

Использование солнечной энергии для бесперебойного электроснабжения децентрализованных потребителей России

Осадчий Г.Б., инженер

Сегодня в России наблюдается невиданный рост стоимости электроэнергии, потребляемой населением. Кроме ежегодного «планового» повышения её цены на 10 – 15 %, введена плата за электропотребление общедомовых приборов (Интернет-провайдеров, домофонов и кабельных сетей, юридических лиц).

А по разъяснению, размещенному в интернете, жильцы обязаны оплачивать потребленную электроэнергию за тех проживающих в доме, которые не оплатили её за истекший месяц. Может случиться, что если дело пойдет так дальше, то за все электропотребление многоквартирного дома обяжут оплачивать одному-двум пенсионерам, а в масштабе страны двум-трем миллиардерам. Как показывает практика переходного периода, в России возможно все. Так, например, можно ввести плату за электроэнергию, теряемую в квартальных трансформаторах, поселковых, в линиях электропередачи и т.д.

По состоянию на 31 марта 2014 года долги на розничном рынке электроэнергии России составили 189 млрд рублей, увеличившись по сравнению с ОЗП 2012/13 года почти на 30 %. Ситуация непростая, поскольку долги за тепло к началу апреля 2014 года также достигли астрономических размеров — 140 млрд рублей [1].

В этой связи встает вопрос о том, не лучше ли переходить на электроснабжение от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), по крайней мере, на части децентрализованных территорий России.

В настоящее время электрические станции (ЭС), энергетики ВИЭ в России, кроме гидроэлектростанций (ГЭС) и малой части геотермальных электростанций (ГеоЭС) являются если не планово-убыточными, то с очень большим сроком окупаемости, что препятствует их повсеместному использованию.

Возникает вопрос, почему использование бесплатной энергии Солнца, ветра, теплоты Земли и малых водотоков не может пока конкурировать по ряду экономических показателей, за исключением экологических и социальных, с энергетикой, работающей на подчас дорогом ископаемом топливе.

В основном экономическая эффективность систем и установок энергетики ВИЭ кроме стоимости 1 кВт установленной мощности напрямую зависит от коэффициента использования установленной мощности ($K_{иум}$), который в ряде местностей их эксплуатации недопустимо низкий. Купив, например, дорогую ветроэлектрическую станцию (ВЭС), пользователь получает, как правило, электроэнергии в 3 – 5 и более раз меньше, чем она могла бы произвести при постоянном ветре, требуемых значений.

Так по данным С.П. Филиппова [2] коэффициент использования установленной мощности электростанций (таблица 1) таков.

Таблица 1 – Коэффициент использования установленной мощности электростанций, малой энергетики России (2007 г.)

Тип ЭС	Мини-ГЭС	ГеоЭС	ВЭС
$K_{иум}$	0,47	0,61	0,07

В 2010 – 2012 гг. в Крыму были построены четыре солнечных фотоэлектрические станции (ФЭС) общей мощностью 227,5 МВт. Общая выработка электроэнергии на них в 2012 году составила 303 млн кВт·ч [3]. Из чего следует, что у крымских ФЭС $K_{иум} = 0,15$.

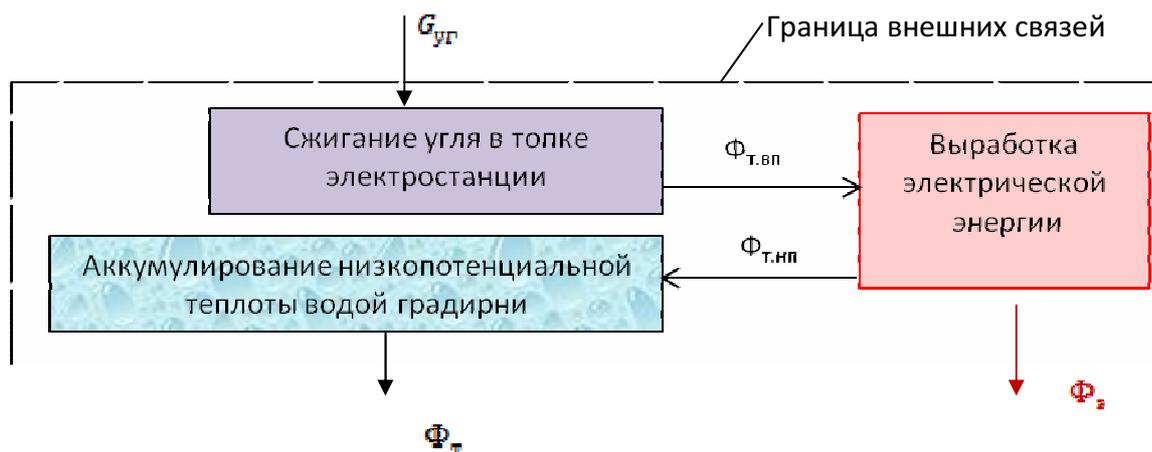
А по данным открытых интернет-источников, для ряда территорий, расположенных вдоль южной границы России, $K_{иум}$, может быть следующим (таблица 2).

