

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ БЕЛАРУСИ

Канд. техн. наук, доц. ОЛЕШКЕВИЧ М. М., магистр техн. наук РУДЕНЯ А. С.

Белорусский национальный технический университет

E-mail: dr_mark@mail.ru

RENEWABLE ENERGY SOURCES IN ELECTRIC-POWER INDUSTRY OF BELARUS

OLESHKEVICH M. M., RUDENIA A. S.

Belarusian National Technical University

Исследованы технико-экономические показатели (удельные капитальные затраты, сроки строительства, срок окупаемости, возможная экономически целесообразная выработка электроэнергии) энергоустановок на возобновляемых источниках энергии в климатических условиях Беларуси. Выполнено их сравнение с ядерной энергетикой. Наиболее эффективными направлениями являются ветроэнергетика и энергетика биомассы, которые по своим технико-экономическим и экологическим показателям выгоднее ядерной, а также гидро- и солнечной энергетике.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветроэнергетика, солнечная энергетика, биомасса, гидроэнергетика.

Табл. 4. Библиогр.: 7 назв.

The paper investigates technical and economic indices (specific capital inputs, construction period, pay-off period, possible economically substantiated generation of electric power) of electric power plants using renewable energy sources under climatic conditions of Belarus. The indices have been compared with the data of nuclear power engineering. The most efficient directions are wind and biomass power engineering. In accordance with its technical and economic and ecological indices the biomass power engineering is more profitable than nuclear, hydro- and solar power engineering.

Keywords: renewable energy sources, wind power engineering, solar power engineering, biomass, hydraulic power engineering.

Tab. 4. Ref.: 7 titles.

Собственное годовое потребление топлива Беларуси составляет 38–40 млн т у. т. (табл. 1). Топливо расходуется на производство электроэнергии, отопление, технологический нагрев и работу транспорта. На выработку электроэнергии (и отпуск теплоты ТЭЦ) топлива идет 23,4 %. Импортируемая электроэнергия эквивалентна 3,7 % общего расхода топлива. На отопление и технологический нагрев (без учета систем центрального отопления от ТЭЦ) приходится 37,1 % всего потребляемого в стране топлива, в том числе 7,3 % составляют традиционные местные энергоресурсы (дрова, торфобрикеты). Транспорт расходует 35,9 % топлива, причем собственная нефть и производные виды топлива из нее (бензин, дизельное топливо) в энергетическом балансе страны составляют 6,4 %.

Потребление электроэнергии в Беларуси составляет 35–37 млрд кВт·ч в год, собственное производство ее за счет импортного газа – 30–32 млрд кВт·ч,

импорт – 2–5 млрд кВт·ч. Производство электроэнергии за счет собственных энергоресурсов от общего электропотребления в республике составляет: гидроэнергии рек – 0,30 %, энергии ветра – 0,02 %, энергии редуцирования газа в турбодетандерных энергоустановках – 0,2 %, энергии биогаза в биогазогенераторных комплексах – 0,10 %.

Таблица 1

Собственное потребление основных энергоресурсов в Беларуси

Наименование	Показатель потребления топлива	Потребление топлива, %
Импортный газ на производство электроэнергии, млрд кВт·ч (млн т у. т.)	32,00 (8,96)	23,40
Импорт электроэнергии, млрд кВт·ч (млн т у. т.)	5,00 (1,40)	3,70
Импортный газ на отпуск теплоэнергии ТЭЦ (за счет топлива на производство электроэнергии), млн Гкал	35,40	
Торф, дрова на отопление, млн т (млн т у. т.)	7,00 (2,80)	7,30
Мазут, уголь на отопление, млн т у. т.	1,80	4,70
Импортный газ на отопление, технологическое тепло, сырье, млн т у. т.	12,07	31,50
Импортная нефть и нефтепродукты из нее, млн т у. т.	11,29	29,50
Собственная нефть и нефтепродукты из нее, млн т у. т.	2,46	6,40
Собственное потребление топлива, млн т у. т.	38,32	100,00

Беларусь обладает значительными возобновляемыми энергетическими ресурсами [1]. Энергия ветра – важнейший из них. Другие источники – биомасса, гидроэнергия рек, солнечная энергия – менее значительны и интенсивны, или их использование связано с нарушением экологии. Извлечение энергии биомассы и местных видов топлива сопровождается сжиганием их отходов и загрязнением атмосферы. При извлечении гидроэнергии рек происходят залив и потеря значительных территорий, нарушение экологии и условий жизни, непредсказуемое влияние на подземные воды. Солнечная энергия значительно менее интенсивна.

Потребность в освоении возобновляемых источников энергии в Беларуси обусловлена:

- необходимостью обеспечения энергетической безопасности страны, снижением зависимости от импорта энергоносителей (особенно нефти и газа);
- ограниченностью запасов топлива и недостаточной обеспеченностью собственными традиционными энергоресурсами;
- возрастающим спросом на топливо (особенно на нефть и газ) и постоянным ростом цен на него;
- ростом населения в будущем, повышением требований к уровню жизни;
- ухудшающейся экологической обстановкой вследствие сжигания топлива.

