

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Открытый семинар
«Экономические проблемы энергетического комплекса»
(семинар А.С. Некрасова)

Сто семьдесят восьмое заседание
от 25 апреля 2017 года

С.А. Некрасов

**О ПРИОРИТЕТАХ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Семинар проводится при поддержке
Российского Фонда Фундаментальных Исследований
(проект № 17-02-14102г)

Издательство ИНП РАН
Москва – 2019

Руководитель семинара
академик **В.В. ИВАНТЕР**

Председатель заседания – д.э.н. **Ю.В. СИНЯК**

СОДЕРЖАНИЕ

С.А. Некрасов

О ПРИОРИТЕТАХ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	4
Введение.....	4
1. Недостаточная надежность энергоснабжения как фактор, ограничивающий возможности роста производительности труда	7
2. Рост стоимости энергоснабжения и энергетическая безопасность	9
3. Пути выхода отечественной энергетики из институциональной ловушки.....	12
4. Примеры взаимоувязки отношений участников технологической цепочки энергоснабжения	22
4.1. Координация программы газификации и систем энергоснабжения	22
4.2. Системное решение проблем тепло- и электроснабжения	25
5. Приоритет повышения эффективности использования энергетических мощностей по отношению к увеличению мощности энергосистемы	30
6. Обоснование необходимой мощности энергосистемы	34
7. Основы гармонизации отношений участников процесса производства, распределения и потребления энергетических ресурсов.....	42
Выводы.....	45
Заключение	47
Список источников.....	49
ДИСКУССИЯ.....	54
ВОПРОСЫ	54
ВЫСТУПЛЕНИЯ	58
Кудрин Б.И.	58
Рыжов В.В.....	59
Бушуев В.В.	59
Смирнова Л.С.	60
Синяк Ю.В.	61

О ПРИОРИТЕТАХ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ²

Введение

Роль энергетики как основы российской экономики существенно возросла. Постоянно увеличиваются капиталовложения в энергетику: если в смете плана ГОЭЛРО на строительство генерирующих мощностей предусматривалось 7% от общей суммы капитальных затрат (на транспорт – 47%, обрабатывающую индустрию – 29% и добывающие отрасли – 17%) [1], то в 1980-х годах на развитие энергетики затрачивалось около 1/3 всех капиталовложений [2]. Со вступлением России в ВТО возрастают требования к экономической эффективности и глобальной конкурентоспособности энергетики. Так как основная налогооблагаемая база отечественной экономики – это энергоемкие отрасли (ТЭК со всеми видами топлива, электрифицированный и трубопроводный транспорт, черная и цветная металлургия, химия, стройиндустрия), то вступление в ВТО – это обострение конкуренции, и без снижения затрат на энергию успех невозможен [3]. Переход на более высокие параметры при выработке электроэнергии, ужесточение экологических требований, развитие безуглеродных технологий, реализация проектов новой генерации с системой улавливания и хранения углекислого газа и др. в дальнейшем будут определять относительный рост капиталоемкости энергетики и, как следствие, стоимости энергоснабжения. Энергосбережение в создавшейся ситуации является необходимым, но недостаточным условием экономического развития. Например, за последние семь лет на наиболее прогрессивных отечественных предприятиях достигнуто снижение потребления энергии на 30 и более процентов в физическом измерении, но в финансовом выражении величины платежей выросли в 3–4 раза (что в 1,5–2 раза выше уровня инфляции) [4]. Поэтому развитие энергетики в новых условиях может быть только комплексным. Требуется формирование качественно новой системы взаимоотношений производителей и потребителей энергетических ресурсов.

Основным результатом предлагаемой работы является разработка нового подхода, позволяющего перейти от фрагментарных решений к оптимизации неразрывной технологической цепочки «потребитель–производитель энергетических ресурсов», обеспечить рост энергетиче-

¹ Автор – Некрасов Сергей Александрович, к.э.н., к.т.н., старший научный сотрудник ЦЭМИ РАН.

² Работа подготовлена по результатам исследования, поддержанного Российским фондом фундаментальных исследований (проект № 17-06-00304).

ской безопасности, качество и надежность энергоснабжения, устранение барьеров для повышения эффективности экономики и неоиндустриализации со стороны энергетики. Работа состоит из 7 частей, в которых вниманию читателя предлагаются следующие проблемы, требующие решения.

1. Возможности роста производительности труда, повышения эффективности производства и ускорения научно-технического прогресса за счет электрификации не использованы в полной мере в связи с неопределенностью запросов потребителей к качеству и надежности энергоснабжения при разнонаправленных требованиях плановой и рыночной экономики.

2. Существующая модель развития экономики с непрерывно растущей стоимостью энергообеспечения, делая бесперспективными усилия потребителя уменьшить оплату за энергоснабжение, мотивирует развитие собственной автономной генерации, что приводит к возрастанию технических и экономических рисков, закономерной потере преимуществ единой энергетической системы (ЕЭС). Энергетическая безопасность как способность страны или региона обеспечить энергоресурсами экономический рост, снижение уровня бедности и улучшение качества жизни по доступным ценам не может быть обеспечена без корректировки сегодняшнего сценария развития энергетики.

3. Размытие системного подхода к построению систем жизнеобеспечения, реализация фрагментарных решений в тепло-, водо-, газо- и электроснабжении стали одной из причин роста энергоемкости российской экономики. Большинство единичных мероприятий, даже объединенных в целевые, городские, региональные программы энергосбережения, позволяя достичь локальных улучшений показателей ресурсоснабжения, как правило, не обеспечивают эффекта, получаемого при системном подходе к построению систем жизнеобеспечения. В результате фрагментарного развития отечественная энергетика оказалась в институциональной ловушке, из которой можно выйти не столько на основе модернизации генерирующих мощностей, сколько в результате комплексного обеспечения энергоснабжения, формирования нового средового подхода, обеспечивающего учет интересов потребителей и производителей энергии, адаптируя лучшие мировые практики и разрабатывая решения, пригодные к отечественным условиям.

4. Синергический эффект комплексного подхода к построению систем жизнеобеспечения обеспечит значимо более высокие результаты в повышении энергоэффективности экономики по сравнению с решением фрагментарных задач оптимизации отдельных систем жизнеобеспечения. Взаимосвязка интересов участников технологической цепочки

«производство–потребление энергетических ресурсов», оптимизация работы потребителей, развитие распределенной генерации позволит обеспечить повышение надежности и качества энергоснабжения, снижение сетевых потерь, что создаст условия для проведения неоиндустриализации и завершения электрификации территории Российской Федерации.

5. Эффективность использования энергетических мощностей определяется возможностью обеспечения равномерного потребления электроэнергии, а не составом энергетических мощностей. Рационализация электропотребления, системный подход к построению энергоснабжения, сбалансированность потребления и выработки электроэнергии являлись и являются существенно более значимыми для стратегической энергетической безопасности и устойчивого развития российской экономики в сравнении с совокупностью достижений в области повышения параметров генерации и передачи электроэнергии.

6. После завершения этапа индустриализации во всех развитых странах удельное (подушное) потребление электроэнергии выходит на насыщение. Поэтому в России отсутствуют предпосылки роста выработки электроэнергии более 1300–1400 млрд. кВтч в год. А при организации рационального использования энергетических мощностей в рыночных условиях, роста эффективности их загрузки можно обеспечить устойчивое и надежное энергоснабжение при установленной мощности энергосистемы не более 250 ГВт.

7. Повышение качества и надежности энергоснабжения территории России будет обеспечено не столько за счет усложнения оборудования генерирующих компаний и системообразующих сетей, сколько в результате построения интеллектуальных сетей, создающих условия для рационализации энергопотребления; взаимоувязки интересов всех участников технологической цепочки «производство–потребление энергетических ресурсов»; комплексного учета потребления различных типов ресурсов. Преимущественное развитие регулируемых объектов распределенной генерации с возможностью утилизации попутной тепловой энергии позволит реализовать недоступный ранее потенциал повышения энергетической, экономической и экологической эффективности тепло- и электроснабжения.

Выражаю глубокую признательность доктору технических наук, профессору Кудрину Борису Ивановичу и доктору экономических наук Грачёву Ивану Дмитриевичу за неоценимую помощь. Я благодарен коллективу бывшей лаборатории прогнозно-аналитических исследований ОИВТ РАН, особенно Шевченко Игорю Сергеевичу и доктору технических наук Зейгарнику Юрию Альбертовичу, за многочисленные полезные обсуждения ряда материалов.

1. Недостаточная надежность энергоснабжения как фактор, ограничивающий возможности роста производительности труда

Энергетика СССР занимала ведущие позиции в мире. Командно-административные методы позволили достичь высокой эффективности в централизованном энергоснабжении в условиях, когда организация производственных процессов потребителя регламентировались плановыми показателями. Целенаправленная политика электрификации охватила пригодные для земледелия и густонаселенные районы, где проживало более 90% населения. Если в 1950 г. только 15% колхозов и 76% совхозов использовали электроэнергию, то уже в середине 1970-х годов доля таких хозяйств возросла до 99,9% [5].

В 1990-х годах в Российской Федерации началось формирование рыночных отношений, вызвавшее структурную трансформацию экономики. Стали создаваться новые точки роста, значительно расширилась сфера услуг. При этом ранее существовавшие предприятия, а в ряде случаев и целые отрасли, снизили объем производства в десятки раз, фактически прекратив свое существование. Производство на значительном количестве градообразующих предприятий сократилось, появилась задача сохранения большинства моногородов. Проблема стала касаться тысяч малых городов, военных городков, поселков городского типа, сельских поселений. В рыночных условиях стала обостряться задача организации рационального использования производственных мощностей объектов жизнеобеспечения, спроектированных для работы с заранее заданными показателями, которые в новых условиях стали работать с пониженной нагрузкой. В итоге существующая инфраструктура перестала соответствовать требованиям, необходимым для обеспечения эффективного энергоснабжения по сути новых потребителей. В условиях спада потребления, как в силу снижения объемов, так и за счет сокращения удельных расходов энергоресурсов, система тарифообразования привела к более высоким тарифам на услуги жизнеобеспечения в российской глубинке по сравнению с крупными городами [6]. Административное сдерживание роста тарифов в первую очередь вызвало сокращение амортизационной составляющей, ремонтных работ, позволявших проводить мероприятия по повышению энергоэффективности. Проблема отсутствия средств, став более острой в депрессивных населенных пунктах в сравнении с развивающимися крупными городами, привела к снижению надежности и дополнительному росту изначально высоких удельных расходов на отпуск энергоресурсов в малых населенных пунктах в большей степени, чем в мегаполисах. В результате условия для развития малого бизнеса, новых направлений деятельности в российской глубинке становятся все менее и менее привлекательными по сравнению с крупными городами. Это является одной из причин миграции населения на протяжении 25 лет из малых населенных пунктов в не

столько в промышленные, сколько в финансовые и торгово-логистические центры, что при недостатке средств для содержания и модернизации систем жизнеобеспечения вызывает дополнительное увеличение социальных, технических и экономических рисков, более быстрый рост удельных издержек в глубинке [69].

Указанные процессы приводят к постоянному перераспределению нагрузок. Изменение распределения потребления энергии привело к переходу электрических сетей на режимы работы, отличные от изначальных проектных, что в совокупности с возрастающей степенью их износа послужило причиной роста длительности вынужденных отключений потребителей, снижения качества и надежности энергоснабжения. Электроснабжение все в большей степени перестает соответствовать ГОСТу 13109–97. Перерывы в электроснабжении удаленных населенных пунктов достигают 70 часов в год на один фидер [7] (для сравнения за последние 15 лет длительность отключений в США составила 92 минуты в год для западных районов и 214 минут для северо-восточных, аналогичный показатель в Японии – 4 минуты [8]). В максимум нагрузки в осенне-зимний период на вводах в жилые помещения в отдельных регионах напряжение снижается до 160–170 В, что не позволяет обеспечить нормальную работу электроприемников и зачастую приводит к выходу их из строя [7]. В связи с этим многие индивидуальные потребители вынуждены устанавливать стабилизаторы напряжения, что является несистемным решением, ухудшающим режим работы сети, способствующим еще большему росту сетевых потерь. В этих условиях обеспечить промышленное и сельскохозяйственное производство качественным электроснабжением оказывается практически невозможным. По мере насыщения производства и быта электронными приборами у потребителя возрастают требования к обеспечению качества электроэнергии. Принципиально повышаются требования к качеству и надежности энергоснабжения для современных технологических процессов в условиях неоиндустриализации [67]. Это связано с высоким уровнем компьютеризации, являющейся источником повышения производительности экономики XXI века, необходимостью последовательного замещения станочного парка на новые модели, неотъемлемой частью которых является электронное управление. Для надежной работы современного оборудования предъявляются высокие требования к качеству электроэнергии, стабильное соблюдение которых весьма проблематично в российской глубинке. Для ускорения научно-технического прогресса, организации промышленного производства на основе современного оборудования, а также автоматизации и компьютеризации производственного процесса растут требования к качеству энергоснабжения. Причем для обеспечения неоиндустриализации требование компьютеризации экономики является повсеместным, универсальным и постоян-

но возрастающим [10]. А в условиях, когда в течение 2014 г. работа высокотехнологичного оборудования, например, КАМАЗа из-за перебоев с подачей электричества нарушалась 65 раз [71] – фактически невыполнимым.

Электрификация – это широкое внедрение в производство и быт электрической энергии для повышения производительности труда и эффективности производства [9]. Во втором десятилетии XXI века электрификация как механизм повышения производительности труда, позволяющий использовать современные электронные приборы, станки, средства автоматизации и т.д. в совокупности с обеспечением надежного и качественного энергоснабжения для его реализации, состоялась на участках, совпадающих с крупными городами, некоторыми воинскими объектами, покрывающими незначительную часть даже в относительно густонаселенных регионах России. В случае усиления определения электрификации требованием возможности заявительного подключения новых электроприемников, повышающих производительность труда (а именно так понималась электрификация всей страны более 90 лет назад в плане ГОЭЛРО [1]), этой дефиниции будут удовлетворять островные участки, например, промышленные предприятия, снизившие объемы производства и, как следствие, имеющие возможность подключения нового оборудования в счет старых лимитов мощности. Очевидно, что только на этой территории отсутствуют барьеры со стороны энергоснабжения для повышения эффективности производства, дальнейшего социально-экономического развития, и может рассматриваться вопрос о возможности беспрепятственной со стороны энергетики неоиндустриализации и дальнейшего научно-технического прогресса, и, соответственно, можно говорить о решении задачи электрификации.

2. Рост стоимости энергоснабжения и энергетическая безопасность

Решение проблемы повышения надежности и качества энергоснабжения за счет строительства новых электростанций и роста сетевой инфраструктуры привело к росту стоимости электроэнергии в Российской Федерации. Так, если в опубликованном в 2009 г. докладе McKinsey «Эффективная Россия: Производительность как фундамент роста» [11] указывалось, что стоимость электроэнергии в России была ниже, чем в США – на 15%; в Германии – на 77%; в Великобритании – почти в 2,5 раза, то в настоящее время она превышает 6–7 руб./кВтч для ряда промышленных потребителей европейской части страны, что даже без учета поправок паритета покупательной способности больше, чем в большинстве развитых стран. В структуре цены электроэнергии для конечных потребителей, например, в США, более 60% составляет генерация. Однако для большинства российских регионов доля,

приходящаяся на передачу, сбытовую надбавку гарантирующего поставщика и маржинальный доход, превышает 60%, при этом на генерацию с учетом стоимости топлива – 40% [12].

Доля России в производстве электроэнергии в мире составляет 6%, а в мировом ВВП – 1,6% [13]. Поэтому развитие отечественного производителя сдерживает не только стоимость электроэнергии, но икратно большее ее потребление на единицу продукции. Темп роста стоимости электроэнергии длительное время и в прогнозе на ближайшие 10 лет превышает аналогичный показатель в США в период кризиса 1970-х годов, наступившего после краха Бреттон-Вудской системы. Однако если в США в 1980-х годах произошло снижение стоимости электроэнергии в приведенных ценах (с учетом инфляции) до 7–10 центов/кВтч, и в итоге на протяжении полувека (как и в перспективе на 20 лет) этот показатель находился и скорее всего будет находиться на постоянном уровне, то в России рост цен на электроэнергию опережал уровень инфляции [12].

В результате отечественные товары все в большей степени теряют конкурентоспособность: затраты на энергоносители в структуре себестоимости продукции в России в среднем превышают аналогичные показатели в Китае в 1,7 раза, в 7 раз – в США, в 12 раз – в странах ЕС [14]. А это значит, что *энергетическая безопасность как способность страны или региона обеспечить энергоресурсами экономический рост, снижение уровня бедности и улучшение качества жизни по доступным ценам* [15] не могут быть обеспечены без корректировки сегодняшнего сценария развития энергетики.

