

# Экономика возобновляемой энергетики в мире и в России

В статье рассматриваются подходы к оценке экономической эффективности энергетических станций на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и основные используемые для этого показатели, даётся краткий обзор основных экономических показателей станций на основе ВИЭ в мире. Проводится анализ имеющейся информации по экономике ВИЭ в России на примере реальных проектов, делаются расчёты и выводы о наличии экономических перспективных ниш для развития энергетики на ВИЭ в нашей стране. В силу широты темы ВИЭ и недостатка информации анализ ограничен главным образом солнечными фотовольтаическими и ветроэлектростанциями. Кроме того, рассмотрены только внутренние затраты на строительство и работу станций различных типов, без использования показателей внешних издержек.

**Автор:** К.С. ДЕГТЯРЁВ, к.т.н., научный сотрудник Научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии Географического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

## Экономическая специфика и расчёт основных показателей экономической эффективности ВИЭ

Вопрос экономической эффективности использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) поднимается часто. Основным показателем, используемым в дискуссиях по этому вопросу, — стоимость единицы (например, 1 кВт·ч) произведённой энергии при производстве энергии на основе ископаемых энергоносителей и при использовании ВИЭ. Существуют различные оценки, но вначале отметим, что это интегральный показатель, и кратко остановимся на исходных составляющих, из которых он складывается.

Прежде всего выделяются две основные группы затрат:

**1. Инвестиционные затраты** (инвестиции, капиталовложения) — на строительство объекта. Основная часть инвестиционных затрат, как правило, приходится на оборудование, строительство зданий и сооружений, приобретение земельного участка, создание инфраструктуры.

**2. Операционные затраты** (эксплуатационные затраты, текущие затраты) — связанные уже непосредственно с выпуском продукции — в нашем случае, с выработкой электроэнергии на уже постро-

енной электростанции. Это затраты на сырьё, материалы и комплектующие для производства продукции, оплату труда персонала, разного рода сопутствующие затраты и платежи.

В свою очередь, операционные затраты разбиваются на следующие группы:

**2.1. Постоянные затраты**, не зависящие от объёмов производства продукта, которые необходимо нести даже при отсутствии производства продукта.

**2.2. Переменные затраты**, зависящие от объёмов производства продукта, увеличивающиеся с ростом объёмов производства и уменьшающиеся при их снижении.

В структуру постоянных затрат обычно входит существенная часть затрат на оплату труда управленческого персонала, обслуживание оборудования, охрану и обеспечение безопасности предприятия. В структуру переменных затрат входят, прежде всего, сырьё, материалы и комплектующие для производства продукции, значительная часть затрат на оплату труда основного производственного персонала. Основное и достаточно очевидное различие в структуре затрат между станциями на ископаемом сырьё и на ВИЭ в том, что в первом случае переменные затраты будут высоки, во втором — практически отсутствовать.



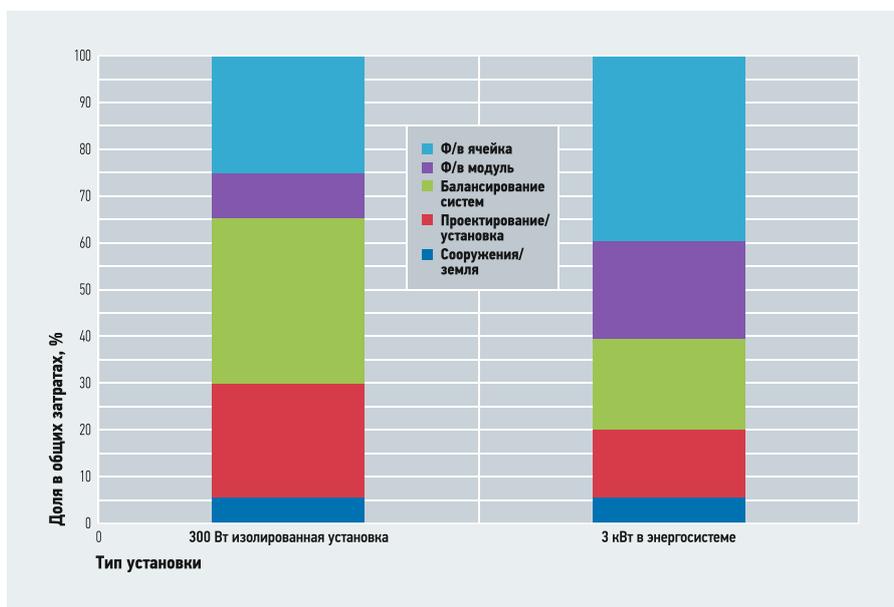


Рис. 1. Структура инвестиционных затрат для солнечных фотовольтаических систем [1]

Существенную долю затрат при работе станций на ископаемом сырье составляет исходный энергоноситель — газ, нефть, уголь, ядерное топливо. Его стоимость может составлять до 80 % и выше от всех операционных затрат предприятия, при этом резко меняться в зависимости от конъюнктуры цен на энергоносители. В случае с возобновляемыми источниками энергии (за исключением станций, работающих на биоресурсах) исходное сырье — воздух (ветер), солнечная энергия, текущая вода или приливные волны, геотермальная энергия и т.д., можно считать бесплатным или «условно бесплатным».

