

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ПЕРСПЕКТИВЫ КОРРЕКТИРОВКИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ

Концепция устойчивого развития определила вектор технологического развития энергетики: поддержка возобновляемых источников энергии (ВИЭ) наряду со снижением стоимости производимой ими электроэнергии до сопоставимых с традиционной энергетикой значений привела к трансформации всех звеньев неразрывного технологического процесса «производство–потребление энергетических ресурсов». В ближайшее десятилетие в России корректировка развития энергетики от сложившейся объектной системы в направлении интеграции потребителей и производителей энергии путем обеспечения возможности подстраивания электропотребления под график генерации и развития распределенной когенерации с использованием сформировавшегося теплового потребления – более эффективный путь снижения негативного антропогенного влияния по сравнению со строительством ветровых или солнечных электростанций. Покрытие пиковой нагрузки маневренными источниками в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии, имеющими возможность работать по графику электрических, а не тепловых нагрузок, а также повышение гибкости электропотребления являются механизмами повышения коэффициента использования мощности традиционной энергетики и снижения удельного расхода топлива, а в перспективе – минимизации издержек по приему в сеть стохастической генерации ВИЭ.

Постановка проблемы: необходимость трансформации концепции развития энергетики. Концепция устойчивого развития, предложенная и продвигаемая ООН (Рио-де-Жанейро, 1992 г.), скорректировала вектор научно-технического развития в направлении снижения негативного влияния на окружающую среду. Применительно к энергетике уменьшение потребления ископаемых ресурсов и сокращение выброса парниковых газов определили концентрацию усилий на возобновляемых источниках энергии. В 1990-е годы стоимость генерации ветровых и солнечных электростанций многократно превышала аналогичный показатель в традиционной энергетике. Поэтому в ряде стран была сформирована совокупность механизмов, распределяющая издержки развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на всех потребителей электроэнергии, что обеспечило поддержание темпов их прироста выше 20% в год на протяжении более четверти века. В результате происходило неуклонное снижение стоимости, производимой ими электроэнергии. Так, в 1990 г. стоимость солнечной панели составляла (долл./Вт): 10, в 2006 г. – 4, в 2012 г. – 1, в 2016 г. – 0,36. Коэффициент использования установленной мощности солнечных электростанций (СЭС) в США увеличился с 14% в 2010 г. до 27,2% в 2016 г., а эксплуатационные затраты снизились до 5-9 долл./МВт·ч [1]. Электроэнергия, получаемая на основе солнечных панелей, только в период 2010-2015 гг. подешевела на 58%. В 2017-2025 гг. ожидается дальнейшее снижение стоимости солнечной энергии на 57% [2], а к 2040 г. – на 66% [3]. В ряде стран (ОАЭ, Чили, Мексике и др.) появились частные компании, предлагающие без государственных дотаций на коммерческой основе заключение контрактов на поставку электроэнергии СЭС (power purchase agreement – PPA) по ценам, более низким по сравнению с традиционной энергетикой – менее 30 долл./МВт·ч. В 2017 г. в Абу-Даби заключен контракт на поставку электроэнергии СЭС по цене 24,2 долл./МВт·ч. Менее 3 ц/кВт·ч достигла стоимость электроэнергии некоторых СЭС в штатах США в 2019 г.: 2,2 в Айдахо; 2,375 в Неваде; 2,49 в Аризоне и Техасе).

В ветроэнергетике в отличие от солнечной удельные капитальные затраты стабилизировались после 2005 г. на уровне 1500-2000 долл./кВт установленной мощности и в 2016 г. в США составили 1590 долл. Снижение стоимости электроэнергии ветроэлектростанций (ВЭС) достигается в результате *роста коэффициента использования установленной мощности* (КИУМ), который, например, в США повысился с 0,25 в 2000-х годах до среднего значения 0,42 для установок 2016 г. (0,54 – на наиболее удачных проектах). Данный процесс является результатом улучшения эксплуатационных характеристик ВЭС: снижения стартовой скорости ветра, при которой установки способны генерировать электроэнергию, увеличения высоты мачты, длины лопастей и т.д. В итоге стоимость электроэнергии наиболее удачно расположенных ВЭС США не превышает 20 долл./МВт·ч [4]. При этом прогнозируется, что в перспективе стоимость электроэнергии расположенных на суще ВЭС к 2040 г. снизится на 47% [3].

По мере снижения издержек интеграции в энергосистему единичных ветровых и солнечных установок происходит сокращение разницы в стоимости генерации крупными ветровыми и солнечными парками и индивидуальными источниками. В итоге солнечная и ветровая энергетика не только крупных ветровых и солнечных электростанций, но и отдельных установок без дополнительного стимулирования все более успешно конкурирует с традиционной энергетикой.

