

# Высокий потенциал вместо высоких затрат



Игорь Башмаков,  
директор Центра по  
эффективному использованию  
энергии (ЦЭНЭФ)

■  
Продолжение статьи,  
опубликованной  
в № 4 (154) 2017 г.

Совокупный объем затрат на энергоснабжение всех потребителей 15 регионов Крайнего Севера равен 1,7 трлн руб. Огромные затраты определяются как низким уровнем энергетической эффективности в этих зонах с дорогостоящим децентрализованным энергоснабжением, так и высокими тарифами. Цены на топливо, электро- и тепловую энергию в российских изолированных системах энергоснабжения (ИСЭ) – одни из самых высоких в мире. Тарифы на электроэнергию достигают 20–237 руб./кВт•ч, что в 5–55 раз выше средних по России, а по тепловой энергии – 3–20 тыс. руб./Гкал (с выбросами далеко за верхнюю границу диапазона), что в 3–17 раз превышает средние по стране.

Значительная часть (две трети) расходов на энергоснабжение приходится на крупную промышленность и трубопроводные системы. Доходы коммунальных организаций от продажи электроэнергии, тепловой энергии и природного газа равны 464 млрд руб. Из них на суммарные расходы бюджетов всех уровней на финансирование энергоснабжения регионов Крайнего Севера в 2016 г. пришлось более 150 млрд руб. Доля расходов бюджета в оплате услуг энергоснабжающих организаций многих заполярных территорий превышает 30%, а в ряде случаев – даже 60% при среднем по России уровне около 20%. Размеры перекрестного субсидирования и убытки компаний, снабжающих энергией здешних потребителей, превышают 40 млрд руб. Примерно половина этой суммы приходится на субсидирование потребителей территорий с изолированными системами энергоснабжения.

Практически во всех регионах Крайнего Севера (за исключением добывающих нефть и газ) доля расходов на энергоснабжение в ВРП составляет 20–37% и многократно превышает пороги экономической доступности энергии, что не позволяет экономике динамично развиваться. Для населенных пунктов с ИСЭ отношение расходов на энергоснабжение к муниципальному продукту часто превышает 40%.

За счет повышения энергоэффективности и развития ВИЭ можно ежегодно экономить около 100 млрд руб. бюджетных средств на субсидиях и расходах на оплату счетов за энергоснабжение бюджетных организаций, расположенных в регионах Крайнего Севера. Это в 14 раз больше максимального годового объема субсидий на повышение энергоэффективности в рамках программы «Энерго-

сбережение и развитие энергетики», выделенных в 2013 г., и в 714 раз больше субсидий на эти цели, предоставленных в 2016 г.