Таблица 2 – Коэффициент использования установленной мощности электростанций, использующих возобновляемые источники энергии в России (экспертные оценки)

Тип ЭС	ВЭС	Малые ГЭС	ФЭС	ЭС на биомассе	ЭС на биогазе
$K_{иум}$	0,25	0,30	0,13	0,35	0,40

Как видно из таблиц 1 и 2 при работе от ВИЭ крайне нерационально используются мощности, в то время как на теплоэлектрических станциях (ТЭС) $K_{иум}$ достигает больших значений. Более высокий $K_{иум}$ у ВЭС, чем у ФЭС объясняется отчасти тем, что ветроколесо **ВСЕГДА** ориентировано по направлению ветра, в отличие от фотоэлектрических панелей, когда утром и вечером солнечное излучение «скользит» по их рабочим поверхностям.

Несравненно более высокий $K_{иум}$ достигается на угольных и газовых электростанциях, в силу реализованных в них внешних и внутренних энергетических связей, представленных на рисунке 1.



$G_{уг}$ – поступление угля; $\Phi_{т.вп}$, $\Phi_{т.нп}$ – тепловой поток высокого и низкого потенциала; $\Phi_{т}$ – сброс низкопотенциальной теплоты в окружающую среду; $\Phi_{э}$ – отпуск электроэнергии потребителю

Рисунок 1 – Принципиальная схема основных внешних и внутренних энергетических связей электростанции, работающей на угле.

Угольная ТЭС, используя привозное ископаемое топливо, неся расходы по снижению вредных выбросов, производит не дорогую электроэнергию. Это достигается за счет того, что при низкой стоимости 1 кВт установленной мощности ЭС, использование запасов угля со склада позволят подобрать оборудование для каждого технологического передела, работающего с номинальной нагрузкой. Особенно в периоды наибольшего потребления вырабатываемой электрической энергии. Хотя среднее значение $K_{иум}$ для электростанций России составляет 50 %. Для атомных электростанций – 75 – 78 %.

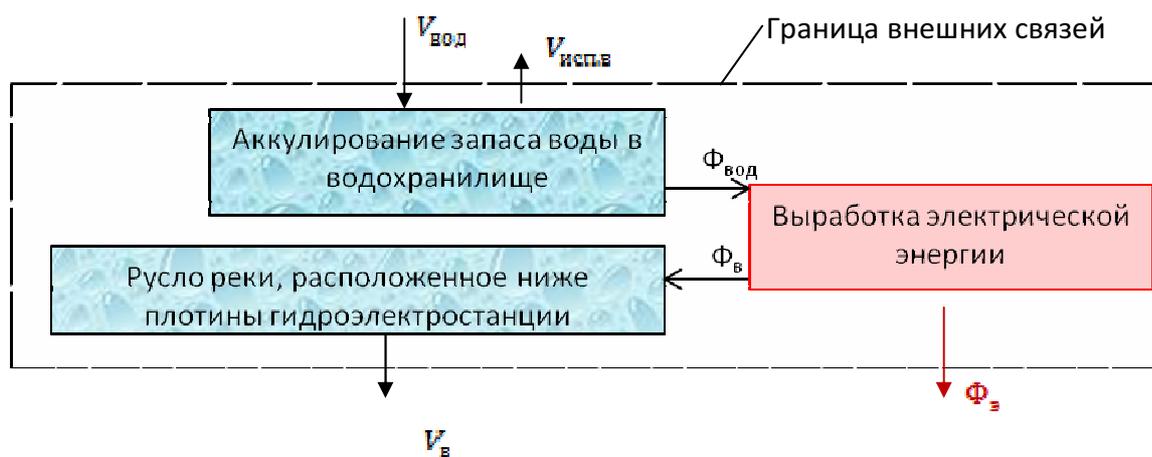
Стоимость 1 кВт установленной мощности в свою очередь зависит от КПД основных технологических переделов. А, как известно высокий КПД на ТЭС, достигается за счет расширенного (по температуре) термического паросилового (термодинамического)

цикла, хотя летом он несколько ниже чем зимой, из-за отсутствия больших объемов холода для снижения нижней границы паросилового цикла.

