

УДК 338.3
JEL C69, L94, O33
DOI 10.25205/2542-0429-2017-17-3-62-84

В. М. Маркова^{1,2}, В. Н. Чурашев²

¹ *Новосибирский государственный университет
ул. Пирогова, 1, Новосибирск, 630090, Россия*

² *Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН
пр. Академика Лаврентьева, 17, Новосибирск, 630090, Россия*

markova_vm@mail.ru, tch@ieie.nsc.ru

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОПТИМИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИКИ: РОЛИ «БОЛЬШОЙ» И «МАЛОЙ» ГЕНЕРАЦИИ

Рассмотрены проблемы совершенствования структуры электро- и теплогенерации в России, Сибири и Новосибирской области. Показано, что синхронизация схем электро- и теплоснабжения через развитие распределенной энергетики (в том числе когенерационных установок) должна стать приоритетной задачей развития энергетики. Интеграция энергетики муниципального уровня в планы развития большой электроэнергетики и переход на новую когенерационную парадигму позволяет существенно улучшить эффективность как производства, так и потребления энергии. Проведенные серийные расчеты по сравнительной оценке ряда технологий малой распределенной энергетики в Новосибирской области позволили выделить перспективные направления диверсификации энергетической отрасли и выявить разнообразие типов и форм взаимодействия энергообъектов большой и малой распределенной энергетики.

Ключевые слова: малая распределенная энергетика, когенерация, схемы теплоснабжения, энергоэффективность, Новосибирская область.

Проблемы «большой» энергетики как вызов для развития малой генерации

В Сибири, как и в России в целом, энергоснабжение подавляющего большинства городов традиционно осуществляется преимущественно через электро- и теплосети от электростанций и котельных большой мощности, сжигающих углеводородное топливо. Подобный тренд в энергетике технологически и исторически сложился в связи с проявлением так называемой экономии на масштабах, которая присуща только крупным станциям с оборудованием большой установленной мощности.

Характеризуя электроэнергетический комплекс России, следует отметить, что в настоящее время это:

- преобладание больших мощностей (59 электростанций с мощностью более 1 000 МВт, 37 – от 500 до 1 000 МВт);
- сверхцентрализованная энергетика (доля централизации составляет 90 %);
- большая протяженность линий электропередачи (2 614 тыс. км);
- неэффективное использование мощностей (КИУМ электростанций – 52 %);

Маркова В. М., Чурашев В. Н. Возможности повышения эффективности и оптимизации структуры энергетики: роли «большой» и «малой» генерации // Мир экономики и управления. 2017. Т. 17, № 3. С. 62–84.

• низкая доля производства электроэнергии на малых распределенных генерирующих установках – 1,5 млрд кВт/ч, или менее 2,5 %.

Экономические кризисы 2009 и 2014 гг. показали, что ориентация исключительно на «большую» энергетику себя не оправдала. Из намеченных в Генеральной схеме вводов к 2010–2015 гг. крупных энергетических объектов общей мощностью 39,5 ГВт в действительности введено в строй менее 25 ГВт [1; 2], из них только 17,5 ГВт по договорам поставок мощности (ДМП), оставшиеся объемы – это инициативы отдельных ТГК (ввод по обмену).

Многие специалисты считают, что «большая» энергетика достигла пределов эффективности (уничтожение эффекта масштаба из-за возрастающей сложности энергоагрегатов и управления ими, роста потерь в сетях, трудности настройки на индивидуальный спрос и др.), вследствие чего происходит рост тарифов на электро- и теплоэнергию, а также наблюдается доминирование проблем производства энергии над оптимизацией ее потребления [1–4]. Среди причин неудовлетворенности развитием «большой» генерации следует отметить и такие, как высокая стоимость (а иногда и невозможность) техприсоединения к электрическим сетям; необходимость содержания больших резервных мощностей; трудности обеспечения требуемого качества электроэнергии в ЕЭС; высокая экологическая нагрузка.

В связи с пересмотром темпов роста энергопотребления, отсутствием доступных инвестиционных ресурсов и большим сроком окупаемости объектов крупной энергетики актуальным становится вопрос о нахождении оптимального сочетания и балансировки крупных системообразующих объектов генерации, сетей и распределительных источников малой и средней мощности.

Высокая инвестиционная привлекательность малой генерации обусловлена относительно низким уровнем первоначальных вложений, возможностью быстрого ввода в эксплуатацию, контролем со стороны потребителя (табл. 1).

Таблица 1

Малая энергетика:
предпосылки, препятствия и характеристика потенциального инвестора

Предпосылки	Препятствия
Повышение тарифов Снижение качества поставок централизованной энергии Сложности или отсутствие технической возможности присоединения к электрическим сетям и рост стоимости присоединения «Льготное топливо» (попутный газ, отходы лесопиления и сельского хозяйства) Стимулирование отдельных видов	Несформированное законодательство Дополнительные технические согласования и необходимость соответствия нормативам Возможное противодействие со стороны генерирующих компаний Необходимость закупки топлива и повышение цен на него Относительно долгосрочные инвестиции Отсутствие структурированного плана развития и учета в стратегических документах
Преимущества	Характеристики потенциального инвестора
Производство энергии в непосредственной близости Снижение затрат на электроэнергию и тепло (в части сетевой составляющей) Надежность электроснабжения, предотвращение аварийных ситуаций Повышение качества предоставляемой энергии Способность быстро удовлетворить местный спрос на энергию Повышение эффективности (когенерация) Экологическая составляющая	Наличие потребности в электрической и тепловой энергии Низкие цены на топливо и высокие цены на электричество Готовность к долгосрочному инвестированию Готовность реализовать технически сложный проект

Источник: составлено авторами на основе анализа [3; 5–7].

Одним из наиболее перспективных направлений являются когенерационные установки (КГУ) малой и средней мощности, которые позволяют снизить затраты на производство энергии на 40 %, добиться высокой эффективности использования топлива (до 90 % от потенциальной энергии), повысить использование установленной мощности и снизить экологическую нагрузку.

За рубежом важные стратегические документы по развитию электроэнергетики в направлении распределенной генерации были приняты начиная с 2004–2005 гг. в странах ЕС (Директива 2004/8/ЕС от 11.02.2004 «О развитии когенерации на основе полезного тепла на внутреннем энергетическом рынке»), США (Калифорния. План развития Распределенной генерации), Австралия (Программа по реформированию энергетики Австралии) [4]. Распределенная малая генерация в странах ЕС сегодня занимает около 10 % от установленной мощности (или около 100 ГВт), в США – доля малой генерации превышает 21 % (220 ГВт), а темпы прироста составляют порядка 5 ГВт в год [3; 5; 8].

В России активное внимание к данной теме началось с 2009 г. В 2010 г. по инициативе «Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике», НП «Российское торфяное и биоэнергетическое общество», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» была учреждена Технологическая платформа «Малая распределенная энергетика» (ТП МРЭ) [5; 6]. И если до 2011 г. развитие распределенной энергетики носило неорганизованный характер, то после проведения конференции и создания ТП МРЭ, она получила новый вектор развития и начала формироваться как отдельная подотрасль. С 2013 г. Министерство энергетики РФ назвало распределенную энергетику одним из приоритетных направлений развития энергетики, была сформирована рабочая группа по интеллектуальной энергетике, в том же году было создано НП «Распределенная энергетика». Кроме того, такие крупные компании, как «Интер РАО», ОАО «Э.ОН Россия», «Евросибэнерго» (EN+), ОАО «РАО ЭС Востока», ОАО «Квадра», ОАО «КЭС Холдинг» пришли к заключению, что распределенная энергетика также должна быть для них в числе приоритетных направлений деятельности, создали дочерние компании и разработывали собственные стратегии развития распределенной энергетики. В 2015 г. в рамках Национальной технологической инициативы была сформирована рабочая группа EnergyNET при участии АСИ и РВК.

Современное состояние и перспективы малой генерации в РФ

В настоящее время нет общепринятого учета мощности малой распределенной генерации в России. По одним данным, доля распределенной генерации в энергобалансе оценивается в 1,4 %, мощность – около 3 ГВт, по другим, с учетом различных установок ВИЭ суммарная мощность составляет 7,7 ГВт, а при учете установок промышленных предприятий – до 17 ГВт [2; 5; 8; 9]¹. По разным оценкам, в энергетике РФ функционируют более 50 тыс. объектов малой распределенной генерации (среди них около 1,5 тыс. объектов – это мини-ТЭЦ) и их число продолжает увеличиваться. Суммарная мощность всех действующих возобновляемых источников энергии (ветряные, солнечные, геотермальные установки) не превышает 155 МВт, еще около 300 МВт составляют микро- и мини-ГЭС. Около 70 % мощности малых электростанций и установок ВИЭ расположено в азиатской части России в районах отсутствия централизованного энергоснабжения. При этом доля малой генерации (до 30 МВт) в суммарной мощности ТЭС составляет от 1 % в ЦФО до 14 % в ДФО [9–11].

¹ Уровень мощности в 7,7 ГВт оценивается исходя из данных таможенной статистики о ввезенных в РФ установках малой мощности (ежегодно ввоз оборудования суммарной мощностью около 150 МВт). По другим оценкам, ввоз только дизельных установок, и прочего оборудования для малой и средней генерации за 2010–2012 гг. составил 1,2 ГВт. (Источник: Обзор рынка малой энергетики РФ: дизельные электростанции. URL: <http://dizel-market.ru/info/rynok-dizelnyh-elektrostanciy.php>). Согласно обзору от INFOline «Распределенная энергетика РФ и рынок энергетических установок», суммарная установленная мощность распределенной и промышленной энергетики России превышает 17 ГВт, или 7 % от общей мощности по РФ, а выработка электроэнергии – 56,4 млрд кВт-ч, или 5,5 % от общей выработки по РФ. (Источник: Распределенная энергетика РФ и рынок энергетических установок. М., 2014. URL: <http://infoline.spb.ru/upload/iblock/41a/41a5f4c457dff70baff9cf017602709b.pdf>)

Но и в зоне централизованного энергоснабжения у потребителей есть интерес к диверсификации электро- и теплоснабжения. Электростанции малой и средней мощности получили за последние десять лет широкое распространение в России, особенно в мегаполисах и крупных городах, например газотурбинные (ГТЭС-ГТУ), в том числе мобильные (МГТЭС), дизельные (ДЭС) и газопоршневые (ГПЭС-ГПА). Среди лидеров внедрения малой генерации в экономике компании из секторов «обрабатывающие производства» и «добыча полезных ископаемых» [7; 8].