Решение об использовании возобновляемого источника энергии принимается на основании: анализа работы существующей энергосистемы,

потребляемого топлива, дефицита собственных традиционных энергоресурсов, анализа потребителей энергии и окружающей среды, наличия возобновляемых энергоресурсов, предполагаемой производительности энергоустановок по электрической и тепловой энергии и окупаемости затрат. Эффективность внедрения энергоустановок на возобновляемых источниках энергии включает энергетическую, экологическую и агротехническую эффективность.

Энергетическая эффективность – это выгода от использования источника для выработки электрической и тепловой энергии за вычетом расходов на собственные нужды установок. Такая энергия может быть использована для собственных нужд предприятия или для продажи другим организациям или энергосистеме. Выгода для страны оценивается стоимостью сэкономленного природного газа, а для потребителя – сэкономленной электрической и тепловой энергией, а также сроком окупаемости затрат. Для возобновляемой и традиционной энергетики удовлетворительный срок окупаемости – до 8 лет.

Простой срок окупаемости энергоустановки (комплекса), вырабатывающей электрическую и тепловую энергию на возобновляемых источниках энергии, можно выразить формулой

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{S} = \frac{K}{(S_{\text{эл}} + S_{\text{тепл}}) + \sum S_i - \sum Z_i} = \frac{K}{(S_{\text{эл}} + S_{\text{тепл}})(1 + k_s - k_z)}, \quad (1)$$

где K – полные капитальные затраты, дол., которые состоят из стоимости оборудования (75 %) и затрат на создание инфраструктуры (стоимость фундамента 5–7 %, стоимость электрической линии и трансформаторной подстанции 5–8 %, транспортировка и монтаж оборудования 6–8 % и т. д.); S – общий экономический эффект; $S_{\text{эл}}$ – стоимость выработанной и используемой для собственных нужд предприятия или для продажи другим организациям (энергосистеме) электроэнергии за вычетом расхода на собственные нужды энергоустановки или комплекса (электропривод механизмов, электроподогрев), дол.; $S_{\text{тепл}}$ – стоимость выработанной и используемой для собственных нужд предприятия или для продажи другим организациям (энергосистеме) тепловой энергии за вычетом расхода на собственные нужды комплекса (технологический нагрев, потери теплоты через ограждающие конструкции), дол.; $\sum S_i$ – дополнительная выгода от сокращения выброса парниковых газов, увеличения продажи удобрений, повышения урожайности, снижения количества применяемых минеральных удобрений, уменьшения стоков, дол.; $k_s = 5\text{--}25\%$ (или 0,05–0,25 о. е.) – коэффициент, учитывающий эту дополнительную выгоду; $\sum Z_i$ – дополнительные суммарные эксплуатационные затраты на обслуживание энергоустановки или комплекса, закупку сырья, амортизационные расходы, налоги, отчисления на погашение процентной ставки за кредит и за эксплуатацию электросетей, дол.; $k_z = 5\text{--}25\%$ (или 0,05–0,25 о. е.) – коэффициент, учитывающий эти дополнительные затраты.

Годовое производство электроэнергии, экономический эффект от продажи или использования электро- и тепловой энергии определяются соответственно по формулам:

$$W = P_n K_i \cdot 8760; \quad (2)$$

$$S_{эл} = WC_A; \quad (3)$$

$$S_{тепл} = QC_{тепл}, \quad (4)$$

где $C_{тепл}$ – тариф на тепловую энергию; Q – отпуск тепловой энергии; K_i – коэффициент использования номинальной мощности установки, т. е. отношение фактически вырабатываемой электроэнергии к количеству электроэнергии, которое могло бы быть произведено энергоустановкой при номинальных условиях в течение всего года; C_A – тариф на электроэнергию (стимулирующий тариф для производителей электроэнергии на возобновляемых источниках, в Беларуси – около 0,13 дол./(кВт·ч)).

Согласно постановлению Министерства экономики Республики Беларусь от 03.06.2011, за основу принимается средний тариф на электроэнергию для субъектов хозяйствования с установленной мощностью до 750 кВ·А – 0,140 дол./(кВт·ч). Тариф для населения – 0,071 дол./(кВт·ч). В проводимых авторами расчетах принимали средний тариф 0,100 дол./(кВт·ч). Повышение тарифа определяется коэффициентами: в течение первых 10 лет после ввода в строй энергоустановки или комплекса на время окупаемости устанавливается повышающий коэффициент 1,30 (тариф 0,13 дол./(кВт·ч)), в течение следующих 10 лет – 0,85.

Повышение тарифа оправдано и финансируется государством. Оно обосновано экономическими и экологическими особенностями возобновляемой энергетики.

При выработке только электроэнергии (ветро-, гидро- и солнечная энергетика) на основании (1) срок окупаемости определяется как

$$T_{ок} = \frac{C_k}{C_A 8760 K_i (1 + k_s - k_z)}, \quad (5)$$

где C_k – удельные капитальные затраты, дол./кВт, установленной мощности.