Сегодня места, где генерация ВИЭ имеет меньшую стоимость по сравнению с традиционной энергетикой, определяются наиболее благоприятными климатическими условиями. Но при прогнозируемых темпах изменения стоимости генерации будет происходить расширение этих территорий, и цена на электроэнергию ВИЭ в 20-30 долл./МВт·ч (2-3 ц/кВт·ч) и менее станет достаточно распространенным явлением. Несубсидируемая энергия ВИЭ стала дешевле энергии, получаемой на основе ископаемых видов топлив, в 30-ти странах, а к 2025 г. станет характерной для большинства стран мира. К 2021 г. стоимость энергии возобновляемых источников будет ниже стоимости энергии угольной генерации в Китае, Индии, Мексике, Великобритании и Бразилии [3]. Таким образом, концепция устойчивого развития, определив политику поддержки ВИЭ, заложила фундамент их дальнейшего развития, которое уже сейчас происходит в целом ряде стран без дотационной поддержки.

Особенность роста ВИЭ – влияние на развитие всех звеньев неразрывной технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов». Режимы работы ветровой и солнечной энергетики отличаются от работы тепловых электростанций тем, что задаются погодными факторами. Но вне зависимости от состава генерирующих мощностей электроснабжение с точностью до потерь подразумевает эквивалентность объемов производства и потребления электроэнергии.

Поэтому трансформируется сама парадигма дальнейшего развития энергетики. Ранее в мире (как и сегодня в энергетике отечественной и других стран, где доля ВИЭ не оказывает влияния на работу энергосистемы в силу своей незначительности) при анализе развития экономики определялись ее потребности в энергии, а вся совокупность энергоснабжающих предприятий рассматривалась как система. Целью системы энергоснабжения являлась минимизация издержек для заданной экономикой производственной программы энергетики [5]. Генерация нерегулируемых, зависящих от погодных условий ВИЭ, определила качественные изменения процесса согласования производства и потребления электроэнергии, в корне отличающиеся от традиционных, наработанных в период становления энергетики алгоритмов. Их суть заключается в том, что вместо изменения графика производства электроэнергии, учитывающего заданную потребителем нагрузку, возникла необходимость настраивания графика потребления на извне заданный профиль генерации ВИЭ, зависящий от силы ветра, переменной облачности и т.д. Если ранее на-

грузка потребителя определяла профиль генерации, то интеграция нерегулируемых ВИЭ в технологический процесс «производство-потребление» актуализировала совершенно иную задачу: обеспечить надежное энергообеспечение в условиях выполнения порой стохастически изменяющейся во времени производственной программы, задаваемой ветровыми и (или) солнечными генераторами. Поэтому рост ВИЭ обусловил не только изменение работы традиционной энергетики, но и трансформацию всей неразрывной технологической цепочки «производство-потребление энергетических ресурсов». В результате в последние десятилетия вектор развития электротехнических комплексов потребителей все в большей степени фокусируется на согласовании графика нагрузки с экзогенно заданным, изменяющимся во времени потоком мощности ВИЭ. Это проявилось в опережающем развитии систем аккумулирования, технологий управления спросом, маневренных генераторов электроэнергии, интегрированных в структуру электротехнических комплексов и систем потребителей электроэнергии. Произошло изменение принципов построения систем защиты и автоматики и т.д. Задачу согласования и управления всех этих процессов на различных участках технологической цепочки «производство-потребление» выполняет комплекс технологий «интеллектуальные сети» (SMART grid).

Развитие ВИЭ в первую очередь происходило в странах, обладающих как высоким уровнем технологического развития, так и экономическим потенциалом, позволяющим поддерживать весьма затратный процесс массового внедрения кратно более дорогих генераторов электроэнергии. В [6] показано, что требующий наибольшего объема дотационного финансирования первоначальный этап старта развития как ветровой, так и особенно более капиталоемкой (во всяком случае до второй половины 2010-х годов) солнечной энергетики был оплачен европейскими потребителями электроэнергии. Например, по такому показателю, как мощность солнечной энергетики на 1000 жителей, Германия в 2012 г. превзошла США более чем в 20 раз (301,47 кВт и 13,97 кВт соответственно). Это превосходство было вполне оплачено осозаемыми деньгами: если в 2003 г. EEG-налог (акциз на весь объем электроэнергии, направляемый на развитие альтернативной энергетики) в Германии составлял 0,4 ц/кВт·ч, то в 2013 г. он возрос до 5,28 ц/кВт·ч, в 2016 г. – до 6,35, а в 2017 г. превысил 7 ц/кВт·ч [7].