Выделяются два взаимосвязанных компонента энергетической безопасности: тактический, подробно исследованный отечественной энергетической школой, например, [16-18] и стратегический [19]. Если в тактическом компоненте определяющим является надежность (включая живучесть) энергоснабжения, то в стратегическом – защищенность страны от высокой стоимости энергоснабжения, который может приводить к сдерживанию экономического роста или даже невозможности поддержания нормального функционирования общества и экономики при минимальном или нулевом экономическом росте. Для развития отечественной энергетики, с одной стороны, необходимо повышение качества и надежности энергоснабжения, что требует дополнительных инвестиционных затрат. С другой – стоимость электроэнергии для конечного потребителя уже является лимитирующим фактором социально-экономического развития [12] и в ряде случаев определяет переход потребителей на другие, более дешевые (но менее эффективные) по сравнению с электроэнергией источники механической энергии.

Рост энергоэффективности на 40% к 2020 г., сокращение электроемкости ВВП в 1,6 раза к 2030 г. [58] и т.п. существенно не изменит соот-

ношение энергоемкости России и других стран, так как в развитых странах приняты аналогичные индикативные параметры развития экономики, например: задача повышения энергоэффективности жилого сектора Канады в 2005–2030 гг. на 31%, коммерческого – на 33%, промышленного – на 36% [20]; снижения электроемкости в США в 2000–2025 гг. с 0,41 до 0,2 кВтч/долл. ВВП [21]; сокращения потребления тепла в жилом секторе Германии на 80% в 2008–2050 гг. [22] и т.д. Даже в случае достижения Россией показателей энергоемкости экономики северных стран доля энергетических затрат в структуре себестоимости отечественной продукции будет выше в связи скратно более дорогой электроэнергией для промышленных предприятий в сравнении с Великобританией, Ирландией, странами Северной Америки, Скандинавии.

Реакцией отечественного потребителя на рост стоимости энергообеспечения стала стихийная установка собственной генерации: так, в 2004–2007 гг. суммарная мощность реализованного оборудования для малых ТЭС превышала мощность новых энергоблоков в 1,4 раза [23]. Более того, существующая стоимость выполнения технических условий на подключение к сети делает экономически нецелесообразной работу новой генерации параллельно с сетью. В итоге предприятия сооружают независимую генерацию, как правило, без выхода в энергосистему. Фактически это является своеобразным переходом к натуральному хозяйству в электроэнергетике. В случае массового появления генераторов, не объединенных в систему, формируется риск развала единой энергосистемы за счет автономизации энергообеспечения, так как потребители решают вопрос организации собственного энергообеспечения своими силами. Развитие стихийной генерации ведет к снижению эффективности функционирования энергосистемы, разбалансированию работы региональных сетевых компаний, сокращению загрузки трансформаторов до 15–20% от номинальных величин, что вызывает относительный рост потерь их холостого хода [7]. Таким образом, результатом устранения государства от решения стратегических вопросов энергетической безопасности является возрастание технических рисков и снижение технико-технологической надежности энергообеспечения.

Надежда на силу «невидимой руки рынка», которая должна была создать финансовые стимулы снижения потребления энергоресурсов и перехода на эффективное хозяйствование, привела к росту стоимости не только электроэнергии, но и процессов жизнеобеспечения (теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения). Несмотря на значительные финансовые средства, оплачиваемые потребителями во всех секторах экономики, износ инфраструктуры систем жизнеобеспечения, согласно материалам контроля департамента аппарата полномочного представителя Президента Российской Федерации в ЦФО, в 2011 году в ряде случаев превышал 74% [24].

Таким образом, сегодняшние механизмы, реализованные на основе рыночного саморегулирования при сложившемся административном приоритете поставщика, смогли не в полной мере обеспечить устойчивое развитие большинства ресурсоснабжающих предприятий. Единая система энергоснабжения, сформировавшаяся на протяжении десятилетий на принципе опережающего развития ТЭК при заниженной стоимости топлива, способствовала смещению на второй план вопросов оптимизации производственных процессов и энергопотребления у конечного потребителя. Переход от вертикально интегрированной энергосистемы к послереформенным отношениям субъектов энергетики и потребителей усугубил проблемы обеспечения качества энергоснабжения и привел к обострению противоречий, а в ряде случаев несовместимости целей потребителей, сбытовых организаций, сетей, генерирующих компаний.

Это дает основание для следующего вывода: *в России сформирована затратная энергетика с высоким уровнем технических и экономических рисков, способствующая замедлению экономического развития, в которой любые мероприятия, включая реализацию программ по энергосбережению, стихийное развитие автономного энергоснабжения не способны обеспечить доступное качественное энергоснабжение.*

3. Пути выхода отечественной энергетики из институциональной ловушки

Ключевой причиной вышеописанной ситуации является *постепенное размывание принципов комплексного обеспечения производства – основы системного подхода к формированию отечественной энергетики.* Одним из следствий является рассмотрение энергетического комплекса каждого региона с точек зрения различных ведомственных институтов, сектор «большой энергетики» (электроснабжение и частично теплоснабжение от ТЭЦ) развивается практически без связи с системами жизнеобеспечения (электро-, тепло-, водо-, газоснабжения) муниципальных образований, отсутствуют механизмы для оптимизации использования ресурсов потребителем, особенно неквалифицированным потребителем – населением. Таким образом, главная черта постпереходной российской экономики – ее фрагментарность, т.е. распад на отдельные слабо связанные фрагменты [25] – в полной мере относится к системам жизнеобеспечения – и энергетике, и ЖКХ. Они перестали быть «единым народнохозяйственным комплексом» как с точки зрения единого управления, планирования развития, так и системного функционирования, и приобрели явные черты несистемности, фрагментарности. Не предусмотрена и по факту отсутствует координация взаимодействия не только между отдельными системами жизнеобеспечения,

но и в рамках одной подотрасли. Например, в электросетях возникают ситуации, когда подстанции и ЛЭП Единой национальной сети построены, а строительство соответствующих распределительных сетей задерживается, введенные сетевые объекты долгие годы не используются на полную мощность. Местными органами власти утверждались инвестиционные программы и строились подстанции, нагрузка которых значительно ниже номинальных значений [26]. При обследовании сетей 110 кВ ОАО «МРСК Сибири» была выявлено, что нагрузку менее 10% номинальной имеют 24% линий, менее 20% – 55%; нагрузку менее 30% – 77% линий. Средняя нагрузка трансформаторов – 45% номинала [27]. Аналогичная ситуация наблюдается и при обосновании мощностей реконструируемых или новых котельных.

Для фрагментарной экономики характерны низкий уровень взаимного доверия агентов, а также вытекающая отсюда несклонность к долгосрочным инвестициям. В такой экономике низка эффективность использования всех видов ресурсов, поскольку фрагментарность препятствует их перетоку в точку наивысшего спроса; непригодна концепция «точек роста», или «полосов роста» как локомотив экономической динамики. Это обстоятельство снижает ценность локальных проектов и затрудняет переход к так называемой проектной экономике [25].

В отечественной энергетике системный подход был основой построения энергообеспечения, например, теоретические и практические основы управления нагрузками потребителей были заложены еще в 30-е годы прошлого столетия [28]. Последующее развитие данного направления в условиях плановой экономики обеспечило использование заявленной мощности ряда промышленных потребителей более единицы (Таблица 1, составлена по данным [29]).

Для энергосистемы определяющим выступала не суммарная установленная мощность совокупности электроприемников потребителя, а заявленная мощность – фактическое потребление в период прохождения максимума нагрузки. Например, на трубном заводе «Лентрубсталь» в 1985 г. суммарная мощность электроприемников составляла 33 МВт. Однако за счет мероприятий по координации интересов энергосистемы и технологических процессов потребителя во время максимума нагрузки потребление электроэнергии не превышало 3,3 МВт. В результате увеличения потребления во время дневного и ночного провалов нагрузки более 3,3 МВт обеспечивалось время использования заявленной мощности (Т в Таблице 1) более 8760 часов в году.

В Министерстве черной металлургии СССР был разработан механизм, позволяющий при неизменной (или даже увеличивающейся) установленной мощности электроприемников целенаправленно снижать электропотребление в период прохождения максимума нагрузки (при этом суммарная мощность совокупности электроприемников могла уве-

личиваться). В итоге время использования заявленной мощности могло превышать 8760 час/год. Первым этапом являлась корректировка технологических процессов, согласованное изменение графика рабочего времени, перенос времени обеденных перерывов и т.д. Вторым – реализация проектных решений, обеспечивающих разгрузку существующего электроемкого оборудования на один-два часа в сутки. Третьим – разработка и установка нового оборудования, позволяющего увеличивать период снижения электропотребления с минимизацией издержек для основного технологического процесса. Если первый этап реализовывался достаточно быстро, то второй и, особенно, третий требовали длительного периода. Поэтому рост времени использования заявленной мощности предприятиями черной металлургии в 1976–1985 годах имеет не скачкообразный, а плавный на протяжении нескольких лет характер.

Таблица 1

Показатели некоторых предприятий черной металлургии в 1985 г.

Предприятие	Заявленная мощность, МВт	Установленная мощность, МВт	T, час
Кузнецкий ферр., ОАО «Кузнецкие ферросплавы»	270	325,3	8213
Серовский ферр., ОАО «Серовский завод ферросплавов»	166	197,6	9024
Новомоск. огн., ОАО «Новомосковскогнеупор»	1,9	14,6	10887
Красноармейский*, Певекский горно-обогатительный комбинат	2,6	11,8	8400
Лентрубосталь**, Трубный завод «Лентрубосталь»	3,3	33	11419
Челябинск. ЭМК, ОАО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	455	650	8110

* по состоянию на 1983 г., ** – 1984 г.

Таким образом, в результате снижения потребления в период прохождения максимума нагрузки некоторые предприятия металлургии принимали на себя функции регуляторов электропотребления и обеспечивали время использования заявленной мощности до 12400 час/год, что указывает на возможности совершенствования организации конечного потребления для повышения эффективности функционирования энергосистемы.

Необходимо отметить, что приведенный результат, полученный за счет продуманного руководства энергетическим хозяйством предприятия

тий черной металлургии и в дальнейшем развиваемый кафедрой электроснабжения промышленных предприятий Московского энергетического института, скорее является одним из исключений из правила роста энергоёмкости советской экономики.

На всех этапах становления и развития отечественной энергетической научной школы определяющим было понимание энергетики как сложной совокупности трансформации всех видов энергии от получения энергетических ресурсов до приемников энергии включительно [30]. Это определяло понятие энергетической науки как изучающей закономерности, явления, процессы, средства преобразования, распределения и использования всех видов энергии и энергетических ресурсов. Однако впоследствии вопросы эффективности энергопотребления перешли на второй план. В частности, экономически оправданная в 60-е годы установка «энергии у нас много, а жильё нам надо строить быстро и дёшево» определила вектор развития коммунальной энергетики, откуда следовала приоритетность увеличения объемов жилищного строительства, развития промышленности, сельского хозяйства. А достижения в разведке и освоении источников углеводородов, доступность источников энергии и, как результат, низкая стоимость энергоснабжения оттеснили на второй план вопросы эффективности использования энергии конечными потребителями. Так, загрузка энергетических мощностей в бывшем СССР была стабильно выше, чем в США, а приведенное число часов работы электродвигателей значительно ниже, что является одним из подтверждений того, что лимитирующим фактором роста производительности труда была недостаточная эффективность использования электроэнергии конечным потребителем.

На протяжении десятилетий нарастало отставание советской энергетики в области конечного потребления по сравнению с высокотехнологичным развитием генерации. То есть плановые задания по росту мощности энергосистемы и объему выработки электроэнергии выполнялись, а вопрос эффективности использования установленных электроприемников находился за пределами компетенции энергетики. В результате экономический рост страны стало ограничивать отставание в эффективности конечного энергопотребления, а не недостаточная степень развития энергетики, которая происходила без учета интересов потребителя.

В результате потребитель «выпал» из единого организма, включающего в себя производство, распределение и потребление энергетических ресурсов [2] и, согласно Федеральному закону № 35 «Об электроэнергетике», он не входит в перечень субъектов энергетики, при этом проблемы потребления, в том числе коммунального энергоснабжения, стали внешними для энергетики. До сих пор является официально непризнанной сформировавшаяся более полувека назад наука о закономерностях конечного потребления электроэнергии – электрика. Фактически энер-

гетика перестала включать в себя сферу потребления, и электрификация как механизм повышения производительности труда на основе использования электроэнергии потребителем перестала входить в определение энергетики как структуры (системы), включающей и энергопроизводство, и энергопотребление. Нескоординированность развития энергетики и электрификации в значительной степени вызвало утрату системных свойств и связей производства и конечного потребления энергии, независимое рассмотрение проблем субъектов электроэнергетики и потребителей, что в итоге определило снижение эффективности конечного энергопотребления, обусловило доминирование развития генерации электроэнергии над оптимизацией ее потребления и стало одной из причин непропорционально энергоемкой структуры экономики России.

Исчезновение из понятия «энергетика» потребителя как ее субъекта вызвало гипертрофию роста количественных (валовых) показателей (кВтч, Гкал, МВт установленной мощности и т.д.), преимущественное решение проблем энергообеспечения путем увеличения поставок электроэнергии, без анализа и реализации альтернативных возможностей удовлетворения спроса потребителя. Совершенствование и оптимизация энергопотребления оказались вне сферы интересов российской энергетики. В результате перехода к рыночной экономике с ее постулатом «потребитель всегда прав», когда произошла смена планово-сбалансированных объемов энергопотребления на слабо прогнозируемые, сопровождающиеся стихийным ростом независимой генерации, российская энергетика попала в институциональную ловушку – неэффективный, но устойчивый институт, препятствующий нормальному течению социально-экономического процесса, выход из которого может быть достигнут только ценой высоких издержек общества [70].

Действительно, максимальное снижение издержек работы отечественных электростанций, рост их КПД до технически достижимого уровня вызовет не более чем двукратное снижение стоимости генерации. Так как в структуре цены электроэнергии для конечного потребителя доля генерации в большинстве регионов не превышает 40%, реализация всех самых совершенных технических инноваций в генерирующих компаниях, произведенная на привлеченные невозвратные средства и не вызывающая дополнительного роста стоимости электроэнергии, приведет к уменьшению цены на электроэнергию у конечного потребителя не более чем на половину этой величины, т.е. на 20%. Данная величина будет нивелирована на фоне постоянного роста тарифов энергоснабжения за 2-3 года. В итоге *при имеющемся механизме ценообразования в энергетике суммарный народнохозяйственный эффект от совокупности технических решений, таких как* [58] *замена*

паросиловых установок на парогазовые; переход угольных блоков на суперсверхкритические параметры; создание энергетических установок с комбинированным парогазовым циклом и газификацией угля; строительство более экономичных АЭС и т.д.; повышение качества управления генерирующими установками; оптимизация режимов работы генерации; вывода из эксплуатации неэффективных энергоблоков; снижение издержек на ремонт мощностей и др., конечный потребитель практически не ощущит.

Таким образом, крайне финансово затратное развитие энергетики на основе традиционных решений – роста мощности энергосистемы в результате строительства крупных энергоблоков с последующим увеличением пропускной способности магистральных сетей – в конечном итоге не будет способствовать повышению стратегической энергетической безопасности. Размытие принципов комплексного обеспечения производства при построении систем жизнеобеспечения населенных пунктов, реализация фрагментарных решений в тепло-, водо-, газо-, электро-снабжении стали одной из причин роста энергоемкости российской экономики. Поэтому требуется формирование нового системного подхода, в рамках которого возможна гармонизация интересов участников неразрывной технологической цепочки «производство–потребление энергетических ресурсов». Решением является трансформация энергетики от объектной системы, когда каждый участник максимизирует свою прибыль [25], к формированию новой среды, стимулирующей переход на новые организационные и технические решения, в которой будут гармонизированы интересы как потребителей, так и производителей энергии.

Именно такой путь является основой построения систем жизнеобеспечения развитых стран. Например, в стратегии энергоснабжения Лондона [31] проведено различие между двумя подходами к развитию систем жизнеобеспечения:

- развитием энергетики путем увеличения производства и потребления энергоносителей;
- ресурсосберегающим: системой принятия решений, в основу которой заложен факт, что люди нуждаются не в поставке определенного количества самой по себе энергии, а в обеспечении с ее помощью определенных бытовых потребностей (достаточном уровне освещения, поддержании комфортного теплового режима помещений, обеспечении горячей водой, работы электробытовых приборов и т.д.). Последняя задача может быть эффективно решена разными путями и не только на основе потребления энергии.