Развитие малой генерации возможно по нескольким направлениям:

- сфера коммунального энергоснабжения (актуально внедрение когенерационных установок);
- мобильные потребители (транспорт, строительство, лесозаготовка, геологоразведка, туризм, охота, сельское хозяйство, аварийные и спасательные службы, бытовые потребители и др.);
- домохозяйства, коттеджи (резервное и «дополнительное» энергоснабжение);
- регионы, где есть местное топливо: торф, биотопливо (сельское хозяйство), отходы.

До 2010–2011 гг. в стратегических документах² развитию малой генерации уделялось недостаточно внимания: в Энергостратегии-2030 был задан индикатор развития – доля распределенной генерации 15 % в производстве электроэнергии на тепловых электростанциях. В Генсхеме предусматривался ввод мощностей распределенной генерации в базовом (3,1 ГВт) и максимальном (5,9 ГВт) вариантах [2].

В новых версиях этих документов (в Энергостратегии-2035 и в предлагаемой АПБЭ корректировке Генсхемы) в перспективе до 2030 г. предполагается увеличить суммарную мощность малой распределенной генерации до 50 ГВт при снижении пересмотренных объемов вводов крупных станций (АЭС, КЭС) с 173 до 123 ГВт. Намечается нарастить и долю ВИЭ до 5 ГВт [2].

Важность развития и интеграции малой распределенной энергетики на протяжении нескольких десятков лет отмечают и многие научные организации [3; 12–15]. Общий вывод – МРЭ имеет свою рыночную нишу в электроснабжении страны на период до 2030–2035 гг. наряду с развитием «большой» генерации, и эта ниша достаточно значительна.

Сложнее вопрос с определением места МРЭ в развитии теплоснабжения. С начала рыночных реформ 1990-х гг. отрасль теплоснабжения обычно рассматривалась как необходимая, но второстепенная по сравнению с электроэнергетикой. Только в последнее время пришло осознание ее ключевой роли в экономике страны. Теплоэнергетика имеет наибольшие резервы и перспективы развития: по энергетическому эквиваленту в полтора раза больше, чем сфера электроснабжения, и в три-четыре раза больше по совокупным расходам потребителей – населения и предприятий.

Производство тепла в системах централизованного теплоснабжения (ТЭЦ и системы муниципального теплоснабжения) РФ составляет порядка 1 300–1 500 млн Гкал в год. Сегодня 528 тепловых электростанций (из них 332 общего пользования и 253 промпредприятий), имеющих теплофикационное оборудование, вырабатывают около 570 млн Гкал тепловой энергии в год, что составляет 38–40 % от общего объема централизованного теплоснабжения. Остальное тепло поставляется от 70 тысяч коммунальных котельных средней мощностью 8 Гкал/ч и средним КПД 75 %. При этом неоднократно отмечалось, что тепловые источники имеют существенный избыток мощности, так коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) котельных составляет в среднем 18 %, ТЭЦ – 31 % [16–18].

По оценкам Минэнерго РФ и ряда специалистов, отпуск теплоэнергии от ТЭС за 20 лет (с 1992 по 2012 г.) сократился в 1,5 раза за счет снижения промышленной тепловой нагрузки ТЭС и замещения тепловой нагрузки ТЭС котельными. В результате доля полезно исполь-

² Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. М., 2009 г. URL: www.minenergo.gov.ru/activity/energostrategy/.../Energostrategiya-2030.doc; Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года. М., 2016 г. URL: http://www.energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_09_2015.pdf; Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года. М., 2010. URL: <http://www.e-apbe.ru/scheme>; Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года. М., 2012. URL: http://www.e-apbe.ru/5years/sc_2012_2030/SC_2012-2030-new.php.html

зуемого сбросного тепла ТЭС уменьшилась с 59 до 48 %. Снижился также и показатель КИТ на ТЭС с 57 % в 1992 г. до 53 % в 2011 г. [13; 18].

Рост числа котельных привел и к увеличению платежной нагрузки на потребителей, так как тарифы на тепло от котельных кратко превышают тарифы на ТЭС. На рынке электрической и тепловой энергии сформированы ценовые диспропорции, тарифы и нормативы для разных групп потребителей отличаются более чем в 100 раз, что усугубляется наличием около 10 видов перекрестного субсидирования.

Препятствием к активному продвижению когенерации в регионах является и отсутствие должной институциональной основы и финансовой поддержки ее развития, как со стороны федерального центра, так и со стороны администраций субъектов Российской Федерации. Установки когенерации в части тепла являются объектами интересов муниципальной энергетики, а в части электроэнергии – объектами региональных и федеральных интересов. В результате нет единого центра ответственности. Несомненным является тот факт, что прежняя ориентация на разработку только схем и программ развития электроэнергетики без взаимоувязки с прогнозированием теплоснабжения на муниципальном уровне, является ошибочной.

Развитие энергетической инфраструктуры, формирование своеобразного муниципального топливно-энергетического кластера, должно начинаться с оценки перспектив экономического развития территории, прогноза электропотребления, теплоснабжения и топлива, балансов электрической энергии и мощности. Если бы муниципальная энергетика в законодательном порядке имела соответствующий статус, который позволял бы ей определять инвестиционный процесс на основе региональных программ, то, по оценке экспертов, не нужно было бы ОГК и ТГК строить столько генерирующих мощностей [2].

Законодательные меры по обеспечению развития распределенной генерации

Действительно, в настоящее время развитие объектов малой распределенной энергетики во многом затруднено из-за отсутствия адекватной законодательной поддержки. Среди огромного количества различных нормативно-правовых актов, регулирующих энергетическую отрасль в целом, лишь несколько имеют соответствующие статьи о МРЭ. При этом часто это определение относится к объектам ВИЭ, или же объекты малой энергетики выступают в качестве границы отсечения для рассмотрения. Так, в ФЗ «Об электроэнергетике» участие на оптовом рынке рассматривается только для станций мощностью свыше 25 МВт; есть распоряжение Правительства Российской Федерации от 04.10.2012 № 1839-р «Об утверждении комплекса мер стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии» и действует Госпрограмма «Энергоэффективность и развитие энергетики» (Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 512-р), содержащая Подпрограмму по возобновляемым источникам энергии.

Юридическая поддержка малой генерации может быть реализована как через внесение изменений в существующие законодательные акты, так и через принятие отдельного федерального закона о малой энергетике³. Так, в ФЗ № 190 «О теплоснабжении» необходимо включить положение о выработке тепловой энергии объектами малой энергетики. В дополнении нуждается и ФЗ № 261 «Об электроэнергетике» путем включения терминологических определений в сфере малой распределенной энергетики, ввода отдельного раздела, определяющего основы развития объектов МРЭ, их участия в оптовом и розничном рынках.

В новом законе о малой энергетике необходимо регламентировать: отнесение к категории «малая распределенная энергетика» энергообъектов, вырабатывающих тепловую и электрическую энергию или работающих в когенерационном режиме; основные условия режимов работы малых генерирующих установок – имеется в виду работа в изолированном режиме и работа с выдачей избытков производимой энергии на оптовый и розничный рынки; осо-

³ В 2012 г. в Госдуме РФ на обсуждение был вынесен проект Федерального закона «О государственной поддержке автономной (малой) энергетики», но он не прошел даже первого чтения.

бенности функционирования малых распределенных установок в когенерационном режиме в секторе муниципального тепло- и электроснабжения; особенности присоединения малых распределенных генераторов к электрическим сетям и др. [19]⁴.

В российском энергетическом законодательстве неоднократно встречается прямое указание на приоритет конкретного технического решения – комбинированного производства тепловой и электрической энергии (когенерации)⁵. При этом законодательные нормы, обеспечивающие реализацию этого приоритета, практически отсутствуют как в основополагающем законе ФЗ № 35 «Об электроэнергетике», так и в других нормативных документах, регулирующих рынок электроэнергии (№ 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период...», № 261-ФЗ «Об энергосбережении...», № 190 «О теплоснабжении»). В указанных законах не удалось связать в единое целое особенности функционирования ТЭЦ как единого комплекса.

Важным нерешенным вопросом остается порядок технологического присоединения генерирующих объектов малой распределенной энергетики (сроки, стоимость и др.), который упростит проведение этих процедур и простимулирует инвесторов к реализации проектов в области МРЭ.

В настоящее время в Российской Федерации осуществляется масштабная разработка нормативно-правовой базы по регламентации порядка получения комплексных экологических разрешений и внедрения наилучших доступных технологий⁶. И роль малой энергетики в этом направлении может быть значительно усилена.

Технологические решения для малой распределенной энергетики

Технической единицей малой распределенной энергетики являются локальные энергосистемы, которые могут быть представлены различным сочетанием генерирующих, сетевых объектов и иных установок и оборудования. Такие энергосистемы могут быть изолированными энергетическими «островами» либо иметь электрические связи с ЕЭС и взаимодействовать с ней с помощью технологий «микросетей».

В настоящее время в обсуждении проблем развития малой генерации наблюдается смещение интереса в сторону интеллектуальных «виртуальных» решений: существуют уже массовые готовые разработки по нескольким направлениям (информационное обеспечение распределенной генерации, диспетчеризация распределенной генерации, облачные вычисления для распределенной генерации)⁷. Очевидно, что привлекательность подобных решений объясняется их относительно невысокими затратами и малыми сроками внедрения.

Однако полноценная реализация «умных сетей» проблематична без предварительного достижения соответствующего уровня развития собственно генерирующих объектов распре-

⁴ Кривошатка И. Распределенная генерация в России: конкурент большой энергетике или способ залезть в карман потребителей? Энергетика и промышленность России. 2013. Март. № 05 (217). URL: <http://www.ergussia.ru/epr/217/14807.htm>

⁵ В ФЗ «О теплоснабжении» (и частично в ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности») присутствует довольно редкий инструмент прямого указания на приоритет конкретного технического решения – комбинированного производства тепловой и электрической энергии (когенерации), а в Постановлении Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики в регионах» среди перспективных направлений развития когенерации названы строительство локальных мини-ТЭЦ и реконструкция существующих котельных – перевод их на комбинированную выработку электрической и тепловой энергии. Приоритетность строительства энергетических объектов когенерации подчеркивается и в Постановлении Правительства РФ от 31.12.2009. № 1221 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных или муниципальных нужд». В проекте ТП МРЭ также одним из первых важных направлений развития МРЭ указаны когенерационные установки.