Но это не в равной степени относится ко всем ЕС, работающим, на органическом топливе. Так многие поселки Севера Европейской части России, Сибири и Дальнего Востока снабжаются электроэнергией от дизельных электростанций (ДЭС) мощностью до 1,5 МВт. Число часов использования таких ДЭС составляет около 1000 часов в год ($K_{иум} = 0,11$), с продолжительностью их работы 5 – 8 часов в сутки (в утренние и вечерние часы). Поэтому вырабатываемая ими электроэнергия одна из самых дорогих.

В первом приближении схему 1 можно распространить и на ЭС, работающих на биомассе и биогазе. Этим объясняется их более высокий $K_{иум}$ (таблица 2).

А теперь рассмотрим на рисунке 2 внешние и внутренние энергетические связи ГЭС.



$V_{вод}$ – поступление воды в водохранилище ГЭС; $V_{испл.е}$ – испарение воды из водохранилища; $\Phi_{вод}$ – поток воды к гидротурбине; $\Phi_{э}$ – сброс низкопотенциальной воды в русло реки; $V_{э}$ – поток воды в нижнем бьефе; $\Phi_{э}$ – отпуск электроэнергии потребителю

Рисунок 2 – Принципиальная схема основных внешних и внутренних энергетических связей гидроэлектростанции.

Из рисунка 2 должно следовать, что поскольку высоконапорный поток воды поступает на турбину без затрат энергии — естественным путем, то стоимость электроэнергии ГЭС, при близких значения 1 кВт установленной мощности к ТЭС, должна быть намного меньше, чем от угольной электростанции. Однако это не всегда так.

Весной через створы существующих ГЭС проходит в среднем **60 % годового стока воды**. При этом от 10 до 25 % годового стока воды ГЭС сбрасывается вхолостую из-за отсутствия регулирующей емкости водохранилища. Это, в первую очередь касается низконапорных плотин и турбин на реках Среднерусской равнины, в результате чего в течение года все гидротурбины на ГЭС работают при номинально мощности только весной. А в остальное время года часть их работает на неполную мощность или простаивает. Поэтому ГЭС не могут обеспечивать электроснабжение потребителя по потребности (номинальную выработку летом, осенью и особенно зимой).

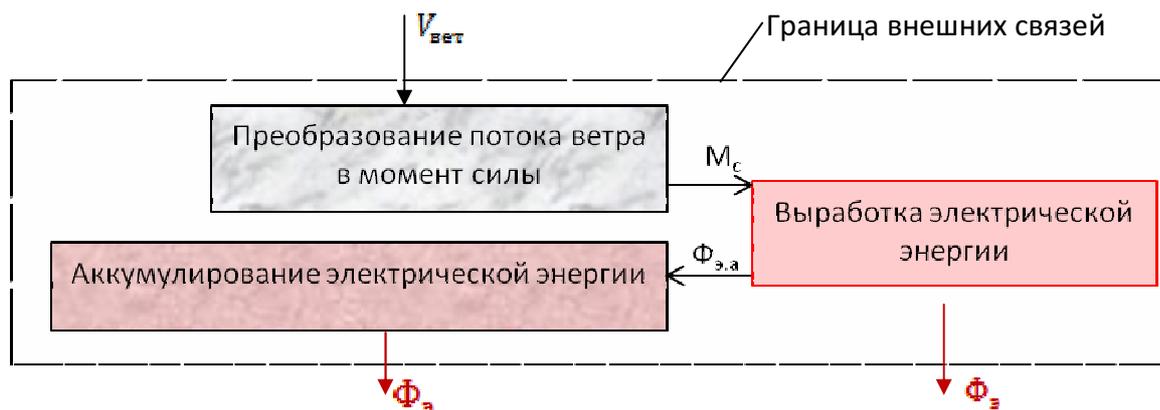
При площади водохранилища Новосибирской ГЭС 1072 км², годовая выработка электроэнергии составляет 1,678 млрд кВт·ч. Или с 1 м² всего 1,56 кВт·ч в год, при среднегодовом $K_{иум}$ около 40 %. А Саяно-Шушенская ГЭС при площади водохранилища 621 км² вырабатывала в год около 23,5 млрд кВт·ч электроэнергии. Или с 1 м² 38 кВт·ч в год, при среднегодовом $K_{иум}$ около 42 %. Конечно в немалой степени такие низкие $K_{иум}$ связаны с потерей огромных объемов воды от её испарения.