Сдержанное отношение к развитию ВИЭ в США по сравнению с европейскими странами на протяжении кратного снижения стоимости генерации возобновляемых источников до значений, сопоставимых (а то и более низких) относительно традиционной энергетики, имеет существенное значение для обеспечения конкурентоспособности американской экономики: в отличие от цен на электроэнергию в Европе стоимость кВт·ч для промышленных потребителей (в приведенных ценах) поддерживается неизменной с 1960-х годов на уровне 7-8 ц. Однако из «запаздывающего» по отношению к европейским странам начала развития ВИЭ в США вовсе не следует перспектива их отставания в последующий период. Например, в Калифорнии поставлена задача обеспечить половину электропотребления на основе возобновляемой энергетики к 2026 г., а в 2045 г. – полностью перейти на возобновляемые источники. Можно обсуждать рациональность достижения этих целей, а также обоснованность указанных сроков, но невозможно отрицать, что доля ВИЭ в выработке электроэнергии Калифорнии в 2017 г. превысила 27%, т.е. по этому показателю Калифорния определила большинство европейских стран. Задача полного перехода на ВИЭ к 2035 г. поставлена в Массачусетсе, а к 2045 г. на Гавайях, внесен законопроект о переходе на ВИЭ к 2032 г. столицы США, обсуждается возможность о полном переходе на ВИЭ к 2040 г. штата Нью-Йорк и т.д.

Аналогичная ситуация характерна и для китайской экономики, где значимый прирост мощности ВИЭ происходит в последнее десятилетие: сохранение цен на электроэнергию для промышленных потребителей и прагматичный подход к ВИЭ. Их развитие стало массовым по достижении конкурентоспособной по сравнению с традиционной энергетикой стоимости производимой электроэнергии.

Поэтому следует сделать вывод, необходимый для обеспечения устойчивости экономики РФ: защита промышленного производства от негативного влияния роста цен на электроэнергию и выжидательная тактика до тех пор, пока технологии возобновляемой генерации не выйдут на режим, близкий к самоокупаемости в данном географическом регионе, не являются препятствием ни для выхода на лидирующие позиции, ни для постановки и достижения достаточно амбициозных целей развития ВИЭ. Попытки же, основанные на дотационной политике, предполагающей догнать технологическое направление, где реализованные проекты превышают аналогичные показатели текущих решений на десятки процентов, являются тупиковым вариантом даже при условии частично невозможного получения необходимого оборудования. Подтверждение данного тезиса – стабильно низкий КИУМ Куликовской ВЭС, доля которой в установленной мощности ветроэнергетики России превышала 30%. При этом КИУМ всех ВЭС России в первом десятилетии XXI в. был менее 4,6% (400 час/год использования установленной мощности).

Необходимость проведения энергетической политики, направленной на сдерживание роста стоимости электроэнергии, для России намного более актуальна по сравнению с другими странами, так как доля России в мировом ВВП составляет 1,9%, а в потреблении электроэнергии превышает 4,3%. Соотношение этих значений показывает высокую электроемкость отечественной экономики. Еще больше различаются показатели энергоемкости. В сравнении с другими странами, потребление топливно-энергетических ресурсов в России на цели теплоснабжения выше, чем их расход на производство электроэнергии. Отсюда следует, что степень влияния стоимости энергоснабжения на экономическое развитие России имеет кратно большее значение по сравнению с другими странами, а проблемы тепло- и электроснабжения должны рассматриваться комплексно.

Помимо общего негативного влияния высокой стоимости энергоснабжения на экономическое развитие [8], необходимо отметить как минимум два аспекта, избирательно действующих и корректирующих направление социально-экономического развития России.

Первый: регионы, в наибольшей степени снизившие объем электропотребления в результате спада промышленного и сельскохозяйственного производства в 1990-е годы, имеют более высокие потери в сети, обусловленные значительным отклонением существующих режимов работы электросетевого комплекса от изначальных проектных, и как следствие более высокие удельные издержки передачи электроэнергии. Поэтому вне зависимости от цен на оптовом рынке, отражающих достижения в области генерации электроэнергии, потребители этих регионов получают электроэнергию по более высокой цене в сравнении с потребителями, для которых абсолютные значения потребления остались на уровне проектных значений вследствие роста энергоемкости добывающих отраслей. В результате сформировалась система, приводящая к дальнейшему уменьшению темпов экономического развития традиционных центров перерабатывающей промышленности. Описанные процессы в наибольшей степени показательны для Тульской и Ивановской областей, где электропотребление по сравнению с 1990 г. снизилось более чем вдвое, а также Тамбовской, Курганской, Орловской, Пензенской, Смоленской, Брянской и Псковской областей, где спад электропотребления составил более трети.