Ветроэнергетика является сложившимся направлением мировой энергетики. Производятся и работают ветроэнергетические установки (ВЭУ) и ветроэлектростанции (ВЭС) от нескольких сотен ватт до тысяч киловатт. Большая часть установок используется для производства электроэнергии – в энергосистеме или автономно. Ветроэнергетика обеспечивает получение экологически чистой электроэнергии без экологических рисков и выбросов парниковых газов, радиоактивных материалов, без необходимости захоронения отходов, многолетнего мониторинга после закрытия, как того требует, например, ядерная энергетика. Важное преимущество ветроэнергетики – небольшой срок строительства отдельных установок – до одного года, после чего установка сразу вводится в эксплуатацию и начинает окупаться.

Лидером в развитии ветроэнергетики и производстве оборудования для нее (2011 г.) стал Китай (установленная мощность ВЭС – 41800 МВт; выработка электроэнергии ВЭС – более 95 млрд кВт·ч при цене ветроэлектроэнергии от 0,063 до 0,080 дол./(кВт·ч)). В США установлены ВЭС мощностью 40180 МВт и производится 94 млрд кВт·ч электроэнергии по цене

от 0,025 до 0,064 дол./кВт·ч) с дополнительным налоговым кредитом для новых ВЭС 0,015 дол./кВт·ч) в течение пяти лет.

Мощность ВЭС, установленных в Европе в 2011 г., составила 10281 МВт, в том числе в Евросоюзе – 9616 МВт, из них на суше – 8750 МВт и на море – 866 МВт. Инвестиции в строительство ВЭС – 12,6 млрд евро, в том числе на береговые ВЭС – 10,2 млрд евро, на ВЭУ морского базирования – 2,4 млрд евро. Удельные капиталовложения в строительство ВЭС при этом составили: берегового и континентального базирования – 1515 дол./кВт, морского базирования – 3600 дол./кВт.

Для Беларуси ветроэнергетика является наиболее перспективным направлением возобновляемой энергии [2]. Но пока работают только две ВЭУ (0,60 и 0,25 МВт) в Мядельском районе, одна установка (1,5 МВт) в районе Новогрудка и несколько небольших автономных установок, которые практически не влияют на энергобаланс страны. Национальной программой развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011–2015 гг. намечено строительство ВЭС в Новогрудском (25 МВт), Ошмянском (30 МВт), Сморгонском (15 МВт), Горецком (50 МВт), Логойском (50 МВт) и Воложинском (60 МВт) районах. Предусматривается возведение ВЭС в Лиозненском районе мощностью 33 МВт в составе 30 ВЭУ с капитальными затратами 137 млн дол.

Анализ ветровых условий Беларуси показывает, что в ряде местностей и в отдельных точках отмечаются достаточно высокие среднегодовые скорости ветра: наибольшие на вершинах некоторых возвышенностей – 5–6 м/с и фоновые – 4,4–4,8 м/с. Такие площадки (численностью около 1840) в Гродненской, Минской, Витебской областях перспективны для внедрения ВЭУ с расчетной скоростью ветра 11 м/с, высотой установок 70–110 м, единичной мощностью не менее 1,5–2,0 МВт. Возможная выработка электроэнергии такими установками при условии использования 60 % количества площадок (1120) на основании (2) составит: $W = 2000 \cdot 1120 \cdot 0,375 \cdot 8760 = 7,358 \cdot 10^9$ кВт·ч/год. А срок их окупаемости с учетом годовой выгоды от продажи выработанной электроэнергии, дополнительной выгоды от снижения выброса парниковых газов и дополнительных эксплуатационных расходов при стимулирующем тарифе на электроэнергию 0,13 дол./кВт·ч и удельных капитальных затратах 2000 дол./кВт на основании (5) составит

$$T = \frac{2000}{(1 + 0,05 - 0,25) \cdot 0,13 \cdot 0,375 \cdot 8760} = 5,9 \text{ года,}$$

где 0,375 – коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ при минимальной среднегодовой скорости ветра на этих площадках 4,5 м/с, высоте ВЭУ 110 м, расчетной скорости ветра 11 м/с [1].

Внедрение ВЭУ со сроками окупаемости до восьми лет экономически целесообразно. Если положить допустимый срок окупаемости восемь лет, то себестоимость ветроэлектроэнергии (0,095 дол./кВт·ч) не превысит себестоимости электроэнергии в энергосистеме страны. Возможная выработка электроэнергии с помощью окупаемых ВЭУ при ценах на оборудование и тарифах на электроэнергию 2013 г. с учетом стимулирующих

коэффициентов может составить до 20 % собственного электропотребления страны. По мере роста цен на энергоносители и электроэнергию будет выгодно внедрение ветроэнергетики на территории с более низкими скоростями ветра.