⁶ Под термином «наилучшая доступная технология» подразумевается технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения.

⁷ План мероприятий («дорожная карта») «EnergyNet» Национальной технологической инициативы. URL: http://fasie.ru/upload/docs/DK_energynet.pdf, проект «Интеллектуальная энергетическая система России».

деленной энергетики – прежде всего, технологий когенерации и возобновляемых источников энергии.

Необходимым условием для масштабного развития отечественной малой распределенной энергетики является наличие разнообразных эффективных технологий. Множество технологий распределенной генерации энергии охватывает установки мощностью до 25 МВт(э), включая нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ), такие как:

- энергоустановки, сжигающие углеводородное топливо (нефтепродукты, газ, твердое топливо, включая биомассу, уголь, твердые бытовые отходы) для получения электрической и тепловой энергии;
- ветроустановки (ВЭУ) и малые гидроэлектростанции (МГЭС), получившие широкое применение в малых распределенных системах электроснабжения потребителей;
- солнечная энергия, преобразуемая в электрическую в фотоэлектрических установках (ФЭУ) и солнечных электростанциях (СЭС), а в тепловую на станциях солнечного теплообеспечения (ССТ);
- теплонасосные установки (ТНУ), использующие низкопотенциальное тепло;
- атомные станции малой мощности (АСММ);
- топливные элементы.

Каждое из описанных выше технологических решений распределенной генерации имеет предпочтительную сферу применения, где в наибольшей степени проявляются его преимущества. Одним из наиболее перспективных решений может стать преобразование котельных в мини-ТЭЦ.

В настоящее время на рынке представлено большое количество агрегатов разных типов, пригодных для преобразования в мини-ТЭЦ котельных: газопоршневые агрегаты (ГПА), газотурбинные (ГТУ) и небольшие парогазовые (ПГУ) установки. Эти установки существенно различаются по КПД и диапазонам мощности, соответственно имеют разное соотношение электрической и тепловой мощности и разное значение коэффициентов использования топлива (КИТ). Лидирующими по объему внедрения и разнообразию оборудования, являются установки, работающие на природном газе, но подобные решения становятся привлекательными вдвойне с учетом того, что с появлением определенных современных технологий возможным становится в качестве топлива для этих станций применять попутный газ нефтедобычи и нефтепереработки, отходы санитарной вырубке леса, твердые бытовые отходы⁸.

Реализация названных инновационных приоритетов осложнена в связи с трудностями обеспечения отечественными энерготехнологиями и оборудованием. Если в крупной энергетике преобладают российские турбины / блоки, то в малой энергетике рынок практически полностью захватили зарубежные производители (GE, Alstom, Siemens, CATERPILLAR и др.). большинство импортных установок характеризуется более высоким электрическим КПД [11; 12; 19; 20]. По оценкам различных экспертов, при сохранении нынешних пропорций в закупках энергетического оборудования к 2020 г. российская энергетика окажется на треть построенной на зарубежном оборудовании, что может снизить энергетическую безопасность страны. Следует отметить, что отечественное машиностроение в настоящее время не готово к поставкам современных маломощных конкурентоспособных отечественных энергетических ГТУ высокого технического уровня. Ввод газотурбинных и парогазовых технологий происходит крайне медленно. Производство отечественных автономных энергетических установок распределенной энергетики мощностью от 10 кВт до 60–70 МВт модульного типа до сих пор не налажено [20].

В Энергостратегии России были рассмотрены два сценария, учитывающие долю зарубежного оборудования в энергетическом машиностроении (80 и 15 %), а в 2011 г. была принята Стратегия развития энергомашиностроения Российской Федерации на 2010–2020 гг.

⁸ Например, в ТП МРЭ прописано, что модернизация котельных с использованием технологий малой и средней распределенной тепловой когенерации может проходить в двух направлениях: в зоне газоснабжения – газопоршневые установки (до 100 МВт), газотурбинные установки на основе микротурбин (от 15 кВт до 1-2 МВт), турбин малой мощности от 2 до 50 МВт, турбин средней мощности – от 50 до 120 МВт; в зоне угля – котлы ЦКС и КС малой и средней мощности, установки газификация угля и получения из синтез-газа тепла и электроэнергии

и на перспективу до 2030 г.⁹ Но на сегодняшний день это слабо повлияло на изменение доли отечественного машиностроения в обеспечении новым оборудованием энергопредприятий. Тем не менее попытки создать и развивать собственную технологическую базу продолжают-ся. Так, в программных документах ТП МРЭ и НТИ в части EnergyNET приведены списки наиболее перспективных технологий МРЭ и указаны их российские разработчики¹⁰.

Возможности и перспективы малой генерации в Новосибирской области

Новосибирская область позиционируется как один из наиболее динамично развивающихся субъектов Российской Федерации с диверсифицированной структурой экономики и с ориентацией на инновационный путь развития. В отличие от многих других субъектов Сибирского федерального округа в экономике Новосибирской области отсутствуют крупные энергоемкие производства. Уровень энергоемкости ВРП Новосибирской области в 1,7 раза ниже, чем в среднем по России, и в 3 раза ниже, чем в среднем по Сибирскому федеральному округу.

В структуре потребления различных видов топлива в регионе уголь составляет 57 %, природный газ – 23 %, нефтепродукты – порядка 19 %. Среди потребителей топливных ресурсов наибольшую часть занимают электрические станции (44 %) и котельные (17 %); в структуре топливоиспользования которых на уголь приходится около 80 %. Такая структура потребления топлива в экономике и энергетике области сохраняется уже длительное время.

Балансы мощности новосибирской энергосистемы избыточны, но исходя из экономических критериев целесообразно получение мощности из ЕЭС Казахстана и смежных энергосистем ОЭС Сибири (суммарно около 300 МВт). Электроснабжение потребителей Новосибирской области осуществляется шестью электростанциями, общей установленной мощностью 3014,5 МВт, пять из которых – ТЭЦ (84,7 % от суммарной установленной мощности), принадлежащие ОАО «СИБЭКО», и одна – ГЭС (15,3 % от суммарной установленной мощности), принадлежащая ОАО «РусГидро». Основная часть собственных генерирующих мощностей области расположена в Новосибирске, обладающем излишками энергии, откуда она передается на большие расстояния рассредоточенным потребителям. Так, западные районы Новосибирской области (более 80 % территории) получают около 95 % электроэнергии от Новосибирского энергоузла по протяженным электрическими сетям, что обуславливает высокие потери энергии.

Существующее состояние системы теплоснабжения города Новосибирска и других поселений области мало отличается от общей картины по России, сохраняя целый ряд нерешенных проблем: высокие суммарные тепловые потери с учетом распределенных сетей, большой износ основных фондов и недостаточный уровень капиталовложений в техническое перевооружение. Однако в связи с наличием достаточно крупной агломерационной точки (Новосибирск с прилегающими городами) исследование проблем теплоснабжения региона следует разделять для Новосибирской агломерации и прочих сельских районов.

Кроме пяти ТЭЦ в области работают около 1 тысячи котельных (табл. 2). В Новосибирске централизованным теплоснабжением охвачено примерно 86 % территории, выработку теплоэнергии осуществляют четыре ТЭЦ и более 200 котельных. В системе теплоснабжения города работают как отдельные малые ведомственные котельные (около 150), так и крупные локальные котельные (30 принадлежит СИБЭКО и 21 ведомственная). В районах области выработка теплоэнергии осуществляется преимущественно на котельных малой мощности.

⁹ Стратегия развития энергомашиностроения Российской Федерации на 2010–2020 годы и на перспективу до 2030 г. М., 2011. URL: http://strategy2030.midural.ru/sites/default/files/files/strategiya_razvitiya_energomashinostroeniya_rossiyskoy_federacii_na_2010_2020_gody_i_na_perspektivu_do_2030_goda_utverzhdennaya_prikazom_minpr_torga_rf_ot_22.02.2011_no_206.pdf

¹⁰ Например, среди поддержанных ТП проектов названы энергоэффективные газотурбинные установки малой мощности, разрабатываемые ОАО УК «ОДК» (НПО «Сатурн») и ОАО «Ярославская генерирующая компания».

Таблица 2

Показатели системы центрального теплоснабжения РФ, Сибири и Новосибирской области

Показатель	Новосибирская область	Сибирский Федеральный округ	Российская Федерация
Количество тепловых станций, шт.	5	77	528
Количество источников теплоснабжения, шт.	941	11 326	73 109
до 3 Гкал/ч	698	9 287	56 914
	74,2 %	82,0 %	77,8 %
от 3 до 20 Гкал/ч	218	1 758	13 522
	23,2 %	15,5 %	18,5 %
от 20 до 100 Гкал/ч	25	281	2 673
	2,6 %	2,5 %	3,7 %
Суммарная мощность источников теплоснабжения, тыс. Гкал/ч	14,8	91,9	592,3
Выработка теплоэнергии, млн Гкал	28	248,8	1 355
Доля выработки теплоэнергии, %			
на котельных и теплоутилизационных установках (ТУУ)	41,9	45,9	53,7
на ТЭС	58,1	54,1	46,3

Источник: база ГКС ¹¹, [13].

В структуре котельных высока доля котельных мощностью до 3 Гкал/ч – свыше 74 %, при этом данные котельные в большинстве своем не отвечают современным требованиям ни по экономичности, ни по экологическим показателям, их КПД в основном не превышает 65 %, тогда как крупные котельные имеют КПД близкий к 85 %.

Как видно из табл. 3, показатели функционирования котельных области значительно различаются по территории: в Новосибирской агломерации расположено чуть менее от общего числа котельных, которые вырабатывают более половины всего объема теплоэнергии, тогда как выработка теплоэнергии на котельных, находящихся вне зоны магистрального газопровода (около трети от общего числа котельных), не превышает 16 % от суммарной по области. Следует отметить, что для Новосибирской агломерации характерен более высокий уровень использования мощности (соотношение подключенной нагрузки к установленной мощности – 65 %), тогда как для прочих районов области это соотношение ниже (50–57 %).