Второй: более высокие удельные издержки как на выработку тепла, так и на водоснабжение, а также водоотведение в малых населенных пунктах приводят к более высоким тарифам на жилищно-коммунальные услуги, что в совокупности с более высокой оплатой труда в крупных городах дополнительно стимулирует миграцию населения в мегаполисы. В пределах одного региона тариф на теплоснабжение может отличаться в несколько раз, а на водоканальных хозяйствах – более чем на порядок [9]. Дополнительный вклад в снижение стоимости энергоснабжения в крупных городах вносит уменьшение издержек в результате комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, что является не используемым ресурсом снижения стоимости энергоснабжения в малых городах в связи с отсутствием развития распределенной генерации электроэнергии.

В итоге действующая концепция развития отечественной энергетики оказывает далеко выходящее за отраслевые рамки не только самой энергетики, но и любой из систем ресурсообеспечения существенное влияние на долгосрочное развитие страны – обездлюдение как малых населенных пунктов, так и традиционных центров перерабатывающей промышленности, являясь одним из «негласных» механизмов стимулирования переезда в многомиллионные, все в меньшей степени промышленные, становящиеся во все большей степени финансово-торговыми городские агломерации. И решение проблем любой из систем ресурсообеспечения только в ее отраслевых рамках и соответственно в пределах сферы компетенции любого отдельного ведомства является некорректной постановкой задачи.

Таким образом, снижение издержек ресурсоснабжения имеет значение, далеко выходящее за узкоотраслевые рамки развития энергетики. Задачей является не создание нескольких, требующих дотаций на основе искусственных финансовых механизмов ветровых или солнечных парков, а трансформация вектора развития электротехнических комплексов и систем потребителей, направленная на минимизацию издержек по приему зависящей от погодных условий переменной генерации возобновляемых источников к тому моменту времени, когда издержки генерации ВИЭ, хотя бы на части территории страны, не будут оказывать давления на стоимость энергоснабжения всех потребителей. Такая постановка вопроса особенно актуальна, так как в настоящее время в России отсутствуют внутренние механизмы развития электроэнергетики из-за рыночных несоответствий, заложенных на этапе реформирования, одним из проявлений которых остается многократный разрыв между удельными величинами капитализации существующих генерирующих компаний и стоимости строительства новых электростанций.

Дальнейший рост стоимости энергоснабжения как закономерное следствие действующей концепции развития энергетики. В итоге псевдорыночный механизм, стимулирующий инвестиции в электроэнергетическую отрасль и обеспечивающий выполнение инвесторами обязательств по вводу генерирующих мощностей – договора предоставления мощности (ДПМ), аналогичный стимулированию развития ВИЭ в европейских странах, – стал вынужденной мерой, обеспечивающей функционирование традиционной энергетики в России. Объединяет эти механизмы общее следствие – повышение цен на электроэнергию для всех потребителей, а в качестве их различия отметим следующее. Поддержка ВИЭ в мире предполагала запуск возобновляемых источников, которые по достижении сетевого паритета уже в ряде регионов перестали требовать внешних финансовых источников. Поэтому она является локализованным во времени воздействием, приведшем к смене вектора развития отрасли. В итоге поставленная задача достигнута: минув эффект «старта с низкой базы», ВИЭ стали самостоятельной, устойчиво развивающейся отраслью ми-

ровой экономики. Для электростанций традиционной энергетики в России указать подобную долгосрочную цель едва ли представляется возможным.

Еще одним отличием механизмов ДПМ от механизмов поддержки ВИЭ является их адресный объектный характер. Например, на его основе на все 85 субъектов РФ были реконструированы с переводом в режим когенерации лишь 5 котельных: Тенинская (Ярославль), Центральная (Астрахань), Северо-Западная (Курск), «Академэнерго» (Екатеринбург), пиковая резервная (Томск). Причем не только внедрение этого механизма, но и утверждение перечня объектов ДПМ потребовало задействования административного ресурса более высокого уровня, чем муниципальный, региональный, федеральный отраслевой орган исполнительной власти, т.е. – уровня Председателя Правительства Российской Федерации [10]. Это свидетельствует об отсутствии самоорганизации в отрасли как на муниципальном, региональном, так и на федеральном отраслевом уровне управления и о результативности в рамках действующей концепции развития энергетики-ручного управления, которое по определению может быть реализовано только выборочно, по отношению к единичным объектам. Иными словами, в результате завершения проекта реформирования электроэнергетики и процесса формирования множества субъектов электроэнергетики, деятельность которых согласно рыночной экономике направлена на максимизацию собственной прибыли, отрасль перешла к объектной экономике в полном соответствии с теорией экономического цикла [11].