Сравним затраты и экономический эффект строительства этих 1120 ВЭУ и одного энергоблока Белорусской АЭС мощностью 1200 МВт, которые обеспечивают одинаковую годовую выработку электроэнергии [3, 4]:

$$W = 1200000 \cdot 0,7 \cdot 8760 = 7,358 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}.$$

Капитальные затраты на строительство АЭС сегодня составляют 4000–5000 дол. за 1 кВт установленной мощности и еще 1500 дол. за 1 кВт на создание инфраструктуры. По опубликованным данным, только кредит на строительство Белорусской АЭС – 10 млрд дол. Эксплуатационные затраты АЭС включают: потребление электроэнергии на собственные нужды станции, издержки на техническое обслуживание и текущий ремонт, отчисления на погашение процентной ставки за кредит, отчисления за эксплуатацию электросетей, налоги, затраты на закупку ядерного топлива, захоронение радиоактивных отходов и консервацию отработавшей АЭС. Они составляют более 50 % стоимости выработанной электроэнергии. Поэтому коэффициент, учитывающий дополнительные затраты при эксплуатации АЭС, в (1) или (5) принимается равным $k_z = 50\%$ (или 0,5 о. е.).

При тарифе на покупку электроэнергии у АЭС электроснабжающей организацией 0,077 дол. за 1 кВт·ч, с учетом затрат электроснабжающей организации на эксплуатацию электросетей, налоги, прибыль и т. д. при коэффициенте использования номинальной мощности АЭС, равном 0,7, срок окупаемости АЭС составит

$$T_{\text{ок}} = \frac{5500}{(1 + 0 - 0,5) \cdot 0,077 \cdot 0,7 \cdot 8760} = 23,3 \text{ года}.$$

Плюс сроки строительства 6–8 лет, в течение которых продолжается наращивание долга.

Таким образом, ветроэнергетика в Беларуси по своим технико-экономическим (капитальные затраты, сроки строительства и окупаемости) и экологическим показателям выгоднее ядерной энергетики. Выработка электроэнергии ВЭС может составить до 20 % потребности страны в электроэнергии. Внедрение ветроэнергетики в Беларуси целесообразно и необходимо независимо от строительства АЭС.

Солнечная энергетика, так же как ветроэнергетика, обеспечивает получение экологически чистой электроэнергии и приобретает в мире все большее распространение благодаря разработке и внедрению сравнительно недорогих тонкопленочных солнечных фотоэлементов. И не только в жарких странах. Мировым лидером в развитии солнечной энергетики является Германия. Общая мощность крупнейших фотоэлектрических проектов страны составляет 672 МВт. Крупные солнечные электростанции строятся и действуют в Канаде. Беларусь находится в сходных с Германией и Канадой климатических условиях [5].

Приведем характеристику некоторых крупнейших фотоэлектрических солнечных электростанций, на основании которой можно вести расчеты эффективности использования солнечной энергетики в Беларуси:

- California Valley Solar Ranch – Калифорния, США – проект, 250 МВт, 550 млн кВт·ч, стоимость проекта – 450 млн дол., удельные капитальные затраты – 1800 дол./кВт, коэффициент использования – 0,25;

- Perovo Solar Park, 2011 г. – Перово, Крым – 100 МВт, 132,5 млн кВт·ч/год, 440000 солнечных модулей, занимаемая площадь – 200 га, общая стоимость проекта – 390 млн дол., удельные капитальные затраты – 3900 дол./кВт, коэффициент использования – 0,15;

- Solarpark Senftenberg, 2011 г. – Зенфтенберг, Германия – 82 МВт, 330000 кристаллических солнечных модулей, стоимость проекта – 195 млн дол., удельные капитальные затраты – 2378 дол./кВт.

Удельные капиталовложения в строительство солнечных электростанций составляют 1800–3900 дол./кВт установленной мощности.

Оценим возможности солнечной энергетики в Беларуси при внедрении фотоэлектрических солнечных электростанций. Для Минска принимали максимальное (расчетное) значение потока солнечного излучения $G_m = 0,8$ кВт/м² (июнь), количество солнечных часов (в том числе с переменной облачностью) – 1750–1950. Срок окупаемости солнечной энергоустановки определим по (5) с учетом коэффициента использования номинальной мощности

$$k_i = \frac{N_{\text{солн}} K_{\text{ТСР}}}{8760}, \quad (6)$$

где $N_{\text{солн}}$ – количество солнечных часов в году; $K_{\text{ТСР}}$ – среднегодовое значение индекса ясности: в июне – 0,7; в декабре – 0,2.

Капитальные затраты на строительство солнечной фотоэлектрической электростанции принимали 2500 дол. за 1 кВт установленной мощности, стимулирующий тариф на электроэнергию – 0,13 дол. за 1 кВт·ч. Результаты расчета приведены в табл. 2. Для сравнения в табл. 2 приведены результаты расчета эффективности внедрения фотоэлектрической солнечной электростанции на юге Египта (Асуан).