В противоположность первому подходу, ориентированному на рост объемов потребления, во втором случае формируется расширенное

понимание системы жизнеобеспечения, в котором энергопотребление должно не увеличиваться, а по возможности снижаться при сохранении качественного обеспечения потребностей потребителя. Например, задачей в жилищном строительстве становится не поставка фиксированного количества энергии для обеспечения температурного режима в помещении, а поддержание этого режима на основе строительных, организационных и иных решений. При этом преимущества получают варианты с минимальным (в пределе с нулевым) энергопотреблением. В итоге приоритеты смещаются в сторону технологий поддержания микроклимата здания, базируются на увеличении теплового сопротивления наружных ограждений, креативном подходе к созданию внешнего микроклимата на основе высадки зеленых насаждений как на поверхности земли, так на стенах и крышах зданий, прочих подходах концепции пассивного дома и ей аналогичных.

Закономерным результатом развития ресурсосберегающего подхода стало формирование среды с задачей удовлетворения потребностей населения при минимальных затратах и уменьшении нагрузки на окружающую природу. Изменившаяся система ценностей привела к формированию взаимоотношений, в которых законодательно закреплена обязанность сетевых компаний покупать любой объем энергии, произведенный источниками с минимальным отрицательным экологическим влиянием. Поэтому на протяжении последнего десятилетия преимущественное развитие стали получать возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Как результат по темпам развития они опережают традиционную энергетику, их доля в новых вводах электроэнергетики в 2000 г. достигла 60% в Европе и постоянно увеличивается во всем мире [32].

Государственные программы поддержки генерации ВИЭ создали требующие решения в реальном режиме времени проблемы, касающиеся в первую очередь распределительных электросетей:

- необходимость приема электроэнергии от постоянно меняющегося числа источников электроэнергии;
- новая генерация практически не подвержена регулированию, что обуславливает формулирование новых задач и усложнение тех, которые ранее решались системным оператором;
- в силу человеческого фактора исчезает возможность в постоянно изменяющейся распределенной сети генераторов и потребителей определять режимы работы регулирующих мощностей, перестают быть прозрачными алгоритмы принятия решений и распределения нагрузок между производителями электроэнергии;
- наличие гарантированной цены покупки электроэнергии от ВИЭ и переход базовых электростанций в режим регулирования нагрузки энергосистемы с учетом слабой предсказуемости ВИЭ ведут к уве-

личению удельных расходов первичного топлива при работе пиковых источников традиционной энергетики и делают непрозрачным механизм ценообразования на электроэнергию [33]. Так как более 2/3 выработки электроэнергии на основе ВИЭ приходится на ветроэлектростанции (ВЭС) [32], наращивание мощностей ВИЭ стало лимитироваться технологическими возможностями обеспечения стабильной работы энергосистемы, и более востребованными стали такие направления как аккумулирование энергии и создание сети с задачей диспетчеризации не только работы источников, но и регулирования текущей величины потребления электроэнергии.

Меньшие издержки компенсации непостоянства генерации ВИЭ в результате изменения величины потребления электроэнергии по сравнению с регулированием пиковыми мощностями создали условия для нового направления развития и управления потреблением электроэнергии. Создание механизма плавающей стоимости электроэнергии совместно с установкой систем учета, позволяющего включать часть нагрузки при снижении цены электроэнергии, сделало возможным, автоматически регулируя цену электроэнергии в реальном режиме времени, влиять не только на режимы выработки электричества, но и на формирование графика потребления. В этих условиях настала необходимость создания сетей распределения электроэнергии и информации, определяющих поведение потребителей и производителей энергии, функцию которых стала выполнять технология SMART (Self Monitoring Analysis and Reporting Technology). Характерной особенностью smart сетей стало согласование генерации и потребления на уровне региональных распределительных сетей.

Можно выделить два направления развития энергетики в мире: традиционное (в рамках которого она создавалась, начиная с первых источников электроэнергии, и для которого характерно повышение эффективности при увеличении единичной мощности) и распределенной генерации. Параметром, отличающим распределенную энергетику от традиционной «большой» энергетики, является параллельное с сетью производство электроэнергии для электроснабжения потребителей, расположенных на расстоянии, при котором можно обеспечить ее передачу без трансформации уровня напряжения, тем самым снизив потребление из сети, когда это является экономически целесообразным. Это особенно важно в Российской Федерации, так как на каждый установленный киловатт генераторной мощности традиционной «большой» энергетики приходилось 7–8 кВА трансформаторной мощности [34], а в настоящее время на вновь вводимый – до 12–15 кВА.

Распределенная энергетика – это источники электроэнергии, подключенные к шинам распределительной подстанции, в т.ч. на стороне нагрузки, и оснащенные автоматикой для обеспечения синхронной ра-

боты с энергосистемой, отключения от энергосистемы и поддержания автономной работы [35]. В таком понимании распределенная энергетика не имеет ограничений по мощности источника: выработку 150–180 МВт на территории металлургического или химического комбината следует отнести к распределенной энергетике. Но, с другой стороны, мощность генерирующих объектов ограничивается для сети 35 кВ величиной 9,3 МВт, для сети 6(10) кВ – 2,1 МВт [36]. А если источник электроэнергии приближается к потребителю, то ключевым фактором, особенно для самой холодной страны в мире, становится возможность утилизации попутного тепла.

Изучение зарубежного опыта показало, что развиваемые подходы, принципы и механизмы реализации концепции энергоснабжения не могут быть непосредственно перенесены в российскую электроэнергетику. Инициатором развития smart сетей на Западе стало развитие нерегулируемых объектов распределенной генерации на основе ВИЭ. В Российской Федерации сложилась ситуация, отличающаяся от мировых лидеров по развитию ВИЭ по следующим параметрам: наличие небольшого количества производителей электроэнергии, а не десятков тысяч свободных производителей; отсутствие разветвленной распределительной сети, дающей возможность большинству потребителей принимать альтернативные решения по выбору поставщика электроэнергии; отсутствие плавающей стоимости электроэнергии и недостаточно эффективные механизмы мотивации потребителей регулирования кривой спроса на электроэнергию.

Так как число часов использования установленной мощности (ЧЧИМ, час/год) ветроэлектростанций в России значительно ниже среднемирового значения и на протяжении многих лет не превышал 500 час/год [32], правомочен следующий вывод. Введение в Российской Федерации мер по стимулированию ВИЭ за счет других энергопроизводителей приведет к дополнительному росту стоимости электроэнергии, что не будет способствовать выходу из замедления экономического развития. Поэтому в ближайшее время развитие ВИЭ в России маловероятно по следующим причинам.

1. Сопоставление затрат на снижение потребления топлива на основе развития ВИЭ и когенерации указывает на кратно меньшую капиталоемкость развития комбинированного способа выработки тепла и электроэнергии.
2. Субсидирование развития ВИЭ за счет повышения стоимости энергии приведет к замедлению выхода экономики из кризисного состояния.
3. Отсутствие отечественных конкурентных технических решений и серийного производства возобновляемых источников. Создание условий роста ВИЭ до организации серийного производства конку-

рентоспособного отечественного оборудования означает потерю этого сегмента для отечественного производителя с последующей зависимостью в сервисном обслуживании от зарубежных производителей.

4. Основной рост ВИЭ в мире обеспечен ростом ветроэнергетики. В России места с высокой ветровой нагрузкой находятся на значительном удалении от основных потребителей. Для включения и объединения ветроэнергетики с энергосистемой необходимо наличие резервирования со стороны традиционных энергоисточников, принимающих на себя регулирующую функцию между неравномерностью выдачи энергии возобновляемых источников и потребностями потребителей. А это условие не может быть выполнено в большинстве регионов России с высокой ветровой нагрузкой.
5. Для регулирования производства и потребления электроэнергии существующих мощностей в большинстве центральных регионов страны требуется строительство гидроаккумулирующих станций. Введение дополнительных нерегулируемых объектов распределенной генерации (ОРГ) приведет к обострению этой проблемы и к необходимости увеличения объемов строительства регулирующих мощностей.
6. До начала реализации новых проектов ВИЭ необходим запуск экономических механизмов, обеспечивающих повышение загрузки существующих мощностей и рост ЧЧИМ как минимум до среднемировых показателей.

Поэтому в Российской Федерации более перспективным является развитие наименее капиталоемких объектов распределенной генерации, которые могут участвовать в регулировании графика нагрузки, при реализации которых будут использованы отечественные технические решения. Требуются различные подходы к ОРГ в зависимости от возможности участия в регулировании нагрузки энергосистемы и разделения их на нерегулируемые и регулируемые источники. К нерегулируемым источникам следует отнести ОРГ, производство энергии на которых по заранее заданному графику требует создания систем аккумулирования энергии либо поддержания в резерве мощностей, необходимых для производства электроэнергии по графику, задаваемому потребителем. Это большинство видов ВИЭ – ветроэнергетика, солнечные элементы, приливные станции, бесплотинные ГЭС и т.д. Ко второму типу следует отнести ОРГ, которые могут выполнять задачи по регулированию нагрузки энергосистемы: некоторые типы ВИЭ (работающие круглогодично ГЭС с плотинами; генерация на основе шахтного метана, вовлечение которого в хозяйственный оборот должно стать приоритетной задачей угледобывающих регионов), а также невозобновляемые источ-

ники. Рассмотрение развития энергетики зарубежных стран показывает, что:

- отсутствие системных ограничений увеличения доли регулируемых источников, их рост определяется экономически доступными технологиями на данный период времени;
- развитие ВИЭ происходит преимущественно в высокоразвитых странах, где возможности менее капиталоемких решений снижения потребления топлива, таких как когенерация, в значительной степени исчерпаны. Данный факт подтверждает сопоставление динамики потребления наиболее экологически чистого энергоносителя – природного газа [32] и развития ВИЭ в странах-лидерах по развитию возобновляемой энергетики

Таким образом, планомерное и методичное воплощение ресурсосберегающего подхода при построении систем жизнеобеспечения на основе управления спросом позволило европейским странам обеспечить экономическое развитие с минимальным приростом, а в ряде случаев с сокращением потребления ТЭР, которое сопровождается снижением стоимости электроэнергии, несмотря на рост мощностей капиталоемких ВИЭ (ВЭС на 26%/год, солнечных элементов на 46%/год). Далее покажем возможности получения новых качественных результатов, позволяющих снизить издержки, повысить качество и надежность энергоснабжения отечественных потребителей на основе совместного рассмотрения не скоординированных в настоящее время вопросов.

4. Примеры взаимосвязки отношений участников технологической цепочки энергоснабжения

4.1. Координация программы газификации и систем энергоснабжения

Энергоснабжение множества малых населенных пунктов осуществляется от ЛЭП среднего напряжения (6–10 кВ). Трансформаторные мощности зачастую загружены в пределах 10%, что приводит к потерям, иногда превышающим объемы потребляемой энергии. Большая протяжённость таких ЛЭП, их изношенность говорят о необходимости поиска альтернативных путей организации электроснабжения малых населенных пунктов. С другой стороны, в последние годы в России реализуется программа газификации регионов, основой которой является централизованное газоснабжение с доставкой сетевого газа по трубе. Президент России в интервью 22.06.2009 определил: «Цель Программы (газификации) – во всех наших деревнях, которые развиваются, и во всех наших городах должен быть газ. Газ нужно тянуть и для очень удаленных мест, которые расположены на расстоянии сотен километров».

Сохранение сложившейся структуры локальных электрических сетей и построение аналогичной сети трубопроводов – тупиковый путь развития энергоснабжения страны. Электро- и газоснабжение удаленных малых потребителей на базе разветвленных распределительных сетей электроэнергии и газа одинаково невыгодно обоим поставщикам. Системный подход к энергоснабжению позволит обеспечить *гармонизацию интересов поставщиков энергетических ресурсов и объединение двух в настоящее время независимых направлений энергоснабжения: газификации и электроснабжения.*

При выполнении программы газификации создание у нового (в первую очередь малого) потребителя газа индивидуального источника производства электроэнергии на появившемся газовом топливе позволит резко повысить надежность энергоснабжения и исключить затраты, связанные с эксплуатацией «магистральных» электросетей напряжением 6–10 кВ.

В населенном пункте следует установить полностью автоматизированное электрогенерирующее оборудование, рассчитанное исходя из потребности данного поселения с необходимым объемом и структурой резервирования. Обслуживание электрогенерирующего оборудования должно осуществляться централизованной эксплуатационной организацией. Распределение электроэнергии можно осуществлять по существующим внутриселовым сетям. Таким образом, вместо прокладки новых, вненормативных (длина более 10 км) и восстановления изношенных электрических сетей целесообразен переход к созданию поселковых децентрализованных источников электроэнергии, что дополнительно может послужить определенной защитой от вандализма и воровства как основного оборудования (проводов), так и электроэнергии, относимых к коммерческим потерям и зачастую превышающим технологические потери.

Предлагаемый подход становится еще более актуальным после ввода в действие Стандарта [36], согласно которому любое получение технических условий на увеличение потребления электроэнергии и/или строительства энергоисточника при расположении заявителя дальше 5 км от подстанции высокого напряжения требует перевода ЛЭП с 10 кВ на 35 кВ, а при дальности более 20 км – на напряжение 110 кВ. Стоимость выполнения подобных технических условий на подключение переведет в разряд убыточных практически любой проект по развитию промышленности, сельского хозяйства, а также строительству распределенной энергетики в российской глубинке.

Реализация предлагаемого подхода требует координации работ, проводимых в рамках Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постанов-

лением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, и программы газификации ОАО «Газпром».

Дополнительным преимуществом предлагаемого подхода к системе газификации России является то, что он в первую очередь ориентирован на таких потребителей газа как удаленные населенные пункты с мелкими сопутствующими предприятиями реального сектора экономики (промышленности, сельского хозяйства и др.). Так как энергоснабжение любого поселения на территории самой холодной страны мира требует обеспечения теплом, системное решение вопроса снабжения газом и электроэнергией не может быть проведено без учета тепловой энергии, на производство которой расходуется более половины энергоресурсов.

Теплоснабжение может осуществляться либо за счет газа, распределяемого по поселковым сетям, либо от поселковых котельных. При современном уровне технологического развития при переводе котельной на газовое топливо должна быть проанализирована возможность совместного производства тепла и электроэнергии. В 30-50 летней перспективе (на временном горизонте, сравнимом с периодом эксплуатации инфраструктуры энергоснабжения) можно предположить, что тенденция построения систем совместного производства тепловой и электрической энергии на единичных мощностях вплоть до 1–2 кВт [31] найдет свое воплощение в российских домохозяйствах. Отказ от эксплуатации магистральных систем подвода электроэнергии малым потребителям приведет к существенному сокращению эксплуатационных расходов и повышению надежности энергоснабжения.

Предлагаемый подход к построению системы энергоснабжения является легко адаптируемым к изменению объемов потребления. В случае увеличения числа жителей в населенном пункте существует возможность повысить мощность как путем наращивания количества энергоустановок, так и за счет замены энергоисточников на новые, более высокой единичной мощности. Аналогично, при уменьшении потребности в энергии замена энергоисточников на меньшую единичную мощность позволит избежать необходимости работы в нерасчетных режимах с повышенными удельными расходами топлива. В обоих случаях инфраструктура остается практически неизменной, и мы получаем систему, обладающую гибкостью и адаптируемостью к конечному потребителю, что определяет условия для ее уверенного развития в будущем.

В результате проводимая в Российской Федерации программа газификации должна не просто привести к появлению газового топлива в малых населенных пунктах, но и стать основой преобразования системы электроснабжения, резко повышающей надежность электроснабжения при одновременном снижении затрат. Создание поселковых изолированно работающих систем электроснабжения

позволит отказаться от недопустимо дорогих в создании и эксплуатации протяженных малозагруженных ЛЭП среднего напряжения, расположенных в малонаселенных районах страны [37].

4.2. Системное решение проблем тепло- и электроснабжения

Целесообразность перевода ТЭЦ в режим ПГУ [38]. В Российской Федерации проблемы электроснабжения должны неразрывно решаться с вопросами потребления тепла, поэтому вопрос перевода существующих ТЭЦ в режим ПГУ, как и строительства новых ПГУ ТЭЦ рядом с крупными городами требует дополнительного обоснования. В результате снижения потребления промышленными предприятиями выработка электроэнергии в крупных городах на ТЭЦ даже без учета ПГУ, как правило, избыточна. В каждом конкретном случае необходимо проводить анализ соотношения потребления электроэнергии в пределах города, где расположена ТЭЦ, и объема производства электроэнергии на ТЭЦ. Нецелесообразно продолжение сложившейся практики производства экологически чистого продукта (электроэнергии) в местах с максимальной плотностью населения (города-миллионники) для последующей его передачи на менее населенные территории. Увеличение производства электроэнергии в Российской Федерации следует обеспечивать без роста экологической нагрузки на крупные города и мегаполисы. При отсутствии возможности загрузки ТЭЦ по теплу установка ПГУ на КЭС приводит к большей эффективности использования топлива для производства электроэнергии по сравнению с ТЭЦ за счет лучших параметров термодинамического цикла, которые обеспечиваются на КЭС.

