012 году были выполнены испытания модели ГТЭ-65. На текущий момент это оборудование проходит ревизионные мероприятия на производстве изготовителя.

Представленные турбины произведены исключительно российскими компаниями. Поставки оборудования начнутся уже в 2023 году. При этом специалисты ПАО «Силовые машины» продолжают работать над улучшением качества обеих турбин для повышения их мощности и технических, а также экономических параметров.

В настоящее время проект ГТД-110М является единственным, который реализован на 100% в России. Обновление этого оборудования осуществляется несколькими компаниями. В консорциум входят «Интер РАО», «Роснано», «Ростех».

Осенью обновленная турбина проработала 3000 часов в испытательных целях. При этом испытания были разделены на два этапа – стендовый и промышленной эксплуатации. Планируется, что указанный типоразмер турбины будет продолжать работать на Ивановских ПГУ.

Разработчикам пришлось преодолевать повреждения и неполадки установки – ведь такая сложная энергетическая технология требует планомерного контроля и доработок.

Энергетические компании и машиностроители обсуждают и другой путь – перенос зарубежных технологий турбостроения в Россию. Но здесь есть серьезные трудности, так как существуют жесткие требования Минпромторга к локализации – ее уровень должен быть не ниже 90%. Учитываются все критические компоненты: камеры сгорания, горячий тракт, качество литых заготовок, систем управления, упаковок.

4. ПОСЛЕДСТВИЯ ВВЕДЕННЫХ САНКЦИЙ И ПОНИМАНИЕ КРИТИЧНОСТИ СИТУАЦИИ В ОБЛАСТИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

В 2017 году возник скандал, вызванный зависимостью от импорта: в то время проводилось строительство двух электростанций в Крыму, которые нуждались в газовых установках значительной мощности. На вторичном рынке были закуплены турбины Siemens, затем обновленные на российских заводах. Но европейские производители все равно выразили недовольство, ограничив поставки в РФ высокотехнологичного оборудования. Чтобы минимизировать санкционные риски в базовой отрасли, Минпромторгу и Минэнерго пришлось серьезно заняться импортозамещением.

В начале 2019 года правительство приняло программу модернизации электростанций теплового типа ДПМ-2, но она не дала возможности использовать газовые турбины для настройки паросиловых установок либо воплощения проектов по монтажу ПГУ. Это произошло из-за того, что проекты имеют установленные предельные суммарные капитальные инвестиции (CAPEX), что составляет 33 тыс. руб. за установленный кВт для самого распространенного диапазона мощностей. Проекты с газовыми турбинами по данному показателю находятся на уровне 55–60 тыс. руб. за установленный кВт (новое строительство) и 36–40 тыс. руб. за установленный кВт (действующие станции).

Генеральный директор «Infoline Аналитика» объясняет, что парогазовые проекты по CAPEX отсекаются, а по LCOE – одноставочному тарифу, показывающему затраты всего жизненного цикла, – даже не рассматриваются. Основная заинтересованность российских производителей газовых турбин заключается в повышении допустимого предела по CAPEX в ДПМ-2, гарантии сохранения требований относительно локализации, согласно постановлению № 719 Правительства РФ, запрете индивидуальных решений после заключения нестандартных инвестиционных контрактов, предоставлении инновационным российским разработкам льгот по штрафным санкциям в случае аварийности либо нарушения сроков ввода.

В перспективе возможен рост присутствия российских производителей в отрасли газовых турбин при активации производственного потенциала энергомашиностроительных предприятий страны и задействования мощностей авиадвигателестроения с целью выпуска ГТУ малой и средней мощности. К примеру, ЗАО «Уральский турбинный завод» при условии заинтересованности бизнеса и наличии достаточной государственной поддержки имеет потенциальную возможность внедрить производство оборудования рассматриваемого класса.

В последнее время заметно снизились темпы роста спроса на газотурбинные энергетические установки, в том числе и на использование иного энергетического оборудования.

Причиной этого послужил тот факт, что в стране сформировался избыток таких генерирующих мощностей.

Произошло это за счет того, что в последнее десятилетие в результате их интенсивного ввода в эксплуатацию произошел существенный спад темпов роста потребления электроэнергии. Судя по прогнозам, такая тенденция сохранится, вероятнее всего, и в среднесрочной ближайшей перспективе. Основания для принятия решения о потребности проведения масштабной модернизации тепловых электрических станций в ЕЭС России сформулированы в Генеральной схеме размещения объектов до 2035 года, утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1209-р. Согласно указанному программному документу, на горизонте до 2035 года инвестиционные решения должны быть приняты в отношении 53 ГВт генерирующих мощностей в части демонтажа, в том числе под замену; в отношении 76 ГВт генерирующих мощностей в части модернизации с продлением паркового ресурса, повышением технико-экономических показателей работы оборудования при удельных капитальных затратах не выше 40% от нового строительства.