В Новосибирской области на основе когенерации в настоящее время реализовано несколько удачных решений вопросов энергообеспечения потребителей жилищной и социальной сферы. Так, застройщиком УК «Концерн-Сибирь» для новых жилых районов за 2010–2016 гг. введено несколько мини-ТЭЦ (КоТЭС) мощностью 50 МВт и в перспективе планируется еще 7 станций суммарной мощностью 75 МВт ¹². Примером успешного когенерационного решения является установка паровой турбины мощностью 6,5 МВт на ФГУП НЗИВ, три паровые турбины по 1,8 МВт каждая – в ОАО «Сиббиофарм». Тем не менее при заявля-

¹¹ Единая межведомственная информационно-статистическая система (ЕМИСС) Федеральной службы государственной статистики. Показатели статформы 1-ТЭП. URL: <https://www.fedstat.ru/>

¹² Головкин В. В. Развитие объектов когенерации СК Сибирь // XII Новосибирский инновационно-инвестиционный форум «Инновационная энергетика». Новосибирск, ноябрь 2016. URL: <https://www.slideshare.net/ASKBDA/ss-68775685>

Таблица 3

Показатели котельных Новосибирской области
в разрезе нескольких групп районов

Группа районов	Количество котельных, шт.	Установленная мощность, Гкал/ч	Годовая выработка теплоэнергии, тыс. Гкал	Годовой расход условного топлива по подключенной нагрузке, тыс. т у. т.
Новосибирская агломерация	230	3 673	6 271	1 059
	24,4 %	52,1 %	57,0 %	50,3 %
Прочие районы в зоне магистрального газопровода	428	2 213	2 947	636
	45,5 %	32,2 %	26,8 %	30,2 %
Прочие районы вне зоны магистрального газопровода	283	1 168	1 782	409
	30,1 %	17,0 %	16,2 %	19,4 %
Новосибирская область в целом	941	7 054	11 700	2 104

Источник: база ГКС.

емой необходимости расширения когенерационной выработки энергии ни в одном из стратегических региональных документов не указаны проекты строительства мини-ТЭЦ¹³.

В разработанных схемах теплоснабжения Новосибирска, Бердска, Кольцово и отдельных районов области большинство новых котельных в период до 2031 г. запланировано к вводу на газе, что закреплено в соглашении с Газпромом. В Новосибирске, в изолированных от централизованного теплоснабжения районах, запланировано строительство 4 новых котельных с суммарной установленной тепловой мощностью 86,3 Гкал/ч (100,5 МВт) и в зоне централизованного теплоснабжения 3 котельных мощностью 14,5 Гкал/ч. По области запланирован ввод котельных суммарной мощностью 46 Гкал/ч.

Вместе с тем малая энергетика Новосибирской области, представленная в настоящее время значительным количеством малых котельных, может быть реконструирована и модернизирована таким образом, что за счет развития мини-ТЭЦ сможет удовлетворить все потребности областных потребителей в дополнительных объемах электрической и тепловой энергии в перспективе до 2030 г. В «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области до 2023 г.» (данные СибЭНТЦ) оценен валовой потенциал котельных, работающих на газе и имеющих перспективу перевода в объекты когенерации с учетом ожидаемого прироста тепловых нагрузок на рассматриваемую перспективу (табл. 4).

¹³ В схеме теплоснабжения Новосибирской области в разделе «Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок» подобные предложения отсутствуют. Корректировкой схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области на период 2013–2017 и 2021 гг. такие мероприятия также не предусмотрены.

Таблица 4

Потенциал перевода в режим когенерации котельных, работающих на газе в Новосибирской области, МВт

Тип когенерационной установки	В крупных городах	В районах
ГТУ	1 350	150
ПГУ	2 556	281
ПВМ и ГПА	351	93

Из данных табл. 4 видно, что около 90 % котельных, перспективных для перевода в режим когенерации, расположены на территории агломерации. При этом около 60 % котельных могут быть переоборудованы в мини-ТЭЦ на ПГУ, 30 % – на ГТУ, 10 % – на ПВМ и ГПА.

В регионе практически нет объектов альтернативной энергетики¹⁴, работающих на возобновляемых источниках энергии, хотя и имеются предпосылки к развитию подобных источников [21].

В данной работе нами была предпринята попытка проведения оценки по сравнительной эффективности внедрения ряда энерготехнологий и традиционных энергоустановок для региональной системы (Новосибирской области). В секторе анализа взаимосвязей энергетических производств в ИЭОПП СО РАН для этих целей разработан и используется модельный инструментальный мезоуровня¹⁵. Нам представляется, что широко применяемый на практике метод оценки инвестиционных проектов на основе анализа денежных потоков не дает возможности уловить системный эффект от массового внедрения МРЭ. Модели макроуровня позволяют формировать ориентиры и тенденции развития лишь на уровне отрасли и макрорегионов и в силу большой агрегированности информации недостаточно учитывают технологические и региональные особенности использования оцениваемых энергоустановок.

Используемые нами модели мезоуровня дают возможность изучать реакцию структуры регионального ТЭК на ввод новых способов генерации. С позиций региональной эффективности осуществляется оценка масштабов распространения технологий в регионе, конкурентоспособности различных комбинаций технологий, общей экономии энергоресурсов в регионе при использовании новых технологий по сравнению с традиционными.

Базой для расчетов послужили отчетные данные по объемам производства и потребления энергоресурсов, стоимостным характеристикам 2012–2014 гг. В качестве границы прогнозного периода рассматривался 2030 г.

Эффективность различных технологических способов и сценариев оценивалась по нескольким показателям: коэффициенту использования топлива, общему объему расхода топлива (в том числе сокращению потребления топлива по сравнению с традиционными установками) и суммарным приведенным затратам (том числе только по капитальным вложениям). Расчет проводился в базовых ценах без учета инфляции.

Среди технологических способов малой распределенной генерации были учтены следующие:

- *локальные мини-ТЭЦ* разного типа (ПГУ, ГТУ, ПВМ и ГПА), потребляющие различные виды топлива (газ, уголь, водоугольное топливо, древесные отходы и солому);
- *тепловые насосы* (парокомпресссионные и абсорбционные) на различных источниках преобразования энергии;

¹⁴ Примером может служить построенная в 2011 г. в Венгеровской районе котельная на биотопливе (отходах лесопиления до 5,5 тыс. т), и отдельные установки тепловых насосов.

¹⁵ В ИЭОПП СО РАН для исследования производственных связей в энергетике на мезоуровне (и в том числе для оценки прогнозных уровней потребления и производства энергоресурсов) используется комплекс энергетических моделей, в который входят: энергетическая модель России; модели перспективного развития ТЭК регионов; отчетный и прогнозный топливно-энергетические балансы регионов [22].

- *комплексная районная тепловая станция*, основным принципом технологии которой является использование двух видов базового топлива (твердые бытовые отходы и природные топлива). В технологической схеме КРТС предусматривается применение совершенного оборудования для сжигания отходов с целью повышения общего коэффициента полезного действия КРТС: камеры сжигания (печи), паровые котлы-утилизаторы, тепловые насосы, газоочистные сооружения.

- *котельные на водоугольном топливе*, в качестве исходного материала для приготовления которого возможно использование кузнецких углей марки Г и Д, антрацита, угольных шламов и шламов антрацита, отходов углеобогащения кузнецких углей.

Для каждого типа технологий были сформированы детализированные способы с уточненными технико-экономическими показателями. Вид технологических коэффициентов обусловлен структурой модельного аппарата, использовался показатель выработки энергии (электро- и теплоэнергии) с 1 тонны условного топлива, т. е. он является обратным к показателю расхода топлива. Коэффициентами функционала служили приведенные затраты, включающие в себя как эксплуатационные затраты производственного способа (за вычетом затрат на топливо), так и капитальные затраты.

В качестве ориентиров прогнозных уровней электро- и теплоснабжения нами использовались несколько программных документов¹⁶. В целом на перспективу до 2025 г. в связи с отсутствием крупных энергоемких проектов в регионе большинство экспертов оценивают уровень потребления электроэнергии не выше 19 млрд кВтч. С учетом планируемых мероприятий программы энергосбережения не ожидается сколько-либо существенного роста теплоснабжения. Его возможный рост в значительной степени связан с прогнозным вводом жилья и площадей торговых центров.

В связи с отсутствием в перспективе значительного роста спроса на энергию и ограниченным объемом инвестиционных ресурсов для энергетики Новосибирской области актуальной является задача повышения качества и надежности поставок энергии потребителям, в том числе за счет смены технологической базы отрасли, снижения потерь энергии на всех этапах и пр. Одним из направлений модернизации энергетического сектора региона может стать масштабное внедрение технологий распределенной генерации [23; 24].

При принятых в задаче условиях развития экономики области в результате проведенных расчетов сразу проявилась неэффективность направления с ориентацией на развитие традиционной энергетики, которое предполагало строительство новой ТЭЦ-6 к 2030 г.: по показателям КИТ и приведенным затратам оно существенно проигрывало направлению, предусматривающему внедрение новых энерготехнологий (табл. 5).

Направление без развития собственной генерации характеризуется меньшим расходом топлива, что позволяет достичь более высокого уровня КИТ, однако это подразумевает наращивание импорта электроэнергии до 5–6 млрд кВтч. Из-за снижения самообеспеченности области электроэнергией возникают риски снижения надежности электроснабжения и повышения тарифов в случае обострения конкуренции на оптовом рынке мощности и энергии ОЭС Сибири.

Направление, связанное с развитием малой распределенной генерации, выгодно отличается от двух предыдущих более высоким уровнем самообеспеченности (импорт электроэнергии предполагается на уровне 1,1 млрд кВтч), более высоким коэффициентом использования топлива и меньшим значением приведенных затрат. При этом будут достигнуты объемы выработки электроэнергии, как в варианте со строительством ТЭЦ-6, а расход топлива будет ниже.

