

**А.Ф. Молочко,**  
зав. отделом общей  
энергетики РУП «БЕЛТЭИ»



# ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Высокоэффективное использование электрической энергии зависит не только от непосредственного снижения объемов ее потребления, но и от времени суток ее использования. Значительное удешевление технологий производства электрической энергии из возобновляемых источников энергии, а также неминуемое снижение ночных тарифов на нее после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС делают привлекательными для конечного потребителя технологии аккумуляции и хранения электроэнергии.

Сегодня основное место на рынке систем хранения электроэнергии занимает литий-ионная технология. Например, в 2016 году в 90% проектов применялись литий-ионные аккумуляторы. Они широко используются на потребительском рынке и на рынке автомобилей, где устанавливаются в гибридных или полностью электрических транспортных средствах. Цены на литий-ионные аккумуляторы значительно снижаются. Они хорошо себя зарекомендовали как в системах, где необходимо использовать много электроэнергии в течение короткого времени (силовые установки), так и в системах, которым требуется меньшее количество электроэнергии в течение длительного периода. Они подходят для хранения энергии любым потребителям – от индивидуальных коммерческих и жилых объектов до крупных предприятий и даже энергосистем.

Рассмотрим несколько сценариев применения технологий хранения энергии (ТХЭ) в условиях Беларуси на конкретных примерах для различных производителей и потребителей электроэнергии.

## Сценарий 1. Автономная домашняя электростанция мощностью 10 кВт

В данном случае система хранения полностью используется для собственных нужд потре-



бителя, а избыток энергии, вырабатываемый ВИЭ, сохраняется в аккумуляторах. Такая система используется для автономного электроснабжения и может быть

применена при отсутствии возможности подключения к сети электроснабжения. Мощность системы рассчитывается и подбирается под непосредственные нужды потребителя с учетом потерь на преобразование постоянного тока в переменный. Для аварийного питания в случае длительного отсутствия поставок элек-

троэнергии от источников целесообразно использовать бензиновый (дизельный) электрический генератор с соответствующим запасом топлива. Розничная стоимость автономной системы электроснабжения с применением ветроустановки и солнечных модулей суммарной мощностью 10 кВт приведена в таблице 1.

Таблица 1.

Оборудование	Цена, USD	Кол-во	Стоимость, USD
Солнечные модули мощностью 260 Вт	210	18	3780
Инвертор с контроллером для солнечных модулей	3600	1	3600
Аккумуляторные батареи емкостью 100 А·ч	220	16	3520
Дополнительное электротехническое оборудование, монтажные и пусконаладочные работы			1500
<b>Итого для солнечных модулей:</b>			<b>12400</b>
Ветрогенератор мощностью 5 кВт	3200	1	3200
Контроллер и инвертор ветрогенератора	6200	1	6200
Мачта высотой 12 метров	2000	1	2000
Дополнительное электротехническое оборудование, монтажные и пусконаладочные работы	4200	1	4200
<b>Итого для ветрогенератора:</b>			<b>15600</b>
Аварийный генератор мощностью 10 кВт	4000	1	4000
<b>Итого:</b>			<b>32000</b>

Таким образом, суммарная стоимость системы автономного электроснабжения мощностью 10 кВт составит 32000 USD (3200 USD/кВт). При этом расчетное число часов использования установленной мощности солнечной электростанции в условиях Беларуси составляет 1000 ч/год, а ветроустановки – 1500 ч/год, т.е. суммарная планируемая выработка электрической энергии составит 12180 кВт·ч в год (1015 кВт·ч в месяц). Простой срок окупаемости подобной системы при несубсидируемом тарифе на электроэнергию 0,11 USD/кВт·ч составит 23,8 года. При отсутствии же автономной системы следует учитывать капитальные затраты на прокладку электрической сети до потребителя и другие составляющие, финансирование которых может значительно повысить эффективность автономного варианта. В рассмотренном сценарии система хранения энергии выполняет роль поддерживающего электропитания с расчетной емкостью 12,8 кВт·ч при отсутствии других источников электроснабжения.