При проработке механизмов привлечения инвестиций в модернизацию учитывались, в частности, ограничения на финансирование удаленных объектов электроэнергетики, развитие электросетевого комплекса страны, финансирование модернизации атомной энергетики, развитие возобновляемых источников энергии.

Для оценки предельного объема денежных средств, который может быть направлен на финансирование проектов в электроэнергетике, рассмотрено несколько сценарных условий в рамках действующих решений, принятых Правительством Российской Федерации ранее, различающихся темпами изменения потребления электроэнергии и прогнозными темпами роста индекса потребительских цен.

При консервативном сценарии рост электропотребления определен на уровне 0,5%, величина инфляции снижается с 4% в 2018 году до 2% в 2027-м и далее; оптимистичный сценарий спрогнозирован исходя из 1% роста электропотребления и снижения инфляции с 4 до 3,2% в 2020 году и стабилизации инфляционных ожиданий на уровне 3% с 2021 года.

Предельный объем денежных средств, который может быть направлен на финансирование проектов в электроэнергетике, определяемый как превышение цен на основе инфляционных ожиданий над прогнозируемой ценой по уже принятым решениям, в ценах 2021 года и заданных сценариях составляет от 3486 млрд руб. (консервативный) до 4355 млрд руб. (оптимистичный) на горизонте до 2035 года. Правительство Российской Федерации считает целесообразным проводить проработку механизмов привлечения инвестиций в отрасль исходя из консервативного сценария развития, учитывая, что динамика электропотребления в последние несколько лет отличается волатильностью с небольшим ростом порядка 1%.

Так, консервативный сценарий относительно развития в стране энергетики до 2035 года предполагает суммарный ввод ПГУ порядка 40–50 блоков единичной мощностью до 500 МВт, а также таких блоков с мощностью от 800–1000 МВт. Для этого потребуются поставка от 110 до 120 газовых турбин мощностью порядка 300 МВт и более.

Такие потребности в ГТУ могут практически быть закрыты полностью имеющейся продукцией отечественных производителей и за счет совместных производств. Дополнительный спрос на подобное оборудование возможен лишь только в условиях восстановления экономики страны и более высоких темпов ее развития за счет интенсификации обновления таких электрогенерирующих мощностей.

Уровень развития отрасли энергетического машиностроения в разных странах возможно оценить по установленной мощности всех функционирующих турбин в мире. Так, несомненным лидером в производстве турбин большой мощности является компания General Electric, турбины которой составляют 27% установленной мощности тепловой энергетики в мире, дальше располагается Siemens AG, чьи турбины покрывают 7% всей мощности ТЭС. В то же время отечественная компания ПАО «Силловые машины» покрывает 4% общемировой мощности, не имея высокомоментных агрегатов [Лозенко, Болдырев, 2019].

Однако проблема отсутствия отечественных турбин средней и большой мощности была решена благодаря началу работы ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин». Это совместное предприятие Siemens с 65% акций и ОАО «Силловые машины» с долей участия 35%. Предприятие может выпускать современные газовые турбины, разработанные компанией Siemens, с единичной мощностью от 60 до 80 МВт, 172 МВт и также от 190 до 200 и 304 МВт.

Но лицензионное соглашение пока не предусматривает уровень локализации производства в достаточном масштабе, и это при том, что интенсивная локализация производства потребует высокотехнологичных элементов проточных частей турбомашин. Также есть потребность в камерах сгорания, в системах автоматизации и целом ряде других высокотехнологичных узлов. Все это необходимо для сокращения издержек на техническое обслуживание и ремонт, в том числе на решение задач технологической безопасности.

Однако следует отметить, что программа модернизации, обеспечивающая спрос на отечественные турбины большой мощности, финансируется из внебюджетных средств, а именно за счет специальных нерыночных надбавок или договоров о предоставлении мощности. Таким образом, спрос на турбины в основном обеспечивается спросом на электрическую мощность, которая оплачивается как отдельный товар потребителями оптового рынка электрической энергии и мощности.

Удельные капитальные затраты на установку отечественных турбин достаточно высоки, во многом за счет требований к степени локализации генерирующего оборудования, а также из-за отсутствия достаточного опыта в оптимизации производства комплектующих для турбин. Потому потребителям электрической энергии и мощности приходится оплачивать повышенную по сравнению с готовыми западными образцами стоимость.