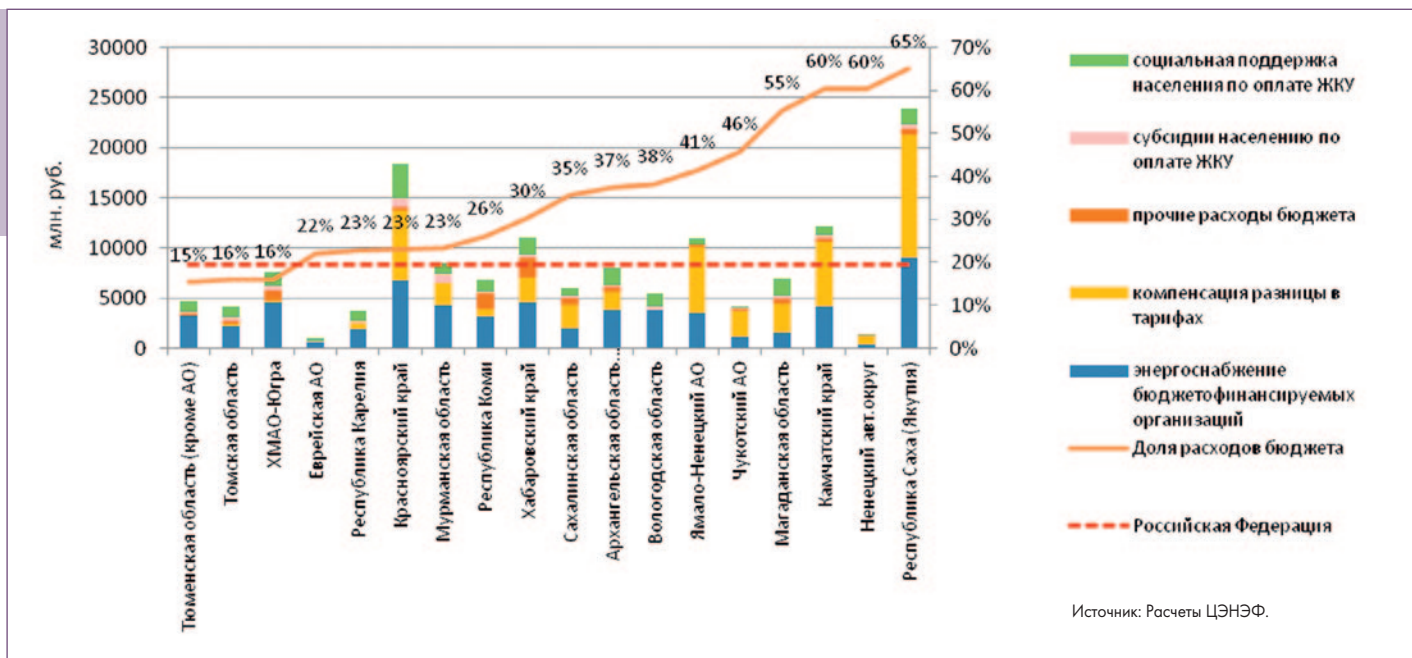
Вопрос в том, как дальше распорядиться этими 100 млрд руб.: продолжать «затыкать» ими «дыры» в платежной способности потребителей Севера и Дальнего Востока или сделать энергию доступной за счет ее более эффективного использования и более «зеленого» производства? Первое невозможно без постоянного увеличения бюджетных расходов. Тогда как второе – вполне реально! Правда, это потребует мышления в иных категориях и смены менталитета «экономики дефицита» и «северного завоза» на менталитет инновационного «зеленого», низкоуглеродного развития.

Доля расходов бюджета в оплате энергоснабжения многих регионов Крайнего Севера (без крупной промышленности) превышает 30%, в трех регионах – преодолевает планку 60% при среднем по России уровне 19,5% (рис. 1). Наиболее значительна эта доля (65%) в Республике Саха (Якутия). В Камчатском крае и Ненецком АО она превышает 60%. В ЯНАО, Чукотском АО и Магаданской области – составляет более 40%.

Данных для оценки доли расходов бюджета в оплате энергоснабжения во многих населенных пунктах с изолированными системами энергоснабжения мало. Поскольку доля потребления энергии бюджетными организациями и жилищным фондом в них выше, а тарифы на энергоресурсы существенно больше, то эту долю можно оценить в диапазоне от 40 до 80% суммарных расходов на энергоснабжение.

## **Зарубежный опыт низкоуглеродной трансформации ИСЭ**

Высокие затраты на электроэнергию от дизельных электростанций (ДЭС) в отдаленных районах сдерживают развитие бизнеса. Эксплуатация ДЭС чревата вредными выбросами в атмосферу, шумовым загрязнением, загрязнением воды и почв из-за возможных утечек топлива. Удаленные населенные пункты с изолированными системами энергоснабжения не могут использовать природный газ в качестве «моста» в низкоуглеродное будущее. Роль такого «моста» для них способна выполнить экономия топлива за счет повышения энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Поскольку стоимость генерации на ВИЭ устой-



Источник: Расчеты ЦЭНЭФ.