На стоимость вырабатываемой электроэнергии ГЭС также влияет не высокая энергетическая плотность потока рабочего тела — воды.

Приведенные выше примеры генерации электроэнергии, показывают, что в период окупаемости проектов, на её стоимость в первую очередь влияет $K_{ИУМ}$, который зависит главным образом от запаса первичной энергии (угля, воды), от их энергетических потенциалов, возможности её (первичной энергии) равномерного по времени поступления для преобразования в электроэнергию.

В решении задач обеспечения малых потребителей бесперебойным электроснабжением часто используются схемные решения, с аккумулярованием выработанной ВЭС, ФЭС или бензиновым электрогенератором электроэнергии.

На рисунке 3 представлены внешние и внутренние энергетические связи ВЭС.



$V_{ветр}$ – поступление потока воздуха на турбину; M_c – передача крутящего момента на электрогенератор; $\Phi_{э,а}$ – поток электроэнергии для зарядки аккумулятора; $\Phi_{э}$ – отпуск электроэнергии потребителю

Рисунок 3 – Принципиальная схема основных внешних и внутренних энергетических связей ветроэлектрической станции.

Примерно также будут выглядеть, с учетом присущих им различий технологических переделов, схема основных внешних и внутренних энергетических связей ФЭС и схема с бензиновым электрогенератором и аккумуляторами.

Из рисунка 3 видно, что отпуск потребителю электроэнергии может осуществляться бесперебойно и при отсутствии ветра до полной разрядки аккумуляторов.

Но, такие решения однозначно приводят к резкому повышению стоимости 1 кВт·ч электроэнергии. Так для бесперебойного электроснабжения потребителя 1 кВт электроэнергии в течение 100 часов (4 суток), когда на дворе слабый ветер или нет Солнца требуется 100 кВт·ч электроэнергии, которая может быть получена от 138 аккумуляторов (обычный автомобильный аккумулятор ёмкостью 60 Ач напряжением 12 В после полной зарядки способен отдать 0,72 кВт·ч электроэнергии). А это, как правило, не по карману подавляющему большинству населения России.

Конечно, для повышения стабильности выдачи электроэнергии потребителю актуально применение других, различных накопителей, призванных обеспечивать поставку мощности не ниже минимальной; выдачу мощности в периоды максимальной нагрузки; покрытия собственных нужд; подавление кратковременных пиков вырабатываемой ВЭС мощности; выдача мощности по прогнозируемому графику, как это предусматривается для «ветровых ферм». Для решения этих задач для «ветровых ферм» кроме гидравлических накопителей используются воздушно-аккумулирующие электростанции, регенеративные батареи, водородные системы, а для средних ВЭС — маховики, индукционные СП-накопители и сверхконденсаторы.

Однако, для малых систем электроснабжения при стохастических поступлениях возобновляемой энергии применение таких накопителей обременительно, т.к. чем меньше мощность аккумулятора-накопителя тем дороже его 1 кВт установленной мощности, при резком падении его $K_{иум}$, особенно при наличие одного-двух потребителей электроэнергии. Малое гарантированное электрообеспечение можно решать с помощью ГеоЭС, однако, на большей части Земли, там, где нет вулканической деятельности, слишком быстро истощаются глубинные тепловые ресурсы [4]. Из-за этого большие капитальные затраты на сооружение ГеоЭС не окупаются.

Исходя из того, что эффективность использования ВИЭ напрямую зависит от $K_{иум}$, А если быть более точным, то в конечном итоге от наличия накопителя-аккумулятора первичной энергии, предлагается определять для каждой территории эксплуатационную (фактическую) стоимость 1 кВт установленной мощности в соответствии с $K_{иум}$ (таблица 3).