¹⁶ Стратегия социально-экономического развития Новосибирской области до 2025 г. Новосибирск, 2009. URL: <https://nso.ru/page/2412>; Концепция долгосрочной целевой программы Новосибирской области «Развитие энергетики, повышение энергоэффективности и энергобезопасности Новосибирской области на период до 2025 года». Новосибирск, 2009. URL: www.energo-fond.narod.ru/op/Concep2025.doc; Схема теплоснабжения города Новосибирска до 2030 года (актуализация на 2015 год). Новосибирск, 2014. URL: degkh.ru/shema-ts/content2/shema.pdf; Программа реиндустриализации экономики Новосибирской области до 2025 года (утв. Постановлением Правительства Новосибирской области от 01.04.2016 № 89-п). URL: <http://www.nso.ru/page/15755>; Схема энергоснабжения; Постановление Правительства НСО о прогнозах уровня электропотребления (СибЭНТЦ).

Таблица 5

Показатели эффективности по нескольким направлениям

Показатель	Строительство ТЭЦ-6	Стабилизация объемов собственной генерации, рост импорта электроэнергии	Развитие малой распределенной генерации
КИТ, %	75,1	78,7	81,0
Функционал, млрд руб.	53,5	51,0	50,3
Расход топлива, млн т у. т.	13,4	12,3	12,8
Выработка электроэнергии, млрд кВтч	18,2	13,8	18,4
Импорт электроэнергии, млрд кВтч	1,3	5,7	1,1

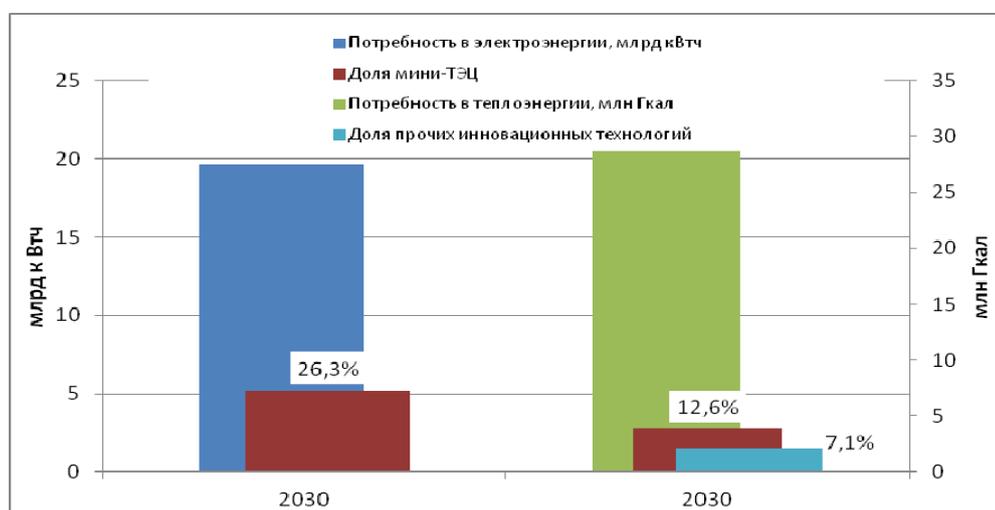


Рис. 1. Ниша новых технологий в удовлетворении потребности в электро- и теплоэнергии

На рис. 1 показана структура выработки электро- и теплоэнергии в случае реализации направления, предполагающего внедрение новых технологических способов малой генерации.

Доля малой энергетики в суммарной мощности энергетики Новосибирской области при благоприятных условиях способна составить до 15 %, а по выработке электроэнергии достигнуть 28 % (26 % от потребности), такие темпы развития малой энергетики в области будут выше прогнозируемых в РФ в целом.

Направление, предполагающее внедрение технологий малой энергетики, характеризуется следующими результирующими показателями:

- в перспективе до 2030 г. предпочтителен ввод мини-ТЭЦ, среди которых приоритетным является строительство ГПА и ПВМ на газе, установок на древесных отходах и ОВУТ, их доля в выработке теплоэнергии может составить 11–12 %, в электроэнергии – 25–26 %; строительство прочих мини-ТЭЦ не эффективно;
- доля тепловых насосов в выработке теплоэнергии может составить около 5 %;
- эффективен ввод новых котельных на водоугольном топливе. Их доля в выработке тепла может достичь 5,5 %;
- экономически не целесообразен выбор технологического способа утилизации твердых отходов «Комплексная районная тепловая станция (КРТС)», что можно объяснить более низ-

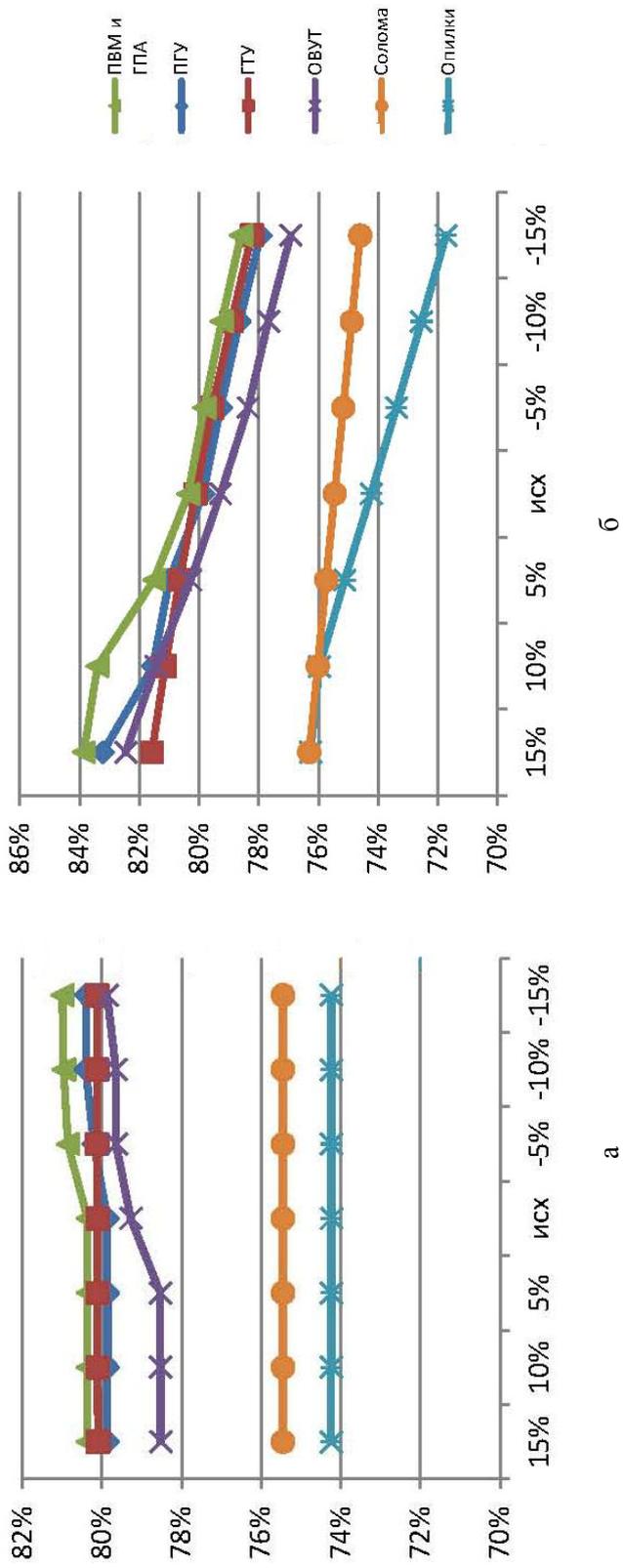
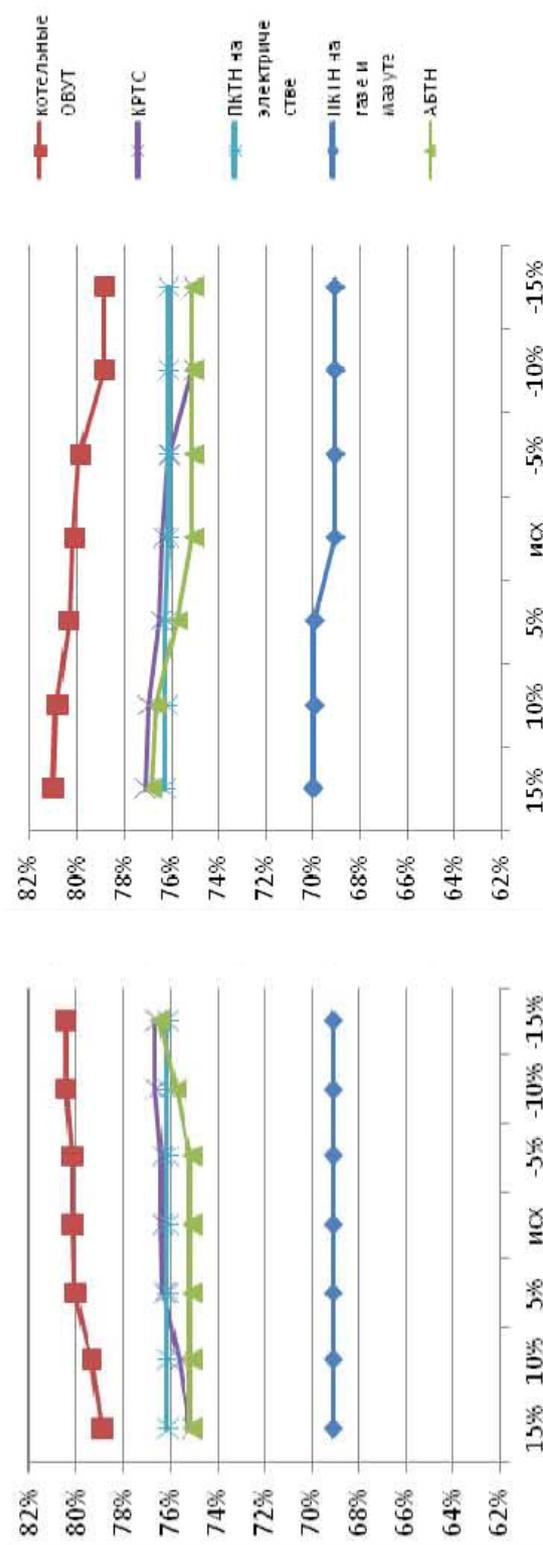


Рис. 2. Изменение КИТ в зависимости от изменения приведенных затрат (а) и технологических коэффициентов (б) для технологий мини-ГЭС



а

б

Рис. 3. Изменение КИТ в зависимости от изменения приведенных затрат (а) и технологических коэффициентов (б) для прочих технологий

кими коэффициентами выхода энергии. В дальнейших расчетах мы предполагаем более точно учесть экономические последствия реализации прочих продуктов (лома черных и цветных металлов и пр.) и изменения экологической нагрузки, что повысит конкурентоспособность КРТС.