чиво снижается, а цены на дизельное топливо столь же устойчиво растут, то переориентация от ископаемого топлива к предпочтительному использованию локальных и возобновляемых ресурсов даст значительные экономические, финансовые и экологические преимущества.

Развертывание ВИЭ в отдаленных районах поможет накоплению полезного опыта для масштабного их применения и на «материке». Это особенно актуально с учетом тенденции перехода к распределенной энергетике, к мини-сетям, который все чаще рассматривается как опция повышения энергетической безопасности, качества и надежности, а также средство сокращения энергетических издержек. Снижение затрат на применение ВИЭ делает их привлекательными для домашних хозяйств и небольших сообществ, которые намеренно отключаются от централизованной сети и переходят к выработке собственного электричества.

В мире уже накоплен тридцатилетний опыт развития ВИЭ в изолированных системах энергоснабжения. Основными источниками для изучения зарубежной практики в данной работе стали публикации Международного энергетического агентства (МЭА), Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA) и отдельных исследователей. В них под ИСЭ понимаются населенные пункты, не подключенные к центральным трубопроводным системам или электрическим сетям с числом зданий выше 10, но с численностью населения до 10 тыс. человек. Для таких поселков даже при стоимости выработки электроэнергии в диапазоне 30–60 руб./кВт•ч транспортировка электроэнергии по сетям на расстояние свыше 110 км экономически нецелесообразна, а для поселков с численностью населения до 1000 человек это расстояние ограничено 20 км.

МЭА приводит следующее определение экономической удаленности (изолированности): это районы, где жители не могут себе позволить полную оплату базовых энергетических услуг.

В Канаде, по разным оценкам, насчитывается 175–300 изолированных систем энергоснабжения, где электроэнергия вырабатывается на ДЭС (по последним данным – 292. См.: [www.theglobeandmail.com/report-on-business/breakthrough/remotecomunities-struggle-to-finance-wind-power/article15741016/](http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/breakthrough/remotecomunities-struggle-to-finance-wind-power/article15741016/)). Условия в них почти те же, что и в России. Средняя цена электроэнергии в изолированных системах равна 1,12 долл./кВт•ч (67 руб./кВт•ч) с диапазоном 24–72 руб./кВт•ч. Стоимость дизельного топлива зависит от транспортной составляющей и превышает 60 тыс. руб./т, а в самых отдаленных территориях достигает 90 тыс. руб./т (данные Advanced energy centre, 2015; Bhattarai, 2013). Удельное потребление электроэнергии на одного жителя – 5400 кВт•ч, также сопоставимо со средним для изолированных поселков России. Близки и удельные расходы топлива на ДЭС – примерно 330 т у.т./кВт•ч и более, электрический КПД – около 34% и менее, структура затрат на производство электроэнергии – 53% топливо, 28% текущие расходы и еще 19% – административные.

Еще более удивительно сходство схем финансирования ИСЭ. Сами потребители оплачивают только 9% полных затрат на энергоснабжение. Остальное покрывается за счет: перекрестного субсидирования прочими потребителями провинции – 34%, правительством провинции – 1%, центральным правительством – 56% (данные Advanced energy centre, 2015). Не только для северных, но и для южных изолированных территорий (например, французских и японских) применяется подход, согласно которому местные потребители энергии платят

Рис. 1. Роль расходов бюджета в формировании доходов энергоснабжающих организаций регионов Крайнего Севера.

Главной стратегией повышения надежности управления энергоснабжением отдаленных районов являются повышение энергоэффективности и управление спросом на энергию. Это позволит снизить спрос на энергию и топливо, сократив затраты на энергоснабжение и потребность в замещающих ДЭС и котельных мощностях с использованием ВИЭ.