Таблица 3 – Эксплуатационная (фактическая) стоимость 1 кВт установленной мощности электрических станций, использующих возобновляемые источники энергии в России в соответствии с потенциалом возобновляемого источника энергии (коэффициента использования установленной мощности), в долларах

	ВЭС с аккумулятором	Малые ГЭС	ФЭС	ТЭС
Условная стоимость 1 кВт установленной мощности*	2500	1500	5000	1000
$K_{иум}$	0,25	0,30	0,13	0,5 и более
Эксплуатационная стоимость 1 кВт установленной мощности для данной территории с учетом $K_{иум}$	10000**	5000	38460	2000 и менее***

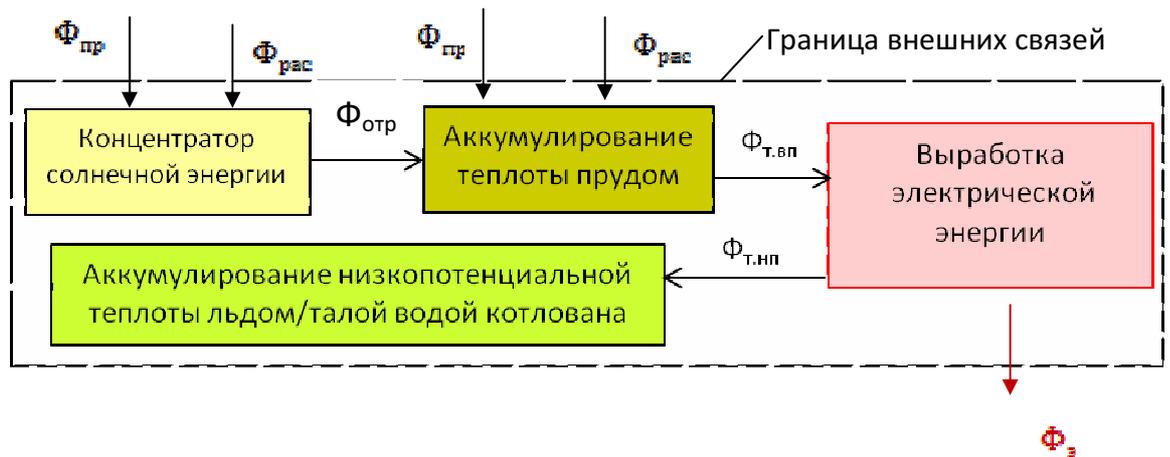
* количество и емкость аккумуляторов напрямую зависит от $K_{иум}$ ЭС того или иного типа для конкретной местности.

** в ряде районов Омской области для ВЭС при $K_{иум} = 0,1$ эксплуатационная стоимость 1 кВт установленной мощности, по предлагаемой методике оценки эффективности использования ЭС, составит 25000 долларов.

*** при $K_{иум} = 0,1 - 0,2$ (для малых «поселковых» ЭС с надлежащим резервированием) эксплуатационная (фактическая) стоимость 1 кВт установленной мощности, по предлагаемой методике оценки эффективности использования ЭС, составит от 5000 до 10000 долларов.

Предлагаемый переход на оценку эксплуатационной стоимости 1 кВт установленной мощности с учетом $K_{иум}$ будет способствовать более объективной оценке возможности использования ЭС от ВИЭ для каждой конкретной территории и даже места.

Исходя из полученных результатов (таблица 3) перспективным представляется, например, для Сахалина, Калмыкии, Кавказа и т.д. гелиоэлектростанция на базе солнечного соляного пруда [5, 6], приведенная на рисунке 4.



$\Phi_{\text{пр}}$, $\Phi_{\text{отр}}$, $\Phi_{\text{рас}}$ – световой поток прямого, отраженного и рассеянного солнечного излучения; $\Phi_{\text{т.вп}}$, $\Phi_{\text{т.нп}}$ – тепловой поток высокого и низкого потенциала; $\Phi_{\text{э}}$ – отпуск электроэнергии

Рисунок 4 – Принципиальная схема основных внешних и внутренних энергетических связей гелиоэлектростанции, на базе солнечного соляного пруда.

В отличие от обычной солнечной электростанции с гелиостатами, где концентрация энергии достигается оптическими методами, солнечный соляной пруд обеспечивает гидродинамическую концентрацию солнечной энергии. При средней плотности притока солнечной теплоты в отводимый нагретый рассол 75 Вт/м^2 плотность потока используемой энтальпии (произведение плотности рассола — 1500 кг/м^3 , его скорость в трубе 1 м/с , теплоемкости — $2,3 \text{ кДж/кг}\cdot\text{°C}$ и перепада температуры 10 °C) составляет $3,5 \cdot 10^7 \text{ Вт/м}^2$. Отсюда видно, что гидродинамическая концентрация повышает плотность потока энергии более чем на пять порядков, т.е. **в сотни тысяч раз**.