Для оценки границ устойчивости полученного решения были проведены серийные расчеты с изменением ряда технико-экономических показателей технологий, таких как приведенные затраты или технологические коэффициенты выхода продукции (тепло- и электроэнергии). Это позволило получить дополнительную информацию для направлений корректировки исходных показателей технологий, по выработке мер поддержки их внедрения. При анализе показателей КИТ выделилась группа технологий мини-ТЭЦ как обладающая более высоким их уровнем по сравнению с прочими рассматриваемыми инновационными технологиями. К тому же они более чувствительны к изменениям выбранных показателей, что делает их внедрение более привлекательным (рис. 2). Прочие рассматриваемые технологии характеризуются меньшей чувствительностью к изменению параметров и имеют более низкий уровень рассматриваемых показателей (рис. 3).

Как видно из данных рис. 2 и табл. 6, наиболее существенное влияние оказывает изменение технологических коэффициентов, на это реагируют практически все технологии за исключением ПКТН на газе, тогда как при снижении приведенных затрат значимый рост КИТ показывают лишь ПВМ / ГПА, мини-ТЭЦ на ОВУТ и АБТН. Зависимость выработки теплоэнергии технологиями от изменения приведенных затрат и технологических коэффициентов можно проследить из данных табл. 6.

Следует отметить, что рост приведенных затрат от проектного уровня до 15 % практически не окажет сколько-нибудь заметного влияния на изменение доли выработки всех технологий (и поэтому в таблице не приводится). При сокращении же затрат среди мини-ТЭЦ в них более других повышается доля выработки для установок, использующих ОВУТ (при

Таблица 6

Изменение доли выработки теплоэнергии технологией
при изменении технологических коэффициентов и приведенных затрат

	Исходный проектный уровень	Изменение приведенных затрат			Изменение технологических коэффициентов					
		-5 %	-10 %	-15 %	15 %	10 %	5 %	-5 %	-10 %	-15 %
Мини-ТЭЦ										
ПГУ	12,0	12,8	13,2	13,2	17,6	13,2	13,2	12,0	12,0	12,0
ГТУ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
ПВМ и ГПА	11,1	12,0	12,2	12,3	16,2	15,6	12,2	11,1	11,1	11,1
ОВУТ	13,3	13,6	13,6	17,8	18,0	17,8	13,6	12,5	12,4	12,5
Опилки	25,8	25,8	25,8	25,8	29,2	28,3	27,1	24,5	23,2	21,9
Солома	15,1	15,1	15,1	15,1	17,0	16,4	15,8	14,4	13,8	13,1
Уголь	14,1	14,1	14,1	14,5	15,3	14,9	14,3	14,0	13,5	12,9
Прочие технологии										
котельные ОВУТ	9,5	9,5	11,5	11,5	11,5	11,5	9,5	9,0	8,7	8,0
КРТС	9,1	9,1	11,0	11,0	11,0	11,0	9,1	8,5	0,0	0,0
ПКТН на электричестве	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
ПКТН на газе и мазуте	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
АБТН	0,0	0,0	3,7	7,9	8,4	7,9	3,7	0,0	0,0	0,0

Таблица 7

Показатели эффективности технологий мини-ТЭЦ при разных границах использования топлива

Технология	Показатель	Границы использования топлива, тыс. т у. т.					
		500	1 000	1 500	2 000	2 500	3 000
ПУ	КИТ, %	77,6	79,3	80,4	80,9	81,3	82,0
	Удельные приведенные затраты на расход топлива	4034	3 996	3 959	3 918	3 902	3 880
	Доля в выработке электроэнергии по НСО, %	11,6	22,3	29,1	37,0	41,5	46,9
ГТУ	КИТ, %	73,9	77,2	78,8	81,3	81,8	82,5
	Удельные приведенные затраты на расход топлива	4061	4060	4061	4076	4090	4110
	Доля в выработке электроэнергии по НСО, %	13,2	23,3	31,4	36,9	41,4	46,8
ПВМ и ГПА	КИТ, %	74,0	77,4	79,1	82,1	82,7	83,6
	Удельные приведенные затраты на расход топлива	4019	3 976	3 948	3 930	3 917	3 897
	Доля в выработке электроэнергии по НСО, %	14,0	24,6	32,8	38,9	43,5	49,0
ОВУТ	КИТ, %	78,8	78,9	79,4	79,5	79,7	79,9
	Удельные приведенные затраты на расход топлива	4031	3 989	3 924	3 872	3 840	3 815
	Доля в выработке электроэнергии по НСО, %	15,1	21,0	28,0	34,3	39,8	43,5
Уголь	КИТ, %	78,9	79,1	79,3	79,6	79,7	80,1
	Удельные приведенные затраты на расход топлива	4080	4021	3 938	3 896	3 886	3 848
	Доля в выработке электроэнергии по НСО, %	11,6	19,6	28,7	35,3	37,6	45,1
		100	200	400	600	800	1000
Опилки	КИТ, %	79,7	79,2	78,7	78,2	77,7	77,7
	Удельные приведенные затраты на расход топлива	4180	4100	4019	3938	3858	3858
	Доля в выработке электроэнергии по НСО, %	0,2	2,4	4,5	6,7	8,8	8,8

снижении функционала на 15 % доля вырастает до 17,8 с 13,3 %). Среди прочих установок наиболее чувствительными к изменению затрат являются КРТС и АБТН.

При улучшении технологических коэффициентов наиболее существенно меняются доли выработки теплоэнергии на мини-ТЭЦ на угле и ОВУТ (с 11 до 18 %), опилках (с 22 до 29 %), на АБТН (с 0 до 8,4 %).

При тех же рассматриваемых направлениях развития энергетики Новосибирской области (допущение о разрешенном росте импорта электроэнергии, полном отказе от строительства традиционных станций и об ограниченности ввода новых котельных) проводился анализ чувствительности рассматриваемых характеристик эффективности энергетики региона к изменениям масштаба внедрения технологий (измеренных через потребляемое топливо). Результаты серийных расчетов свидетельствуют о том, что внедрение мини-ТЭЦ способно как полностью заменить ввод новых традиционных котельных, так и сократить до нуля поставки из-за пределов региона электроэнергии, а в ряде случаев и способствовать превращению НСО в экспортера электроэнергии. В табл. 7 и на рис. 4 приведены показатели эффективности этих технологий для региона в целом при различных диапазонах масштабах использования топлива. Границы потребления топлива по мини-ТЭЦ значительно выше (до 3 млн т топлива для газовых и угольных станций), а для других инновационных технологий не превышает 1 млн т, что объясняется существующими ресурсами образования используемого топлива (отходов лесопиления и сельхозпроизводства, ТБО и пр.) и техническими ограничениями на внедрение.

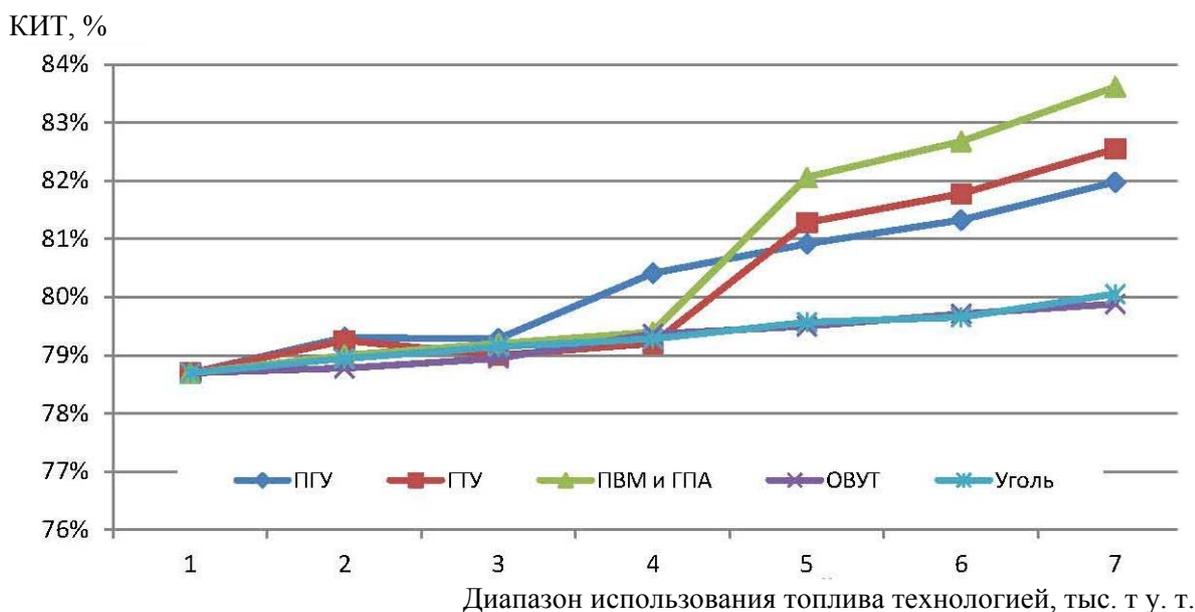


Рис. 4. Величина КИТ в зависимости от масштабов использования топлива технологией

При максимальном развитии технологий мини-ТЭЦ выработка электроэнергии на них позволит удовлетворять свыше 40 % прогнозируемой потребности региона. Видно, что более масштабное использование мини-ТЭЦ позволит существенно увеличить КИТ энергетического комплекса НСО (с 78 до 84 %), а для некоторых технологий (ПВМ, ГПА, опилки) происходит снижение удельных приведенных затрат.