В этом на данный момент главное экономическое преимущество ВИЭ, позволяющее говорить об их большей экономической эффективности в долгосрочном плане.

В то же время, есть и недостатки, обусловленные прежде всего также самой природой энергоносителя — низкопотенциального (с низкой плотностью энергии, приходящейся на единицу площади) и недостаточно стабильного. Режим солнечного освещения резко меняется в течение суток и сезонов, изменения скорости ветра может быть просто непредсказуемой, и даже изменения речного стока могут быть резкими и не всегда прогнозируемыми.

На практике это означает отчуждение больших площадей, в частности, для строительства солнечных (СЭС) и ветростанций (ВЭС), большой расход материалов и комплектующих в пересчёте на единицу установленной мощности и, в дальнейшем, произведённой энергии, дополнительные затраты на аккумуляцию энергии и балансирование системы, особенно если речь идёт об автономной (изолированной) станции (рис. 1).

В итоге это выливается в более высокие инвестиционные затраты и впоследствии — в несколько более высокие постоянные операционные затраты. Именно инвестиционная составляющая ведёт к снижению ценовой конкурентоспособности ВИЭ в целом.

Запуск электростанции на ВИЭ практически всегда существенно дороже, чем запуск станции на ископаемом сырье, вырабатывающей то же количество энергии. Однако далее обслуживание (операционные затраты) для станции на ВИЭ практически всегда дешевле из-за отсутствия затрат на энергоносители и, чем выше цены на ископаемое энергетическое сырье, тем больше преимуществ получают ВИЭ.

Теоретически станция на ВИЭ всегда — раньше или позже, окупится относительно станции на ископаемом топливе, практически же срок окупаемости

может превысить срок службы оборудования, то есть окупаемость просто не успеет наступить, даже если речь идёт о простом, а не дисконтированном сроке окупаемости.

Снижение инвестиционных затрат для ВИЭ является вопросом научно-технического прогресса, развития технологий, позволяющих более полно и с меньшими затратами использовать естественные энергетические потоки. В последние десятилетия здесь достигнуты впечатляющие результаты, прежде всего в солнечной энергетике, где инвестиционные затраты снизились в несколько раз (хотя они остаются выше, чем у ветроэлектростанций). Тем не менее, на данный момент они в среднем остаются выше или даже существенно выше по сравнению с затратами на строительство электростанций на ископаемом топливе.

**Запуск электростанции на ВИЭ практически всегда существенно дороже, чем запуск станции на ископаемом сырье, вырабатывающей то же количество энергии. Однако далее обслуживание для станции на ВИЭ практически всегда дешевле**

Обычно при сравнении экономической эффективности в открытых источниках даются относительные показатели — затраты на единицу установленной мощности и на единицу выработки электроэнергии. Однако, для лучшего понимания реальной экономической составляющей, важно перевести это на язык абсолютных цифр, что мы и сделаем ниже.

Подробно экономические аспекты, включая инвестиционные затраты, рассматриваются также в [2].

В данном случае для иллюстрации сопоставим показатели экономической эффективности для трёх наиболее «ходовых» типов электростанций, использующих невозобновляемые и возобновляемые источники энергии — «обычную» теплоэлектростанцию (ТЭС) на газе, ветростанцию на суше (ВЭС) и солнечную фотовольтаическую (СЭС) станцию (табл. 1), используя данные US EIA для США:

- о расчётных инвестиционных, постоянных и переменных операционных затратах, от 2012 года для электростанций, вводимых в действие в 2013 году;
- о расчётных выровненных затратах на электроэнергию для нового поколения мощностей, вводимого в 2019 году.

Структура расчётных затрат\*

табл. 1

Тип станции	Ном. мощность, МВт	КИУМ, %	Инвестиционные затраты, \$/кВт	Постоянные операционные годовые затраты, \$/кВт	Переменные операционные затраты без учёта топлива, \$/кВт·ч	Переменные операционные затраты с учётом топлива, \$/кВт·ч
ТЭС на газе, обычная с комбинированным циклом	620	87	917	13,2	0,004	0,05
Ветряная (на суше)	100	35	2213	39,55	0	0
Солнечная фотовольтаическая	150	25	3873	24,69	0	0

\* Для газовой электростанции, ветростанции на суше и солнечной фотовольтаической станции [3, 4].

Видно, что инвестиционные затраты в расчёте на единицу установленной мощности у ВЭС и ТЭС заметно выше. Если же говорить об общих инвестиционных затратах, разница будет ещё выше, при этом существенно. Если мы исходим из того, что станция на ВИЭ должна вырабатывать столько же электроэнергии, сколько и ТЭС, мы должны брать в расчёт коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) разных типов станций. Мы видим, что у газовой ТЭС он составит 87%, у ВЭС — 35%, у СЭС — 25%. При данном КИУМ, газовая ТЭС (в нашем примере — мощностью 620 МВт) произведёт в год электрической энергии:

$$620 \text{ МВт} \times 8760 \text{ ч} \times 87\% = 4725 \text{ ГВт}\cdot\text{ч}.$$