Ярким примером зависимости энергетической безопасности и в конечном счете экономики от отечественного энергостроения может служить пример строительства ТЭС «Ударная» в Тамани. Электростанцию планировали построить еще в 2015 году. ТЭС на 500 МВт рассматривалась как необходимый элемент для стабильной работы энергообъекта в Крыму. Тогда «Технопромэкспорт» заявлял, что уже

закупил для строительства станции турбины немецкой Siemens, которые в итоге попали в Крым в 2017 году.

После введения Минфином США санкций в отношении Российской Федерации проект стал нереализуемым в силу распространения санкций на производителей иностранного энергооборудования, поставляющих свою продукцию на территорию Крымского полуострова. Поставка турбин Siemens вызвала международный скандал, и ЕС и США наложили новые санкции на участников поставки турбин.

После скандала 2017 года с перепоставкой турбин немецкой Siemens в Крым правительство приняло решение о создании в России отечественных образцов газовых турбин большой мощности. Как уже отмечалось, исторически в СССР и России делали ГТУ мощностью до 25 МВт на базе авиадвигателей, но большие машины самостоятельно не производили. Сейчас в стране их собирают только в кооперации с американским General Electric и немецким Siemens. При этом уровень локализации достаточно низкий. Оба концерна думают об углублении локализации, тогда как полностью российскую турбину обещают сделать «Силовые машины» Алексея Мордашова и консорциум Объединенной двигателестроительной корпорации «Ростеха» с «Интер РАО» и «Роснано».

Данная ситуация наглядно демонстрирует, что угрозы перебоев энергоснабжения Крымского полуострова можно было избежать, если бы в распоряжении отечественных компаний-подрядчиков были отечественные турбины большой мощности.

5. ВЛИЯНИЕ ПАНДЕМИИ КОРОНАВИРУСНОЙ ИНФЕКЦИИ НА ЭНЕРГЕТИКУ И ПРОГРАММУ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

Пандемия коронавируса существенно отразилась на экономике РФ. Текущий экономический кризис, очевидно, скажется и на перспективных планах развития ЕНЭС. Основным индикатором состояния динамики развития энергосистемы является темп роста электропотребления. Рост электропотребления требует опережающего развития энергетической инфраструктуры, и наоборот, сокращение электропотребления говорит о необходимости снижения инвестиционной активности в энергоинфраструктуре.

По данным Системного оператора, в мае 2020 года потребление электроэнергии в целом по России упало на 5,3% относительно аналогичного показателя прошлого года, до 77,6 млрд кВт*ч, а в Единой энергосистеме (ЕЭС) России показатель снизился на 5,5%, до 76,2 млрд кВт*ч. Производство электроэнергии за этот же период в целом по РФ уменьшилось на 6,3%, до 78,3 млрд кВт*ч, а в ЕЭС России – на 6,4%, до 77 млрд кВт*ч.

Потребление снизилось в шести из семи объединенных энергосистемах (ОЭС):

- самое глубокое сокращение зафиксировано в ОЭС Урала – на 10,4% год к году;

- в ОЭС Средней Волги – на 9,8%;
- в ОЭС Сибири – на 5,2%;
- в ОЭС Юга – на 3,5%.

Рост продемонстрировала только ОЭС Востока, где потребление выросло на 1,6%.

По прогнозам Минэнерго России, электропотребление за 2020 год может сократиться на 2,4%, а по оценкам аналитиков, снижение может составить до 6%. По оценкам НП «Сообщество потребителей энергии», падение в промышленном секторе может составить 7–10%.

Текущая ситуация со снижением электропотребления негативным образом влияет на долгосрочные планы и инвестиции в генерирующие мощности ЕЭС России, которые в первую очередь предусматривают увеличение спроса на электроэнергию в долгосрочной перспективе.

В сфере электроэнергетики прогнозный рост электропотребления определен Генеральной схемой развития электроэнергетики до 2035 года, утвержденной Постановлением Правительства РФ от 09.06.2017 № 1209-р. Согласно минимальному сценарию Долгосрочного прогноза спроса на электроэнергию и мощность Генеральной схемы по Единой электроэнергетической системе России, с 2020 по 2025 год прирост максимума потребления мощности со 152 до 163 ГВт составит 7,23%, а прирост потребления электроэнергии с 1018 до 1192 млрд кВт*ч составит 17%. Именно под этот прогноз была принята программа модернизации тепловой генерации в 40 ГВт.