Комбинированная выработка тепла и электроэнергии и оптимизация электроснабжения [6]. Факт, что раздельная выработка менее выгодна, чем комбинированная, никогда не подвергался сомнению отечественной энергетической школой. Предметом спора в течение всего периода развития теплофикации являлся вопрос определения границы, при которой экономически выгодно переходить от раздельной технологии энергоснабжения к комбинированной выработке. На начало 1980-х годов XX века в качестве границы формирования теплофикационных систем было принято наличие тепловой нагрузки более 400 Гкал/час. Анализ опыта развития стран Западной Европы, Северной Америки и Японии показал, что наблюдается постоянное снижение мощностей, при которых когенерации становится экономически целесообразной вплоть до единиц кВт. (например, в Нью-Йорке средняя мощность устанавливаемых ТЭЦ снизилась с 2 МВт в 1980 г. до 0,3 МВт в 2006 г. [39]). В России доля электроэнергии, произведенной в комбинированном режиме на ТЭЦ, снижается, что ведет к росту удельного расхода топлива на производство электроэнергии и ухудшению удельных показателей существующих теплофикационных систем. Это требует нового подхода, позволяющего в период жизненно-

го цикла системы энергоснабжения (который в большинстве случаев превышает 50–70 лет), менять соотношение производимой электрической и тепловой энергии. Поэтому следует самым серьезным образом рассмотреть вопрос о прекращении строительства крупных теплоэлектроцентралей и обратить внимание на широкое внедрение малых электростанций, работающих по комбинированному циклу. При этом прератить массовое строительство трудно ремонтируемых и практически неизменяемых (в крупных населенных пунктах) тепловых сетей [40].

При развитии когенерации необходимо учитывать следующие тенденции в изменении структуры энергопотребления:

- рост доли потребления электроэнергии коммунально-бытовым сектором и сферой услуг. Более половины роста (58% для Московской области) потребления электроэнергии будет обеспечено за счет жилищно-коммунального сектора [41]. Поэтому на первом этапе приоритетным является надстройка муниципальных котельных электрогенерирующими когенерационными установками мощностью, позволяющей утилизировать попутное тепло в объеме 12–15% от пиковой тепловой нагрузки, что обеспечит круглогодичное горячее водоснабжение в когенерационном режиме;
- отсутствие предпосылок для суммарного роста потребления тепла. Поэтому необходимо рационально использовать тепловое потребление для производства электроэнергии. В этой связи схема утилизации попутного тепла со сбросом в котел и последующим дожиганием не должна рассматриваться до тех пор, пока хотя бы часть электроэнергии в регионе и в стране вырабатывается в конденсационном режиме. Когда же конденсационная выработка на ТЭС будет исключена, применение этой схемы оправданно [42].

Развитие когенерации в рамках среднего подхода позволит обеспечить совокупность системных эффектов.

1. *Построение ценологически оптимального распределения мощностей электроэнергетики.* Созданная на протяжении десятилетий не охваченная ТЭС система централизованного теплоснабжения на основе котельных является «матрицей» для формирования оптимального распределения электрогенерирующих мощностей, на что указывают следующие факты:

- распределение теплоснабжающих организаций (ТСО) в пределах региона подчиняется распределению $A(x) = A_1/x^\beta$, где β – характеристический показатель, определяющий степень крутизны кривой; $A(1) = A_1$ – константа, в качестве которой принимается значение параметра самого крупного объекта (например, объем отпуска тепла в Краснодарском крае – ОАО «Краснодартеплоэнерго») [6]. Подобное распределение было открыто в 1913 г. Феликсом Ауэрбахом и в кон-

це 1930-х гг. переоткрыто Джорджем К. Ципфом для территориальной организации городского расселения и названо ценологическим *H*-распределением. В [29] показано, что оно описывает множество явлений, что является основанием для утверждения, что само выполнение *H*-распределения может трактоваться как количественное выражение целостности системы;

- на протяжении десятилетий системы теплоснабжения создавались с целью минимизации затрат и потерь тепла. Так как большинство потребителей тепла одновременно является и потребителями электроэнергии, размещение на источниках тепла ОРГ приведет к минимизации затрат на передачу электроэнергии;
- распределение потребителей электроэнергии также подчинено *H*-распределению. Данные, приведенные для Астраханской, Белгородской областей, Республик Саха (Якутия) и Хакасии и т.д. [29] являются иллюстрацией следующего факта. Мини-потребители, питающиеся на низком напряжении, составляют 90% всех потребителей Российской Федерации; мелкие потребители, имеющие трансформаторные (один трансформатор или несколько) подстанции с высшим напряжением 10(6) кВ, составляют около 9%; средние потребители, имеющие распределительные подстанции и развитое электрохозяйство со своей электрослужбой – 0,9%; доля крупных потребителей, имеющих главную понизительную подстанцию (подстанции) с высшим напряжением 35–330 кВ и специализированные цеха (подразделения в составе электрослужб), не превышает 0,1% [7];
- кроме общего вида распределения потребителей, системы электро- и теплоснабжения демонстрируют аналогичную динамику: на протяжении последних 20 лет происходил рост потребления электроэнергии и тепла малыми потребителями. Увеличение потребления электроэнергии происходило преимущественно на низком напряжении, ввод новых крупных промышленных предприятий вносил незначительный вклад. Распределение заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям также удовлетворительно аппроксимируется *H*-распределением [29].

Таким образом, генерация электроэнергии на надстройках котельных при условии утилизации попутного тепла для теплоснабжения является одним из подходов, позволяющих обеспечить совместное развитие систем тепло- и электроснабжения. Появляется возможность по каждому региону (и России в целом) обеспечить соотношение мощностей, обеспечивающее переход надежности энергоснабжения на качественно новый уровень, согласно которому – на генератор 1 млн. кВт – должно быть 10 генераторов по 100 тыс., 100 шт. по 10 тыс. кВт и т.д. Концептуально развитие энергетики Российской Федерации в силу ее огромной территории не может не опираться на ценологические крите-

рии инвестиционного строительства, поддержания, вывода генерирующих мощностей и сетей по России в целом и по отдельным регионам, ориентируясь на их энергетическую самодостаточность [7]. Можно предположить, что сеть теплоснабжающих предприятий представляет собой сетку для формирования ценологически оптимального (с коэффициентом достоверной аппроксимации для частного случая Краснодарского края 0,977) распределения мощностей электроэнергетики, обеспечивающего эффективное и безопасное энергоснабжение в широком диапазоне внешних воздействий. Из этого, в частности, следует ошибочность перевода в режим мини-ТЭЦ только крупных котельных и отгеснение более мелких на второстепенный план.

В настоящее время ежегодный объем централизованного производства тепла на котельных Российской Федерации превышает 650 млн. Гкал/год. При переводе половины котельных в комбинированный режим производства тепловой и электрической энергии с круглогодичным использованием тепловой энергии (за счет надстройки котельных в пределах потребления ГВС) можно обеспечить выработку электроэнергии не менее 120 млрд. кВт·ч в год. Удельные расходы топлива при производстве электроэнергии в случае утилизации тепла не превышают 160 г у.т./кВт·ч [42] и значительно ниже среднего расхода на ТЭС (~333 г у.т./кВт·ч). Перевод котельных в режим комбинированной выработки в указанных объемах позволит снизить потребление топлива до 20 млн. т у.т. в год [6].

2. *Формирование динамической системы компенсации реактивной мощности в распределительных сетях* [44]. Одним из технологических решений, на основе которого можно достичь гибкого управления режимами распределительных сетей, является создание распределенной генерации на основе синхронных генераторов с возможностью управления токами возбуждения. Вопрос компенсации реактивной мощности на основе автоматического регулирования возбуждения синхронных двигателей теоретически обоснован и практически используется в приложении к оптимизации электроснабжения промышленных потребителей [45]. Но регулирование токов возбуждения синхронных генераторов в распределительных сетях населенных пунктов является актуальной задачей. В итоге распределенная энергетика (которая в большинстве случаев приводит к дальнейшему разбалансированию сетей за счет сокращения потребления электроэнергии из сети) при системном подходе получит новое функциональное свойство – компенсация реактивной мощности в распределительных сетях и обеспечение снижения сетевых потерь. При этом в основу определения первоочередных узлов для установки ОРГ следует выбирать точки распределительных сетей, где наблюдаются максимальные потери и будет получен наибольший эффект от компенсации реактивной мощности.

3. *Обеспечение возможности работы когенерационных установок по графику электрических нагрузок, а не по тепловому потреблению.* Создание возможности перехода из режима регулирования тепловой в режим регулирования электрической нагрузки в результате установки баков-накопителей тепла на мини ТЭЦ позволит повысить долю электроэнергии, производимой в комбинированном режиме, и обеспечит условия для работы ОРГ в режиме покрытия графика электрических, а не тепловых нагрузок. В результате мини ТЭЦ получают новое функциональное свойство по регулированию графика работы энергосистемы. Произведенное и не востребованное в период производства электроэнергии тепло будет аккумулироваться в баках-накопителях и расходоваться по графику тепловой нагрузки. При этом задача регулирования состоит в согласовании суточных объемов производства тепла на мини ТЭЦ с его потреблением. Удельная стоимость в ценах 2014 г. бака-аккумулятора тепла (около 1500 руб./кВтч) ниже, чем систем аккумуляирования электроэнергии (свинцово-кислотные батареи – от 44000 руб./кВтч, ГАЭС – от 16000 руб./кВтч) [46].

В итоге при системном подходе будет востребована новая концепция надстроек котельных: по одной электрогенерирующей установке на котельную с организацией параллельно работающих пространственно разделенных энергоблоков в пределах одной зоны действия понижительной подстанции, что:

- позволит значительно снизить удельные капитальные затраты при реализации проектов по распределенной энергетике;
- обеспечит больший эффект компенсации реактивной мощности в распределительных сетях по сравнению с установкой нескольких генераторов в одной точке;
- обеспечит большую гибкость для регулирования графика электрической нагрузки на имеющихся тепловых нагрузках [6].

На основе взаимодействия объектов распределенной генерации и сетей можно обеспечить: повышение надежности энергоснабжения за счет первоочередной установки объектов распределенной энергетики у удаленных потребителей; снижение загрузки трансформаторных подстанций, уменьшение сетевых потерь в результате обеспечения компенсации реактивной мощности в распределительных сетях; дополнительное резервирование энергоснабжения в местах расположения единичных энергоблоков; работу каждого генератора в оптимальном режиме с минимальными удельными расходами топлива на производство электроэнергии; возможность работы мини ТЭЦ по графику выработки электроэнергии.

Регулирование графика нагрузки на основе перевода водоканалов в режим малых ГАЭС. Регулировка графика работы насосов первого

подъема и наполнение резервуаров чистой воды (РЧВ) в водоканалах обеспечит выравнивание графика потребления электроэнергии населенным пунктом. Установка РЧВ на возвышенности рядом с населенным пунктом позволит частично перевести работу системы водоснабжения в режим небольших ГАЭС. Наполнение РЧВ в период спада нагрузок приведет к аккумулярованию энергии. Так как график водоразбора коррелирует с графиком бытового электропотребления, срабатывание запасенной потенциальной энергии воды в период водоразбора переведет работу водоканала в режим регулятора нагрузки энергосистемы. В результате водоканалы, являющиеся сегодня одними из самых крупных потребителей электроэнергии практически в каждом населенном пункте, могут стать ее производителями в периоды пикового спроса, выполняя регулирующие функции оптимизации работы энергосистемы при практической неизменности технологического процесса водоснабжения.

Развитие новых транспортных средств и регулирование графика нагрузки [47]. Формирование среднего подхода позволяет при построении систем энергоснабжения предусматривать возможность интеграции в них новых технологических решений, например, гибридных транспортных средств, в частности гибридов с возможностью подключения к электросети. Это обеспечит резервирование электроснабжения районных больниц, пожарных частей и т.д. в результате перевода аккумуляторов спецтехники муниципалитетов (машины МЧС, доставки почты, автомобили скорой помощи, поливальная техника, а также машины по уборке мусора и т.п.) в режим, допускающий подзарядку (Grid to vehicle concept (G2V)) и возврат электроэнергии в сеть (Vehicle to grid concept (V2G)), а не на основе резервных дизель-генераторов с далеко недооцененной возможностью запуска в случае необходимости при отрицательных температурах. По мере развития гибридных транспортных средств данное решение обеспечит не только снижение экологической нагрузки в городах от сокращения выхлопов автомобильного транспорта, но и частичное покрытие пиковых электрических нагрузок, что снизит потребность в строительстве ГАЭС.

5. Приоритет повышения эффективности использования энергетических мощностей по отношению к увеличению мощности энергосистемы

Развитие энергетики во всех странах сопровождалось ростом ЧЧИМ, что приводило не только к сокращению доли постоянных издержек в цене электроэнергии, но и к уменьшению удельного расхода топлива за счет работы оборудования в оптимальных режимах. В [48] показана взаимосвязь стоимости электроэнергии и ЧЧИМ для трех групп развитых стран: лидеров европейской экономики, на которые приходится более 70% ВВП Евросоюза (Германии, Франции, Великобритании, Ита-

лии); азиатских стран дефицитных по природным ресурсам (Японии, Ю. Кореи, Сингапура, Тайвани); стран с высоким уровнем обеспеченности энергоресурсами (США, Канада, ЮАР, Австралия, Аргентина). В каждой из этих трех групп стран высокое ЧЧИМ определяло относительно низкую цену электроэнергии (Франция, Ю. Корея, Тайвань, ЮАР, Канада), а низкое – высокую (Италия, Япония, Аргентина) [48].

Проанализируем динамику изменения ЧЧИМ в разных странах. Так как после экономического кризиса 2008 г. рост электропотребления в большинстве стран, включая Российскую Федерацию, замедлился для получения объективной картины, на которую не накладывает негативный отпечаток экономический кризис, будем рассматривать период до его начала. Степень загрузки энергетических мощностей была основополагающим параметром в становлении советской энергетики и уже к 1940 г. достигла 4312 час/год [49]. Данное значение было превышено в Великобритании спустя более полувека – в 1992 г., во Франции только в 1995–96 гг. и до сих пор не достигнуто в Японии [50].

Столь высокий показатель был достигнут на энергетическом оборудовании с параметрами не выше следующих показателей: максимальная мощность ТЭС 350 МВт (Новомосковская и Зуевская электростанции); максимальная единичная мощность энергетического оборудования 100 МВт; давление пара не выше 30 Атм и температура до 425 °С; раздельная работа шести энергосистем на напряжении не выше 110 кВ. Более высокие напряжения использовались только в единичных проектах (напряжение 154 кВ – для выдачи мощности Днепровской ГЭС (1932 г.), 220 кВ – Свирской ГЭС (1933 г.)).

В конце 1940 г. была сооружена первая межсистемная связь 220 кВ Днепр–Донбасс и было организовано Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Южной энергосистемы (воссоздано в 1944 г.). В последующем в 1942 г. было создано ОДУ Урала для координации работы трех районных энергетических систем: Свердловской, Пермской и Челябинской. ОДУ Центра было создано в 1945 г. Особое развитие в 1931–1940 гг. получила теплофикация; в 1940 г. мощность ТЭЦ достигла 2 млн. кВт, увеличившись по сравнению с 1930 г. в 9,5 раза при росте мощности всех электростанций страны в 4 раза. Доля выработки электроэнергии на жидком топливе снизилась в 1940 г. до 1,6% за счет увеличения производства на антрацитовом штыбе и местных (подмосковном, уральском, сибирском и среднеазиатском) углях и торфе. Удельный расход условного топлива на выработанный киловатт–час снизился с 0,81 кг в 1930 г. до 0,6 кг в 1940 г. Коэффициент электрификации силового привода достиг 84% [51].

Достижение в 1950 г. энергетикой СССР ЧЧИМ 4650 час/год было обеспечено на следующем оборудовании: типовым агрегатом для новых ТЭС в конце 40-х годов стал турбогенератор 100 МВт; наибольшая

мощность ТЭС в 1950 г. составила 400 МВт; доля агрегатов высокого давления с 3% в 1940 г. увеличилась до 20% общей мощности ТЭС в 1950 г. [51]. Расчетными инструментами в это время были обычные счеты, логарифмические линейки и арифмометры «Феликс» [52].

Сопоставление эффективности использования оборудования и технологического уровня отечественной энергетики в начале 2010-х и 1940-х годов указывает, что *системный подход к построению энергоснабжения, сбалансированность потребления и выработки электроэнергии являлись и являются существенно более значимыми для стратегической энергетической безопасности и устойчивого развития российской экономики в сравнении с совокупностью достижений в области повышения параметров генерации и передачи электроэнергии.*

Высокие показатели ЧЧИМ были достигнуты при развитии не только промышленных (для которых характерна стабильность электропотребления), но и коммунальных и бытовых потребителей. Отпуск электроэнергии на нужды быта и сферы обслуживания в городах увеличился с 1,4 млрд. кВтч в 1930 г. до 6,7 млрд. кВтч в 1940 г. [51]. Последовавшее в результате вывода из строя множества электростанций снижение ЧЧИМ энергетики СССР в годы войны было преодолено в послевоенные годы.