Способность к совершению работы характеризуется не потоком энергии, а потоком эксергии и поэтому следует обратить внимание на концентрацию эксергии солнечным прудом.

Плотность потока эксергии солнечного излучения не намного ниже плотности энергии (примерно вдвое), так что его можно оценить средней величиной $\delta_0 = 100 \text{ Вт/м}^2$. Это подводимая к пруду эксергия. Отводимой является эксергия горячего рассола, оцениваемая только по его температуре, т.е. термическая, а не химическая эксергия. При температуре горячего рассола 100 °C и температуре холодного источника 10 °C имеем

$$\delta_3 = 3,5 \cdot 10^7 \cdot (100 - 10) / (100 + 273) = 0,93 \cdot 10^7 \text{ Вт/м}^2.$$

Отношение плотностей потоков подводимой и отводимой эксергии

$$\lambda = \delta_3 / \delta_0 = 10^7 / 10^2 = 10^5.$$

Иными словами, при отводе горячего рассола мы получаем гидродинамическую **концентрацию потока эксергии в сто тысяч раз**. Плотность потока эксергии в горячем рассоле много выше, чем при передаче энергии от горячих газов в хвостовых частях котельного агрегата, и выше, чем в океанских тепловых электростанциях. Поэтому солнечный пруд и представляется эффективным сборщиком ВИЭ благодаря высокой концентрации эксергии и ему уделяется так много внимание Е. И. Янтовским.

В пасмурную погоду при охлаждении на 10 °C придонного слоя пруда площадью $78,5 \text{ м}^2$ (диаметром 10 м) выделяется примерно 3600 МДж теплоты. Если эту теплоту, с $\text{КПД} = 10 \%$, преобразовать в электрическую энергию, то можно получить $100 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии. А это эквивалентно разрядке 138 дорогостоящих аккумуляторов, о которых говорилось ранее.

В немалой степени на эффективность работы данного вида электростанции сказывается слежение концентратором положения Солнца и использование холода льда котлована. Использование холода котлована позволяет снизить нижнюю границу паросилового цикла, что ведет к значительному повышению его КПД.

Раньше считалось, что климатические условия в средней полосе России уникальны, из-за аномально низких температур, только для ГеоЭС. Поскольку это позволяет снизить температуру конденсации, особенно зимой, что может дать прирост (на 20 – 40 %) в выработке электроэнергии по сравнению с ГеоЭС, которые расположены в районах жаркого и умеренного климата. Однако, это преимущество наших климатических условий, в части возможности повышения КПД выработки электроэнергии, в равной степени относится к и ЭС на базе солнечного соляного пруда и котлована со льдом.

Снижение установленной стоимости 1 кВт ЭС на базе солнечного соляного пруда можно добиться, если в качестве источника холода для термодинамического цикла использовать вместо холода льда котлована холод малых водотоков [7].

Если сравнить цену 1 кВт по установленной мощности, то обычные ВЭС имеют преимущество по сравнению с гелиоэлектростанцией на базе солнечного соляного пруда, но если их эффективность сравнивать с учетом аккумуляторов, входящих в состав ВЭС, обеспечивающих бесперебойность электроснабжения, то результат получается иной.

Конечно, при КПД преобразования, тепловой энергии солнечного соляного пруда в электрическую энергию, в пределах 10 – 12 %, при плотности солнечного излучения не превышающего, в больший период времени 1 кВт/м², за счет только выработки электроэнергии окупаемости проекта можно достигнуть только на децентрализованных территориях. Однако, если часть теплоты пруда использовать для горячего водоснабжения, а часть холода льда котлована для кондиционирования [6], то окупаемости можно достичь и в зонах централизованного энергоснабжения. Ведь нагрев воды в пруду в 8 – 10 раз дешевле, чем от электроэнергии. Также и кондиционирование (охлаждение воздуха) за счет естественного холода (льда котлована) в 8 – 10 раз дешевле, чем от электроприводного кондиционера.

У ГЭС и ЭС на базе солнечного соляного пруда и котлована со льдом/талой водой есть дополнительные, свойственные только им преимущества.