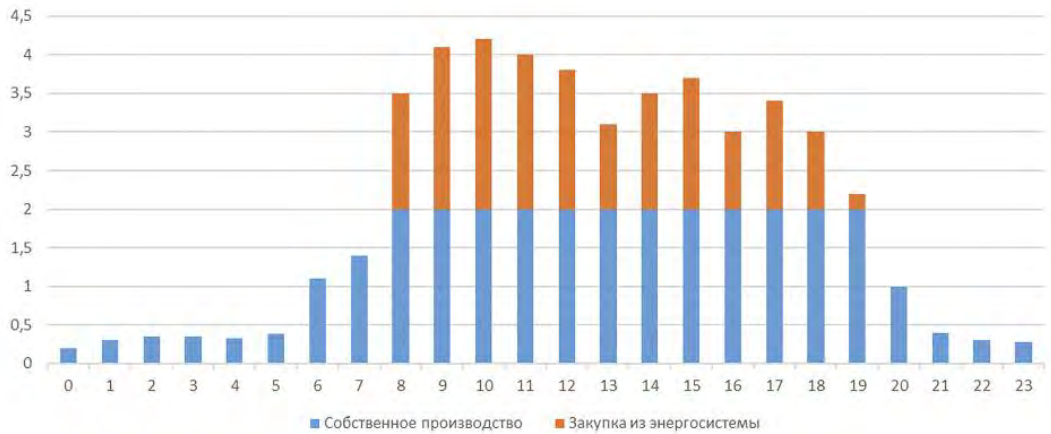
**Сценарий 2. Промышленное предприятие с собственной электростанцией мощностью 2 МВт с установкой накопителей с максимальной нагрузкой 5 МВт и емкостью 15 МВт·ч**

Предприятие, работающее 250 дней в год, имеет суточный график нагрузки, приведенный на рис. 1, с суммарным суточным потреблением 47,9 МВт·ч; при этом собственной выработкой покрывается 30,4 МВт·ч, а оставшиеся 17,5 МВт·ч закупаются из энергосистемы. Себестоимость производства собственной электроэнергии составляет 0,05 USD/кВт·ч, а цена покупной электроэнергии – 0,12 USD/кВт·ч. При этом собственная электростанция работает по тепловому графику, и недостающие объемы тепловой энергии закупаются у сторонних поставщиков по цене 45 USD за 1 Гкал, а себестоимость производства на собственной ТЭЦ – 30 USD за 1 Гкал.

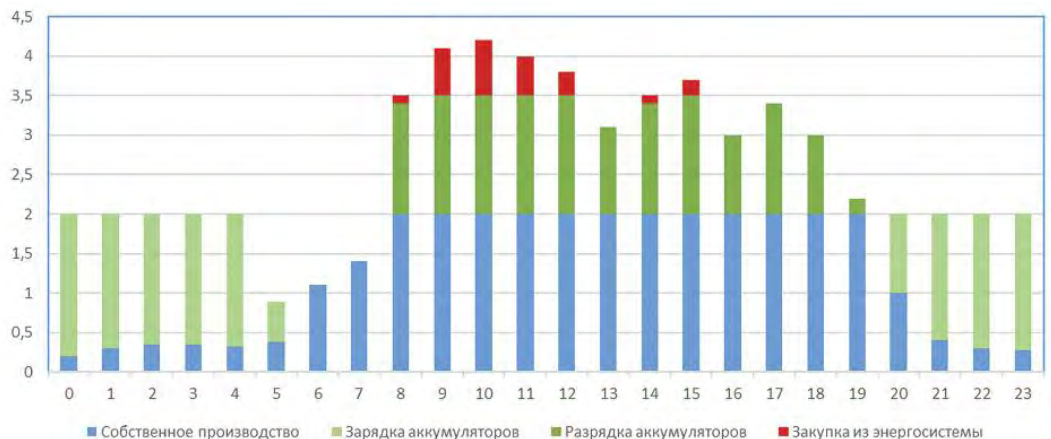
Годовые затраты на электроэнергию составят:

$$Z_1 = (30,4 \cdot 0,05 + 17,5 \cdot 0,12) \cdot 250 = (1,52 + 2,1) \cdot 250 = 905 \text{ тыс. USD.}$$

**Рис. 1. Суточный график нагрузки без аккумулятора**



**Рис. 2. Суточный график нагрузки с аккумуляторами**



Годовые затраты на тепловую составят:

$$Z_2 = 17,5 \cdot 0,86 \cdot 45 \cdot 250 = 169,3 \text{ тыс. USD.}$$

После установки накопителей собственная электростанция заряжает их в ночной период, а накопленная электроэнергия используется в дневной пиковый период. Стоимость накопителей с максимальной нагрузкой 5 МВт и емкостью 15 МВт·ч на сегодняшний день составляет 5,65 млн USD с учетом НДС. После их установки годовые затраты на электроэнергию составят:

$$Z_3 = (45,4 \cdot 0,07 + 2,5 \cdot 0,12) \cdot 250 = (2,27 + 0,3) \cdot 250 = 642,5 \text{ тыс. USD.}$$