В 1950 г. эффективность загрузки энергетических мощностей в СССР составила 4650 час/год [50]. Типовым агрегатом для новых ТЭС в конце 40-х годов стал турбогенератор 100 МВт; наибольшая мощность ТЭС в 1950 г. составила 400 МВт; доля агрегатов высокого давления увеличилась в 1940–50 гг. всего лишь с 3% до 20% общей мощности ТЭС [51]. В последующем системный подход отечественной энергетической школы, оптимизация режимов электростанций, энергосистем и потребителей позволили планомерно повышать ЧЧИМ в период 1960–1991 гг. [49]. По уровню эффективности использования энергетических мощностей СССР стал лидирующей энергосистемой в мире. Достигнутые параметры с учетом аварийного, частотного, эксплуатационного и прочих типов резервов обеспечивали надежность энергоснабжения в СССР, включая «бронированных» потребителей электроэнергии [53]. Так как доля «бронированных» потребителей в Российской Федерации в результате многократного снижения производства на предприятиях ВПК по сравнению с 1980-ми годами значительно уменьшилась, отсутствуют предпосылки для обоснования увеличения по сравнению с СССР доли резервных мощностей.

С распадом СССР в 1991 г. и сокращением промышленного производства в Российской Федерации произошло снижение ЧЧИМ до 3377 часов в 1994 г. Начавшееся восстановление экономики после падения курса рубля в 1998 г. обеспечило рост ЧЧИМ Российской Федерации, но довоенный уровень СССР был превышен только в 2008 году

(4395 час/год). Ввод новых мощностей, опережающий рост потребления, привел к снижению ЧЧИМ в 2009 г. до 4174 и в 2010 г. – до 4294 час/год. Следует заметить, что ЧЧИМ в РСФСР был одним из самых высоких среди союзных республик, нагрузка энергетических мощностей в РСФСР превосходила аналогичный показатель республик Средней Азии, Кавказа и западных территорий СССР, и фактически ЧЧИМ РСФСР было выше среднего СССР. Таким образом, потребление электроэнергии обеспечивает ЧЧИМ в Российской Федерации по состоянию на 2010 год ниже довоенного уровня РСФСР.

В Таблице 2, составленной по данным [54,55], приведены показатели мощности объединенных энергосистем и выработки электроэнергии на предкризисный 2008 г. и проведено сравнение с данными ЧЧИМ 1979 г. Произошло снижение ЧЧИМ во всех региональных энергосистемах. Если не рассматривать энергосистему Юга, которая значительно трансформировалась в результате отделения Украины, максимальное снижение эффективности использования энергетического оборудования (до 3190 час/год) произошло на Дальнем Востоке. Вместе с тем, в мире наблюдается долгосрочная тенденция роста эффективности загрузки энергетических мощностей, которая сопровождается неравномерностью ЧЧИМ в краткосрочном периоде.

Таблица 2
Основные показатели объединенных энергетических систем Российской Федерации 2008 г. и их сравнение с 1979 г.

Энергетические системы на 01.01.2009	Установленная мощность электростанций, млн. кВт	Выработка электроэнергии, млрд. кВтч	ЧЧИМ 2008 г., час/год	Изменение ЧЧИМ 1979–2008 гг., час/год
Центра	49,217	224,7	4565	-647
Средней Волги	26,436	109,9	4157	-796
Урала	42,703	233	5456	-494
Северо-Запада	21,012	97,6	4645	-251
Юга	16,329	69,2	4238	-1286
Сибири	46,956	193,4	4119	-615
Востока	9,19	29,3	3188	-993

Совместное рассмотрение динамики ЧЧИМ и изменения мощности энергосистемы, на основании модели взаимодействия ресурсов и потребителей или «хищник-жертва» (модели Лотки-Вольтерра) позволило определить причину немонотонности динамики эффективности использования мощностей для всех стран с рыночной экономикой и мощностью энергосистемы более 30 ГВт [50].

На каждой фазовой плоскости «абсцисса – ЧЧИМ; ордината – объем новых вводов (разница между мощностью в $n+1$ и n году)» выявлены циклы, вращающиеся против часовой стрелки, указывающие, что рост мощности энергосистемы, опережая рост потребления электроэнергии, приводит к снижению ЧЧИМ энергосистемы. В то же время увеличение ЧЧИМ не всегда требовало роста ввода новых генерирующих мощностей и в ряде стран вопрос решался не за счет нового строительства, а в результате перехода на более высокий уровень загрузки оборудования. Например, в США кратное увеличение ввода новых мощностей в 2000–2003 гг. от среднегодового значения 8–9 ГВт/год до 57,047 ГВт в 2002 г. вызвало снижение ЧЧИМ 2001–2003 гг. и вернуло ввод новых мощностей до уровня 8,195 ГВт в 2006 г.; в развитии энергетики Германии после завершения переходных процессов объединения, начиная с 1996 г. мы видим движение точки на фазовой плоскости против часовой стрелки, вызванное ростом объемов энергетического строительства более 3 ГВт/год. Снижение новых вводов вызывает рост загрузки имеющихся мощностей. Анализ зависимости ЧЧИМ стран с установленной мощностью более 99% мировой энергетики от состава энергетического оборудования [56] позволяет сделать вывод, что *эффективность использования мощностей определяется не способностью энергосистемы производить электроэнергию и не структурой и параметрами энергетических мощностей, а возможностью равномерного потребления энергии конечными потребителями.*

6. Обоснование необходимой мощности энергосистемы

Одним из подходов к обоснованию необходимого объема производства электроэнергии является рассмотрение динамики удельного (подушевого) потребления электроэнергии (УПЭ). Так, в работе [57] указывается, что прогнозируемое в Энергетической стратегии России в 2030 г. [58] удельное потребление на душу населения в России, составляя 12430–15460 кВтч/чел. год, только выводит уровень среднего российского гражданина на уровень электровооруженности среднего гражданина США, достигнутый им в 2008 году, и будет существенно меньше уровня электровооруженности 2008 г. средних граждан Канады (19960 кВтч/чел. год) и Финляндии (15420 кВтч/чел. год).

Учитывая важность параметра удельного потребления электроэнергии, а также приведенное сравнение только для выборочных стран, далее проведен исторический анализ динамики УПЭ, на основе которого дана оценка необходимого объема производства электроэнергии в Российской Федерации [59].

Производство электроэнергии растет во всех странах, однако изменение удельного, «подушевого», производства электроэнергии идет разнонаправленно и зависит от уровня экономического развития стра-

ны. Для последующего выстраивания аналогий с Россией рассмотрены страны, находящиеся на послеиндустриальном этапе развития, на котором позиционирует себя Российская Федерация, в которых завершена индустриализация со всеми сопряженными процессами, в том числе ростом доли городского населения.

Полувековой интервал (1963–2010 гг.) указывает на синхронность роста УПЭ в России с такими высокоразвитыми странами, как Германия с точностью до 10%, Франция, Бельгия – 20% (а с учетом экспорта электроэнергии Франции до 10–12%), Япония и Великобритания с точностью до 45%.

Несмотря на различные социально-экономические, климатические и других условия, в развитых европейских странах и Японии происходит прекращение роста УПЭ и выход на насыщение на уровне 6,5–7,5 МВтч/чел. в год. А в странах Северной Европы и Канаде наблюдается явное сокращение значений УПЭ. Абсолютное значение УПЭ имеет второстепенное значение в сравнении с его динамикой. Например, достижение УПЭ Норвегией 11 МВтч/чел. год в 1963 г. (значения более высокого, чем сегодняшний уровень в странах Западной Европы, Японии) не было основанием для прекращения его роста. И вовсе не очевидным является утверждение о необходимости достичь в России УПЭ стран Северной Европы [57]. Рассмотрим более подробно соотношение УПЭ в США и России. Россия сокращала отношение УПЭ к аналогичной величине США с 5-кратного разрыва до разницы в 1,7 раза на протяжении 1940–1980 гг., в 80-х годах динамика роста производства электроэнергии совпадала. В период спада Российской экономики 1990-х гг. произошел рост отношения до 2,36 раза, с последующим снижением до 2,16 раза.

Отметим, что в самом экономически развитом штате США – Калифорнии – рост УПЭ прекратился почти на 30 лет ранее и составляет 7,3 МВтч/чел. год. Следует заметить, что стабилизация роста электропотребления никоим образом не замедлила экономическое развитие штата. В настоящее время в Калифорнии проживает 13% населения США, а ее вклад в ВВП США составляет 20%. По абсолютному значению ВРП Калифорнии в два раза превосходит ВВП Российской Федерации при численности населения менее 26% от населения России. При этом в период 1970–2008 гг. население штата выросло на 80% с 20 до 36,75 млн. чел. По-видимому, постулат «Электровооруженность определяет производительность труда», будучи справедливым на протяжении XX века, в настоящее время для стран, завершивших индустриализацию, потерял свою актуальность и необходимость повышения УПЭ до максимально возможного является ложным сигналом, совсем не необходимым для устойчивого развития экономики на протяжении длительного периода времени.

Действительно, вряд ли обоснованной в настоящее время была бы задача увеличить УПЭ Калифорнии до уровня среднего в США, еще больше вопросов вызвала бы цель для жителей Германии, Великобритании или Японии догнать и перегнать по душевому объему электропотребления скандинавов. В этом контексте, по-видимому, следует скорректировать актуальность целеполагания догнать по уровню УПЭ страны Северной Европы и Северной Америки на всей территории России. Во всяком случае, в планах развития энергетики ни одного государства, динамика УПЭ которых сопоставима с российскими показателями на протяжении длительного периода времени, аналогичная задача не ставилась.

Как следует из данных Таблицы 3, составленной на основе данных [66], отмеченная полувековая синхронность динамики производства электроэнергии среди промышленно развитых стран наблюдается на протяжении века, несмотря на изменение технологий, экономические кризисы и подъемы, перетоки капитала, кратные колебания обменных курсов, трансформации валютных систем, изменение геополитического влияния и т.п. Таким образом, анализ динамики удельного потребления электроэнергии позволяет обосновать новый метод определения этапа развития экономик различных государств: закономерность снижения роста УПЭ до значений, не превышающих 1%/год для стран, прошедших этап урбанизации. При этом страны-лидеры УПЭ – страны Северной Европы и Канада – вышли на нулевой и отрицательный темпы его роста. Выход УПЭ на насыщение с возможным дальнейшим ростом не более 1% в год на протяжении десятилетия свидетельствует о завершении в этом государстве этапа индустриального развития.

Данный вывод подтверждает закономерность роста УПЭ в развивающихся странах (Таблица 4), отнесение к которым России, во всяком случае, с точки зрения возможностей роста электропотребления, является некорректным. УПЭ в наиболее интенсивно развивающихся странах последнего десятилетия (Китай, Индия, Бразилия, Мексика, Турция) увеличивалось в период 1996–2006 года быстрее, чем в развитых странах. Асимптотическая динамика УПЭ указывает на переход к этапу неоиндустриального развития, как правило, сопровождаемого изменением отношения к окружающей среде от потребительского к гармонизированному, переносом акцента на ресурсосберегающий сценарий развития экономики и усилением внимания к возобновляемым источникам энергии. Одновременно уровень урбанизации достигает насыщения. В свою очередь, развитие энергоемких производств и экстенсивное наращивание потребления ресурсов свидетельствуют о нахождении государства на уровне развивающихся стран, для которых характерны высокие темпы индустриализации и урбанизации. Поэтому можно предположить, что УПЭ любой страны, не совершающей переход на новый

уровень социально-экономических отношений (что сопряжено с ростом доли городского населения), является крайне консервативной величиной на протяжении десятилетий, а его динамика в комплексе с электроёмкостью ВВП – основополагающим параметром, характеризующим хозяйственную деятельность в стране. Экономический кризис 2008 г. не привел к снижению темпа роста УПЭ стран, находящихся на этапе индустриализации.

Таблица 3

Индексы производства электроэнергии 1913–1960 гг.

Годы	США	Англия	Франция
1913	1	1	1
1916	1,8	1,9	1,2
1921	2,1	1,9	2,2
1922	2,5	2,1	2,9
1928	4,4	3,5	7,1
1932	4	4,4	7,4
1937	5,9	7,2	10
1940	7,3	8,6	9,3
1950	15,7	14,2	16,5
1953	20,8	16,7	20,7
1955	25,4	19,8	24,8
1956	27,7	21,3	26,9
1957	28,9	22,2	28,7
1958	29,3	23,8	30,8
1959	32,1	25,5	32,3
1960	34	28,8	36,1

Источник: Народное хозяйство СССР в 1963 г. Статистический ежегодник. М.: «Статистика» 1965.

Таблица 4

Уровень и рост УПЭ в развивающихся странах (1996–2006 гг.)

Страна	Рост УПЭ в 1996–2006 гг. (%)	УПЭ 2006 г. МВт·ч/чел. год
Китай	155	2,12
Индия	66	0,38
Бразилия	55	2,21
Мексика	43	2,33
Турция	100	2,23

Время становления электроэнергетики не превышает 120 лет, поэтому периоды 1963–2008 гг., для которого выполнен ретроспективный анализ динамики удельного потребления электроэнергии, и 1980–2008 гг., для которого проведен анализ динамики ЧЧИМ, являются значимыми для ее развития. На основе рассмотрения всех крупных энергосистем сделано предположение, что выявленные закономерности имеют

достаточно универсальный характер, их следует принимать во внимание при планировании развития любой энергосистемы, в том числе и России. Поэтому для определения асимптотической границы объема потребления электроэнергии отечественной экономикой целесообразно выделить два типа территорий: европейская часть, включающая пять федеральных округов, и восточная – Урал, Сибирь и Дальний Восток.

Для нашей страны, находящейся на этапе развития, близком к уровню развитых государств, можно отметить сходство западноевропейских стран и Японии с европейской территорией Российской Федерации (ЦФО, СЗФО, ЮФО, СКФО, ПФО). Основное отличие общего характера энергообеспечения указанных федеральных округов от европейских стран заключается в более коротком в 1,5-2 раза логистическом плече доставки углеводородов. Это дает основания говорить об отсутствии предпосылок роста УПЭ европейской части России выше аналогичных показателей западноевропейских стран и Японии. Действительно, пять федеральных округов европейской части России, так же как и эти страны, находятся на ниспадающей части кривой добычи полезных ископаемых. Бурное развитие до 2030 г. добывающей промышленности западнее Уральских гор в Российской Федерации маловероятно. А некоторые исключения, например, апатиты, калийные соли и т.п., составляют относительно невысокую долю в региональном валовом продукте и не окажут существенного влияния на среднее потребление электроэнергии европейской части. Поэтому развитие энергоемких отраслей экономики, связанных с добычей и первичной переработкой полезных ископаемых на европейской части России, маловероятно. В результате сделан вывод, что можно ожидать достижения УПЭ не более 8 МВтч/чел. год – значению, характерному для стран Западной Европы и Японии.

Численность населения пяти федеральных округов европейской части России составляет 102,4 млн. человек. Принимая нулевой вариант изменения численности населения, получаем, что объем выработки электроэнергии в европейской части не будет превышать 820 млрд. кВтч/год (102,4 млн. чел.*8 МВтч). Для Урала, Сибири и Дальнего Востока (суммарно 38,8 млн. чел.) приняв максимальное значение УПЭ, характерное для США, Канады и стран Северной Европы (16 МВтч/чел. год), получим объем производства электроэнергии – 620 млрд. кВтч (38,8 млн. чел.*16 МВтч). Таким образом, предполагаемой верхней границей объема производства электроэнергии в Российской Федерации является 1440 млрд. кВтч в год.

Это значение получено при следующих предположениях:

- Российская Федерация прекратит 20–летнюю тенденцию снижения численности населения, и долгосрочный прогноз Международного энергетического агентства о сокращении численности населения до 2050 года [60] окажется несостоятельным;

- УПЭ в европейской части в перспективе достигнет максимального уровня, характерного для западноевропейских стран и Японии – 8 МВтч/чел. год, а в УФО, СФО и ДВФО (несмотря на развитость централизованного теплоснабжения) – максимального уровня Канады, Швеции и Финляндии (16 МВтч/чел. год).

Второе предположение относительно Восточной части России является маловероятным. И если принять во внимание различие в электроотоплении Канады и развитом централизованном теплоснабжении на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке, то 12 МВтч/чел. год является значением, намного более корректно определяющим электропотребление Восточной части России. Таким образом, даже без учета ожидаемого снижения численности населения более реалистичным значением потребления электроэнергии является асимптотическое значение 1280–1300 млрд кВтч в год.