Для годовой выработки того же количества электроэнергии на станциях, использующих ВИЭ, с учётом КИУМ, потребуется возвести:

$$620 \text{ МВт} \times 87\% / 35\% = 1541 \text{ МВт ВЭС}$$

$$\text{и: } 620 \text{ МВт} \times 87\% / 25\% = 2157 \text{ МВт СЭС}.$$

Таким образом, общие инвестиционные затраты составят, для газовой ТЭС — 620 МВт × \$917 тыс. / 1 МВт = \$569 млн;

□ для ВЭС —

$$1541 \text{ МВт} \cdot \$2213 \text{ тыс.} / 1 \text{ МВт} =$$

$$= \$3411 \text{ млн (на } \$2842 \text{ млн выше);}$$

□ для СЭС —

$$2157 \text{ МВт} \cdot \$3873 \text{ тыс.} / 1 \text{ МВт} =$$

$$= \$8356 \text{ млн (на } \$7788 \text{ млн выше).}$$

Далее ВЭС или СЭС будут давать положительный экономический эффект за счёт менее высоких переменных операционных затрат.

Параллельно мы можем примерно рассчитать цены на газ, заложенные в показатели переменных затрат по газовой ТЭС. Собственно, затраты на топливо составляют: 0,05 – 0,004 = \$0,046 за 1 кВт·ч.

Исходя из того, что на выработку 1 кВт·ч уходит примерно 0,3 м³ газа, стоимость 1 м³ газа составит:

$$0,046 / 0,3 = \$0,15 \text{ за } 1 \text{ м}^3$$

или \$150/1000 м³, или при курсе рубля 55,0 — 2,72 руб/м³.

В случае с газовой ТЭС постоянные операционные затраты составят \$13,2 на 1 кВт установленной мощности в год или всего:

$$\$13,2 \times 620000 \text{ МВт} = \$8 \text{ млн в год}.$$

Суммарные переменные затраты при годовой выработке 4725 ГВт·ч составят:

$$\$0,05 \times 4725 \text{ ГВт}\cdot\text{ч} = \$236 \text{ млн в год}.$$

Суммарные операционные затраты для газовой ТЭС составят:

$$\$8 + \$236 = \$244 \text{ млн в год}.$$

Сравним их с суммарными операционными затратами (включающими только постоянные) ВЭС, вырабатывающей то же количество энергии:

$$\$39,55 / 1 \text{ кВт} \times 1541 \text{ МВт} = \$61 \text{ млн}.$$

**Станции на ВИЭ до сих пор требуют в большинстве случаев мер поддержки. Окупаемость в течение нескольких десятков лет обычно не является для частного инвестора привлекательной. Существенным препятствием являются и высокие инвестиционные затраты**

Таким образом, превышение инвестиционных затрат на строительство ВЭС над газовой ТЭС составляют:

$$\$3411 \text{ млн} - \$569 \text{ млн} = \$2842 \text{ млн}.$$

В свою очередь, ежегодная экономия на операционных затратах ВЭС по сравнению с газовой ТЭС составит:

$$\$244 \text{ млн} - \$61 \text{ млн} = \$183 \text{ млн}.$$

Отсюда можно вычислить простой срок окупаемости ВЭС относительно ТЭС:

$$\$2842 \text{ млн} / \$183 \text{ млн в год} = 15,5 \text{ лет}.$$

Аналогичные расчёты можно провести и для СЭС — в данном случае простой срок окупаемости составит 40,7 лет (табл. 2). В этом случае срок окупаемости рассматривается без учёта дисконтирования. При введении в расчёты ставки дисконтирования всего 5% (заведомо заниженная величина для проектов такого рода) срок окупаемости ВЭС вырастет до примерно 30 лет, а СЭС — до величины

порядка нескольких тысяч лет, что делает рассмотрение лишённым смысла.

Из этого примера следует, что станции на ВИЭ, безусловно, до сих пор требуют в большинстве случаев существенных мер поддержки. Окупаемость в течение нескольких десятков лет, как правило, не является для частного инвестора привлекательной. Серьёзным препятствием являются и высокие инвестиционные затраты как таковые. В связи с этим более эффективной будет поддержка именно на инвестиционной стадии, связанная с компенсацией инвестиционных затрат, и, в меньшей степени, определённые льготы, связанные с тарифным и налоговым режимом уже на эксплуатационной стадии, что в сущности можно сказать про любой инвестиционный проект.

На основе данных табл. 1 мы можем рассчитать и выровненные затраты на единицу произведённой энергии (Levelized Costs of Energy, LCoE). Это все затраты, включая инвестиционные и операционные, равномерно распределённые на некотором интервале времени, составляющем жизненный цикл станции (обычно в интервале 20–40 лет).

Рассмотрим их на 30-летнем интервале (табл. 3). За это время каждая станция произведёт 141,7 млн МВт·ч (141,7 млрд кВт·ч) электроэнергии.