Финансовая несбалансированность производственной деятельности не включенных в список ручного управления большинства генерирующих объектов впоследствии обусловила необходимость введения нового, дополнительного механизма ДПМ (ДПМ-штрих или ДПМ-2), направленного на поддержание традиционных электростанций в работоспособном состоянии и проведение модернизации. Так как механизм нового ДПМ также выборочный, для не включенных в новый список объектов генерации он, по сути, является дестабилизирующим фактором: чем более плачевно текущее техническое состояние электростанции, тем выше вероятность ее включения в новую выборку – перечень дополнительного финансирования на основе более нового ДПМ – не объявленного на текущий момент, но ожидаемого списка. В итоге не только развитие, но и поддержание производственной деятельности самой капиталоемкой отрасли экономики может быть обеспечено только путем экзогенного для каждого объекта (конкретной электростанции) финансирования, в конечном счете обеспечивающего удорожанием электроэнергии и снижением темпов социально-экономического развития.

Механизм ДПМ тиражируется и для развития ВИЭ. С 2013 г. проводятся конкурсные отборы инвестиционных проектов строительства электростанций, работающих на основе договоров предоставления мощности.

По итогам конкурсных отборов период производства электроэнергии по ДПМ ВИЭ составляет 15 лет с даты начала поставки. Но, как показывает международный опыт, за этот период стоимость генерации ВИЭ кратно снижается, а технические решения предыдущих проектов неоднократно устаревают. Предпосылки устранения данной тенденции отсутствуют. Поэтому ДПМ ВИЭ является источником новых внутрисистемных противоречий: в частности, потребители в 2030 г. будут обременены необходимостью погашать обязательства по вводу в эксплуатацию потерявших конкурентоспособность устаревших на несколько лет, а то и десятилетие возобновляемых источников. В итоге формирование негативного общественного мнения о возобновляемой энергетике окажет значимо большее ингибирующее влияние на дальнейший рост ВИЭ в России по сравнению со стимулированием их развития на основе ДПМ-ВИЭ.

Приведенные факты являются основанием для вывода о том, что механизмы ДПМ как следствие системных противоречий реформы электроэнергетики не решают проблемы, возникающие в энергоснабжении, а сглаживая противоречия в краткосрочном периоде, ведут к их переводу в хроническую фазу с запрограммированным обострением в ближайшем будущем.

Решение проблемы заключается в *возвращении к традиционному для отечественной энергетики системному подходу. Сегодня – это использование потенциала повышения эффективности энергоснабжения, а в перспективе – минимизация издержек интеграции ВИЭ в энергосистему*. Необходимо признать существование двух направлений развития энергетики: продолжение совершенствования технологий в области производства электроэнергии в соответствии с действующей концепцией развития энергетики и возвращение к подходу, характерному для отечественной энергетической школы – достижение общесистемной эффективности путем развития всех звеньев единого технологического процесса «производство-потребление энергетических ресурсов» в отличие от максимизации экономических показателей отдельных объектов. Ведь и в плане ГОЭЛРО, и на дальнейших этапах становления и развития отечественной энергетической научной школы определяющим было понимание энергетики как сложной совокупности трансформации видов энергии от получения энергетических ресурсов до приемников энергии включительно. Это определяло понятие энергетической науки, изучающей закономерности, явления, процессы, средства преобразования, распределения и использования всех видов энергии и энергетических ресурсов [12]. Поскольку в последние 15 лет после проведенной реформы энергетики основное внимание уделялось области генерации, то следует сконцентрировать усилия на совершенствовании технологических процессов в области потребления: о переходе от удовлетворения спроса на электроэнергию к его формированию путем изменения графика нагрузки за счет корректировки технологических процессов у потребителя и развитию у него собственной генерации с использованием его технологических возможностей обеспечения выработки электроэнергии.

Сегодня технологической основой интеграции потребителей и производителей электроэнергии являются интеллектуальные сети. За счет (но не в ущерб) потребителя в результате оптимизации технологических процессов можно достичь более значимых результатов выравнивания графика потребления, чем в бывших условиях плановой экономики. В будущем расширятся возможности формирования требуемого графика потребления в связи с развитием автоматизации, роботизации, дистанционных методов управления и интернета вещей [13]. Но чтобы на их основе обеспечить снижение издержек энергоснабжения, потребуются трансформация подхода к решению проблемы регулирования графика спроса и переход на новый качественный уровень управления производством и потреблением электроэнергии путем создания микросетей по оптимизации потребления, а впоследствии и производства энергетических ресурсов непосредственно у потребителя. В отличие от сложившейся в настоящее время практики первоочередного внедрения SMART технологий на высоковольтных линиях электропередач и отнесения решения проблем локальных распределительных сетей на второстепенный план, в первую очередь задача повышения эффективности энергоснабжения должна решаться на участках единой технологической цепочки «производство – потребление энергетических ресурсов» с наибольшими потерями – в приближенных к конечному потребителю распределительных сетях. Так и происходило во всех странах: SMART grid (интеллектуальные сети) первоначально получили развитие за счет развития SMART технологий в локальных распределительных сетях. Последующее интег-

рирование микросетей в интеллектуальные системообразующие сети является путем перехода российской энергетики к SMART grid.