Полученный прогноз окажется ошибочным, если будет выбран путь строительства десятков новых промышленных потребителей со значительным единичным потреблением (например, более 500 МВт).

В этой связи сделаем следующее отступление. Себестоимость продукции складывается из стоимости труда, земли (имеется ввиду совокупность природных ресурсов), капитала. Для выпуска конкурентоспособной продукции необходимо иметь преимущества хотя бы в одной из этих трех составляющих. Рассмотрим каждую из них.

Стоимость труда в России в условиях отсутствия долгосрочной положительной демографической динамики и при холодном климате заведомо будет не ниже, чем в странах с незавершившейся урбанизацией.

Так как в первую очередь нас интересует перспектива развития энергоемких производств, среди совокупности природных ресурсов обратим внимание на издержки энергоснабжения. Сформировавшаяся сегодня стоимость электроэнергии для конечных промышленных потребителей едва ли добавит конкурентных преимуществ в сравнении, например, с Исландией, где стоимость электроэнергии для конечного потребителя за счет дешевой генерации на геотермальных источниках менее 0,04 долл. США/кВтч и гарантированная бесперебойность энергоснабжения позволяет помимо цветной металлургии начать развивать новый сектор экономики: предоставление услуг по обработке информации на вычислительных центрах (размещение серверов Google, Yahoo и пр.).

Следует отметить, что энергоемкие потребители являются крайне капиталоемкими. А в условиях, когда стоимость капитала в России многократно выше по сравнению с Европой (где ставка Европейского центрального банка имеет отрицательные значения), США, Японии (ставка ~ 1%/год), ряда развивающихся стран и т.д., конкурентоспособность продукции новых отечественных капиталоемких предприятий едва ли получит конкурентные преимущества. Таким образом, для начала нео-

индустриализации в первую очередь требуется снижение издержек энергоснабжения (решению этой задачи и посвящена эта книга) и, что является не менее значимым, трансформация отечественной финансовой системы.

Для определения необходимой мощности энергосистемы необходимо соотнести это значение с нагрузкой энергетических мощностей. Поэтому выше была столь подробно представлена динамика ЧЧИМ всех крупных энергосистем. ЧЧИМ энергосистемы России находится на одном уровне с ЧЧИМ Бразилии, Индии и Китая – странами, где эффективность использования энергетических мощностей была значительно ниже, чем в СССР. При этом страны, находившиеся на сопоставимом уровне с СССР по эффективности использования энергетических мощностей – ЮАР и Канада – имеют показатели значительно лучше российских. С уровня 4500 час/год (1980 г.), который в СССР был достигнут на тридцать лет ранее – в 1950 г. – и уверенно преодолен в начале 1970-х гг., энергетика Канады перешла на 5000 час/год, а ЮАР – на 5500 час/год, что является одной из причин самой низкой стоимости электроэнергии в этих странах.

Ранее на примере история развития отечественной энергосистемы было показано, что ЧЧИМ определяется не составом оборудования энергосистемы, а возможностью обеспечения равномерного электропотребления. Аналогичное утверждение правомочно для всех крупных энергосистем. Проведем сравнение ЧЧИМ стран, обладающих атомной энергетикой со странами, не использующими АЭС. В связи с более высоким ЧЧИМ АЭС, а также высоким уровнем развития стран, обладающих атомной энергетикой, логично было бы ожидать значительно более высокое значение ЧЧИМ в этих странах.

В Таблице 5 (составлены по данным [32]) проранжированы все страны, располагающие атомной энергетикой в порядке возрастания доли мощности АЭС, которая меняется от 1% в Китае до 35% в Бельгии и 54% во Франции. Нижняя возрастающая кривая пропорциональна доли АЭС в мощности энергосистемы. Мы видим, что: среднее значение ЧЧИМ не зависит от доли АЭС в энергетике государства; увеличение доли атомной энергетики приводит к снижению ЧЧИМ неатомных станций (нижний ряд), что обусловлено необходимостью регулирования графика потребления электроэнергии.

Так как основой роста ЧЧИМ является оптимизация электропотребления, в этом направлении можно добиться результатов, намного более значимых, чем в период достижения максимума ЧЧИМ в 1980-е года. В частности, для выравнивания графика нагрузки, например, в бытовом секторе, научно-технический прогресс расширил возможности потребителя: увеличилась доля бытовой техники, снабженной электронными устройствами, позволяющими гибко управлять режимами потребления,

совмещая требования потребителя и задачи оптимизации работы энергосистемы; появилась возможность определять профиль потребления на основе smart технологий.

Таблица 5

Основные параметры энергосистем с АЭС (2008 г.)

№ п/п	Страны с АЭС	Доля АЭС в мощности	Мощность энергосистемы ГВт	ЧЧИМ Час/год	ЧЧИМ АЭС Час/год
1	Китай	0,01	797,1	4041	7292
2	Бразилия	0,02	104,0	4375	6961
3	Нидерланды	0,02	24,9	4074	7767
4	Индия	0,02	177,4	4429	3196
5	Пакистан	0,02	19,8	4438	3764
6	Мексика	0,02	57,2	4290	6823
7	Аргентина	0,03	31,0	3727	6840
8	ЮАР	0,04	44,1	5407	6287
9	Румыния	0,06	21,8	2851	7551
10	Испания	0,08	93,5	3138	7607
11	США	0,10	1010,2	4078	8002
12	Россия	0,10	224,2	4390	6634
13	Канада	0,10	127,6	4953	6688
14	Армения	0,12	3,2	1856	6221
15	Тайвань	0,13	40,7	5440	7632
16	Великобритания	0,13	85,6	4227	4542
17	Германия	0,15	139,3	4270	6886
18	Финляндия	0,16	16,6	4424	8165
19	Швейцария	0,17	19,4	3318	8172
20	Япония	0,17	280,5	3619	5116
21	Болгария	0,20	9,7	4320	7735
22	Чехия	0,21	17,7	4422	6708
23	Словения	0,22	3,0	5128	8967
24	Южная Корея	0,22	79,9	5236	8095
25	Венгрия	0,22	8,6	4381	7256
26	Литва	0,25	4,7	2636	7932
27	Украина	0,26	54,1	3350	6093
28	Швеция	0,26	33,9	4274	6791
29	Словакия	0,30	7,4	3715	7213
30	Бельгия	0,35	16,8	4680	7432
31	Франция	0,54	117,8	4599	6600

Развитие smart сетей позволяет включать значительную часть нагрузки во временном интервале, заранее заданном потребителем, но в период, наиболее удовлетворяющий технологическим возможностям генерации. В будущем расширятся возможности формирования требуемого графика потребления в связи с дальнейшим развитием автоматиза-

ции, роботизации, дистанционных методов управления. Не меньшие перспективы открывает объединение конечных электроприемников в рамках smart сети с целью регулирования графика потребления. В результате появления новых технических решений по выравниванию графика к 2030 г. загрузка энергетических мощностей наиболее развитых стран возрастет до величин не менее 5700–6000 час/год. Поэтому существует технологическая возможность обеспечить уровень ЧЧИМ энергетики европейской части Российской Федерации 5500–5700 час/год.

Если учесть, что отсутствуют основания роста УПЭ в пяти федеральных округах европейской части Российской Федерации более 8 МВт·ч/чел. год, предположив, что ЧЧИМ европейской части Российской Федерации не вырастет выше 5500 час/год, можно дать оценку суммарной установленной мощности энергосистемы европейской части России на уровне 149–150 ГВт.

При гипотетическом росте УПЭ Урала, Сибири и Дальнего Востока до 16 МВт·ч/чел. и предположении, что ЧЧИМ на этой территории не будет ниже 5800 час/год, установленная мощность в трех восточных федеральных округах составит 106–107 ГВт. Более реалистичным представляется УПЭ в рассматриваемых регионах 12 МВт·ч/чел. год. В этом случае мощность электроэнергетики Урала, Сибири и Дальнего Востока составит 80 ГВт.

Таким образом, в результате организации рациональной загрузки энергосистемы необходимая мощность, способная обеспечить потребности в электроэнергии Российской Федерации в рыночных условиях, не превышает 230 ГВт. В случае продолжения сырьевого сценария экономического развития страны и увеличения УПЭ в восточных регионах до 16 МВт·ч/год чел при прекращении депопуляции этих территорий возможно обеспечить загрузку энергетических мощностей 257 ГВт с преимущественным ростом потребления на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке.

7. Основы гармонизации отношений участников процесса производства, распределения и потребления энергетических ресурсов

Для реализации предложенной системы мер развития энергосистемы страны необходим переход на новый качественный уровень организации производственной деятельности энергосистемы и потребителей [61]. Требуется сочетание рыночных механизмов с административными мерами в рамках построения энергоэффективной среды по обеспечению всеми видами ресурсов, ведущая роль в которой будет принадлежать потребителю на основе создания микросетей по оптимизации потребления, а в последствии и производства энергетических ресурсов непосредственно у потребителя. Последующее интегрирование микросетей в интеллектуальные региональные сети позволит российской энергетике

перейти к концепции smart grid, как это и происходило во всех странах, где smart сети строились на основе интеграции smart технологий в локальных распределительных сетях. Только в отличие от западных smart grid российские интеллектуальные сети должны включать в себя оптимизацию выработки и потребления не только электроэнергии, но и всех типов ресурсов, а так как Россия самая холодная страна мира – в первую очередь тепла и электроэнергии. Вовлечение смежных отраслей экономики в процесс формирования энергоэффективной среды позволит повысить эффективность загрузки существующих генерирующих мощностей и обеспечить надежное энергоснабжение без роста установленной мощности свыше 250 ГВт. Для этого часть инвестиционных программ и соответствующих финансовых потоков должна быть переориентирована на задачи повышения эффективности потребления энергии.

Проблему энергоснабжения в период максимума спроса необходимо решать не столько на основе ввода в эксплуатацию пиковых мощностей, сколько за счет оптимизации производственных процессов конечного потребителя, управления спросом, создав условия, при которых будет создана заинтересованность в выравнивании графика потребления. В этом случае возникает новая задача – переход от удовлетворения спроса на энергию к его формированию, что должно решаться у конечного потребителя. Постоянно изменяющаяся во времени цена электроэнергии должна дать толчок к изменению поведения потребителей – снижению потребления и переносу пиков нагрузки на время с низким потреблением или во временную область с избыточной выработкой электроэнергии на нерегулируемых источниках (ветро-, солнечная энергетика и др.). Переменные тарифы создадут стимулы и для бытовых потребителей к переносу нагрузок на периоды низкой цены электроэнергии. Smart сети на основе плавающей стоимости энергии способны значительно более эффективно регулировать потребление электроэнергии, чем потребитель, принимающий решение о выборе режимов работы электроприемников на основании зонных тарифов. Поэтому в перспективе наиболее эффективным подходом к регулированию графика нагрузки является не фиксирование нескольких ступеней стоимости электроэнергии и установка многозонных приборов учета, а управление режимами потребления на основе плавающей стоимости электроэнергии.

Покажем справедливость данного утверждения на примере двух ситуаций для случая ветрогенерации: происходит увеличение силы ветра в полупиковый период; возникает непредвиденное снижение выработки ВЭС в ночное время. При заранее фиксированной стоимости электроэнергии в первом случае требуется снижение нагрузки части генерирующих мощностей, их вывод из оптимального режима. Во втором случае необходим запуск пиковых мощностей в ночное время. Если же производство и потребление объединены smart сетью с плавающей стоимо-

стью электроэнергии, в первом случае будет стимулировано потребление – например, включение подзарядки электромобилей, запуск насосов первого подъема водоканалов и т.п. Соответственно в период резкого спада ветровой нагрузки в ночной период кратковременный рост стоимости электроэнергии приведет к снижению потребления подобных потребителей, как правило, обеспечивающих нагрузку генерирующей компании в период ночного провала, и исключению необходимости запуска регулирующих мощностей в нерасчетное ночное время. Плавающая стоимость электроэнергии позволит минимизировать производственные издержки, в значительной степени обеспечит задачу регулирования работы энергосистемы в результате управления спросом. В результате уменьшения издержек будет обеспечено снижение стоимости энергоснабжения и в выигрыше остается не только производитель, но и потребитель энергии.

Таким образом, повышение качества и надежности энергоснабжения территории необходимо осуществлять за счет оптимизации производственной деятельности и оптимизации потребления ТЭР конечным потребителем на основе smart технологий. В большинстве случаев наименее затратные решения могут быть реализованы не столько за счет усложнения оборудования генерирующих компаний и системобразующих сетей, сколько в результате создания условий для рационализации поведения потребителя.

В итоге с развитием интеллектуальных сетей в электроэнергетике и других отраслях экономики России, при их интеграции может быть создан инструмент управления экономикой страны на качественно более высоком уровне, чем это было в СССР и есть сейчас [62]. Следует необходимость корректировки приоритетов в государственной энергетической политике. Основой Энергетической стратегии России должно стать не наращивание объемов энергетических мощностей, и, как показано в [63], вводимые мощности могут оказаться невостребованными, а возросшие затраты выльются в неподъемные тарифы для предприятий малого и среднего бизнеса (а затем и населения), но формирование среды с задачей повышения эффективности использования уже существующих. При этом первоочередной задачей является построение гармонизированных отношений производителей и потребителей энергии. Новые технологические возможности, открывающиеся в связи с распространением интеллектуальных сетей, позволят решать основные задачи по регулированию графика нагрузки и росту числа часов использования мощности за счет оптимизации электропотребления, что позволит уменьшить издержки энергоснабжения и снизить стоимость электроэнергии, что будет означать возврат потребителя в единый организм энергетики. Этот путь позволит обеспечить стратегический аспект энергетической безопасности страны, повысив качество и надежность энер-

госнабжения без снижения его доступности и провести корректировку объемов инвестиций, требуемых на развитие отечественной энергетики.

Полученная оценка достаточной мощности энергетических мощностей дает основания для пересмотра обоснований необходимости ввода новых энергетических объектов. В краткосрочном периоде необходимо проводить модернизацию существующего оборудования, повышая его экономичность и удельные показатели с использованием сформировавшейся энергетической инфраструктуры. Модернизация на основе современных аналогов ранее установленных энергоустановок позволит поднять их электрический КПД на 3–4 абсолютных процента (до 10–12 относительных процентов). Локальные дефициты, возникающие из-за неравномерности экономического развития, целесообразно устранять за счет перевода теплоисточников в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии, создавая распределенную энергетику.

В долгосрочной перспективе в России следует ожидать распространения новых технологических решений, в частности, бестопливных распределенных технологий производства электроэнергии, и наступление этой «долгосрочной перспективы», как показано в [64], произойдет значительно раньше завершения жизненного цикла большинства существующих электростанций.

Выводы

1. Опережающий инфляцию рост стоимости энергетических ресурсов и невозможность повышения производительности труда на основе доступного и качественного энергоснабжения приводят к замедлению социально-экономического развития Российской Федерации.

2. Эффективность использования энергетических мощностей (число часов использования установленной мощности (ЧЧИМ час/год)) является показателем, влияющим на стоимость электроэнергии в государстве. Анализ эффективности загрузки энергетических мощностей более 99% мировой энергетики показывает, что величину загрузки определяет не способность энергосистемы производить электроэнергию и не структура мощностей, а преимущественно возможность равномерного энергопотребления. Так как объем потребления электроэнергии определяется потребностью экономики, ввод новых мощностей, опережающий рост потребления, приводит к снижению ЧЧИМ. Во всех странах, завершивших этап индустриализации, значение удельного (подушевого) потребления электроэнергии выходит на насыщение. Так как в европейской части России отсутствуют предпосылки роста УПЭ выше значений западноевропейских стран и Японии (8 МВтч/чел. год), а Урала, Сибири и Дальнего Востока – Канады, США и стран Северной Европы (12 МВтч/чел. год), то асимптотическая граница годовой выработки электроэнергии в России в будущем не превысит 1300–1400 млрд. кВтч.

В результате оптимизации энергопотребления возможно повышение ЧЧИМ в европейской части до 5500 час/год, а в восточной до 5800 час/год, что позволит обеспечить надежное электроснабжение при установленной мощности энергосистемы менее чем 250 ГВт.

3. Стратегическую безопасность определяет доступность ТЭР, поэтому для повышения эффективности использования мощностей и снижения стоимости тепловой и электрической энергии необходим переход от фрагментарных решений к принципам комплексного энергоснабжения на основе системного подхода к закономерностям преобразования, накопления, передачи и конечного потребления электроэнергии, к формированию среды, в рамках которой будет достигнута гармонизация отношений всех участников процесса производства, распределения и потребления энергетических ресурсов. Системный подход к построению энергоснабжения, сбалансированность потребления и выработки электроэнергии являлись и являются существенно более значимыми для устойчивого развития российской экономики, снижения технических и экономических рисков в сравнении с совокупностью достижений в области повышения параметров генерации и передачи электроэнергии. В рамках средового подхода требуется корректировка Энергетической стратегии Российской Федерации с переносом приоритетов на реализацию проектов, обеспечивающих синергический эффект оптимизации неразрывной технологической цепочки «производство-потребление ТЭР».