☞ **Сопоставление основных экономических параметров ТЭС, ВЭС и СЭС**

табл. 2

Показатель	Газовая ТЭС	ВЭС	СЭС
КИУМ, %	87	35	25
Номинальная мощность, МВт	620	1541	2158
Выработка ЭЭ в год, МВт·ч	4725 144	4725 144	4725 144
Инвестиционные затраты, \$/1 кВт	917	2213	3873
Инвестиционные затраты [млн \$], всего	569	3411	8356
Постоянные операционные затраты, \$/МВт	13200	39550	24690
Постоянные операционные затраты, млн \$	8	61	53
Переменные операционные затраты, \$/МВт·ч	50	0	0
Переменные операционные затраты, млн \$	236	0	0
Операционные затраты [млн \$], всего	244	61	53
Превышение инвестиц. затрат относит. газовой ТЭС, млн \$	–	2842	7788
Экономия на операц. затратах относит. газовой ТЭС, млн \$ в год		183	191
Простой срок окупаемости относительно газовой ТЭС, лет	–	15,5	40,7

☞ **Расчёт выровненных затрат (LCoE) для ТЭС, ВЭС и СЭС на 30-летнем интервале**

табл. 3

Показатель	Газовая ТЭС	ВЭС	СЭС
Производство электроэнергии за 30 лет, МВт·ч	141 754 320	141 754 320	141 754 320
Инвестиционные затраты, всего, млн \$	569	3411	8356
Выровненные инвестиционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,004	0,024	0,059
Выработка электроэнергии в год, МВт·ч	4725 144	4725 144	4725 144
Постоянные операционные затраты в год, млн \$	8	61	53
Выровненные постоянные операционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,002	0,013	0,011
Переменные операционные затраты на 1 кВт·ч, \$	0,050	0,000	0,000
Выровненные затраты, всего на 1 кВт·ч, \$	0,056	0,037	0,070

Данные по средним мировым выровненным затратам

табл. 4

Тип энергоносителя/станции / выровненные затраты, \$/кВт·ч	Средние	Мин.	Макс.
Электростанции на биомассе	0,081	0,061	0,17
Геотермальные	0,064	0,043	0,113
Гидроэлектростанции	0,051	0,018	0,246
Солнечные фотогальванические	0,131	0,053	0,279
Солнечные тепловые	0,242	0,182	0,312
Ветростанции на суше («оншорные»)	0,056	0,024	0,141
Ветряные в море («офшорные»)	0,208	0,068	0,227
На углеводородном сырье	0,045	–	–

\* На производство электроэнергии для электростанций с разными типами энергоносителей на 2016 год [5].

Для газовой ТЭС инвестиционные затраты на 1 кВт·ч составят:

$$\$569 \text{ млн} / 141,7 \text{ млрд кВт·ч} = \$0,004.$$

Постоянные операционные затраты \$8 млн в год при годовом производстве электроэнергии 4725 млрд кВт·ч в пересчёте на 1 кВт·ч составят:

$$\$8 \text{ млн} / 4725 \text{ млрд кВт·ч} = \$0,002.$$

Переменные затраты (не требующие трансформации и уже выраженные в \$/кВт·ч) составляют \$0,05.

Таким образом, общие выровненные затраты составят:

$$\$0,004 + \$0,002 + \$0,05 = \$0,056,$$

то есть 5,6 центов/кВт·ч или по курсу 55,0 — 3,08 руб/кВт·ч.

Отметим, что в общей структуре выровненных затрат доля инвестиционной составляющей для ТЭС составила всего 7,1%, тогда как для ВЭС и СЭС — 64,9 и 84,3%, соответственно.

Это упрощённый расчёт, в более полном виде формула расчёта выровненных затраты может выглядеть так [1]:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \left[ \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^n \left[ \frac{E_t}{(1+r)^t} \right]}$$

где LEC (Levelized Energy Costs) — выровненные затраты за данный период;  $I_t$  — инвестиционные затраты в год  $t$ ;  $M_t$  — эксплуатационные и ремонтные затраты в год  $t$ ;  $F_t$  — затраты на топливо в год  $t$ ;  $E_t$  — объём производства энергии в год  $t$ ;  $r$  — ставка дисконтирования денежных потоков;  $n$  — продолжительность данного периода (жизненного цикла генерирующей станции), лет.

Отметим также, что показатель выровненных затрат на определённом (и достаточно длительном) интервале времени даёт определённое представление об общих экономических параметрах. В то же время это весьма «сглаженный» показатель, не дающий представления о динамике затрат во времени. Так, в нашем примере выровненные затраты на 30-летнем ин-

тервале для ВЭС оказываются существенно ниже, чем для углеводородной ТЭС, что, однако, совсем не означает однозначной целесообразности инвестиционного решения в пользу ВЭС.

По выровненным затратам большой массив данных приводит Международная ассоциация возобновляемой энергетики (International Renewable Energy Association, IRENA). Средние мировые величины выровненных затрат, по данным этой организации, варьируются в очень широком диапазоне (табл. 4).

По этим данным (результаты расчётов, представленных в табл. 3, укладываются

**В ряде случаев дешевле оказываются станции на ВИЭ, а диапазон затрат на производство единицы энергии у них очень широк. Затраты для фотогальванических СЭС могут различаться в пять раз, для ВЭС на суше — почти в шесть раз**

в данный диапазон, а в случае с ВЭС на суше полностью совпадают со средним показателем) мы видим, что на данный момент средние затраты на производство электроэнергии остаются наименьшими у станций, работающих на ископаемом углеводородном сырье.