В силу климатических условий Российской Федерации при формировании нового направления оптимизации энергоснабжения на уровне микросетей необходимо создать условия для скоординированного развития электро- и теплоснабжения, в первую очередь – использование сформировавшегося теплового потребления для когенерации – комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

В рамках действующей концепции энергетики электро- и теплоснабжение развиваются без необходимой координации, начиная с субъектности заказчика, определяющего их направление развития, выбор технических решений, техническое задание и все последующие работы. Законодательно утверждены независимое со-ставление и реализация Схем и программ развития электроэнергетики *регионов* и Схем теплоснабжения *городов*. Соответственно координация этих искусственно разделенных, но по сути неразрывно связанных процессов предполагает создание структуры, согласовывающей управлочные решения, бюджетирование и другие административные вопросы различных субъектов: региона и города. Т.е. требуется согласование *регионального* и *муниципального* уровней власти для модернизации любого теплоисточника в случае начала генерации им электроэнергии. И спорные вопросы могут быть решены чаще всего только привлечением более высокого уровня власти, о чем свидетельствует приведенный выше далеко не самый объемный для огромной территории России список преобразованных в ТЭЦ котельных.

В то же время система централизованного теплоснабжения на основе котельных, будучи сформирована на протяжении десятилетий в силу технологических трудностей дальней транспортировки тепла, в наибольшей степени соответствует территориальному распределению потребителей энергоресурсов. Большинство потребителей тепла является и потребителями электроэнергии. Размещение на котельных когенерационных установок приведет к минимизации затрат на передачу электроэнергии от источника до потребителя.

Горячее водоснабжение (ГВС) обеспечивает круглогодичное потребление тепла. В условиях городской застройки с централизованным теплоснабжением и ГВС круглогодичная нагрузка горячего водоснабжения составляет 12-15% расчетной тепловой нагрузки в самую холодную пятидневку года. В этом объеме является цеплесообразной надстройка муниципальных котельных электроГенерирующими когенерационными установками для круглогодичного полезного использования по-путного тепла. В итоге построение энергоснабжения на основе сформировавшегося теплового потребления является адаптированной к условиям Российской Федерации основой для будущего гармоничного развития энергосистемы. Маневренные генераторы будут расположены в непосредственной близости от потребителя, обеспечивая качественно новый уровень надежности электроснабжения, в том числе в случае аварий в энергосистеме.

Так как в России отсутствуют предпосылки для суммарного роста потребления тепла, необходимо рационально распоряжаться резервом повышения коэффициента использования тепла топлива – полезного использования теплового потребления при производстве электроэнергии. Объем экономии топлива в результате замены раздельной выработки электроэнергии в конденсационном режиме на тепловых электростанциях и тепла на котельных на когенерацию оценивается в 50 млн. т у.т. в год [14]. Приняв более сдержанное значение в 20 млн. т у.т. в год в качестве первоначального этапа, проведем оценку объема ввода ветровых или солнечных электростанций для эквивалентного снижения потребления топлива. Средний расход условного топлива на выработку электроэнергии на тепловых электростанциях –

330 т у.т./кВт·ч, а при полной утилизации попутного тепла – менее 165 т у.т./кВт·ч [15]. Снижения потребления условного топлива на 20 млн. т в год можно достичь замещением на ВИЭ производства электроэнергии в объеме 60 млрд. кВт·ч, что составляет порядка 6% всей выработки электроэнергии. При условии более чем оптимистичного, во всяком случае в части солнечной энергетики предположения, что эффективность использования установленной мощности ВИЭ в России достигнет среднемировых значений (для оценки примем значение 1200 час/год для СЭС и 2000 час/год для ВЭС), для этого потребуется ввод в эксплуатацию порядка 50 ГВт СЭС или более 30 ГВт ВЭС и привлечение не менее 3 трлн. руб.

Аналогичного результата можно достичь, используя нереализованный потенциал сокращения расхода топлива при переходе к комбинированной выработке тепла и электроэнергии. При КИУМ распределенной когенерации на уровне текущих значений энергосистемы России (4100 час/год) потребуется менее 30 ГВт надстроек электрогенерирующими установками существующих котельных, или менее 2 трлн. руб. При условии повышения КИУМ распределенной когенерации до уровня отечественной энергосистемы 1980-х годов (4900 час/год) приведенные значения корректируются в сторону уменьшения до 25 ГВт и 1,66 трлн. руб. Отметим, что повышение эффективности использования установленной мощности как минимум на 20% в настоящее время определяется в отличие от ВИЭ не технологическим возможностями генераторов, а формированием более равномерной кривой спроса.