При дальнейшей реализации программы модернизации Правительству РФ необходимо опираться на прогнозы восстановительного экономического роста экономики по завершении пандемии. По оценкам первого зампреда Банка России Ксении Юдаевой, российская экономика сможет восстановиться к уровню 2019 года только в первом квартале 2022 года и выйти к тренду роста, наверное, к концу 2022-го.

Вместе с тем правительство предпринимает усилия по обеспечению скорейшего восстановления экономического роста. Так, Минэкономразвития России представило в Правительство РФ Общенациональный план восстановления экономики, который является продолжением пакета антикризисных мер, направленных на поддержку занятости и доходов населения, а также на восстановление экономической активности в целом.

Общенациональный план, по мнению его разработчиков, должен перезапустить инвестиционный цикл и обеспечить рост инвестиционной активности частного и государственного секторов экономики, обеспечить восстановление и развитие индивидуального, малого и среднего предпринимательства, ускорить технологическое развитие экономики и повышение производительности труда, в том числе на основе цифровизации.

В результате ведомство ожидает опережающий рост в IT-отрасли, увеличение числа малых и средних высокотехнологичных компаний, а также повышение несырьевого экспорта.

Очевидно, что подходы, заложенные в Общенациональном плане, и его мероприятия не стимулируют электроемкую промышленность и не приведут к увеличению электропотребления. Драйвером роста электропотребления всегда была экспортно ориентированная электроемкая промышлен-

ность. Однако особых надежд на экспорт сырьевых товаров и нефтегазовой экспорт возлагать не приходится, в том числе и по причине сохраняющихся экономических санкций США и Евросоюза.

В нефтегазовой сфере сдерживающим фактором в текущей ситуации является сделка ОПЕК+, предусматривающая снижение добычи углеводородов. С учетом того, что на сектор добычи и транспортировки нефти приходится около 11% электропотребления в энергосистеме, общий спад в России от сделки ОПЕК+ в 2020 году может составить до 1% (около 5 млрд кВт*ч).

Согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации до 2036 года, прогнозируется снижение темпов роста мирового ВВП до 3,2% к 2024 году без учета замедления экономики в результате пандемии коронавируса. В дальнейшем глобальная экономика продолжит расти темпом чуть меньше 3%, что ниже долгосрочных средних уровней (за последние 30 лет – 3,6%). Замедление глобального роста в средне- и долгосрочной перспективе будет сдерживать спрос на сырьевые товары. В частности, снижение темпов роста китайской экономики негативно скажется на конъюнктуре рынков базовых металлов и угля, где Китай является крупнейшим потребителем.

Согласно уточненному прогнозу социально-экономического развития России на 2020 год и 2021–2023 годы, экспорт из РФ в 2020 году сократится на 36,04%, хотя в последующие три года прогнозируется постепенное восстановление показателей.

Всемирный банк оценил грядущее падение мирового ВВП в 2020 году в 5,2%. В случае развития ситуации по пессимистическому сценарию мировую экономику может ожидать падение на 8%, а затем, в 2021 году, – вялый восстановительный рост, немногим более чем на 1%.

В существующей экономической неопределенности практически отсутствуют долгосрочные прогнозы восстановления спроса на российский экспорт, который мог бы обеспечить рост электропотребления.

С учетом предполагаемых сроков восстановления экономики, а также структурных мер Правительства РФ увеличения роста электропотребления до уровня, предусмотренного в Генеральной схеме развития, в обозримой перспективе ожидать не приходится.

В сложившейся ситуации первыми отреагировали на сложившуюся ситуацию крупнейшие потребители электроэнергии, объединенные в НП «Партнерство потребителей электроэнергии» (членами ассоциации являются 33 компании, суммарный объем электропотребления – более половины общего объема промышленного электропотребления в Российской Федерации), которые обратились в Правительство РФ с просьбой оценить динамику роста стоимости электроэнергии в привязке к предстоящим инвестициям – расходам, связанным с модернизацией тепловой генерации. По мнению авторов обращения, прогноз цен, подготовленный в 2018 году накануне запуска программы модернизации тепловых электростанций, уже утратил актуальность, «поскольку содержит устаревшие параметры (динамика электропотребления, темпы инфляции), не учитывает новые платежи, появивши-

ся в составе конечной цены электроэнергии»⁵. Кроме того, потребители отмечали падение энергопотребления на фоне коронавируса, экономического спада и сделки ОПЕК+, которые прогноз ведомства также не учитывает.