такую же цену, как и на «материке», а не реальную стоимость ее выработки. Только в провинции Онтарио годовой объем субсидирования выработки электроэнергии на ДЭС в 2011 г. был равен 90 млн канадских долл. В такой схеме отсутствует явный выгодополучатель снижения субсидий на энергоснабжение изолированных территорий. Формируется «разрыв стимулов»: тот, кто может экономить на энергетических затратах, мало заинтересован в этом, а тот, кто хочет получить экономию, физически не может этого сделать.

Доступ потребителей удаленных районов к наиболее эффективным технологиям, как правило, ограничен в силу узости каналов их поставок. Например, в Шотландии только 13% домохозяйств, проживающих в отдаленных районах, классифицированы как энергоэффективные против 55% в остальной части Шотландии. В принципе, недостаток транспортной доступности может быть превращен в преимущество. Если в отдаленные районы завозить только высокоэнергоэффективное оборудование (при возможной компенсации разницы в стоимости с оборудованием со средними параметрами эффективности), то у потребителей не остается возможности приобретать малоэффективные технологии. Это отчасти компенсирует проблему слабости ценовой мотивации к экономии энергии по причине субсидирования цен на энергоносители. Серьезное внимание должно также уделяться потерям в электрических сетях, которые могут достигать и превышать 20%; при реализации программ сети должны быть модернизированы.

Примером успешного внедрения ВИЭ в отдаленных районах с продолжительной зимой является ветропарк в пос. Кадьяк (6 тыс. жителей) на территории штата Аляска в США. В 2009 г. там была установлена гибридная ветродизельная система, состоящая из трех ветровых турбин мощностью 1,5 МВт каждая и ДЭС мощностью 33 МВт. Эта система интегрирована с существующей ГЭС мощностью 20 МВт. Сокращение потребления дизельного топлива составило 3,4 млн л, а экономия затрат – 2,3 млн долл. уже за первый год эксплуатации. В 2011 г. была установлена еще одна турбина ГЭС (10 МВт), а в 2012 г. – три дополнительные ветроустановки суммарной мощностью 4,5 МВт и система аккумуляции энергии мощностью 3 МВт. Это позволило обеспечивать около 99,7% выработки электроэнергии острова на основе ВИЭ и не только не увеличивать тарифы, но даже снизить их ([http://blog.rmi.org/blog\\_2015\\_05\\_19\\_an\\_alaskan\\_island\\_goes\\_one\\_hundred\\_percent\\_renewable](http://blog.rmi.org/blog_2015_05_19_an_alaskan_island_goes_one_hundred_percent_renewable)).

Если на Аляске в среднем жители платят 17,6 центов/кВт•ч, то в пос. Кадьяк – 13,8 центов/кВт•ч, что лишь немногим выше среднего тарифа на «материке» (12,5 центов/кВт•ч). В 2016 г. стоимость выработки электроэнергии на ГЭС составила 6,8 центов/кВт•ч, на ВЭС – 11 центов/кВт•ч, а на ДЭС – 28,9 центов/кВт•ч (<http://www.kodiakelectric.com/generation.html>). Кроме того, на Аляске установлены ВЭС в городках Коцебу, Уэйлс, Касиглук, Pillar Mountain и в нескольких поселках в западной Аляске.



Ветропарк в пос. Кадьяк (США).





Другой пример – остров Рамеа (Ramea) в Канаде с населением 600 человек, где была построена гибридная система ВЭС–ДЭС с системой аккумуляции водорода. Мощность ветроустановок равна 690 кВт, водородный топливный элемент имеет мощность 250 кВт. Они работают в комплексе с тремя дизельными генераторами по 925 кВт каждая. Стоимость первой очереди проекта составила 1,4 млн канадских долл. или 3589 канадских долл./кВт. Федеральное правительство предоставило 475 тыс. канадских долл. и техническую помощь на сумму 112 тыс. канадских долл. При финансировании второй очереди проекта правительственное агентство (Atlantic Canadian Opportunities Agency) предоставило 3 млн канадских долл., а правительство провинции – еще 4,5 млн канадских долл.

