

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика и экология»

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

ПРАКТИКУМ

**для студентов специальности
1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2024

УДК 621.311.2(075.8)
ББК 31.15я73
А56

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 9 от 30.05.2023 г.)*

Составитель *Т. Н. Никулина*

Рецензент: доц. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *Ю. Н. Колесник*

Альтернативные источники энергии : практикум для студентов специальности
А56 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» днев. и заоч. форм обучения / сост.
Т. Н. Никулина. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2024. – 45 с. – Систем. требования:
PC не ниже Intel Celeron 300 МГц; 32 Mb RAM; свободное место на HDD 16 Mb ;
Windows 98 и выше; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. –
Загл. с титул. экрана.

Способствует закреплению студентами знаний по методикам расчета основных видов энергоустановок, работающих на альтернативных источниках энергии. Приведены задачи, позволяющие проводить экономическую оценку применения альтернативных источников энергии для объектов энергоснабжения.

Для студентов специальности 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.311.2(075.8)
ББК 31.15я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2024

1. ПАРОКОМПРЕССИОННЫЕ ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

1.1 Схема, теоретический одноступенчатый цикл, принцип действия и основные процессы парокompрессионного теплового насоса

Схема и теоретический цикл комбинированного парокompрессионного теплового насоса показаны на рис. 1.1. В качестве теоретического цикла комбинированного ПКТН принят цикл с регенеративным теплообменником (рис. 1.1, б).

Рабочее вещество в состоянии перегретого пара поступает в компрессор I (рис. 1.1, а), где изоэнтропно сжимается до давления p_k и направляется в теплообменник системы горячего водоснабжения II. В теплообменнике происходит сбив перегрева с отводом теплоты в систему горячего водоснабжения (ГВС). Наличие теплообменника ГВС не обязательно и зависит от режима работы теплового насоса. После теплообменника рабочее вещество поступает в конденсатор III, где сначала охлаждается до состояния сухого насыщенного пара, а затем конденсируется при давлении p_k и температуре t_k . Теплота конденсации отводится в систему отопления (СО). После конденсатора рабочее вещество находится в состоянии насыщенной жидкости и поступает в регенеративный теплообменник IV, в котором происходит процесс теплообмена – жидкость охлаждается, пар после испарителя нагревается. Далее следует процесс дросселирования в дроссельном вентиле V. Рабочее вещество поступает в испаритель VI, где происходит процесс кипения при давлении p_0 и температуре t_0 с отводом теплоты к потребителю холода (ПХ). После испарителя пар рабочего вещества направляется в регенеративный теплообменник и далее в компрессор.

Основные процессы цикла (рис. 1.1, б) следующие: а-1 – перегрев рабочего вещества в регенеративном теплообменнике; 1-2 – сжатие пара рабочего вещества в компрессоре; 2-3 – сбив перегрева с отводом теплоты в систему горячего водоснабжения; 3-4 – конденсация с отводом теплоты в систему отопления; 4-5 – охлаждение рабочего вещества в теплообменнике; 5-6 – дросселирование в дроссельном вентиле; 6-а – кипение рабочего вещества в испарителе с отводом теплоты к потребителю холода.

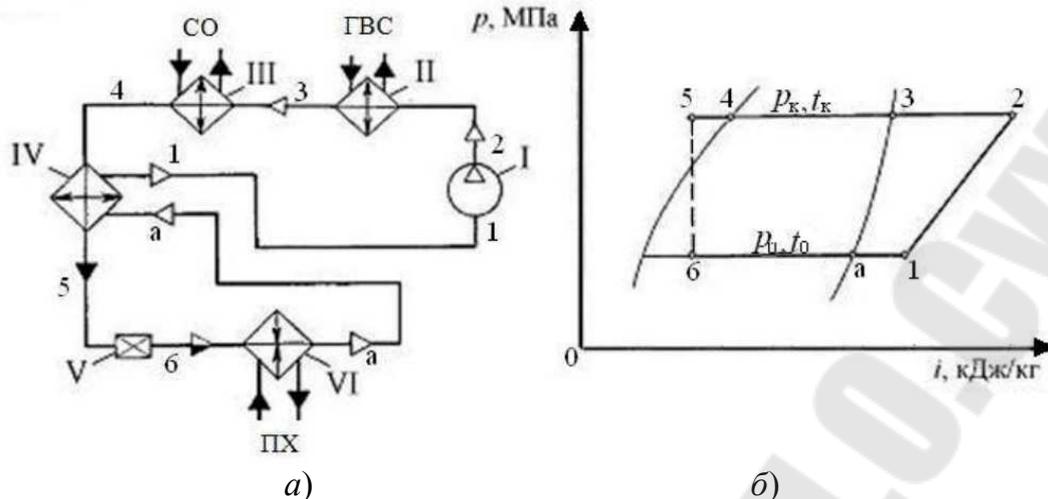


Рис. 1.1. Комбинированный парокompрессионный тепловой насос с регенеративным теплообменником
a – схема теплового насоса; *б* – процессы на *p*-*i*-диаграмме;
 p_0 , p_k – давления кипения и конденсации рабочего вещества

Методика расчета теоретического одноступенчатого цикла комбинированного парокompрессионного теплового насоса с регенеративным теплообменником

Исходные данные к задаче приведены в табл. П1
 Параметры узловых точек цикла приведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры	Точки						
	<i>a</i>	1	2	3	4	5	6
p , МПа							
t , °C							
i , кДж/кг							
v , м ³ /кг	–		–	–	–	–	–