Интерес представляет результат оценки границ внедрения мини-ТЭЦ на опилках: хотя его вхождение в структуру энергетики мини-ТЭЦ на опилках несколько ухудшают КИТ, но при этом происходит резкое сокращение затрат (с 4 061 до 3 858 руб./т у. т., или в целом по системе на 2,4 млрд руб.).

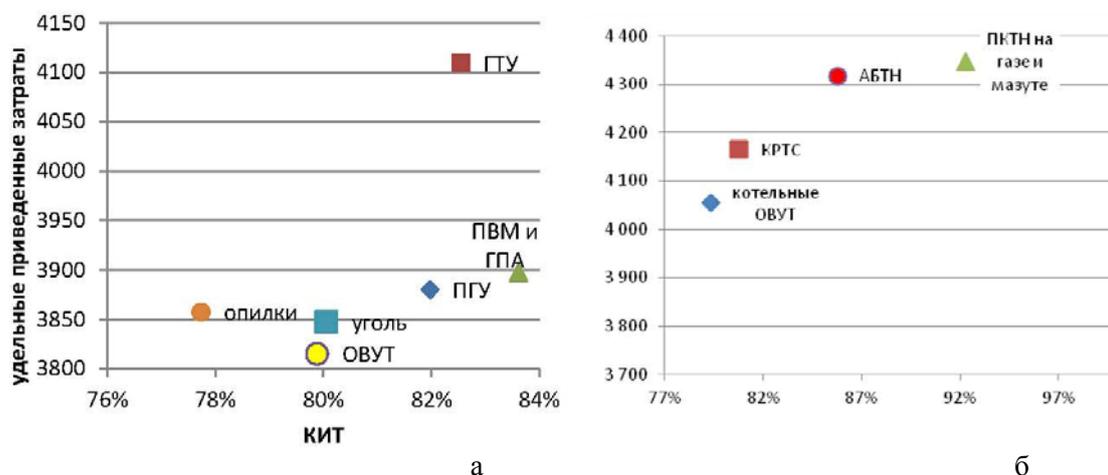


Рис. 5. Характеристики технологий при максимально возможном замещении ими способов традиционной энергетики: а – мини-ТЭЦ; б – прочие способы

Приведенная на рис. 5 зависимость коэффициента использования топлива и удельных приведенных затрат при максимально возможной границе использования топлива рассматриваемыми технологиями иллюстрирует ранжировку технологий. Мини-ТЭЦ имеет меньшие удельные затраты при среднем уровне КИТ, тогда как прочие технологии более затратны при более высоком уровне КИТ.

Дополнительную характеристику технологий можно дать через потери тепло- и электроэнергии, все рассматриваемые технологии способны в перспективе обеспечить снижение потерь тепло- и электроэнергии в сравнении с традиционной энергетикой, притом между собой технологии по этому показателю мало различаются, обеспечивая в среднем сокращение потерь теплоэнергии на 5–6 %, потерь электроэнергии – на 1–1,5 %.

Направление, предполагающее активное внедрение технологий МРЭ, демонстрирует и более низкий объем потребления топлива. Так, например, в сравнении с вариантом развития традиционной энергетики использование мини-ТЭЦ на ГТУ позволяет ежегодно сокращать потребление топлива на 550–560 тыс. т. (или в стоимостном выражении 2,1 млрд руб.). При этом по укрупненной оценке суммарная экономия на топливе за расчетный период (2020–2030 гг.) может составить до 7 млн т. у. т., или примерно 30 млрд руб.

Заключение

Ориентация на развитие только «большой» энергетики является неперспективным путем развития отрасли. Малая распределенная энергетика в условиях ограниченных темпов роста электропотребления и недостаточных инвестиционных ресурсов при изменении законодательных актов и институциональных условий способна стать триггером для смены технологической базы энергетики и, как следствие, развития и смежных отраслей экономики.

Распределенная генерация более гибко реагирует на спрос и на появление новых технологий, характеризуется малым сроком ввода мощностей и их окупаемостью. В зоне централизованного энергоснабжения МРЭ пока чаще используется для энергообеспечения промышленных территорий, но все острее ставится вопрос о необходимости учитывать при оценке ее эффективности экологические соображения, процессы субурбанизации, а также уровень энергообеспеченности смежных территорий. Для формирования корректных инвестиционных программ распределенную генерацию необходимо учитывать в схемах и программах развития электроэнергетики регионов. Сферы применения и масштабы использования малой энергетики в зависимости от условий и складывающихся факторов перспективе могут быть

связаны как с новыми потребителями и отказом потребителей от централизованного электро- и теплоснабжения, так и с использованием технологий МРЭ для преобразования в ТЭЦ крупных и мелких газовых котельных, в первую очередь, работающих на природном газе.

Исходные условия функционирования энергетического комплекса Новосибирской области характеризуются более высоким уровнем использования когенерации в сравнении со средним уровнем Сибири и России. Но это объясняется тем, что «большая» энергетика в области представлена только ТЭЦ. В малой же энергетике необходима смена технологической базы теплоснабжения.

Проведенные расчеты показывают, что в Новосибирской области приоритетным направлением развития теплоэнергетики является трансформация котельных в мини-ТЭЦ. Реализация этого направления позволит улучшить показатели КИТ энергетики области до 79–82 %, сократить ежегодные расходы на топливо на 2 млрд руб., снизить потери теплоэнергии и нарастить долю малой энергетики в выработке теплоэнергии до 30 %.

Сопоставительный анализ степени чувствительности технологий позволил проранжировать их между и оценить потенциал внедрения. Среди выявленных в результате серийных расчетов наиболее эффективными оказались следующие: мини-ТЭЦ, использующие опилки / сельхозотходы и ОВУТ, газовые мини-ТЭЦ на основе ПВМ и ГПА, АБТН.

Для получения конкретных рекомендаций о масштабах внедрения необходимо проводить дополнительные сценарные расчеты в части обоснования сфер применения, конкретных районов внедрения. Мы придерживаемся позиции, что должна происходить параллельная работа и интеграция большой и малой энергетики, не следует ориентироваться на какое-то одно универсальное решение.

Список литературы

1. Энергетический бюллетень. Инерция электроэнергетики / Аналитический центр при правительстве РФ. 2015. Май. 24 с.
2. Концепция развития электроэнергетической и теплоснабжающей инфраструктуры в Российской Федерации на основе когенерации и распределенной энергетики. М., 2012. URL: http://www.e-apbe.ru/library/presentations/2012_09_24_infr_dev.ppt
3. Стенников В. А., Воронай Н. И. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция. Раздел 4.2 // Инновационная электроэнергетика – 21 (проект книги). URL: http://www.energystrategy.ru/projects/energy_21.htm
4. Ливинский А. П. О некоторых аспектах технической политики в электро- и теплоэнергетике России // Новости теплоснабжения. 2010. № 09 (121). URL: <http://www.nts.n.ru/>
5. Новоселова О. А. Малая распределенная энергетика – новая парадигма в электроэнергетике // III Профессиональный форум энерготрейдеров России. М., 2013. URL: http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/01/Malaya_raspredeleonnaya_energetika.pdf
6. Кожуховский И. С., Новоселова О. А. Роль и перспективы деятельности ТП «Малая распределенная энергетика» в развитии распределенной энергетики // Материалы круглого стола ТП «Малая распределенная энергетика». М., 2013. URL: <http://www.reenfor.org/upload/files/f91e3e2f4c1a8d41af6dd5bc6f632429.pdf>
7. Шустерман Б., Яковлев Б., Сапрыкин И. Малая распределенная генерация в России и мире. Решение для промышленности, ЖКХ и прочих потребителей. М., 2013. URL: http://www.np-ace.ru/media/presentations_documents/6_GE_pitch_for_SoA2_1.pdf
8. Стратегическая программа исследований технологическая платформа «малая распределенная энергетика»: Отчет НИР ВШЕ. М., 2012. URL: innovation.gov.ru/sites/default/files/documents/2016/5841
9. Ньюшлосс Дж., Ряпин И. Развитие распределительной генерации / Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. М., 2012. URL: <http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/01/Skolovo.pdf> (дата обращения 12.02.2017).
10. Проект реализации технологической платформы «Малая распределенная энергетика». М., 2010. URL: <http://innovation.gov.ru/sites/default/files/documents/2016/5433/533.pdf>
11. Редько И. Я. О Концепции развития распределенной энергетики // СОК. 2014. № 11. URL: <https://www.c-o-k.ru/articles/o-koncepcii-razvitiya-raspredeleynoy-energetiki>

12. Казаков А. В., Заворин А. С., Новосельцев П. Ю., Табакаев Р. Б. Малая распределенная энергетика России: совместная выработка тепло- и электроэнергии // Вестн. науки Сибири. 2013. № 4 (10). С. 13–18.
13. Системные исследования в энергетике Ретроспектива научных направлений СЭИ – ИСЭМ. Новосибирск: Наука, 2010. 686 с.
14. Филиппов С. П., Дильман М. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных // Промышленная энергетика. 2014. № 4. С. 7–11.
15. Филиппов С. П. Малая энергетика в России // Теплоэнергетика. 2009. № 8. С. 38–44.
16. Кожуховский И. С. Перспективы развития тепловой энергетики // Материалы VII Ежегодной конференции газеты Ведомости «Российская энергетика». М., 2013.
17. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2012–2013 годах / Минэнерго РФ. М., 2014. 35 с.
18. Некрасов А. С., Сняк Ю. В., Воронина С. А. Перспективы развития теплоснабжения России // Энергия: экономика, техника, экология. 2014. № 2. С. 2–11.
19. Распределенная энергетика, как важное направление развития современной энергетики: Рекомендации круглого стола ГД РФ от 20 февраля 2017 года. URL: <http://komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/221570> (дата обращения 28.02.2017).
20. Рыхтер В. О., Зильберштейн О. Б. Тенденции развития рынка оборудования малой генерации // Наукоедение: Интернет-журнал. 2015. Т. 7, № 4. URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/31EVN415.pdf>. DOI 10.15862/31EVN415
21. Чурашев В. Н. Каким быть энергообеспечению Новосибирской области? // Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью: Сб. материалов: В 3 т. Новосибирск, 2016. Т. 3. С. 60–65.
22. Системное моделирование и анализ мезо- и микроэкономических объектов / Отв. ред. В. В. Кулешов, Н. И. Суслов; РАН, Сиб. отд-ние, ИЭОПП СО РАН. Новосибирск, 2014. 488 с. URL: <http://lib.ieie.nsc.ru/docs/2014/SistemModelir/>.
23. Маляренко В. А., Шубенко А. Л., Сенецкий А. В., Темнохуд И. А. Тенденции модернизации объектов малой энергетики на базе когенерации // Ползуновский вестник. 2013. № 4-3. С. 131–137.
24. Бык Ф. Л. Предпосылки и условия развития малой генерации в регионе и Новосибирске // XII Новосибирский инновационно-инвестиционный форум «Инновационная энергетика». Новосибирск, 2016. URL: <https://www.slideshare.net/ASKBDA/ss-68775677>