Годовые затраты на тепловую энергию составят:

$$Z_4 = (17,5 - 15) \cdot 0,86 \cdot 45 \cdot 250 = 24,1 \text{ тыс. USD.}$$

Тогда разность затрат составит:

$$\Delta Z = Z_1 + Z_2 - Z_3 - Z_4 = 905 + 169,3 - 642,5 - 24,1 = 407,7 \text{ тыс. USD.}$$

Простой срок окупаемости по разности затрат:

$$t_{ок} = 5650 / 262,5 = 13,9 \text{ года.}$$

**Сценарий 3. Покрытие пиковых нагрузок в Белорусской энергосистеме после ввода АЭС**

Оценку целесообразности использования аккумуляторов в Белорусской энергосистеме произведем на примере внедрения электрокотлов и пиково-резервных источников, а также электрокотлов, резервных источников и электрических аккумуляторов.

В качестве исходных данных принимаем следующее:

удельный расход условного топлива на ТЭЦ:

$$b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ТЭЦ}} = 170 \text{ г у.т./кВт·ч;}$$

удельный расход условного топлива на КЭС (Лукомльская ГРЭС):

$$b_{\text{КЭС}}^{\text{КЭС}} = 310 \text{ г у.т./кВт·ч;}$$

удельный расход условного топлива на пиковой станции:

$$b_{\text{ПЭС}}^{\text{ПЭС}} = 320 \text{ г у.т./кВт·ч;}$$

необходимый объем покрытия нагрузки энергосистемой в ночной период (ввода электрокотлов):

$$N_{\text{ЭК}} = 985 \text{ МВт;}$$

число часов работы пиковых источников:

$$t_p = 700 \text{ ч;}$$

число часов работы электрокотлов без электроаккумуляторов:

$$t_{\text{ЭК}} = 2266 \text{ ч;}$$

число часов работы электрокотлов с электроаккумуляторами:

$$t_{\text{ЭК+акк}} = 2214 \text{ ч;}$$

число часов работы заряда-разряда аккумуляторов (3ч · 365 сут):

$$t_{\text{акк}} = 1095 \text{ ч;}$$

удельная стоимость строительства электрокотлов:

$$s_{\text{ЭК}} = 195,8 \text{ USD/кВт;}$$

цена топлива:

$$c_f = 150 \text{ USD/т у.т.}$$

Объем ввода пиково-резервных мощностей:

$$N_{\text{пр}} = 800 \text{ МВт;}$$

удельная стоимость строительства пиково-резервных мощностей:

$$s_{\text{пр}} = 650 \text{ USD/кВт;}$$

объем ввода электроаккумуляторов:

$$N_{\text{акк}} = 350 \text{ МВт;}$$

удельная стоимость строительства электроаккумуляторов:

$$s_{\text{акк}} = 853 \text{ USD/кВт} \rightarrow$$

**Вариант 1**

Рассчитаем капитальные вложения и расходы топлива по варианту 1.

$$K_{\text{сумм1}} = N_{\text{эк}} \cdot S_{\text{эк}} + N_{\text{пр}} \cdot S_{\text{пр}} = 985 \cdot 195,8 + 800 \cdot 650 = 192863 + 520000 = 712\,863 \text{ тыс. USD}$$

Расход топлива на электродкотлы:

$$V_{\text{эк}} = N_{\text{эк}} \cdot t_{\text{эк}} \cdot b_{\text{ээ}}^{\text{ТЭЦ}} = (985 \cdot 2266 \cdot 170) \cdot 10^{-6} = 379,4 \text{ тыс. т у.т.}$$

Расход топлива на пиково-резервные источники:

$$V_{\text{пр}} = N_{\text{пр}} \cdot t_{\text{р}} \cdot b_{\text{ээ}}^{\text{пик}} = 350 \cdot 700 \cdot 320 \cdot 10^{-6} = 78,4 \text{ тыс. т у.т.}$$

Суммарный расход топлива по варианту 1:

$$V_1 = V_{\text{эк}} + V_{\text{пр}} = 379,4 + 78,4 = 457,8 \text{ тыс. т у.т.}$$

Стоимость топлива по варианту 1:

$$C_1 = V_1 \cdot c_{\text{т}} = 457,8 \cdot 150 = 68670 \text{ тыс. USD.}$$

**Вариант 2**

Рассчитаем мощность электродкотлов при установке 350 МВт аккумуляторов с циклом зарядки 3 часа в сутки.