4. При средовом подходе регулируемые объекты распределенной генерации, производство энергии на которых в отличие от нерегулируемых может быть обеспечено по заранее заданному графику, получают новые функциональные свойства регулирования графика нагрузки, компенсации реактивной мощности в распределительных сетях, тем самым обеспечивая повышение качества и надежности централизованного энергоснабжения.

5. Отечественные интеллектуальные сети, в отличие от западных smart сетей, должны включать в себя не только электро-, но и тепло-снабжение. В результате надстройки электрогенерирующими установками существующих котельных будет сформировано ценологически оптимальное распределение энергетических мощностей. Целесообразным является установка в одном месте в привязке к сформированному тепловому потреблению по одному генератору. Работающие параллельно с сетью пространственно разделенные энергоблоки в пределах зоны действия понизительной подстанции в наибольшей степени обеспечат рост надежности энергоснабжения потребителей.

Заключение

Сегодняшняя концепция Энергетической стратегии ведет к увеличению роста стоимости энергетических ресурсов, что в совокупности с невозможностью повышения производительности труда на основе доступного и качественного энергоснабжения приводит к замедлению социально-экономического развития Российской Федерации. Увеличение объемов инвестиционных программ в энергетике вызывает дополнительное снижение доступности электроэнергии. Так как в существующей структуре стоимости электроэнергии для конечного потребителя доля генерации составляет менее 40%, внедрение совокупности технологий, повышающих параметры и эффективность работы генерирующих мощностей, сможет сократить стоимость электроснабжения не более чем на 20%, что будет поглощено инфляцией за 2–3 года. Значимый эффект может быть достигнут лишь при реализации скоординированных мер во всей цепочке «генерация-передача- потребление» и прежде всего у потребителя и в его интересах.

В мире эффективность использования энергетических мощностей (число часов использования мощности (ЧЧИМ час/год)) является одним из факторов, в значительной степени влияющим на стоимость электроэнергии в государстве. Анализ эффективности использования энергетических мощностей для более чем 99% мировой энергетики показывает, что величину загрузки определяет не способность энергосистемы производить электроэнергию и не структура мощностей, а возможность равномерного энергопотребления.

Ввод новых мощностей, опережающий рост потребления, приводит к снижению ЧЧИМ, так как объем потребления электроэнергии определяется потребностью экономики, а не возможностями энергосистемы по увеличению генерации.

Во всех странах, заверивших этап индустриализации, значение удельного (подушевого) потребления электроэнергии выходит на насыщение или растет с темпом менее 1%/год. Так как в Европейской части России отсутствуют предпосылки для роста подушевого потребления выше значений Западноевропейских стран и Японии (8 МВтч/чел. год), а для Урала, Сибири и Дальнего Востока – Канады, США и Скандинавских стран (12 МВтч/чел. год), то асимптотическая граница годовой выработки электроэнергии не должна превышать 1300–1400 млрд. кВтч.

В результате оптимизации потребления возможно достижение ЧЧИМ в Европейской части РФ 5500 час/год, а на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке РФ 5800 час/год, что позволит обеспечить надежное электроснабжение при установленной мощности энергосистемы менее чем 250 ГВт.

Полученная оценка достаточной мощности энергетических мощностей дает основания для пересмотра необходимости ввода новых энергетических объектов. По-видимому, в краткосрочном периоде необходимо проводить модернизацию существующего оборудования, повышая его экономичность и удельные показатели с использованием сформировавшейся энергетической инфраструктуры при сокращении электроемкости ВВП и повышении энергоэффективности экономики. Модернизация на основе современных аналогов ранее установленных энергоустановок позволит поднять их электрический КПД на 3-4 абсолютных процента (до 10-12 относительных процентов). Локальные дефициты, возникающие из-за неравномерности экономического развития, целесообразно устранять за счет перевода теплоисточников в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии, создавая распределенную энергетику.

В долгосрочной перспективе в России неизбежно распространение новых технологических решений, в частности, бестопливных распределенных технологий производства электроэнергии. Темп роста установленной мощности возобновляемых источников энергии в мире превышает 20%/год. В результате общемировая мощность ВИЭ в 2009 г. превысила мощность всех электростанций Российской Федерации, а доля в новых энергетических вводах Европы и США составляет 60%. Причем наступление этой «долгосрочной перспективы» произойдет значительно раньше в сравнении с завершением жизненного цикла большинства существующих электростанций.

Так как стратегическую безопасность определяет доступность ТЭР для повышения эффективности использования мощностей необходим переход от фрагментарных решений к системному подходу – формированию среды, в рамках которой будет достигнута гармонизация отношений всех участников процесса производства, распределения и потребления энергетических ресурсов, а не максимизация прибыли каждым участником. Системный подход к построению энергоснабжения, оптимизация поведения потребителя, сбалансированность потребления и выработки электроэнергии являлись и являются существенно более значимыми для устойчивого развития российской экономики в сравнении с совокупностью достижений в области повышения параметров генерации и передачи электроэнергии. Реализация средового подхода требует корректировки Энергетической стратегии РФ за счет переноса приоритетов на внедрение проектов, обеспечивающих синергический эффект при процессе оптимизации неразрывной технологической цепочки «производство-потребление ТЭР». Часть инвестиционных программ и соответствующих финансовых потоков должна быть переориентирована на задачи повышения эффективности работы конечных потребителей вместо ввода в эксплуатацию новых крупных электростан-

ций и развития магистральных линий электропередач. В большинстве случаев рост качества и надежности энергоснабжения можно обеспечить не столько за счет усложнения оборудования генерирующих компаний и системообразующих сетей, сколько в результате создания условий для рационализации поведения потребителя. Локальные дефициты, возникающие из-за неравномерности экономического развития, целесообразно устранять за счет перевода теплоисточников в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии, создавая распределенную энергетику.

В отличие от западных решений, формирование отечественного энергоснабжения должно включать в себя не только электро-, но и теплоснабжение. Требуется корректировка существующая практика наращивания мощности ТЭЦ в крупных городах с последующей выдачей электроэнергии за пределы мегаполиса. Приоритет следует отдать построению распределенной энергетики на основе перевода котельных в режим когенерации. Объекты распределенной генерации, производство энергии на которых возможно регулировать в соответствии с изменениями спроса, выполняя задачи повышения качества и надежности централизованного энергоснабжения, имеют объективные предпосылки для развития в Российской Федерации [65].

Список источников

1. Гвоздецкий В.Л. План ГОЭЛРО – стратегическая программа социально-экономического и научно-технического развития Советского государства, URL: <http://www.portal-slovo.ru/impressionism/36313.php>
2. Проценко В.П. Концепция перевода энергетики России на ресурсосберегающий путь развития // Энергосбережение и водоподготовка. 2003, №1, С.13–17.
3. Кудрявый В.В. Кто отменил принцип Чихгисхана? // Энергополис. 2012, №9, с. 30–33.
4. Кудряров С. Всегда есть другой путь // Эксперт. 2011, №27, С. 32–34.
5. Электрификация народного хозяйства / URL: <http://rayax.ru/tex/slovar-ee-p-1/300/index.html>
6. Некрасов С.А. Повышение эффективности энергоснабжения ЖКХ путем перевода котельных в режим комбинированной выработки тепла и электроэнергии. – Дисс. к.т.н. М.– МЭИ, 2011.
7. Кудрин Б.И. О государственном плане рыночной электрификации России. / Открытый семинар ИНП РАН "Экономические проблемы энергетического комплекса" / М. – ИНП РАН. 2005, 204 с.
8. Электрическая сеть США становится все менее надежной / URL:<http://www.smartgrid.su/2011/01/18/ehlektricheskaya-set-ssha-standovitsya-menee-nadezhnoj/#.UNBcbW-6dH4>, http://nationalization.ru/choice/facts/electric_net_USA.htm

9. Большой энциклопедический словарь 2-е изд. под ред. Прохорова А.М. / М. – Большая Российская энциклопедия, 2007, с. 1456
10. Губанов С.С. О формуле развития России.
URL:<http://institutions.com/general/1129-neo-industrializaciya.html>
11. Эффективная Россия: Производительность как фундамент роста. McKinsey, апрель 2009, 180 с.
12. Грачев И.Д., Некрасов С.А. О структуре цены электроэнергии у конечного потребителя // Микроэкономика. 2012, №10, с.37–41.
13. Электроэнергетика России 2030. Целевое видение. Под общей редакцией Вайнзихера Б.Ф. М.: 2008.
14. Проблемы развития электроэнергетики в свете задач модернизации России. Расшифровка диктофонной записи заседания "Меркурий–клуба" 18.03.2010 М. Меркурий –клуб, 2010. / URL: <http://www.tpprf.ru/ru/special/mercury-club/activ/2011-3/>
15. О повышении энергоэффективности российской экономики. Доклад ЦЭНЭФ Президиуму Государственного совета Российской Федерации, Архангельск: 2009, 167 с.
16. Надежность систем энергетики / Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. -2-е изд., перераб. и доп. -Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. -328с.
17. Рыбалко В.В. Надёжность и диагностика турбинных установок: Учебное пособие/СПбГМТУ. СПб., 2008, 207 с.
18. Ершов М.С. Развитие теории, разработка методов и средств повышения надежности и устойчивости электротехнических систем многомашинных комплексов с непрерывными технологическими процессами. - Дисс. д.т.н. М. – РГУ Нефти и газа им И.М. Губкина, 1995.
19. Воропай Н.И., Сендеров С.М. Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований / Открытый семинар ИНП РАН "Экономические проблемы энергетического комплекса" / М.– ИНП РАН, 2011, 89 с.
20. План устойчивого развития энергоснабжения Торонто. Energy Efficiency and Beyond. Toronto`s Sustainable Energy Plan, 2007. URL: <http://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2007/pe/bgrd/backgroundfile-4989.pdf>
21. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе развития концепции smart grid / М.: ИАЦ Энергия 2010. 208 с.
22. Европейский газовый рынок: мечты не всегда сбываются. М. – Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2012, 56 с.
23. Филиппов С.П. Малая энергетика России // Теплоэнергетика 2009, №8, стр. 38–44.
24. ЖКХ: пути решения назревших проблем: о проверке выполнения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации: по материалам контроля департамента аппарата полномочного представителя Президента Российской Федерации в ЦФО // Президентский контроль. 2011, №1, С 5–11.
25. Клейнер Г.Б. Российская экономика: системный подход. В книге Мезоэкономика развития. – М. : Наука, 2011, 805 с.

26. Кожуховский И.С., Басов В.П. Формирование рыночных механизмов развития когенерации в России / Открытый семинар УРАН ИНП "Экономические проблемы энергетического комплекса" / М., УРАН ИНП, 2011, 86 с.
27. Энергетическое обследование электрических сетей 110 кВ "МРСК Сибири", Боровиков В.С., и др. // Электрика, 2010, №11, с. 3–9.
28. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М., Энергия, 1969.
29. URL: <http://www.kudrinbi.ru>
30. Мелентьев Л.А. Очерки истории отечественной энергетики / М.: Наука, 1987. 278 с.
31. Green Light to Clean power. Энергетическая Стратегия Лондона 2002.
32. URL: <http://tonto.eia.doe.gov/>
33. Analysis of trends and Issues in the Financing of Renewable Energy and Energy Efficiency. UNEP Global Trends in Sustainable Energy Investment 2008.
34. Усов С.В. Электрическая часть электростанций Учебник для вузов С.В. Усов, Б.Н. Михалев и др. "Электрическая часть электростанций": Учебник для вузов – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1987. – 616 с.
35. Грачёв И. Д., Некрасов С. А. О подходах к развитию распределенной энергетики в Российской Федерации // Промышленная энергетика. 2012, № 12, с. 2–8.
36. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций / Стандарт организации. Введен в действие протоколом заседания Правления ОАО РАО "ЕЭС России" от 21.01.2008 № 1805 пр.
37. Некрасов С.А., Зейгарник Ю.А., Шевченко И.С. Альтернативный подход к проблеме энергоснабжения малых поселений // Промышленная энергетика. 2012, №7 с. 2–6.
38. Некрасов С. А., Мосичева И. А., Шигаев И. А. О переводе ТЭЦ в парогазовый режим / Труды Всероссийской научно-практической конференции "Повышение надежности эксплуатации электрических станций и энергетических систем – ЭНЕРГО - 2012". – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 420с. Стр. 224–227.
39. Башмаков И.А. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России // Новости теплоснабжения.2008, №2, С 6–10.
40. Шейндлин А.Е. Размышления о некоторых проблемах энергетики. М. – ОИВТ РАН, 2003, 23 с.
41. Схема тепло и электроснабжения Московской области / М.: ГУП МО "НИИПИ градостроительства" 2004.
42. Салихов А.А. Пути повышения технико-экономических показателей действующих ТЭС. Минск: Ковчег, 2009, 511 с.
43. Отчет о НИР Разработка программы модернизации электроэнергетики России до 2020 г. М. ОАО Энергетический институт им Г.М. Кржижановского 2011, 242 с.

44. Некрасов С. А. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях на основе распределенной энергетики // Промышленная энергетика. 2013, №4, с.48–53.
45. Корнилов Г.П. Повышение эффективности электротехнических комплексов предприятий черной металлургии за счет регулируемых компенсирующих устройств. – Дисс. д.т.н. Манитогорск, Магнитогорский государственный технический университет, 2010.
46. Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programmes 2012. International Energy Agency. (Annual Report - Stockholm, January 2013). URL:<http://www.ieadsm.org>
47. Некрасов С. А., Цырук С. А., Жармагамбетова М. С. О системном подходе к проблеме развития аккумулирования энергии // Промышленная энергетика. 2013, №3, с.2–6.
48. Грачёв И. Д., Некрасов С. А. О значении эффективности использования энергетических мощностей / Четырнадцатый всероссийский симпозиум «Стратегическое планирование и развитие предприятий» Москва, 9–10.04.2013.
49. Народное хозяйство СССР за 70 лет: Юбилейный стат. ежегодник / Госкомстат СССР. –М.: Финансы и статистика, 1987. –766 с.
50. Некрасов С. А. Взаимосвязь эффективности использования мощностей электроэнергетики и нового строительства электростанций // Национальные интересы. Приоритеты и безопасность. 2012, №4, с. 19–45.
51. Совалов С.А. История создания и развития единой энергетической системы. URL:<http://so-ups.ru/fileadmin/library/so85.pdf>
52. Турский Э.В., Рогулин А.В. Внедрение вычислительной техники в ОДУ и ЦДУ ЕЭС. URL:<http://so-ups.ru/fileadmin/library/so85.pdf>
53. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. М., "Высш. школа", 1975. 488 с.
54. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / М.: "Высшая школа", 1982. 319 с.
55. Лукашов Г.А. Оценка электроэнергетической самообеспеченности территорий России. В сборнике Научные труды ИНИ РАН / Гл. ред. Коровкин Г.А. – М.: МАКС Пресс, 2011, 584 с.
56. Некрасов С. А. О независимости эффективности использования энергетического оборудования от структуры источников энергии // Промышленная энергетика. 2012, №4, с. 2–6.
57. Огороков В.Р., Волкова И.О., Огороков Р.В. Интеллектуальные энергетические системы: технические возможности и эффективность // Академия энергетики. 2010, №3, С 74–82.
58. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г № 1715–р

59. Некрасов С. А., Шевченко И. С. Альтернативный подход к определению необходимого производства электроэнергии в Российской Федерации // Энергетика Татарстана. 2011, №1, с. 50–56.
60. International Energy Outlook 2011. Energy Information Administration Office of Integrated Energy Analysis and Forecasting U.S / Department of Energy Washington DC 20585
61. Некрасов С. А., Зейгарник Ю. А., Шевченко И.С. Гармонизация интересов производителей и потребителей энергии как одно из условий эффективного развития энергетики // Энергетика Татарстана. 2012, №3, с. 74–77.
62. Иванов С.Н., Логинов Е.Л., Михайлов С.А. Энергосбережение: проблемы достижения энергоэффективности. Монография. – М.: НИЭБ, 2009. 326 с.
63. Стенников В.А., Жарков С.В. О направлениях развития газовой теплоэнергетики РФ // Портал по энергосбережению Энергосовет, URL: <http://www.energosoвет.ru/stat661.html>
64. Кризис 2010-х годов и Новая энергетическая цивилизация / Под ред. В.В. Бушуева, М.Н. Муханова. - М.: ИД"Энергия", 2013. - 272 с.
65. Некрасов С.А. Обоснование направлений развития энергетики, отвечающих задачам неоиндустриализации / Конкурентоспособность экономики России в XXI веке: вызовы для национальной безопасности: сб. докл. – М. : Рос. Ин-т стратег. исслед., 2013. – 260 с. 238-259 с.
66. Народное хозяйство СССР в 1963 г. Статистический ежегодник. М.: "Статистика" 1965.
67. Губанов С.С. О формуле развития России.
URL:<http://institutiones.com/general/1129-neo-industrializaciya.html>
68. URL:
<http://www.zsamur.ru/files/00/000d17d0faeec414d35c459207d1250a.pdf>
69. Грачёв И. Д., Некрасов С. А. Некоторые аспекты энергоснабжения малых населенных пунктов // Теплоэнергетика. 2010, №4, с. 45–48.
70. Полтерович В.М. Институциональные ловушки и экономические реформы / В.М. Полтерович – М.: Российская экономическая школа, 1998. – 37 с.
71. Губанов С. Компрадорский режим держится на волоске истории / Интервью Губанова С.С. «БИЗНЕС Online» 24.02.15 / <http://www.business-gazeta.ru/article/126419/>

ДИСКУССИЯ

ВОПРОСЫ

Синяк Ю.В., председатель

Я позволю себе начать серию вопросов.