В то же время, в ряде случаев дешевле оказываются станции на ВИЭ, а диапазон затрат на производство единицы энергии у них очень широк. В частности, затраты для фотогальванических СЭС могут различаться в пять раз, для ВЭС на суше — почти в шесть раз.

Это в огромной степени связано с зависимостью потенциала ВИЭ от местных географических, природных, отчасти и хозяйственных условий. О географических закономерностях ВИЭ и развития энергетики на их основе подробно говорится в [6]. Экономическая эффективность станций на ВИЭ и сама целесообразность их размещения в существенной степени зависит от условий данного места, чем в случае со станциями на ископаемых энергоносителях. Географический фактор играет существенно более важную роль. Это также ключевой момент, связанный с экономической спецификой ВИЭ.

Говорить об их эффективности или неэффективности «вообще», в отрыве от определённых условий, вряд ли имеет смысл, а основной задачей становится выбор оптимальных ниш (прежде всего, физико-географических и экономико-географических) для размещения станций и развития энергетики на возобновляемых источниках энергии.



•• Инвестиционные затраты на крупные солнечные электростанции

табл. 5

СЭС, место, проектная компания	Дата и стадия строительства	Мощность станции, МВт	Общий объём инвестиций, млн руб.	Инвестиции на 1 кВт установленной мощности, руб.
Усть-Канская, Республика Алтай, ГК «Хевел»	введена в эксплуатацию 09.2016	5,0	более 500	> 100 000
Онгудайская, Республика Алтай	введена в эксплуатацию 09.2017	5,0	500	100 000
Бугульчанская, Башкортостан, ГК «Хевел»	введена в эксплуатацию 12.2015	5,0; общий объём проектов «Хевел» в Башкортостане — 64,0	оценка — более 6000	100 000
Орская, Оренбургская область, Орск, «Т-Плюс» («Ренова»)	введена в эксплуатацию 12.2015	25,0	3000	120 000
Абаканская, Хакасия, АО «ЕвроСиб-Энерго»	введена в эксплуатацию 12.2015	5,2	600	115 000
Нариманово, Астраханская область, ООО «Солар Менеджмент»	введена в эксплуатацию 12.2015	0,25	70	280 000

\* Построенные на территории России (по данным отраслевых источников).

**Экономика электростанций на ВИЭ в России**

На данный момент информации об экономической составляющей ВИЭ в России недостаточно. Реализованных проектов, во всяком случае крупных, пока очень немного — при этом больше заявленных проектов. По информации Администратора торговой системы [7], инвестиционные затраты для проектов ВИЭ, прошедших конкурсный отбор в 2013–2016 годах, составляют:

- для проектов солнечной энергетики — от 95 тыс. (СЭС «Рудник» в Белгородской области) до 130 тыс. руб/кВт (Алтайская «СЭС-5» в Республике Алтай);
- для проектов ветроэнергетики — от 65 тыс. до 155 тыс. руб/кВт.

В данном случае, речь идёт о плановых затратах. Что касается фактических инвестиционных затрат — на уже пущенные в эксплуатацию электростанции на ВИЭ, есть некоторые данные по солнечным электростанциям, приводимые в отраслевых источниках (табл. 5).

По информации «Хевел» и «ЕвроСиб-Энерго», при строительстве СЭС использовались, большей частью, отечественное оборудование, материалы и комплектующие — на 70 и 55 %, соответственно, в соответствии с требованиями по локализации производства на территории России. При этом «Хевел» располагает собственным производством солнечных панелей (город Новочебоксарск Республики Чувашия), а «ЕвроСибЭнерго» в ходе строительства Абаканской СЭС создало собственное производство мультикристаллического кремния и инверторов.

Есть также данные о выработке электроэнергии рядом солнечных станций, введённых в эксплуатацию в последние годы (табл. 6). Отсюда мы можем вычислить выровненные инвестиционные затраты на выработку 1 кВт·ч электроэнергии на российских солнечных электростанциях (табл. 7). Они составляют 2,2–2,7 руб/кВт·ч; мы можем принять среднюю величину в 2,5 руб/кВт·ч.

Ещё меньше информации об операционных затратах российских станций на ВИЭ. По данным различных европейских и американских источников [1], операционные затраты отличаются большим разбросом, составляя:

- для солнечных станций мощностью от 5 МВт, от 21 до более 80 евро/кВт при средних значениях 40–70 евро/кВт в год;
- для солнечных станций мощностью от 100 кВт — 60–90 евро/кВт;
- для ветростанций — 29–80 (среднее — 40–60) евро/кВт.

По имеющимся российским солнечным станциям есть отдельные данные о численности персонала. В частности, по имеющимся данным, на Абаканской СЭС мощностью 5,2 МВт задействовано шесть сотрудников; на Кош-Агачской СЭС мощностью 5 МВт — примерно десять сотрудников. Иными словами, мы можем говорить о необходимости привлечь примерно одного-двух (в среднем полтора) работников на 1 МВт установленной мощности.

Допустим, средняя зарплата работника станции (с учётом НДФЛ) — 35 тыс.