По мнению авторов письма, в прогнозе отсутствуют необходимые корректировки по следующим направлениям: продление субсидирования дальневосточных тарифов до 2028 года, новый пилотный отбор с использованием отечественной газовой турбины, увеличение квоты правительственной комиссии на отборе проектов модернизации в 2019 году, рост надбавки для генерации Калининградской области, развитие «восточного полигона» железных дорог, увеличение платежей сетей и ряд других факторов.

Помимо актуализации прогноза потребители просили представить предложения, которые помогут ограничить темпы роста цены электроэнергии, например «предложения по пересмотру параметров программы модернизации ТЭС».

В результате проработки всех экономических факторов в правительство должны быть представлены предложения федеральных органов исполнительной власти по дальнейшему проведению программы модернизации тепловой генерации. Таким образом, будет принято сбалансированное решение, обеспечивающее максимально эффективное развитие электроэнергетической системы.

6. ВЫВОДЫ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Программа модернизации необходима для развития отечественного энергетического машиностроения и надежности энергосистемы, однако ее значительная стоимость, распределяемая на потребителей электрической энергии и мощности, влечет серьезные угрозы для промышленных потребителей электрической энергии и мощности.

Значительные инвестиции в энергетическую инфраструктуру последних лет, а также надбавки к цене мощности (межтерриториальное перекрестное субсидирование), которые на сегодня составляют почти 70% в цене за мощность, привели к росту стоимости электроэнергии, значительно опережающему инфляцию. Так, в 2019 году цена для промышленных потребителей выросла на 7,2%, что почти в два раза выше инфляции.

Решение Правительства РФ (Постановление Правительства РФ от 29.06.2020 № 948 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования механизма привлечения инвестиций в модернизацию генерирующих объектов тепловых электростанций и проведения дополнительных отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с применением инновационного энергетического оборудования») о включении в программу модернизации тепловой генерации газовых турбин большой мощности дополнительно увеличивает как стоимость всей программы, так и прогнозную конечную стоимость для потребителей, что влечет риски неисполнения поручения Президента Рос-

⁵ Ассоциация (некоммерческое партнерство) «Сообщество потребителей энергии». Правительство РФ поручило ведомствам обновить прогноз динамики цен на электроэнергию. URL: https://www.np-ace.ru/news/power_industry/1519/.

сийской Федерации о непревышении роста стоимости электроэнергии над инфляцией, которое было положено в основу расчета ценовой нагрузки всей программы модернизации.

Указанным Постановлением Правительства РФ определены следующие особенности отбора проектов по строительству экспериментальных ГТУ.

1. Объемы:

- на 2026 год – до 560 МВт в первой ценовой зоне, до 140 МВт во второй ценовой зоне;
- на 2027 год – до 560 МВт в первой ценовой зоне, до 140 МВт во второй ценовой зоне;
- на 2028 год – до 470 МВт в первой ценовой зоне, до 130 МВт во второй ценовой зоне.

2. ГТУ с установленной мощностью в следующих диапазонах: 65–80 МВт, 100–130 МВт, 150–190 МВт.

3. Отсутствуют ограничения для реализации проекта по востребованности оборудования (исторические данные включенности оборудования).

4. Предоставление возможности по переносу сроков ввода объекта в эксплуатацию при индексации значения капитальных затрат в первые 36 месяцев относительно плановой даты ввода.

5. Льготные условия по порядку расчета штрафов за неготовность оборудования к выработке электрической энергии.

Основным условием для участия в отборе является соответствие проектов Постановлению Правительства РФ от 17.07.2015 № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации», которым установлено, что газовые турбины мощностью от 35 МВт до 499 МВт с 1 января 2022 года должны иметь в цене товара не более 10% затрат за использованные при производстве иностранные товары.

Увеличение стоимости программы модернизации и дополнительные расходы потребителей ОРЭМ на строительство новых ГТУ составят 145,8 млрд руб. При этом на вторую ценовую зону придется четверть, то есть 36,45 млрд руб. на период поставки по ДПМ. С учетом того, что газификация в Сибири имеет ограниченный, локальный характер, вероятнее всего, строительство новых ГТУ развернется в первой ценовой зоне и, соответственно, нагрузка придется на потребителей центральной и европейской частей РФ.

В России уже сейчас цены на электроэнергию для промышленных потребителей выше, чем в зарубежных странах (Канаде, США, Мексике, Нидерландах, Финляндии, Польше, Южной Корее). Основной причиной этого, как указано выше, является почти двукратное опережение для трехлетней промышленности цен электроэнергии над ИПЦ с 2013 по 2019 год, при этом в 2020–2021 годах ожидается та же тенденция.