Вы рассмотрели много примеров из сферы электроэнергетики, но они все относятся к зарубежным странам. Есть ли у вас оценки, чего можно добиться в России в части снижения тарифов на электроэнергию, повышения качества и надежности энергоснабжения и т.д.? И сколько все это будет стоить?

Некрасов С.А. – ЦЭМИ РАН

Понимаете, очень просто директивно говорить о необходимости снижения тарифов, но нужен конкретный механизм для их снижения, ведь для реализации инвестиционных программ нужны деньги. Ключевая идея здесь заключается в том, что эффект масштаба в электроэнергетике, заключающийся в снижении стоимости выработки кВтч при увеличении единичной мощности генерации, ушел в прошлое и сейчас практически не наблюдается. Современные малые газопоршневые генераторы имеют те же удельные стоимости, что и блоки гигаваттной мощности. Есть решения по 10-12 кВт для дачного и поселкового пользования с затратами, которые сопоставимы с крупными блоками. Кроме того, в результате развития распределенной генерации произошло приближение генерации к потребителю. Сегодня можно построить такие генерирующие мощности, для которых будут отсутствовать издержки на передачу, они будут интегрированы в схему теплоснабжения, а электроэнергия будет вырабатываться с коэффициентом использования тепла топлива порядка 85-90%. Вот тот путь, по которому следует двигаться. И здесь можно действительно снизить стоимость снабжения на десятки процентов.

Синяк Ю.В.

Но на крупных агрегатах удельные затраты на выработку все же ниже, чем у распределенной генерации. На малых мощностях увеличиваются расходы топлива. Также всегда нужно рассматривать ситуации, когда нет тепловой нагрузки. Что тогда делать?

Некрасов С.А.

Этот вопрос рассматривался. В неотапительный период есть тепловая нагрузка по ГВС, которая составляет 10-12% от пиковой нагрузки в самые холодные периоды. В пределах этой нагрузки и устанавливается генерация. Из экспериментальных технических данных, полученных на

примере Башкирии, следует, что удельные расходы снижаются до 160-170 г условного топлива на кВтч. Для сравнения в энергосистеме России средний удельный расход составляет 330-340 г условного топлива. То есть за счет грамотной интеграции малой генерации в схему теплоснабжения можно добиться снижения расходов на выработку электроэнергии до 40%.

Синяк Ю.В.

Вы никак не затронули тему выравнивания графиков нагрузки. Это тоже очень серьезный аргумент.

Некрасов С.А.

Возможно, я нечетко выразился. Не стоит задачи удовлетворения спроса у потребителя – цель заключается в формировании спроса. То есть нужно создать условия, в которых потребитель будет формировать такой спрос, который наиболее удобен для энергосистемы. Соответственно, график сглаживается, и загрузка мощностей выравнивается.

Синяк Ю.В.

Вы рассматриваете текущие условия и распространяете их на перспективу. То есть, например, не учитываются возможные будущие ограничения на выбросы углерода. Но если мы начинаем вводить такие ограничения, структура энергосистемы должна существенно поменяться за счет увеличения доли АЭС и ВИЭ, у которых свои характеристики в части КПД, ЧЧИМ, капиталоемкости.

Некрасов С.А.

Показано, что пока доля ВИЭ в выработке электроэнергии находится в пределах 10-15%, эффекты от изменения структуры генерации нет. Но я согласен с вашими доводами. Например, при увеличении роли АЭС нестабильность режима работы энергосистемы заставляет вводить систему регулирования нагрузки для атомных блоков, что является очень капиталоемкой операцией и ведет к росту радиоактивных отходов.

Синяк Ю.В.

Но здесь может применяться такое интересное решение, когда провалы нагрузки заполняются некими потребителями-регуляторами. В результате этого повышается базовая нагрузка и снижаются удельные затраты на производство электроэнергии.

Некрасов С.А.

Да, в такой роли могут выступать электромобили или накопители электроэнергии. Эти потребители во многом определяют будущие тенденции развития мировой энергетики.

Смирнова Л.С. – НИЦ «Курчатовский институт»

В контексте дискуссии об аккумулировании энергии хочу спросить, рассматривали ли вы вопросы, связанные с ГАЭС и их ролью в энергосистеме?

Некрасов С.А.

Я выступаю за распределенное аккумулирование на уровне потребителей. ГАЭС имеют КПД порядка 70%, они требуют высоких затрат земельных ресурсов и значительных капиталовложений – минимум 2000 долл. за кВт установленной мощности. Намного проще создать для потребителя условия, в которых ему будет выгодно аккумулировать энергию самому.

Смирнова Л.С.

А вы оцениваете расходы на инфраструктуру? В некоторых малых странах, например в Исландии, создана система зарядки и аккумулирования. Но не будет ли подобная система в России стоить таких денег, что это выльется в огромную нагрузку для потребителя? Возможно, вы недооценили масштаб страны.

Некрасов С.А.

Эти вопросы активно обсуждаются. Но я хочу отметить один интересный факт: в период 1910-1915 гг. доля электромобилей доходила до 40%. Это говорит о том, что определяющую роль играет концепция общества и система взаимоотношений, а детали и конкретные механизмы будут под них развиваться и подстраиваться.

Смирнова Л.С.

Если считать, что атомные мощности гармонично обеспечивают базовую нагрузку, то, по вашему мнению, какое оборудование и в каком процентном соотношении должно быть в системе для регулирования пиковой и полупиковой нагрузки?

Некрасов С.А.

Вы задаете вопрос, который соответствует сегодняшней ситуации в энергетике. Я говорю о другой парадигме развития энергетики, которая учитывает еще и потребителя. В рамках этой парадигмы нужно не подбирать мощности для регулирования нагрузки, а создавать такие усло-

вия, чтобы потребителю было выгодно аккумулировать энергию в часы вне пика.

Синяк Ю.В.

Я хотел бы отметить, что стратегия будет сильно зависеть от графика нагрузки. В каких-то условиях конфигурация графика нагрузки позволяет выравнять его и добиваться эффекта снижения затрат, а в других – нет. Но в части аккумулирования западный опыт показывает важность того, кто является собственником мощностей – энергосистема или собственник домохозяйства. Здесь вопросы аккумулирования по-разному решаются: в энергосистемах, по-видимому, наиболее дешевым способом является гидроаккумуляция, а в бытовых условиях приходится использовать электронакопители. Но что важно: и цена на мощности ВИЭ, и стоимость накопителей существенно снижаются, эти технологии становятся все более и более дешевыми.

Буцуев В.В. – ИЭС

Когда вы говорите о том, что повышение КИУМ выгоднее, чем строительство новых электростанций, с вами, вероятно, можно было бы согласиться. В общем случае при переводе теплофикации на когенерацию достигается рост КИУМ электростанций. Нельзя ли, с вашей точки зрения, пойти дальше и вообще перевести теплофикацию на электрификацию, то есть заменить теплоснабжение электротеплоснабжением? Тогда, как мне кажется, КИУМ будет еще выше.

Некрасов С.А.

Технически такую задачу решить можно, но все будет определяться системой взаимоотношений. Думаю, что в целом по стране такой перевод в настоящее время невыгоден. В ближайшие несколько десятилетий нужно использовать имеющуюся систему теплоснабжения, при этом локально применять альтернативные способы энергоснабжения потребителей и постепенно перестраивать всю систему в сторону удачных решений.

Синяк Ю.В.

Мне кажется, что использование электроэнергии для целей отопления целесообразно, только если график нагрузки позволяет это делать, потому что нужно рассчитывать и на зимний максимум, который в несколько раз может превышать летний максимум. Да, в США они уже сравнялись, но в России пока сохраняется их существенное различие.

ВЫСТУПЛЕНИЯ

Синяк Ю.В., председатель

Есть еще вопросы к докладчику? Нет.

Тогда перейдем к выступлениям.

Кудрин Б.И. – МЭИ

Перед нами большая работа, которая позволяет разобраться в отношениях между потребителями и энергосистемой. Этот вопрос все больше и больше обостряется, причем темы, поднятые в сегодняшнем докладе, в значительной степени отражают те проблемы, которые будут рассмотрены на 47 секции CIGRE.

Важная тенденция, которая наблюдается сегодня в энергетике – это снижение единичных мощностей. Признан ошибочным постулат, что мощности должны быть 25 МВт и выше. Когда берешь энергосистему Москвы, крупная генерация, конечно, выигрывает за счет масштаба. Но, например, в Подмоскowie в связи с произошедшими авариями приняты решения о строительстве небольших генерирующих мощностей. Это говорит о том, что взгляды на соотношение мощность-генерация начинают меняться. Одно дело – потребление, другое дело – выработка электроэнергии. Потребитель же сейчас находится в очень тяжелых условиях, поскольку рынок совершенно не конкурентный. Решение разделить мощности и киловатт-часы сильно ударило по потребителям последовавшим ростом тарифов.

Крайне важен также переход не только к малой энергетике, но и к тому, чтобы отдаленные потребители были запитаны от собственных источников. В России 20 млн. чел. живут без доступа к электроэнергии. Это совершенно не допустимо. Нужен отдельный закон об электрификации, который должен быть нацелен на решение этой проблемы.

Что касается промышленных предприятий, то многие из них пошли по пути строительства собственной генерации. На Магнитогорском комбинате построено почти 600 МВт из необходимых 1000 МВт. На Липецком комбинате также строится мощная генерация, которая использует и доменный газ, и коксовый газ, и тепло проката. Это происходит повсеместно из-за высокой цены, а также из соображений надежности и безопасности энергоснабжения. Так, в черной металлургии и другой промышленности важно, чтобы в случае перебоев был источник питания, который запускается в течение 10-30 микросекунд, иначе отказывает электроника. Это касается и сферы обслуживания. Все магазины давно уже руководствуются тем, чтобы было 5 источников питания, два из которых – собственные, запускающиеся за минуты. Отдельный источник выделяется под холодильники. Особое внимание также уделяется надежности электроснабжения кассовых аппаратов, которые переда-

ют информацию в единую сеть. То есть энергосистема сегодня не может обеспечить надежное питание потребителя.

И несколько слов о прогнозировании максимума электропотребления. В нашей стране устойчивая практика завышения прогнозов потребления электроэнергии, под которые затем строится мощность. В результате мы имеем избыточную генерацию. В своих работах я определял максимум электропотребления на уровне 2000 млрд. кВтч, а в представленном докладе сделана еще более жесткая оценка – 1300-1500 млрд. кВтч. Это существенно отличается от долгосрочных прогнозов Минэнерго до 2035 г. С этим нужно разобраться.

Рыжов В.В. – независимый эксперт

В докладе было сказано, что на сегодняшний день сама система сдерживает развитие электроэнергетики и, кроме того, основательно сокращает возможности по снижению тарифов для конечного потребителя. Я хотел бы акцентировать внимание на следующем. Навязанная нам английская модель рынка крайне негативно сказывается на энергетике России. Кроме того, в Украине подобная модель начала функционировать на 10 лет раньше, и сейчас там сложилась очень сложная ситуация. Коэффициент использования установленной мощности генерации растет, но и цена электроэнергии тоже значительно увеличивается. Это происходит из-за политической обстановки, когда олигархические интересы преобладают над любыми другими. Но я опасюсь, что Россия повторит путь Украины и уже через 10 лет мы придем к такому же раздраю в энергетике.

Бушув В.В. – ИЭС

Первое, что хотелось бы отметить, это терминологический фактор. Система – это не группа генерации и распределительной сети. Система включает также и потребителя. И то, что мы начали в конце концов говорить о том, что надо рассматривать системные вопросы энергообеспечения комплексно – это совершенно правильный и своевременный подход. Поэтому не надо говорить, что «система вредит» потребителю. Система – это то, что объединяет всех нас – и генерацию, и потребителя. И в этом отношении доклад представляется очень интересным и многообещающим.

Отдельно отмечу несколько аспектов. Единство системы в виде потребителя и генерации диктует нам с помощью ориентации на конечный результат (производительность труда в промышленности, комфорт в жилом секторе) и саму структуру используемых мощностей. И не надо противопоставлять в альтернативном виде централизованную и распределенную систему. Все зависит от соотношения возможностей и потребностей. Если где-то доминирует сельскохозяйственный потреби-

тель, то он работает с резко переменным графиком нагрузки, и там не требуется больших мощностей – это одна система. Если работает крупное промышленное предприятие с постоянным графиком нагрузки, как алюминиевые или металлургические заводы, то будет доминировать крупная энергетика. Но, как правильно упоминалось, она может сочетаться с собственной генерацией промышленных предприятий. Поэтому структуру мощностей в энергосистеме в целом надо выбирать и использовать исходя из взаимодополнения централизованных и распределенных подходов.

Также я бы более внимательно отнесся к проблемам использования более универсальных источников энергии, в т.ч. электроэнергии по сравнению с отдельно теплоснабжением, отдельно газоснабжением и отдельно моторным топливом для транспортных средств. Мне кажется, что электроэнергия в силу своей универсальности, надежности и удобства для управления, несмотря на некоторую дороговизну технологий, имеет несомненные шансы на более быстрое развитие, чем отдельные системы тепло-, газоснабжения. Я считаю, что довольно скоро может быть поставлен вопрос о переходе в нашей стране на электротеплоснабжение в целом, потому что, повторяю, это лучше с точки зрения удобства для потребителя.

Резюмируя, хочу сказать, что очень важен акцент не на противопоставление потребителя и генерации, а на их единство в рамках единой системы энергообеспечения конечной экономики. Пока мы этого не добьемся, пока не перестанем сталкивать систему и потребителя, ничего путного не выйдет.

Смирнова Л.С. – НИЦ «Курчатовский институт»

Спасибо за доклад!

Я хотела бы сделать акцент на рынок. Жестко регулируемая система хороша в тех странах, где работают профессионалы. Рынок же – некоторая степень свободы для выявления проблем. И то, что сейчас происходит с теплогенерацией, с распределенной генерацией, возможно, произошло из-за вызовов рынка.

Второй момент. Энергосистема вообще характеризуется капиталоемкой инерционностью. И совершенные капиталовложения позволяют давать результаты очень долгое время. Например, в 90-е годы значительных инвестиций не было, но прошлые вложения продолжали обеспечивать в стране всю инфраструктуру. Или сейчас мы наблюдаем избыток мощностей. Означает ли это, что мы должны ограничить свои инвестиции и поддерживать только минимальные резервы? Или такой подход создаст долгосрочные риски, которые проявятся впоследствии. К сожалению, в докладе эти вопросы рассмотрены не были. Но здесь нужен некий интегральный подход с учетом многих факторов.

Синяк Ю.В., председатель

Есть еще желающие выступить? Нет.

Тогда я подведу итог. С моей точки зрения все решения определяются экономическими расчетами. Когда-то для России была более выгодна централизованная система, теперь мы уже начинаем говорить, что возможен сдвиг в сторону децентрализованных систем. Но это все нужно просчитывать. Если в какой-то стране некоторые технические направления могут давать эффект, то в России реализация подобного эффекта совершенно необязательна в силу наших климатических, территориальных особенностей. Мне бы хотелось, чтобы докладчик суммировал все свои предложения и попытался просчитать их возможный эффект, будь то повышение надежности, безопасности, или снижение затрат и расхода топлива, но именно в России. Таким прогнозом было бы хорошо закончить представленный доклад. Докладчик же сегодня рассмотрел многие направления, но они повисли в воздухе. Каждое из них, действительно, интересно, но что оно даст применительно к российским условиям – таких оценок нет.

На этом заканчиваем. Давайте поблагодарим докладчика!

Компьютерный набор и верстка
оригинал-макета выполнены в
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16
Объем 3,9 п.л.
Тираж 100 экз.