руб. в месяц или 420 тыс. руб. в год. Общая сумма выплат на одного работника с учётом социальных отчислений (30,2 %) составит величину:

$$420\,000 \times 1,302 = 547 \text{ тыс. руб. в год.}$$

Соответственно, на шесть сотрудников (вариант Абаканской СЭС) она составит:  $547\,000 \times 6 = 3,282$  млн руб. в год; на десять сотрудников (вариант Кош-Агачской СЭС):

$$547 \text{ тыс.} \times 10 = 5\,470 \text{ тыс. руб/год.}$$

Данные станции должны произвести 7500 МВт·ч в год электроэнергии каждая. Соответственно, выровненные затраты на оплату труда в пересчёте на 1 кВт·ч составят от  $3282/7500$  до  $5470/7500 = 0,44–0,73$  руб/кВт·ч.

Операционные затраты, конечно же, не исчерпываются затратами на оплату труда, но, в случае с электростанциями на ВИЭ, составляют существенную их часть. По данным западных источников, затраты на ремонт оборудования и оплату труда составляют более 70 % операционных затрат, а для ветростанций затраты только на оплату труда персонала — примерно 36–39 % [1].

•• Данные о выработке электроэнергии СЭС на территории России

табл. 6

СЭС, регион	Период	Мощность станции	Выработка электроэнергии за период	Выработка электроэнергии за год	Фактич. КИУМ
Кош-Агачская, Республика Алтай	04.2015–11.2016 (1,6 года)	5 МВт	12000 МВт·ч	7500 МВт·ч	17,1 %
Бугульчанская, Башкирия	01.2016–07.2016 (0,6 года)	5 МВт	4500 МВт·ч	7500 МВт·ч	17,1 %
Абаканская, Хакасия	12.2015–11.2016 (0,8 года)	5,2 МВт	6000 МВт·ч	7500 МВт·ч	15,8 %
Орская, Оренбургская область	12.2015–06.2016 (1,5 года)	25 МВт	55000 МВт·ч	36667 МВт·ч	16,7 %
Четыре СЭС «Сахаэнерго», северо-восток Якутии	2014 год	100 кВт (общая)	100000 кВт·ч	0,1 МВт·ч	11,4 %

•• Расчёт выровненных инвестиционных затрат\*

табл. 7

СЭС, регион	Объём инвестиций, млн руб.	Годовая выработка электроэнергии, МВт·ч	Выработка электроэнергии за 30 лет, МВт·ч	Выровненные инвестиционные затраты на 1 кВт·ч, руб.
Кош-Агачская, Республика Алтай	500	7500	225 000	2,2
Бугульчанская, Башкирия	500	7500	225 000	2,2
Орская, Оренбургская обл.	3000	36 667	1 100 010	2,7
Абаканская, Хакасия	600	7500	225 000	2,7

\* Для действующих солнечных электростанций на интервале 30 лет (без учёта дисконтирования).

Можно предполагать, что, в случае с СЭС, доля затрат на ремонт оборудования будет ниже; соответственно, доля затрат на оплату труда персонала — выше. Можно допустить, что она составит около 50%, то есть для СЭС сумма всех операционных затрат составит 0,88–1,46 руб/кВт·ч, в среднем 1,2 руб/кВт·ч.

По данным для Куликовской ВЭС в Калининградской области — практически единственной крупной станции на ВИЭ, работавшей в Российской Федерации достаточно длительное время, средневзвешенные операционные затраты оценены в 0,46 руб/кВт·ч [1].

Это заметно меньше, однако это другой тип станции, затраты относятся к периоду работы станции, включавшему 1990-е и 2000-е годы и, кроме того, остаётся вопрос о методике расчёта.

Мы можем также провести сопоставление с западными данными (см. выше). Согласно им, операционные затраты для СЭС мощностью от 5 МВт составляют 40–70 евро/кВт в год. При КИУМ станции, составляющем 17%, годовая выработка электроэнергии на 1 кВт станции составит  $8760 \times 17\% = 1489$  кВт·ч.

Таким образом, операционные затраты в пересчёте на 1 кВт·ч составят от  $40/1489$  до  $70/1489 = 0,03–0,05$  евро/кВт·ч.

При курсе евро 60 руб. это эквивалентно 1,8–3,0 руб/кВт·ч, что уже превышает рассчитанные нами показатели для российских СЭС.

Продолжая расчёт выровненных затрат по действующим солнечным электростанциям, складываем инвестиционные (табл. 7) и операционные затраты, и получаем суммарную величину:  $2,5 + 1,2 = 3,7$  руб/кВт·ч. Этот показатель сопоставим со средними мировыми данными.

Следующий аспект экономики ВИЭ касается малой автономной энергетики. Она ориентируется на низовой уровень, начиная от отдельных хозяйств (в том числе отдельных домохозяйств), включая отдельные предприятия и отдельные населённые пункты. С точки зрения затрат, минусом автономных систем по сравнению с сетевыми являются дополнительные затраты на системы аккумуляции энергии. Плюсом же является конкуренция не с оптовыми, а с более высокими розничными ценами на электроэнергию, с которыми сталкиваются отдельные, частные потребители энергии.