С учетом высокой доли электроемкой продукции в структуре российского экспорта цена на электроэнергию является одним из важнейших факторов конкурентоспособности. Так, энергоемкость российского ВВП выше мирового уровня на 46%, уровня Канады – на 17% (в долларах США в ценах 2010 года по паритету покупательной способности).

В национальном проекте «Международная кооперация и экспорт» Президентом РФ поставлена цель по наращива-

нию объемов экспорта конкурентоспособной промышленной продукции со 136 млрд долл. в 2019 году до 205 млрд долл. к 2024 году, из которых более половины прироста должно быть обеспечено за счет химического, металлургического и машиностроительного секторов.

Дальнейший необоснованный рост цены на электроэнергию приведет к потере отечественными компаниями текущих позиций на внешних рынках, снизит окупаемость инвестиционных проектов в промышленном секторе, которые будут стоить стране до 2,5% промышленного роста и до 0,5% роста ВВП.

Учитывая складывающуюся ситуацию с неопределенностью восстановительного экономического роста, а также существующий избыток генерирующих мощностей, федеральным регуляторам необходимо будет дополнительно проанализировать фактор влияния новых отечественных ГТУ на конечную стоимостную нагрузку на потребителей, что, вполне возможно, приведет к переносу сроков строительства и ввода в эксплуатацию таких генерирующих объектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Будилов О.И., Будилов Д.О., Заворин А.С. (2006). Механизмы Киотского протокола для модернизации теплоэнергетики // Известия ТПУ. Т. 309. № 4. С. 129–133.
2. Ватолкина Н.Ш. (2015). Импортзамещение: зарубежный опыт, инструменты и эффекты // Научно-технические ведомости СПбПУ. Экономические науки. № 6. С. 29–39.
3. Грабчак Е.П., Медведева Е.А., Голованов К.П. (2016). Импортзамещение – драйвер развития или вынужденная мера // Энергетическая политика. № 3. С. 74–85.
4. Ершов А.Н. (2011). Роль модернизации в устойчивом развитии ТЭК // Вестник Тамбовского университета. Серия: Гуманитарные науки. Т. 104. Вып. 12.
5. Зернова Л.Е., Мохсен Ф. (2016). Анализ опыта импортзамещения в Иране // Инновационная наука. № 3–1. С. 105–108.
6. Козинченко Е., Рамос А., Мордовенко Д. (2015). Импортзамещение. Опыт Бразилии // Газпром. № 3. С. 32–36.
7. Кушнарев Н. (2016). Регионы и общий рынок ЕАЭС: производственные цепочки // Евразийская экономическая комиссия. URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/30-09-2016-2.aspx>.
8. Лозенко В.К., Болдырев К.В. (2019). Место российских энергомашиностроительных компаний на мировом рынке энергетического оборудования // Международная торговля и торговая политика. № 2. С. 63–71. DOI: <http://dx.doi.org/10.21686/2410-7395-2019-2-63-71>.
9. Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2016 г. Итоги прохождения ОЗП 2016–2017 гг. Задачи на среднесрочную перспективу (2017) / Под ред. зам. министра энергетики РФ А.В. Черезова. М.
10. Проблемы импортзамещения в отраслях ТЭК и смежных сферах: Результаты опроса (2016). Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Сентябрь. URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/10298.pdf>.