На острове Утсира (Utsira) в Норвегии в 2004 г. была установлена первая в мире комбинированная ветроводородная установка. В рамках проекта 10 семей обеспечивались электроэнергией исключительно за счет ВЭС при использовании электролизера для производства водорода при избытке мощности и топливного элемента для производства электроэнергии из водорода. Проект реализовала нефтяная компания Statoil. Этот проект позволил выявить проблемы и определить пути их решения. Потребовались более эффективные электролизеры и топливные элементы.

Для определения оптимальной конструкции систем электроснабжения изолированных энергосистем за рубежом широко используются модели HOMER, RETScreen и другие подобные программы, которые позволяют рассчитать параметры системы с высокой степенью надежности энергоснабжения при минимальных затратах и уровнях выбросов вредных веществ. Модель HOMER ([www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)) решает три основные задачи: моделирование, оптимизация и анализ чувствительности. Она может моделировать конструкции систем с любой комбинацией фотоэлектрических модулей, ветровых турбин, малых ГЭС, источников на биомассе, ДЭС, топливных элементов, электрических батарей и систем хранения водорода.

Для проведения расчетов в нее необходимо ввести данные о нагрузках; параметрах генераторов и систем хранения энергии (фотоэлектрические панели, ветрогенераторы, гидрогенераторы, дизельные генераторы, электрические сети, батареи, преобразователи, электролизеры и т.п.); характеристики ресурсов ВИЭ (параметры солнечной энергии, скорости ветра); параметры экономического расчета: ставка дисконтирования, срок службы проекта, стоимость неудовлетворенной нагрузки, цены на топливо, постоянные эксплуатационные расходы, расходы на техническое обслуживание, налог на выбросы углерода; параметры системы управления генераторами и батареями для зарядки; системные ограничения: оперативный резерв, максимальный годовой дефицит мощности.

Как показывает опыт использования модели HOMER, снижение стоимости выработки электроэнергии на ДЭС возможно за счет оптимизации подбора мощности агрегатов ДЭС под заданный график нагрузки, который часто формируется преимущественно в секторе зданий (жилых и прочих). Снижение потребности в топливе за счет такой оптимизации может составлять 15–20% (данные Bhattarai, 2013). Даже при сравнительно низкой доле ВИЭ в рамках гибридной установки (7–14%) снижение затрат на выработку электроэнергии может достигать 20%. При тарифах в диапазоне 24–72 руб./кВт•ч такое снижение равно 4,8–14,4 руб./кВт•ч.

#### Трудности и пути их преодоления

Существует ряд барьеров, мешающих использовать ВИЭ на территориях с изолированными системами энергоснабжения. Для правильной оценки профиля ветра в любом месте и для определения оптимального местоположения и параметров ВЭС нужны данные с шагом в 10 мин, по крайней мере, за год. Для их получения необходима установка измерительного оборудования на различных высотах. На начальных стадиях подготовки проекта могут использоваться метеорологические данные местных аэропортов. Разные структуры проводят исследования потенциала различных ВИЭ,

■ Опыт эксплуатации децентрализованных систем энергоснабжения показал, что выработка электроэнергии на основе ВИЭ в них обходится дороже (в полтора-два раза), чем на аналогичных технологиях в централизованных системах. Это результат меньших единичных мощностей и дополнительной стоимости транспортировки и монтажа оборудования. Однако выработка электроэнергии на ВИЭ обходится все еще намного дешевле, чем на ДЭС.



Первая в мире комбинированная ветроводородная установка на о. Утсира (Норвегия)

но большая часть полученных данных является конфиденциальной, недоступна для других пользователей и не аккумулируется в каком-либо централизованном хранилище информации. В случае с СЭС данные одного проекта могут использоваться как база для оценки расположенного неподалеку другого проекта.