Суммарный необходимый суточный объем потребляемой электроэнергии:

$$Э_{\text{сумм}} = N_{\text{эк}} \cdot t_{\text{эк}}^{\text{с}} = 985 \cdot 7 = 6,895 \text{ млн кВт·ч}$$

Объем электроэнергии на зарядку аккумуляторов:

$$Э_{\text{акк}} = N_{\text{акк}} \cdot t_{\text{акк}}^{\text{с}} = 350 \cdot 3 = 1,050 \text{ млн кВт·ч}$$

Тогда необходимая мощность электродкотлов составит:

$$N_{\text{эк}}^2 = (Э_{\text{сумм}} - Э_{\text{акк}}) / t_{\text{эк}}^{\text{с}} = (6895 - 1050) / 7 = 835 \text{ МВт}$$

Рассчитаем капитальные вложения и расходы топлива по варианту 2:

$$K_{\text{сумм2}} = N_{\text{эк}} \cdot S_{\text{эк}} + N_{\text{пр}} \cdot S_{\text{пр}} + N_{\text{акк}} \cdot S_{\text{акк}} = 835 \cdot 195,8 + 800 \cdot 650 + 350 \cdot 835 = 163493 + 520000 + 298550 = 982\,043 \text{ тыс. USD.}$$

Расход топлива на зарядку электродкотлов:

$$V_{\text{акк}} = N_{\text{акк}} \cdot t_{\text{акк}} \cdot b_{\text{ээ}}^{\text{ТЭЦ}} = 350 \cdot 1095 \cdot 170 = 65,152 \text{ тыс. т у.т.}$$

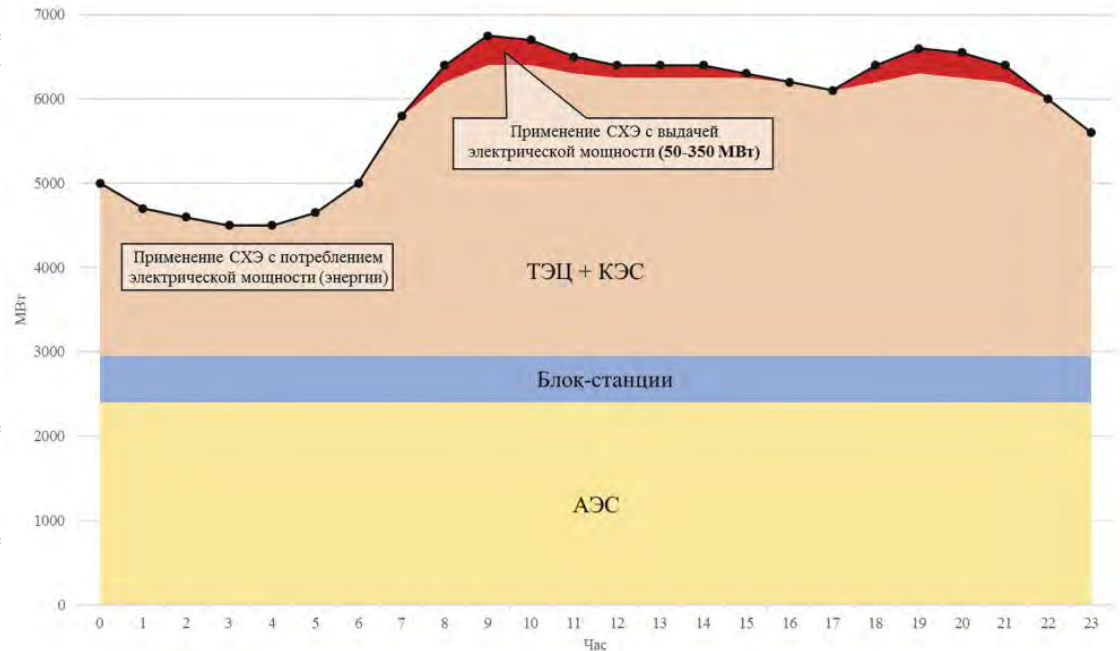
Необходимый годовой объем потребления электроэнергии:

$$W_{\text{сумм}} = N_{\text{эк}} \cdot t_{\text{эк}} = 985 \cdot 2266 = 2232 \text{ млн кВт·ч}$$