11. Филатов А.А., Настека В.В., Крioni Н.К., Смыслов А.М. (2016). Концепция реинжиниринга деталей ГТУ в условиях импортозамещения // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. Т. 20(2). С. 50–54.
12. Филиппов С.П., Полищук В.Л. (2016). Программа импортозамещения оборудования энергетического машиностроения в области газотурбинных технологий. М.: ИНЭИ РАН. URL: https://www.eriras.ru/files/programma_po_gtu_inei_ran.pdf.
13. Coatings for high-temperature structural materials. Trends and opportunities (1996). Committee of Coatings for High-Temperature Structural Materials. Commission on Engineering and Technical Systems. Washington, DC, National Research Council; National Academy Press.
14. Energy poverty handbook (2016) / K. Csiba (ed.). Brussels: The Greens / European Free Alliance in the European Parliament.
15. Holland R.A., Scott K., Hinton E.D., Austen M.C., Barrett J., Beaumont N. (2016). Bridging the gap between energy and the environment // Energy Policy. No. 92. P. 181–189.
16. Klimenko V., Fedotova E.V., Tereshin A.G. (2018). Vulnerability of the Russian power industry to the climate change // Energy. Vol. 142. P. 1010-1022. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.069>.
17. Ouedraogo N.S. (2013). Energy consumption and human development: Evidence from a panel cointegration and error correction model // Energy. No. 63. P. 28–41.
6. Kozinchenko E., Ramos A., Mordovenko D. (2015). *Importozameshchenie. Opyt Brazili [Import substitution. Brazil experience]*. Gazprom, 3, 32-36.
7. Kushnarev N. (2016). *Regiony i obshchiy rynek EAES: proizvodstvennye tsepochniki [Regions and the common market of the EAEU: production chains]*. Eurasian Economic Commission. URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/30-09-2016-2.aspx>.
8. Lozenko V.K., Boldyrev K.V. (2019). Mesto rossiyskikh energomashinostroitel'nykh kompaniy na mirovom rynke energeticheskogo oborudovaniya [The share of Russian energy machine building companies in the structure of global installed capacity]. *Mezhdunarodnaya torgovlya i torgovaya politika [International Trade and Trade Policy]*. DOI: <http://dx.doi.org/10.21686/2410-7395-2019-2-63-71>.
9. Tcherезov A.V. (ed.) (2017). *Osnovnye rezul'taty funktsionirovaniya ob'ektov elektroenergetiki v 2016 g. Itogi prokhozheniya OZP 2016-2017 gg. Zadachi na srednesrochnuyu perspektivu [The main results of the functioning of electric power facilities in 2016. The results of the completion of the AWP 2016-2017. Tasks for the medium term]*. Moscow.
10. *Problemy importozameshcheniya v otraslyakh TEK i smezhnykh sferakh: Rezul'taty oprosa [Problems of import substitution in the fuel and energy complex and related areas: Survey results]* (2016). Analiticheskiy tsentr pri Pravitel'stve Rossiyskoy Federatsii [Analytical Center for the Government of the Russian Federation]. September.
11. Filatov A.A., Nasteka V.V., Krioni N.K., Smyslov A.M. (2016). Kontseptsiya reinzhiniringa detaley GTU v usloviyakh importozameshcheniya [The concept of reengineering parts of gas turbines in terms of import]. *Vestnik Ufimskogo gosudarstvennogo aviatsionnogo tekhnicheskogo universiteta [Bulletin of the Ufa State Aviation Technical University]*, 20(2), 50-54.
12. Filippov S.P., Polishchuk V.L. (2016). *Programma importozameshcheniya oborudovaniya energeticheskogo mashinostroeniya v oblasti gazoturbinnnykh tekhnologiy [Import substitution program for power engineering equipment in the field of gas turbine technologies]*. Moscow, ERI RAS. https://www.eriras.ru/files/programma_po_gtu_inei_ran.pdf.
13. *Coatings for high-temperature structural materials. Trends and opportunities* (1996). Committee of Coatings for High-Temperature Structural Materials. Commission on Engineering and Technical Systems. Washington, DC, National Research Council, National Academy Press.
14. Csiba K. (ed.). *Energy poverty handbook* (2016). Brussels: The Greens, European Free Alliance in the European Parliament.
15. Holland R.A., Scott K., Hinton E.D., Austen M.C., Barrett J., Beaumont N. (2016). Bridging the gap between energy and the environment. *Energy Policy*, 92, 181-189.
16. Klimenko V., Fedotova E.V., Tereshin A.G. (2018). Vulnerability of the Russian power industry to the climate change. *Energy*, 142, 1010-1022. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.069>.
17. Ouedraogo N.S. (2013). Energy consumption and human development: Evidence from a panel cointegration and error correction model. *Energy*, 63, 28-41.