Таблица 2

Сравнение солнечных энергоустановок

Наименование показателя	Объект	
	Минск	Асуан
Плотность потока солнечного облучения G_m в июне, кВт/м ²	0,800	0,900
Плотность потока солнечного облучения G_m в декабре, кВт/м ²	0,200	0,900
Индекс ясности в июне	0,700	0,800
Индекс ясности в декабре	0,200	0,800
Средний за год индекс ясности	0,450	0,800
Количество солнечных часов в году	1850,000	4300,000
Коэффициент использования номинальной мощности	0,095	0,393
Удельные капитальные затраты, дол./кВт, установленной мощности	2500,000	2500,000
Стимулирующий тариф на электроэнергию, дол./кВт·ч)	0,130	0,130
Дополнительный годовой экономический эффект, о. е.	0,050	0,050
Дополнительные эксплуатационные затраты, о. е.	0,250	0,250
Срок окупаемости, лет	28,900	7,000

Очевидно существенное различие в сроках окупаемости солнечных электростанций в Беларуси (28,9 года) и Египте (7 лет). Но оказывается, что срок окупаемости солнечной электростанции в Беларуси соизмерим со сроком окупаемости АЭС.

Гидроэнергетика. Программа строительства в 2011–2016 гг. гидроэлектростанций (ГЭС) в Беларуси (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17.12.2010 № 1838) оценивает потенциальную мощность всех водотоков страны (в месяцы максимального водотока во время весеннего половодья) в 850 МВт. Технически доступная мощность при этом составляет 520 МВт, экономически целесообразная – 250 МВт. Это означает, что электрическая мощность с учетом КПД гидротурбин (80 %) и гидрогенераторов (90 %) следующая: технически доступная – 374 МВт, экономически целесообразная – 180 МВт. Это также означает, что возможная выработка электроэнергии при коэффициенте использования номинальной мощности гидрогенераторного оборудования 0,4 составит: технически доступная – 1,31 млрд кВт·ч, экономически целесообразная – 0,63 млрд кВт·ч (или 1,8–2,0 % общего электропотребления страны). Наибольший потенциал гидроэнергетики сосредоточен в Гродненской, Витебской и Могилевской областях на участках бассейнов Немана, Западной Двины и Днепра.

Признано целесообразным строительство двух ГЭС суммарной мощностью 37 МВт на Немане (Гродненская ГЭС 17 МВт уже построена и Немновская 20 МВт – проектируется) и четырех ГЭС на Западной Двине (Полоцкая, Витебская, Бешенковичская, Верхнедвинская) общей мощностью 125 МВт, четырех ГЭС на Днепре общей мощностью 20,3 МВт. В октябре 2012 г. начаты работы по возведению Витебской ГЭС за счет кредита Государственного банка развития Китая. Предположительно на строительство Витебской ГЭС мощностью 40 МВт будет затрачено 289 млн дол., или 7225 дол./кВт. Начаты также работы по возведению Полоцкой ГЭС мощностью 21,6 МВт. Стоимость работ по контракту составляет около 100 млн дол., или 4630 дол./кВт. Однако из-за аварии с затоплением котлована, случившейся во время весеннего паводка 2013 г., стоимость работ может значительно увеличиться, а сроки строительства – возрасти.

В 2011–2016 гг. планируется реконструкция 33 ГЭС общей мощностью 102 МВт с суммарной годовой выработкой электроэнергии 357 млн кВт·ч, в том числе 20 микро-ГЭС (мощностью менее 100 кВт), девять малых (1–10 МВт) и мини-ГЭС (100 кВт – 1 МВт), четыре крупных ГЭС (более 10 МВт).

Гидроэнергетический потенциал – это возможная выработка электроэнергии, при которой в определенные сроки (в энергетике – до восьми лет) окупаются затраты на строительство ГЭС и создание водохранилища, на потерю земель, переселение людей, ликвидацию ущерба, нанесенного природе. Гидроэнергетический потенциал Беларуси достаточно невелик, тем более что водосток малых рек очень нестабилен: они пересыхают жарким летом и промерзают холодной зимой.

В Беларуси недопустим залив больших площадей, особенно в низменной части страны – в Полесье, где уже был проведен один неудачный эксперимент с осушением болот. Ошибка в концепции разработки гидроэнер-

гетических ресурсов чревата серьезными последствиями для жизни людей, а не только потерей денег, в отличие от ветроэнергетики, где просчет или ошибка может стать причиной лишь финансовых потерь, да и то достаточно ограниченных. Каскады гидроэлектростанций негде строить, большинство рек течет по равнине.

Удельные капитальные затраты на строительство Гродненской ГЭС мощностью 17,0 МВт при фактических капитальных затратах на строительство ГЭС 118,4 млн дол. составили 7000 дол./кВт. Срок окупаемости затрат без учета процентов по кредиту и затрат собственных средств при стимулирующем тарифе на электроэнергию 0,13 дол./(кВт·ч), дополнительной выгоде 5 %, дополнительных эксплуатационных затратах 25 % и среднем значении коэффициента использования номинальной мощности ГЭС, равном 0,4, составляет 19,2 года, годовая выработка электроэнергии – 59,6 млн кВт·ч.