У ГЭС теплоту потока воды в нижнем бьефе, а у гелиоэлектростанции теплоту талой воды котлована и солнечного соляного пруда можно эффективно использовать зимой для теплоснабжения посредством теплонасосных установок (ТНУ).

Среднегодовое сток Енисея в створе Саяно-Шушенской ГЭС составляет 46,7 км³/год. Среднегодовая температура воды в нижнем бьефе равна приблизительно 7 °С. Енисей является мощным источником низкопотенциальной тепловой энергии, удобной для использования в ТНУ. Охлаждение речной воды в теплообменных устройствах всего на 1 °С позволит получить $1,9614 \cdot 10^{14}$ кДж/год тепловой энергии, то есть тепловая мощность Енисея составит 6220 МВт и будет близка к установленной электрической мощности Саяно-Шушенской ГЭС, равной 6400 МВт [8].

Преимущества совместного использования зимой ТНУ низкопотенциальных источников теплоты различных объемов: большого объема (котлована с замерзающей водой) с температурой ниже 0 °С и малого (остывающего рассола солнечного соляного пруда) с температурой выше 0 °С подробно рассмотрены в работе [5].

ВЫВОДЫ

Рассмотренные принципиальные схемы основных внешних и внутренних энергетических связей различных ЭС показали, что эффективность их работы зависит от многих факторов.

Проведенный анализ показал, что для расчета параметров эффективной работы ЭС от ВИЭ в условиях стохастических возмущений, для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей требуется, при разработке схемы и оборудования для аккумулирования энергии, оценка ценовых составляющих накопителей-аккумуляторов.

Фактическая (эксплуатационная) стоимость 1 кВт установленной мощности установок и систем энергетики ВИЭ для бесперебойного энергоснабжения должна определяться с учетом коэффициента использования установленной мощности для конкретной территории. А количество и цены аккумуляторов первичной или выработанной энергии должны определяться исходя из присущего для данной местности непостоянства ВИЭ.

На примере схемы основных внешних и внутренних энергетических связей гелиоэлектростанции, на базе солнечного соляного пруда и котлована со льдом/талой водой, показано, что одним из действенных механизмов повышения эффективности работы ЭС является не только аккумулирование первичной энергии (Солнца) для паросилового цикла, но и использование для него энергии льда в котловане (холода малых водотоков).

С экономической точки зрения первостепенным фактором эффективного использования ВИЭ является аккумулирование первичной энергии на входе в систему генерации, что с избытком обеспечивается для ГЭС только весной, а для гелиоэлектростанции на базе солнечного соляного пруда, в зависимости от инсоляции, в течение всего летнего периода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Газета «Энергетика и промышленность России». 2014. № 9. С. 28 – 29.
- 2 Филиппов С.П. Малая энергетика в России // Теплоэнергетика. 2009. № 8. С. 38 – 44.
- 3 Газета «Энергетика и промышленность России». 2014. № 7. С. 11.
- 4 Осадчий Г.Б. Солнечное излучение и геотермальное тепло — источники энергии для комбинированных систем энергоснабжения // Автоматизация и ИТ энергетике. 2012. № 8. С. 36 – 42.
- 5 Осадчий Г.Б. Солнечная энергия, её производные и технологии их использования (Введение в энергетику ВИЭ) / Г.Б. Осадчий. Омск: ИПК Макшеевой Е.А., 2010.– 572 с.
- 6 Осадчий Г.Б. Технология солнечного электроснабжения и энергосбережения // Энергетик. 2014. № 3.
- 7 Осадчий Г.Б. Совместное использование солнечной энергии и холода малых водотоков // Автоматизация и ИТ энергетике. 2012. № 9. С. 48 – 52.
- 8 Немченко Н.И. Река Енисей – перспективный источник низкопотенциальной тепловой энергии // Современные трансформационные экономические и социально-политические процессы: тезисы докл. 4 Международ. научно-практич. конф. (23-25 мая 2013 г.). - Абакан: Ред.-изд. сектор ХТИ - филиала СФУ, 2013.- С.240-242.

Автор: Осадчий Геннадий Борисович, инженер, автор 140 изобретений СССР.
Тел дом. (3812) 60-50-84, моб. 8(962)0434819, E-mail: genboosad@mail.ru
Для писем: 644053, Омск-53, ул. Магистральная, 60, кв.17.