В случае с сетевой энергетикой для оценки эффективности работы ВЭС, СЭС или другой станции на ВИЭ мы привязываемся к оптовым ценам продажи энергии на рынке и рассматриваем ситуацию с позиций прибыли для инвестора.



В случае с автономной энергетикой мы подходим с позиций потребителя, выходящего между покупкой энергии по розничной цене (в ряде случаев также с затратами на технологическое подключение к сети) и установкой собственной автономной системы, позволяющей ему в дальнейшем исключить или снизить затраты на приобретение энергии.

В данном случае также проведём простейшие расчёты.

Итак, солнечный фотовольтаический комплекс небольшой мощности (100 Вт) в сборе, включающий солнечную панель, аккумулятор, инвертор, предлагается на рынке в системе розничной продажи по ценам около 20 тыс. руб. (примерно 20 тыс. руб/кВт номинальной мощности). При КИУМ, равном 17%, годовая выработка электроэнергии составит:

$$0,1 \times 8760 \times 17\% = 149 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

то есть округлённо 150 кВт·ч.

При розничных ценах на электроэнергию на уровне 4 руб/кВт·ч, использование комплекса позволит потребителю сэкономить в год  $150 \times 4 = 600$  руб. Таким образом, простой срок окупаемости для него составит  $20000 / 600 = 33$  года. Это, с точки зрения прямого финансового эффекта, не имеет смысла для пользователя, хотя бы потому, что превосходит предполагаемый срок службы комплекса.

**С точки зрения затрат, минусом автономных систем по сравнению с сетевыми являются дополнительные затраты на системы аккумуляции энергии. Плюсом же является конкуренция не с оптовыми, а с более высокими розничными ценами на электроэнергию, с которыми сталкиваются отдельные, частные потребители энергии**

Выровненные затраты (в данном случае, будем считать, что они ограничены инвестиционными затратами) составят на 30-летнем интервале:

$$20000 / (150 \times 30) = 4,4 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Если заложить в модель ежегодный рост розничных тарифов на электроэнергию на 10% (что соответствует тенденции последних лет), то простой срок окупаемости сокращается до 13–15 лет, но это также вряд ли является достаточно интересным предложением с точки зрения прямой экономии средств. Однако в данном случае уже обозначается некоторая перспектива, тем более, с учётом вероятного продолжения снижения стоимости фотовольтаических комплексов.

В случае с установкой ветрогенератора небольшой мощности данная перспектива обозначается ещё отчётливее. Цены на комплекс на основе ветрогенерации примерно в полтора-два раза ниже: 100–150 тыс. руб/кВт номинальной мощности. При той же величине КИУМ и, соответственно, выработке электроэнергии простой срок окупаемости ветрогенератора составит, в зависимости от динамики роста цен на электроэнергию, от 20–25 до 10–12 лет. Выровненные затраты составят:

$$150000 / (150 \times 30) = 3,0 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Дополнительный и очень мощный фактор конкурентоспособности автономных станций на ВИЭ включается в случае полного отсутствия сетевого энергоснабжения. В этом случае потребитель должен платить за технологическое подключение к сети, цена которого может составить несколько сотен тысяч рублей или даже более высокую сумму. В ряде случаев сами затраты на установку автономных систем на основе ВИЭ оказываются ниже стоимости технологического подключения; тем более, если речь идёт о прокладке ЛЭП на расстояния до нескольких или даже нескольких десятков километров.

Базисные показатели стоимости высоковольтных линий

табл. 8

Напряжение, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, мм <sup>2</sup>	Количество цепей на опоре, шт.	Базисные показатели стоимости [тыс. руб/км], для опор	
				стальных	ж/б
35	свободстоящие	до 150	1/2	912 / 1307	658 / 1109
110	свободстоящие	до 150	1/2	987 / 1495	799 / 1081
		185–240	1/2	1100 / 1687	893 / 1551
220	свободстоящие	300	1/2	1231 / 2063	1053 / –
		400	1/2	1382 / 2275	1175 / –
	двухстоечные, свободстоящие	300	1/2	– / –	1072 / 1993
		400	1/2	– / –	1217 / 2181

\* 35–220 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах [8].

Это особенно актуально для сельских территорий, с преобладанием небольших населённых пунктов и отдельных отдалённых хозяйств, где сетевое энергообеспечение означает прокладку и последующее обслуживание протяжённых линий электропередач, при этом обслуживающих небольшое число потребителей.

Стоимость прокладки ЛЭП составляет от нескольких сотен тысяч до нескольких миллионов рублей на 1 км (табл. 8). Стоимость прокладки кабельных линий (КЛ) 6–10 кВ — от 700 до 2,2 млн руб/км. Кроме того, предусматриваются сопутствующие затраты: 3,3% — временные здания и сооружения; 5,0–6,0% — прочие работы и затраты; 2,6–3,18% — содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль; 7,5–8,5% — проектно-испытательские работы; затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства — 8%). Общая сумма дополнительных сопутствующих затрат — около 20% от стоимости собственно прокладки сети. Базисные показатели стоимости трансформаторных подстанций (ПС) от 35/10 до 220/110/10 кВ — от 20,7 млн до 390,1 млн руб. ПС 10/0,4 кВ — 100–300 тыс. руб. Иными словами, в реальной ситуации общая сумма инвестиционных затрат на сетевое энергообеспечение вряд ли может быть ниже 1 млн руб. на 1 км сетей.