Для сравнения: капитальные затраты на строительство возможной ВЭС такой же мощности в Гродненской области при удельных капитальных затратах 2000 дол. за 1 кВт составили бы 34 млн дол., а срок окупаемости затрат при стимулирующем тарифе на электроэнергию 0,13 дол./(кВт·ч), эксплуатационных затратах 20 %, при среднегодовой скорости ветра на площадках под строительство ВЭУ 4,5 м/с, высоте установок 110 м, среднем значении коэффициента использования номинальной мощности 0,375 составил бы 5,9 года. Причем сроки строительства ветроустановок (около одного года) значительно меньше, чем ГЭС (Гродненская ГЭС строилась четыре года, Витебская ГЭС будет построена за четыре-пять лет). Годовая выработка электроэнергии ВЭС – 55,85 млн кВт·ч, т. е. равна годовой выработке ГЭС.

Таким образом, ГЭС и гидроэнергетика на белорусских реках в целом при одинаковой годовой выработке электроэнергии значительно проигрывают ветроэнергетике по капитальным затратам, срокам строительства, срокам и условиям окупаемости, а также по возможной выработке электроэнергии.

Биомасса или **биотопливо** [6, 7] – это органические соединения углерода в виде отходов или специально выращенных «энергетических» растений. В Беларуси в качестве биотоплива могут быть использованы: древесина и отходы лесопиления, биомасса быстрорастущих специально культивируемых растений, отходы перерабатывающей и пищевой промышленности, лигнин, коммунальные отходы, отходы растениеводства и животноводства.

Основной источник биомассы в республике – древесина и отходы лесопиления. Леса занимают около 42 % территории, а запас растущей древесины составляет более 1,2 млрд м³. Ежегодный сбор ликвидной древесины при лесозаготовительных работах достигает 4,5 млн м³. Отходы при рубке и обработке древесины доходят до 40–50 %, а потенциальные топливные ресурсы отходов для энергетики оцениваются в 2,7–3,7 млн т у. т./год. Фактически годовой объем централизованных заготовок дров составляет около 1,0 млн т у. т./год. Еще часть дров (0,3–0,4 млн т у. т./год) поступает населению за счет самозаготовок. Дрова (вместе с торфобрикетом) – это традиционный для Беларуси вид местного топлива. Древесину можно счи-

тать возобновляемым источником энергии только при условии, что скорость ее прироста превышает скорость уничтожения. В стране работает большое количество малых и средних котельных на древесном топливе, ежегодно сотни котлов переводят на местные виды топлива (дрова, торф, древесные отходы и т. д.).

Пределные возможности республики по использованию древесных ресурсов в качестве топлива можно определить исходя из естественного годового прироста древесины, который приближенно оценивается в 25 млн м³, или 6,6 млн т у. т./год. Технически доступен в качестве биомассы в настоящее время объем неиспользуемых отходов лесопиления и деревообработки – 1,5 млн т у. т./год.

Природные запасы торфа возобновляются очень медленно, поэтому его нельзя считать возобновляемым источником энергии. Биомасса быстрорастущих растений и лигнина используется в настоящее время только в опытных котельных установках. Посадки быстрорастущих растений могут производиться на землях: технически доступных для «энергетических» посадок, малоценных и низкопродуктивных угодий, загрязненных и выведенных из оборота в результате аварии на ЧАЭС, не использованных в лесном фонде защитных полос вдоль дорог площадью более 1 млн га с потенциальным энергосодержанием биомассы 9,8 млн т у. т./год.

Отходы промышленности (горючая часть коммунальных отходов, отходов торфяной промышленности и получаемых при мелиоративных работах, расчистке территорий под новое строительство и осадков городских стоков) оцениваются в 1 млн т у. т./год. Отходы растениеводства, горючие отходы в перерабатывающей и пищевой промышленности – в 0,8 млн т у. т./год, животноводства – в 1,1 млн т у. т./год, городские стоки и мусор – в 0,7 млн т у. т./год. Потенциальное суммарное энергосодержание биомассы в целом может быть оценено в 18,5 млн т у. т./год.

Капитальные затраты на строительство биогазовых станций производительно по сырью 150–600 т навоза в сутки, на основании данных фирмы Zorg Biogas AG (Kreuzstrasse 54, CH-8008 Zurich), с учетом затрат на двигатель генераторного агрегата (ДГА) с установками очистки биогаза (500–600 дол./кВт) составляют 2500–3500 дол. за 1 кВт установленной мощности.

На основании статистических данных и данных ТКП 17.02-05–2011 [7] выполнен и представлен в табл. 3 расчет энергетического потенциала биомассы отходов животноводства крупных ферм и животноводческих комплексов Беларуси. КПД выработки электрической энергии ДГА комплексов принят равным 35 %, КПД выработки тепловой энергии – 52 %.