Материал поступил в редколлегию 01.06.2017

V. M. Markova^{1,2}, **V. N. Churashev**²

¹ *Novosibirsk State University
1 Pirogov Str., Novosibirsk, 630090, Russian Federation*

² *Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS
17 Academician Lavrentiev Ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation*

markova_ym@mail.ru, tch@ieie.nsc.ru

**POSSIBILITIES OF INCREASE IN EFFICIENCY
AND STRUCTURE OPTIMIZATION OF POWER INDUSTRY:
«BIG» AND «SMALL» GENERATION ROLES**

The article considers the problems of enhancing the structure of power and heat generation in Russia, Siberia and the Novosibirsk region. It is shown that the synchronization of energy and heat supply schemes through the development of the distributed power generation (including the cogeneration installations) should become a priority task of the power generation development. Integra-

tion of the power generation at the municipal level into the development plans for big power industry and the transition to a new cogeneration paradigm allows to significantly improve the efficiency of both production and consumption of energy. The carried-out serial calculations for a comparative assessment of a number of technologies of the small-scale distributed power generation in the Novosibirsk region allowed to select the perspective directions of diversification of energy sector and to reveal the variety of types and forms of interaction between big and small-scale distributed power generation facilities.

Keywords: the small-scale distributed power generation, a cogeneration, scheme of heat supply, energy efficiency, Novosibirsk region.

References

1. Energeticheskiy byulleten'. Inertsiya elektroenergetiki [Power bulletin. Inertia power industry]. The Russian Government Analytical Centre, 05/2015, 24 p. (In Russ.)
2. Kontseptsiya razvitiya elektroenergeticheskoy i teplosnabzhayushchey infrastruktury v Rossiyskoy Federatsii na osnove kogeneratsii i raspredelennoy energetiki [The concept of development of the electrical power and heat supplying infrastructure in the Russian Federation on the basis of a cogeneration and the distributed power]. Moscow, APBE, 2012, URL: http://www.e-apbe.ru/library/presentations/2012_09_24_infr_dev.ppt (In Russ.)
3. Stennikov V. A., Voropay N. I. Tsentralizovannaya i raspredelennaya generatsiya – ne al'ternativa, a integratsiya. Part 4.2. [The centralized and distributed generation – not an alternative, but integration] *Innovatsionnaya elektroenergetika – 21* [Innovative power industry – 21]. URL: http://www.energystrategy.ru/projects/energy_21.htm (In Russ.)
4. Livinskiy A. P. O nekotorykh aspektakh tekhnicheskoy politiki v elektro- i teploenergetike Rossii [About some aspects of technical policy in electro-and power system of Russia]. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat supply news], 2010, № 09 (121), <http://www.nts.ru> (In Russ.)
5. Novoselova O. A. Malaya raspredelennaya energetika – novaya paradigma v elektroenergetike [The small-scale distributed power generation – a new paradigm in power industry]. The III Professional Forum of power traders of Russia, Moscow, on October 24–25, 2013. URL: http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/01/Malaya_raspredelennaya_energetika.pdf (In Russ.)
6. Kozhukhovskiy I. S., Novoselova O. A. Rol' i perspektivy deyatel'nosti TP «Malaya raspredelennaya energetika» v razvitiy raspredelennoy energetiki [A role and the prospects of activity of TP "The Small-scale Distributed Power Generation" in development of the distributed power]. Materials of a round table of TP "The Small-scale Distributed Power Generation", M., on October 23, 2013 URL: <http://www.reenfor.org/upload/files/f91e3e2f4c1a8d41af6dd5bc6f632429.pdf> (In Russ.)
7. Shusterman B., Yakovlev B., Saprykin I. Malaya raspredelennaya generatsiya v Rossii i mire. Reshenie dlya promyshlennosti, ZhKKh i prochikh potrebiteley [The small distributed generation in Russia and the world. The decision for the industry, housing and public utilities and other consumers]. Moscow, 2013, URL: http://www.np-ace.ru/media/presentations_documents/6_GE_pitch_for_SoA2_1.pdf (In Russ.)
8. Strategicheskaya programma issledovaniy tekhnologicheskaya platforma «malaya raspredelennaya energetika» [Strategic program of researches technological platform "The small-scale distributed power generation"]. Moscow, Higher School of Economics National Research University, 2012. URL: innovation.gov.ru/sites/default/files/documents/2016/5841 (In Russ.)
9. Nyushloss D., Ryapin I. Development of distributive generation. Power center of Moscow School of Management Skolkovo, 2012. URL: <http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/01/Skolkovo.pdf> (In Russ.)
10. Proekt realizatsii tekhnologicheskoy platformy «Malaya raspredelennaya energetika» [Project of implementation of the technological platform "The Small-scale Distributed Power Generation"]. Moscow, 2010, URL: <http://innovation.gov.ru/sites/default/files/documents/2016/5433/533.pdf> (In Russ.)
11. Red'ko I. Ya. O Kontseptsii razvitiya raspredelennoy energetiki [Concept of development of the distributed power]. *SOK*, 2014, № 11, <https://www.c-o-k.ru/articles/o-koncepcii-razvitiya-raspredelennoy-energetiki> (In Russ.)

12. Kazakov A. V., Zavorin A. S., Novosel'tsev P. Yu., Tabakaev R. B. Malaya raspredelen-naya energetika Rossii: sovместnaya vyrabotka teplo- i elektroenergii [The small-scale distributed power generation of Russia: joint development of the heat and electric power]. *Vestnik nauki Sibiri* [Siberian Journal of Science], 2013, № 4 (10), pp. 13–18. (In Russ.)
13. Sistemnye issledovaniya v energetike. Retrospektiva nauchnykh napravleniy SEI–ISEM [System researches in an power industry. the Retrospective of the SEI–ISEM scientific directions]. Novosibirsk, Nauka, 2010, 686 p. (In Russ.)
14. Filippov S. P., Dil'man M. Perspektivy ispol'zovaniya kogeneratsionnykh ustanovok pri rekonstruktsii kotel'nykh [The prospects of use of the cogeneration installations at reconstruction of boiler rooms]. *Promyshlennaya energetika* [Industrial power], 2014, № 4, pp. 7–11. (In Russ.)
15. Filippov S. P. Malaya energetika v Rossii [Small-scale power generation in Russia]. *Teploenergetika* [Thermal Engineering], 2009, № 8, pp. 38–44. (In Russ.)
16. Kozhukhovskiy I. S. Perspektivy razvitiya teplovoy energetiki [Prospects of development of thermal power]. *Materialy VII ezhegodnoy konferentsii gazety Vedomosti «Rossiyskaya energetika»*. Moscow, 2013. (In Russ.)
17. Teploenergetika i tsentralizovannoe teplosnabzhenie Rossii v 2012–2013 [Power system and the centralized heat supply of Russia in 2012–2013]. Minenergo RF. Moscow, 2014, 35 p. (In Russ.)
18. Nekrasov A. S., Sinyak Yu. V., Voronina S. A. Perspektivy razvitiya teplosnabzheniya Rossii [Prospects of development of heat supply of Russia]. *Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya* [Energy: economy, equipment, ecology], 2014, № 2, pp. 2–11. (In Russ.)
19. Raspredelennaya energetika, kak vazhnoe napravlenie razvitiya sovremennoy energetiki [The distributed power as the important direction of development of modern power]. URL: <http://komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/221570> (In Russ.)
20. Rykhter V. O., Zil'bershteyn O. B. Tendentsii razvitiya rynka oborudovaniya maloy generatsii [Tendencies of development of the market of the equipment of small generation]. *Naukovedenie*, 2015, vol. 7, № 4. <http://naukovedenie.ru/PDF/31EVN415.pdf>. DOI 10.15862/31EVN415 (In Russ.)
21. Churashev V. N. Kakim byt' energoobespecheniyu Novosibirskoy oblasti? [What to be to power supply of the Novosibirsk region?]. XII scientific congress and Interekspo GEO-Siberia-2016 exhibition. Novosibirsk, SGUGiT, 2016, vol. 3, pp. 60–65. (In Russ.)
22. Sistemnoe modelirovanie i analiz mezo- i mikroekonomicheskikh ob"ektov [System modeling and the analysis meso- and microeconomic objects]/ ed. V.V. Kuleshov, N.I. Suslov ; IEIE SB RAS, Novosibirsk, 2014, 488 p. URL: <http://lib.ieie.nsc.ru/docs/2014/SistemModelir/>. (In Russ.)
23. Malyarenko V. A., Shubenko A. L., Senetskiy A. V., Temnokhud I. A. Tendentsii modernizatsii ob"ektov maloy energetiki na baze kogeneratsii [Trend of modernization of objects of small-scale power generation on the basis of a cogeneration]. *Polzunovskiy Vestnik*, 2013, № 4-3, p. 131–137. (In Russ.)
24. Byk F. L. Predposylki i usloviya razvitiya maloy generatsii v regione i Novosibirske [Pre-requisites and conditions of development of small generation in the region and Novosibirsk]. XII Novosibirskiy innovatsionno-investitsionnyy forum «Innovatsionnaya energetika». Novosibirsk, 2016. URL: <https://www.slideshare.net/ASKBDA/ss-68775677> (In Russ.)

For citation:

Markova V. M., Churashev V. N. Possibilities of Increase in Efficiency and Structure Optimization of Power Industry: «Big» and «Small» Generation Roles. *World of Economics and Management*, 2017, vol. 17, no. 3, p. 62–84. (In Russ.)