REFERENCES

1. Budilov O.I., Budilov D.O., Zavorin A.S. (2006). Mekhanizmy Kiotskogo protokola dlya modernizatsii teploenergetiki [Mechanisms of the Kyoto Protocol for the modernization of heat and power engineering]. *Izvestiya TPU [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University]*, 309(4), 129-133.
2. Vatolkina N.S. (2015). Importozameshchenie: zarubezhnyy opyt, instrumenty i efekty [Import substitution: Foreign experience, tools and effects]. *Nauchno-tekhnicheskie vedomosti SPbPU. Ekonomicheskie nauki [Scientific and Technical Statements of SPbPU. Economic Sciences]*, 6, 29-39.
3. Grabchak E.P., Medvedeva E.A., Golovanov K.P. (2016). Importozameshchenie – drayver razvitiya ili vynuuzhdenaya mera [Import substitution as a driver of development or a forced measure]. *Energeticheskaya politika [Energy Policy]*, 3, 74-85.
4. Ershov A.N. (2011). Rol' modernizatsii v ustoychivom razvitiy TEK [The role of modernization in the sustainable development of the fuel and energy complex]. *Vestnik Tambovskogo universiteta. Seriya: Gumanitarnye nauki [Bulletin of the Tambov University. Series "Humanities"]*, 104(12).
5. Zernova L.E., Mohsen F. (2016). Analiz opyta importozameshcheniya v Irane [Analysis of the experience of import substitution in Iran]. *Innovatsionnaya nauka [Innovative Science]*, 3-1, 105-108.
6. Kozinchenko E., Ramos A., Mordovenko D. (2015). *Importozameshchenie. Opyt Brazili [Import substitution. Brazil experience]*. Gazprom, 3, 32-36.
7. Kushnarev N. (2016). *Regiony i obshchiy rynek EAES: proizvodstvennye tsepochniki [Regions and the common market of the EAEU: production chains]*. Eurasian Economic Commission. URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/30-09-2016-2.aspx>.
8. Lozenko V.K., Boldyrev K.V. (2019). Mesto rossiyskikh energomashinostroitel'nykh kompaniy na mirovom rynke energeticheskogo oborudovaniya [The share of Russian energy machine building companies in the structure of global installed capacity]. *Mezhdunarodnaya torgovlya i torgovaya politika [International Trade and Trade Policy]*. DOI: <http://dx.doi.org/10.21686/2410-7395-2019-2-63-71>.
9. Tcherезov A.V. (ed.) (2017). *Osnovnye rezul'taty funktsionirovaniya ob'ektov elektroenergetiki v 2016 g. Itogi prokhozheniya OZP 2016-2017 gg. Zadachi na srednesrochnuyu perspektivu [The main results of the functioning of electric power facilities in 2016. The results of the completion of the AWP 2016-2017. Tasks for the medium term]*. Moscow.
10. *Problemy importozameshcheniya v otraslyakh TEK i smezhnykh sferakh: Rezul'taty oprosa [Problems of import substitution in the fuel and energy complex and related areas: Survey results]* (2016). Analiticheskiy tsentr pri Pravitel'stve Rossiyskoy Federatsii [Analytical Center for the Government of the Russian Federation]. September.
11. Filatov A.A., Nasteka V.V., Krioni N.K., Smyslov A.M. (2016). Kontseptsiya reinzhiniringa detaley GTU v usloviyakh importozameshcheniya [The concept of reengineering parts of gas turbines in terms of import]. *Vestnik Ufimskogo gosudarstvennogo aviatsionnogo tekhnicheskogo universiteta [Bulletin of the Ufa State Aviation Technical University]*, 20(2), 50-54.
12. Filippov S.P., Polishchuk V.L. (2016). *Programma importozameshcheniya oborudovaniya energeticheskogo mashinostroeniya v oblasti gazoturbinnnykh tekhnologiy [Import substitution program for power engineering equipment in the field of gas turbine technologies]*. Moscow, ERI RAS. https://www.eriras.ru/files/programma_po_gtu_inei_ran.pdf.
13. *Coatings for high-temperature structural materials. Trends and opportunities* (1996). Committee of Coatings for High-Temperature Structural Materials. Commission on Engineering and Technical Systems. Washington, DC, National Research Council, National Academy Press.
14. Csiba K. (ed.). *Energy poverty handbook* (2016). Brussels: The Greens, European Free Alliance in the European Parliament.
15. Holland R.A., Scott K., Hinton E.D., Austen M.C., Barrett J., Beaumont N. (2016). Bridging the gap between energy and the environment. *Energy Policy*, 92, 181-189.
16. Klimenko V., Fedotova E.V., Tereshin A.G. (2018). Vulnerability of the Russian power industry to the climate change. *Energy*, 142, 1010-1022. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.069>.
17. Ouedraogo N.S. (2013). Energy consumption and human development: Evidence from a panel cointegration and error correction model. *Energy*, 63, 28-41.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Максим Максимович Балашов

Главный специалист – эксперт Министерства энергетики Российской Федерации.

Сфера научных интересов: возобновляемая энергетика, энергоэффективность, развитие электроэнергетики в условиях четвертой промышленной революции.

E-mail: m89852257058@gmail.com

ABOUT THE AUTHOR

Maxim M. Balashov

The chief specialist – the expert, Ministry of Energy of the Russian Federation.

Research interests: renewable power, energy efficiency, power industry development in the conditions of the fourth industrial revolution.

E-mail: m89852257058@gmail.com