Годовой объем потребления электроэнергии на зарядку аккумуляторов:

$$W_{\text{акк}} = N_{\text{эк}} \cdot t_{\text{эк}} = 350 \cdot 1095 = 383 \text{ млн кВт·ч}$$

**Типовой график покрытия электропотребления ОЭС Беларуси в зимний рабочий день 2020 года**



Годовой объем потребления электроэнергии на электродкотлы:

$$W_{\text{эк}} = W_{\text{сумм}} - W_{\text{акк}} = 2232 - 383 = 1849 \text{ млн кВт·ч}$$

Число часов работы электродкотлов с электроаккумуляторами:

$$t_{\text{эк}} = W_{\text{эк}} / N_{\text{эк}}^2 = 1849 / 835 = 2214 \text{ ч}$$

Расход топлива на электродкотлы:

$$V_{\text{эк2}} = N_{\text{эк}} \cdot t_{\text{эк}} \cdot b_{\text{ээ}}^{\text{ТЭЦ}} = 835 \cdot 2214 \cdot 170 \cdot 10^{-6} = 314,3 \text{ тыс. т у.т.}$$

Снижение расхода топлива за счет замещения электроаккумуляторами пиковой электроэнергии от КЭС:

$$\Delta V_{\text{акк}} = N_{\text{акк}} \cdot t_{\text{акк}} \cdot b_{\text{ээ}}^{\text{КЭС}} = 350 \cdot 1095 \cdot 310 \cdot 10^{-6} = 118,807 \text{ тыс. т у.т.}$$

Суммарный расход топлива по варианту 2:

$$V_2 = V_{\text{эк}} + V_{\text{акк}} - \Delta V_{\text{акк}} = 314,4 + 65,1 - 118,8 = 260,7 \text{ тыс. т у.т.}$$

$$C_2 = V_2 \cdot c_{\text{т}} = 260,7 \cdot 150 = 39105 \text{ тыс. USD}$$

Простой срок окупаемости аккумуляторов по разности стоимости вариантов:

$$C_{\text{ок}} = (N_{\text{акк}} \cdot S_{\text{акк}}) / (C_1 - C_2) = (350 \cdot 835) / (68670 - 39105) = 298550 / 29520 = 10,1 \text{ года}$$

По результатам проведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

1. На сегодняшний день развитие технологий хранения

электрической энергии позволяет использовать их в различных масштабах: от поддержки индивидуального электроснабжения до регулирования нагрузок в больших энергосистемах. Наиболее выгодным представляется их применение при наличии невостребованных объемов электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении в ночной период с ее выдчей в пиковые часы нагрузки.

2. Для систем индивидуального энергоснабжения ТХЭ могут выполнять роль поддерживающего электропитания при отсутствии энергоснабжения от генерирующих источников или внешней сети. В современных условиях проекты, рассмотренные в сценарии 1, не окупаются, однако при внедрении дифференцированных тарифов по зонам суток со стоимостью ночной электрической энергии 0,04 USD/кВт·ч и ниже экономическая эффективность использования ТХЭ значительно возрастет.

3. Применение технологий аккумуляции энергии в промышленности (сценарий 2) целесообразно при наличии постоянной тепловой нагрузки у потребителя, а с учетом тен-

денций значительного удешевления технологий хранения энергии и при использовании низкого тарифа на электроэнергию в ночной период после ввода атомной станции их эффективность значительно возрастет.

4. Оценка возможности использования ТХЭ в Белорусской энергосистеме для покрытия пиковых нагрузок (сценарий 3) показывает, что простой срок их окупаемости по топливной составляющей – 10,1 года, а годовая экономия топлива – 197,1 тыс. т у.т. относительно варианта, предусмотренного Отраслевой программой развития электроэнергетики на 2016–2020 годы. При использовании для покрытия пиковых нагрузок только пиково-резервных источников простой срок окупаемости составляет около 28 лет, что позволяет говорить об эффективности данного направления.

Приведенные в данной статье материалы следует рассматривать не как окончательные рекомендации, а как пример расчета эффективности использования систем хранения энергии в конкретных условиях и при различных исходных данных. ■