Годовая выработка электрической энергии и расчетная электрическая мощность определялись как:

$$W = \mathcal{E}_c N_r \eta_{эл} \cdot \frac{365}{3,6}; \quad (7)$$

$$P = \frac{W}{24 \cdot 365}, \quad (8)$$

годовая выработка тепловой энергии

$$Q = \mathcal{E}_c N_r \eta_{\text{тепл}} \cdot \frac{365}{3,6}, \quad (9)$$

где \mathcal{E}_c – суточное энергосодержание биогаза из навоза одного животного, МДж/сут.; N_r – количество животных;

$$\mathcal{E}_c = G'_c C C_B, \quad (10)$$

$\eta_{\text{эл}}$, $\eta_{\text{тепл}}$ – электрический и тепловой КПД ДГА; G'_c – суточное содержание сухого сбраживаемого вещества в навозе одного животного, кг; C – выход биогаза из 1 кг сухого сбраживаемого вещества, м³/кг; $C_B = 24,7$ МДж/м³ – энергосодержание биогаза (65 % метана).

Таблица 3

Энергетический потенциал биомассы отходов животноводства крупных ферм и животноводческих комплексов Беларуси

Наименование	Энергетический потенциал биомассы отходов		
	Крупный рогатый скот	Свиньи	Птица
Выход навоза (фекалий) от одного животного, кг/сут.	25,00	5,00	0,18
	55,00	15,30	0,40
Содержание сухого материала в навозе одного животного, кг/сут.	4,00	0,55	0,05
	6,40	1,68	0,11
Выход биогаза из сухого материала, м ³ /кг	0,25	0,34	0,31
	0,35	0,58	0,62
Энергосодержание биогаза (65 % метана), МДж/м ³	24,70	24,70	24,70
Энергосодержание биогаза из навоза одного животного, МДж/сут.	38,53	12,67	0,93
Электрический КПД ДГА, о. е.	0,35	0,35	0,35
Возможная средняя выработка электроэнергии из биогаза из навоза одного животного, кВт·ч/сут.	3,75	1,23	0,09
Электрическая мощность из расчета на одно животное, кВт	0,156	0,051	0,004
Количество скота на фермах и комплексах, млн голов	4,10	3,10	33,60
Возможная выработка электроэнергии, млрд кВт·ч/год	5,61	1,39	1,11
Возможная выработка электроэнергии всего, млрд кВт·ч/год	8,11		
Экономия импортного топлива, всего, млн т у. т.	2,27		

Капитальные затраты на биогазовый комплекс

$$K = K_{\text{БГТ}} + K_{\text{ДГА}} = K_{\text{БГТ}} + C_{\text{ДГА}} P_{\text{НОМ}}, \quad (11)$$

где $K_{\text{БГТ}} + K_{\text{ДГА}}$ – суммарные капитальные затраты на биогазовый комплекс с когенерационным ДГА и установкой очистки биогаза; $C_{\text{ДГА}}$ – удельные капитальные затраты на ДГА с установкой очистки биогаза, дол./кВт.

Срок окупаемости, на основании (1), при тарифе на электроэнергию для производственных нужд сельскохозяйственных потребителей

0,105 дол./кВт·ч) и тарифе на тепловую энергию 7,4 дол./Гкал, при расходе на собственные нужды комплекса 10–20 % вырабатываемой электро- и 50–70 % тепловой энергии (50 % теплоты может использоваться на отопление теплиц в зимнее время, 50 % – на подогрев биомассы в течение года), без учета выгоды от продажи получаемых удобрений, от повышения урожайности, экологической безопасности и т. д., составляет менее восьми лет. Сроки строительства комплекса – один-два года.

Согласно табл. 3, энергетический потенциал биомассы отходов животноводства Беларуси, который может быть использован для выработки электрической и тепловой энергии в биогазовых комплексах крупных ферм и хозяйств с поголовьем крупного рогатого скота 4,1 млн голов, свиней – 3,1 млн голов, птицы – 33,6 млн голов, составляет 8,11 млрд кВт·ч, или 22,00 % от потребности страны в электроэнергии, и может обеспечить замещение 2,27 млн т условного импортного топлива. Суммарный дополнительный технически доступный объем биотоплива в балансе ТЭР Беларуси может составить 4,1 млн т у. т./год, или в пересчете на электроэнергию – 14,6 млрд кВт·ч, или 40 % потребляемой в стране электроэнергии, в том числе: отходы лесоразработок и переработки древесины – 1,5 млн т у. т./год, отходы производства зерновых и других продовольственных и технических культур, энергетическое растениеводство – 0,8 млн т у. т./год, отходы животноводства при использовании только половины энергетического потенциала биомассы – 1,1 млн т у. т./год, городские стоки, мусор – 0,7 млн т у. т./год. Удельные капиталовложения в строительство биогазовых комплексов составляют 2500–3500 дол./кВт. Срок окупаемости в Беларуси – менее восьми лет.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 9 июня 2010 г. № 885 была утверждена программа строительства биогазовых комплексов на 2010–2012 гг. До конца 2012 г. в стране планировалось построить 39 биогазовых установок общей мощностью 40,4 МВт для предприятий сельского хозяйства и жилищно-коммунального сектора. Согласно Национальной программе развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011–2015 гг., в Беларуси за пять лет планировалось ввести в строй биогазовые установки общей электрической мощностью до 90 МВт, работающие на отходах животноводства и птицеводства, мясопереработки, сточных вод, сахарных заводов. Кроме того, разработана программа на 2012–2015 гг., согласно которой в стране должно быть дополнительно построено еще 32 биогазовых комплекса. Однако в настоящее время работают или находятся в стадии строительства всего 10 биогазовых комплексов электрической мощностью около 15 МВт.