Различие полученных оценок показывает, что в условиях не в полной степени реализованного резерва снижения потребления топлива за счет перехода от раздельной выработки тепла и электроэнергии к распределенной когенерации, путь догоняющего развития возобновляемой энергетики едва ли применим к отечественной энергетике.

Укажем дополнительные, не реализуемые в настоящее время синергические эффекты повышения общесистемной эффективности энергетики на основе развития распределенной когенерации.

Первый из них – снижение потребности в пиковой генерации электроэнергии при условии работы маневренных когенерационных установок по графику электрических нагрузок, а не теплового потребления. Организационно-техническим механизмом является установка баков-накопителей тепла на мини-ТЭЦ, стоимость которых более чем на порядок ниже по сравнению с системами аккумулирования электроэнергии. Новое функциональное свойство мини-ТЭЦ, т.е. регулирование графика работы энергосистемы, фактически в режиме пиковой работы генераторов, обеспечит базовую нагрузку традиционных тепловых станций. В итоге КИУМ электростанций традиционной энергетики будет повышен до значений, определяемых исходя из их необходимого времени на плановое эксплуатационное обслуживание, обеспечивая их работу в номинальном режиме при наименьших удельных расходах топлива на выработку электроэнергии. Утилизированное и не востребованное в период производства пиковой электроэнергии тепло будет аккумулироваться в баках-накопителях и расходоваться по графику тепловых нагрузок. Поэтому в отличие от западных SMART grid российские интеллектуальные сети должны включать оптимизацию выработки и потребления не только электроэнергии, но и тепла, что может быть реализовано при рассмотрении теплового потребления и систем аккумулирования тепловой и электрической энергии как равновесных составных частей структуры электротехнических комплексов потребителей.

Второй, не менее важный нереализуемый эффект роста эффективности энергетики – это создание распределенной генерации на основе синхронных генераторов с возможностью управления токами возбуждения. Вопрос компенсации реактив-

ной мощности на основе автоматического регулирования возбуждения синхронных двигателей используется в приложении к оптимизации электроснабжения промышленных потребителей. Но регулирование токов возбуждения синхронных генераторов в распределительных сетях населенных пунктов является актуальной задачей. Распределенная энергетика получит новое функциональное свойство – компенсацию реактивной мощности в распределительных сетях, что является путем снижения сетевых потерь в той части сетевой инфраструктуры (распределительные сети), на которую приходится до 80% потерь.

Поэтому при формировании распределенной когенерации целесообразен переход к новой схеме надстроек котельных: по одной электрогенерирующей установке на котельную с организацией параллельно работающих пространственно разделенных энергоблоков в пределах зоны действия понизительной подстанции, что позволит значительно снизить удельные капитальные затраты при реализации проектов по распределенной энергетике и обеспечит больший эффект компенсации реактивной мощности в распределительных сетях по сравнению с установкой нескольких генераторов в одной точке. В условиях развития интеллектуальных сетей и дистанционного контроля параметров работы каждого объекта распределенной генерации это не вызовет потребности в увеличении обслуживающего персонала.

Переход к построению экономических отношений в энергетике, обеспечивающих оплату распределенной когенерации с учетом покрытия ею пиковой нагрузки исходя из издержек пиковых генераторов, а не средней цены оптового рынка электроэнергии, а также получение компенсации за снижение потерь, качественно изменит показатели ее рентабельности. Достаточно логичным, отвечающим как рыночной парадигме, так и задаче роста общесистемной эффективности энергоснабжения, является введение мер поддержки развития когенерации, отнесенных к единице сэкономленного топлива в год. Иными словами, для снижения стоимости энергоснабжения следует создать равноконкурентные условия для развития распределенной генерации на основе использования сформировавшегося теплового потребления, ВИЭ, крупных электростанций как тепловых, так и атомных. При этом необходимо обеспечить монетизацию и отнесение изменения издержек энергоснабжения на стоимость электроэнергии адресно, для каждого источника. С одной стороны, следует учитывать увеличение издержек энергоснабжения в результате усложнения режимов работы энергосистемы, повышение спроса на пиковые источники, системы аккумулирования энергии для приема генерации ВИЭ. С другой – оплачивать вклад распределенной когенерации в рост общесистемной эффективности: повышение надежности за счет возможности энергоснабжения выделенной нагрузки при авариях в энергосистеме; обеспечение баланса реактивной мощности в распределительных сетях; выполнение функции пиковой генерации; обеспечение повышения КИУМ традиционной энергетики и, как следствие, снижение удельного расхода топлива при функционировании крупных энергоблоков, сокращение количества их переходных режимов, пусков/остановок и т.п., что в конечном счете ведет к продлению их ресурса и сокращению затрат на эксплуатационное обслуживание.