В настоящее время 1 млн руб. — это стоимость примерно 7 кВт электроэнергетических мощностей на основе ВИЭ, если рассматривать комбинированную систему, включающую солнечные и ветроэнергетические установки, средней стоимостью из расчёта 150 тыс. руб/кВт установленной мощности.

Эти 7 кВт мощности выработают за год — при среднем КИУМ, равном 15–20% — примерно 9–12 тыс. кВт·ч электроэнергии, что сопоставимо с годовым потреблением электроэнергии тремя-четырьмя домохозяйствами, отдельной жилой водочерпачкой или малым сель-

скохозяйственным предприятием. В данном случае необходимость прокладки 1 км ЛЭП означает, что даже объём инвестиций при выборе, в качестве альтернативы, автономного энергообеспечения на ВИЭ, будет ниже. Кроме того, далее экономический эффект достигается за счёт отсутствия платы за электроэнергию.

Соответственно, при большей удалённости точки потребления прямой положительный эффект от использования автономных ВИЭ будет сильнее, а их использование окажется целесообразным не только для отдельных домохозяйств или крестьянских хозяйств, но и для целых населённых пунктов и более крупных промышленных и сельскохозяйственных объектов. Точный ответ о большей целесообразности того или иного способа энергоснабжения может быть дан уже в каждом конкретном случае после исследования местных условий.

Отметим, что в последние годы популярность автономных систем на ВИЭ в России растёт; общий объём продаж только солнечных установок составляет 6 МВт в год [9] — в данном случае позиция потребителей сама по себе говорит об экономической целесообразности ВИЭ в определённых ситуациях и наличии в нашей стране перспективных ниш для развития возобновляемой энергетики.

**Сейчас 1 млн руб. — это стоимость примерно 7 кВт электроэнергетических мощностей на основе ВИЭ, если рассматривать комбинированную систем**

### Выводы

Интегральные относительные показатели экономической эффективности работы электростанции, такие, как стоимость единицы установленной мощности и произведённой электроэнергии, не отражают в достаточной степени реальные экономические характеристики

станции. Для выводов и принятия решений об экономической целесообразности того или иного варианта энергообеспечения требуется анализ фактических инвестиционных и операционных затрат и их распределения во времени.

Данный анализ показывает, что на данный момент в большинстве случаев электростанции на основе ВИЭ остаются дорогостоящими и отличаются высокими сроками окупаемости относительно станций на ископаемых энергоносителях — как правило, это неприемлемо для потенциального частного инвестора при отсутствии достаточно мощной внешней финансовой поддержке проекта.

В то же время показатели экономической эффективности станций на ВИЭ существенно различаются — в ряде случаев на порядок, что говорит о кардинально различающихся условиях возведения и работы станций, в том числе географических и природных условий. В связи с этим ключевой задачей является выбор оптимальных ниш, где электростанции на ВИЭ были бы экономически эффективны.

В России опыт строительства и работы станций на ВИЭ пока невелик, и информация, позволяющей оценивать их экономические параметры, немного. Имеющиеся данные говорят о сопоставимости экономических параметров российских станций и средних мировых.

На основе анализа имеющейся информации мы также можем сделать вывод о наличии экономически перспективных ниш развития энергетики на ВИЭ в России. В частности, такой нишей является малая автономная возобновляемая энергетика, ориентированная на обслуживание отдалённых районов, точек с небольшим объёмом энергопотребления и испытывающих трудности с сетевым энергообеспечением. ●

1. Копылов А.Е. Экономика ВИЭ. — М.: Грифон, 2015. 364 с.
2. Дегтярёв К.С., Залиханов А.М., Соловьёв А.А., Соловьёв Д.А. К вопросу об экономике возобновляемых источников энергии // Энергия, экономика, техника, экология. 2016. №10. С. 10–20.
3. US EIA [Элект. ресурс]. Режим доступа: eia.gov/forecasts/capitalcost. Дата обрац. 25.09.2017.
4. US EIA [Элект. ресурс]. Режим доступа: eia.gov/forecasts/aeo. Дата обрац. 25.09.2017.
5. IRENA [Элект. ресурс]. Режим доступа: resourceirena.org/gateway/dashboard. Дата обрац. 25.09.2017.
6. Дегтярёв К.С. Географические факторы развития возобновляемой энергетики // Журнал С.О.К. 2015. №6. С. 86–95.
7. Администратор торговой системы (АТС) [Элект. ресурс]. Режим доступа: atsenergo.ru/vie/profresults. Дата обрац. 25.09.2017.
8. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередач и подстанций напряжением 35–1150 кВ: Сборник 324 ТМ-Т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС». Дата введения: 09.07.2012.
9. Смогут ли дачники обеспечить Россию электроэнергией? [Элект. ресурс] // Журнал С.О.К. Режим доступа: c-o-k.ru/market-news. Дата обрац. 25.09.2017.