В ы в о д

Исследованы технико-экономические показатели (удельные капитальные затраты, сроки строительства и окупаемости, возможная экономически целесообразная выработка электроэнергии, процент общего потребления страны) энергоустановок на возобновляемых источниках энергии в климатических условиях Беларуси. Выполнено их сравнение с ядерной энергетикой.

Наиболее эффективные направления – ветроэнергетика и энергетика биомассы со сроками строительства не более одного-двух лет и окупаемостью менее восьми лет. Ветроэнергетика и энергетика биомассы по своим технико-экономическим и экологическим показателям выгоднее ядерной энергетике, а также гидро- и солнечной энергетике (табл. 4).

Таблица 4

Технико-экономические показатели энергоустановок

Название	Капитальные затраты, дол./кВт	Срок строительства, лет	Срок окупаемости, лет	Возможная выработка электроэнергии, %
Ветроэнергетика	1500–2000	1	Менее 8	20
Солнечная энергетика	1800–3900	–	Более 29	–
Малая гидроэнергетика	7000 и более	4–5	Более 20	2
Энергетика биомассы	2500–3500	1–2	Менее 8	40
Атомная энергетика	4500–5500	6–8	Более 20	20–40

ЛИТЕРАТУРА

- О л е ш к е в и ч, М. М. Нетрадиционные источники энергии: учеб.-метод. пособие для студентов высш. учеб. завед. специальности 1 43 01 03 «Электроснабжение» / М. М. Олешкевич. – Минск: БНТУ, 2007. – 157 с.
- О л е ш к е в и ч, М. М. Ветроэнергетика – будущее белорусской энергетики / М. М. Олешкевич, Ю. В. Макошко, В. М. Олешкевич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 3. – С. 9–14.
- О л е ш к е в и ч, М. М. Ядерная энергетика и возобновляемые источники энергии / М. М. Олешкевич, Ю. В. Макошко, В. М. Олешкевич // Энергетика и ТЭК. – 2007. – № 2. – С. 16–21.
- С т о и м о с т ь атомного киловатт-часа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.godmol.ru/ekologija/183-kilovat-chas.html>
- Р у с а н, В. Солнечная энергетика: состояние и перспективы ее использования в Республике Беларусь / В. Русан, Д. Казакевич // Междунар. науч.-техн. конф. «Энергосбережение – важнейшее условие инновационного развития АПК», Минск 24–25 ноября 2012 г.. – Минск: БГАТУ, 2011. – С. 180–183.
- П о т е н ц и а л использования биомассы в Республике Беларусь [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.technopark.by/files/esco-article-bio.doc
- О х р а н а окружающей среды и природопользование. Порядок расчета экономической эффективности биогазовых комплексов: ТКП 17.02-05-2011 (02120). – Минск: Минприроды, 2011.

REFERENCES

- O l e s h k e v i c h, M. M. (2007) *Non-Conventional Energy Sources*. Minsk: BNTU.
- O l e s h k e v i c h, M. M., Makosko, Yu. V., & Oleshkevich, V. M. (2007) Wind Power Engineering – Future of Belarusian Power Engineering. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika. [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering]*, 3, 9–14.
- O l e s h k e v i c h, M. M., Makosko, Yu. V., & Oleshkevich, V. M. (2007) Nuclear Power Engineering and Renewable Energy Sources. *Energetika i TEC [Power Engineering & Fuel and Energy Complex]*, 2, 16–21.
- C o s t of Nuclear Energy Per Kilowatt-Hour*. Available at: <http://www.godmol.ru/ekologija/183-kilovat-chas.html>
- R u s a n, V., & Kazakevich, D. (2011). Solar Power Engineering: State and Prospects of its Usage in the Republic of Belarus. *Mezhdunarodnaia Nauchno-Tekhnicheskaja Konferentsiia «Energoberezhnie – Samoe Vazhnoe Uslovie Innovatsionnogo Razvitiia APK [International Scientific and Technical Conference “Power saving – the Most Important Condition for Innovation Development of Agro-Industrial Complex (AIC)”*. Minsk: BGATU. 180–183.
- P o t e n t i a l of Biomass Usage in the Republic of Belarus*. Available at: www.technopark.by/files/esco-article-bio.doc
- ТКП 17.02-05-2011 (02120). Protection of Environment and Nature Management. Procedure for Computing Economic Efficiency of Biogas Complexes. Minsk, Minprirody.

Представлена кафедрой электроснабжения

Поступила 12.09.2013