Установке ВИЭ в северных отдаленных районах присущи также технические проблемы, связанные с требованиями к надежности работы оборудования при низких нагрузках и с преждевременным износом. Надежность энергоснабжения является приоритетом, особенно в отдаленных населенных пунктах. Поэтому гибридные системы с ВИЭ не должны уступать ДЭС по уровню безотказности. Часто ВИЭ все еще рассматриваются как новое, а ДЭС – как проверенное техническое решение. Поэтому требуется больше примеров успешной реализации ВИЭ, распространение информации о положительных практиках, накопление опыта эксплуатации, подготовка кадров, отладка моделей финансирования проектов с ВИЭ.

Высокие затраты на установку оборудования с ВИЭ в отдаленных районах также являются важным барьером на пути расширения их применения. Важное значение имеет вопрос транспортной логистики. Финансирование отдельных проектов ВИЭ часто осуществляется из нескольких источников и на основании разных и трудоемких заявочных и оценочных процедур. Существующие механизмы оценки проектов ВИЭ на удаленных территориях не включают оценок экологических и социально-экономических выгод.

Пока отсутствует четкое понимание, какие и при каких условиях технологии ВИЭ целесообразно внедрять, нет надежных данных о стоимости выработки электроэнергии на установках с ними. При принятии инвестиционных решений редко используется критерий затрат жизненного цикла, а предпочтение отдается минимизации первоначальных капитальных вложений. Координация определения потребности в инвестиционных ресурсах и расходов на эксплуатацию отсутствует.

Высокий уровень субсидий, многообразие их источников, сложные финансовые процедуры закупок дизельного топлива приводят к путанице в структуре стимулов к экономии средств на энергоснабжение изолированных территорий. Наличие нескольких источников финансирования часто не позволяет какой-либо одной организации обосновать затраты на внедрение ВИЭ. Во многих случаях осуществляющие финансирование ВИЭ структуры

не имеют достаточных стимулов для создания жизнеспособной системы их тиражирования.

Реализация проектов повышения энергоэффективности и развития ВИЭ на удаленных территориях за рубежом позволяет определить набор мер политики, необходимых для расширения их масштабов и результативности. Федеральная и региональная помощь необходима при рационализации схем и целей предоставления субсидий; активизации программ по повышению эффективности использования энергии; оказании помощи в подготовке кадров, в подготовке и реализации проектов; формировании системы стимулов, в том числе за счет изменения схемы субсидирования; организации закупок, позволяющих решить проблему малого масштаба единичного проекта; формировании целевых установок по развитию ВИЭ в изолированных системах энергоснабжения; снижении рисков реализации проектов.

Одной из форм государственной политики может быть использование части субсидий на энергоснабжение для поддержки использования ВИЭ в отдаленных населенных пунктах, как на острове Рамеа в Канаде. В Республике Саха (Якутия) также накоплен интересный опыт (о нем будет рассказано в третьей части публикации). Многие ранние проекты по развитию ВИЭ были профинансированы полностью или частично правительствами, в том числе в качестве пилотных. При их тиражировании целесообразно привлекать частные инвестиции с оплатой за них из экономии, получаемой на субсидиях на электрическую и тепловую энергию по схеме, близкой к перформанс-контракту, или с использованием других форм частно-государственного партнерства.

Проблемой может стать сравнительно небольшой размер отдельного проекта и его удаленность. В этом случае роль ЭСКО может играть энергоснабжающая компания, которая обслуживает несколько поселков, или она может предоставлять услуги оперативного управления удаленной ЭСКО. Для более эффективного применения подобных схем важно консолидировать субсидии. При реализации модели fee-for-service, собственность на новые объекты ВИЭ сохраняет инвестор, который заключает договор на поставку электроэнергии или тепла с энергоснабжающей компанией по прежним или несколько сниженным ценам. Эти цены используются до тех пор, пока инвестор не покроет свои затраты. Если новое оборудование сдается в лизинг, то собственнику поступают лизинговые платежи по графику, который удерживает тарифы на уровне ниже тарифов от ДЭС. □

Продолжение следует.