В такой постановке предложенная трансформация вектора развития энергетики для совершенствования технологических процессов потребителя в краткосрочной перспективе полностью соответствует задаче снижения стоимости энергоснабжения за счет повышения эффективности использования существующих генерирующих мощностей, а по мере снижения стоимости генерации ВИЭ, к их интеграции в технологическую цепочку «производство-потребление энергетических ресурсов» с минимальными издержками без удорожания стоимости электроэнергии [16]. Более того, она жизненно необходима. Без частичной реализации такой трансформации и

продолжения движения в рамках действующей концепции развития энергетики возникнет необходимость реализации альтернативных решений согласования графика спроса и генерации электроэнергии. И это произойдет намного раньше достижения доли ВИЭ в 6%, для которых выше приведены оценки. Помимо перевода энергоблоков, предназначенных к несению базовой нагрузки, в режим покрытия пикового спроса наиболее вероятным и соответствующим мировой практике сценарием будет строительство гидроаккумулирующих станций, которые обеспечат использование в периоды пикового спроса электроэнергии, выработанной в часы спада нагрузки. Причем КПД этого преобразования с учетом потерь в гидравлической части и потерь электроэнергии при передаче электроэнергии к ГАЭС и трансформации напряжения не превышает 74%. Строительство кратно более капиталоемких по сравнению с распределенной когенерацией (особенно в равнинных условиях Российской Федерации) гидроаккумулирующих электростанций приведет не только к дополнительному росту стоимости электроэнергии, но и в итоге к существенному нивелированию эффекта сокращения потребления топлива, который будет получен в результате работы ВИЭ.

Литература

1. *US PV System Price H2 2016*. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.greentechmedia.com/research/report/us-solar-pv-system-pricing-h2-2016>
2. International Renewable Energy Agency, 2016, IRENA 2016; *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. ISBN 978-92-95111-97-4.
3. Bloomberg New Energy Outlook 2017. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://bloom.bg/2tpkHZi>
4. Utilities Increasingly Adding Low Cost Wind Power to Rate Base, Leaving Inefficient Coal Plants at Risk. [Электронный ресурс] Режим доступа: https://www.moodys.com/research/Moodys-Utilities-increasingly-adding-low-cost-wind-power-to-rate--PR_363547
5. Чернавский С.Я. Реформы регулируемых отраслей российской энергетики. Дисс. д.э.н. М., ЦЭМИ РАН, 2013. 305 с.
6. Некрасов С.А., Цырук С.А. Трансформация требований к развитию энергоснабжения в результате развития возобновляемых источников энергии // Промышленная энергетика. 2018, № 4. С. 37-42.
7. Strom-Prognose: EEG-Umlage steigt 2017 auf über sieben Cent pro Kilowattstunde // [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.solarbranche.de/news/nachrichten/artikel-31723-strom-prognose-eeg-umlage-steigt-2017-auf-ueber-sieben-cent-pro-kilowattstunde> (дата обращения: 18.10.2018)
8. Грачёв И. Д., Некрасов С. А. О тройной институциональной ловушке экономического развития Российской Федерации со стороны электроэнергетики и вступлении России в ВТО // Микроэкономика. 2010. № 6. С. 179-194.
9. Грачёв И. Д., Некрасов С. А. Некоторые аспекты энергоснабжения малых населенных пунктов // Теплоэнергетика. 2010. № 4. С. 45-48.
10. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11 августа 2010 г. № 1334-р «О перечне генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности». [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/6640751/>
11. Клейнер Г.Б. Системная экономика – платформа развития современной экономической теории // Вестник Тюменского государственного университета. Социально-экономические и правовые исследования. 2015. Т. 1. № 2. С. 136-143.
12. Мелентьев Л.А. Очерки истории отечественной энергетики. М.: Наука, 1987. 278 с.
13. Некрасов С.А., Матюнина Ю.В., Цырук С.А. Оптимизация электроснабжения с целью выравнивания графика нагрузки и снижения энергозатрат // Промышленная энергетика. 2015. № 5. С. 2-8.
14. Концепция развития электроэнергетической и теплоснабжающей инфраструктуры в Российской Федерации на основе когенерации и распределенной энергетики. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.myshared.ru/slides/279094/>
15. Фаворский О.Н., Леонтьев А.И., Федоров В.А., Мильман О.О. Эффективные технологии производства электрической и тепловой энергии с использованием органического топлива // Теплоэнергетика. 2003. № 9. С. 19-21.
16. Getting Wind and Sun onto the Grid. A Manual for Policy Makers. OECD/IEA, 2017. 69 p. [Электронный ресурс] Режим доступа: https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting_Wind_and_Sun.pdf