Удельный тепловой поток испарителя, кДж/кг:

$$q_0 = i_a - i_6. \quad (1.1)$$

Теплота, отводимая от 1 кг рабочего вещества в конденсаторе, кДж/кг:

$$q_k = i_2 - i_4. \quad (1.2)$$

Удельная объемная теплопроизводительность, кДж/м³:

$$q_v = \frac{q_k}{\nu_1}. \quad (1.3)$$

Удельный тепловой поток, отводимый в систему ГВС, кДж/кг:

$$q'_k = i_2 - i_3. \quad (1.4)$$

Удельная изэнтропная работа компрессора, кДж/кг:

$$l_s = i_2 - i_1. \quad (1.5)$$

Массовый расход рабочего вещества, кг/с:

$$G_a = \frac{Q_0}{q_0}. \quad (1.6)$$

Теплота, отводимая от рабочего вещества в конденсаторе, кВт:

$$Q_k = G_a q_k. \quad (1.7)$$

Объемный расход рабочего вещества, м³/с:

$$V = G_a \nu_1. \quad (1.8)$$

Изэнтропная мощность, кВт:

$$N_s = G_a l_s. \quad (1.9)$$

Холодильный коэффициент:

$$\varepsilon = \frac{Q_0}{N_s}. \quad (1.10)$$

Отопительный коэффициент:

$$\mu = \frac{Q_k}{N_s}. \quad (1.10)$$

1.2. Схема, теоретический двухступенчатый цикл, принцип действия и основные процессы комбинированного парокомпрессионного теплового насоса

Схема и теоретический цикл двухступенчатого комбинированного парокомпрессионного теплового насоса представлены на рис. 1.2. В качестве теоретического двухступенчатого цикла ПКТН принят цикл с теплообменниками (рис. 1.2, б).

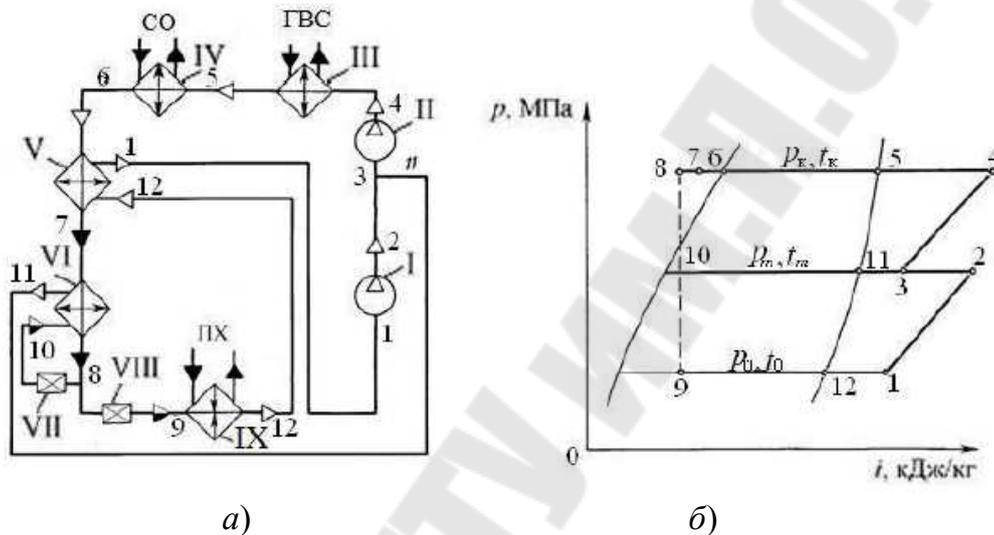


Рис. 1.2. Комбинированный парокомпрессионный тепловой насос с теплообменниками:

- a* – схема теплового насоса; *б* – процессы на *p*-*i*-диаграмме;
- p_0, p_k – давления кипения и конденсации рабочего вещества;
- p_m – промежуточное давление рабочего вещества

Рабочее вещество поступает в компрессор первой ступени в состоянии 1. Процесс 1-2 – изоэнтропное сжатие в компрессоре первой ступени I. Состояние 3 определяется смешением рабочего вещества первой ступени и пара, который поступает из жидкостного теплообменника VI. Процесс 3-4 – изоэнтропное сжатие в компрессоре второй ступени II. В состоянии 4 рабочее вещество входит в теплообменник горячего водоснабжения III. Процесс 4-5 – сбив перегрева с отводом теплоты в систему горячего водоснабжения. После теплообменника рабочее вещество в состоянии 5 поступает в конденсатор IV. Процесс 5-6 – конденсация пара рабочего вещества с отводом теплоты в систему отопления. Процессы 6-7 и 7-8 – охлаждение рабочего вещества в парожидкостном теплообменнике V за счет пара, идущего из испарителя, и в теплообменнике VI за счет кипения жидкости при

температуре t_m , которая подается через дроссельный вентиль VII. Пар, образовавшийся в теплообменнике VI, отсасывается компрессором второй ступени. Охлажденное рабочее вещество в состоянии 8 дросселируется в основном дроссельном вентиле VIII (процесс 8-9) и поступает в испаритель IX. Процесс 9-12 – кипение рабочего вещества в испарителе с отводом теплоты к потребителю холода. В состоянии 12 рабочее вещество выходит из испарителя и, пройдя через теплообменник V (процесс 12-1), всасывается компрессором первой ступени.

Методика расчета теоретического двухступенчатого цикла комбинированного парокомпрессионного теплового насоса с теплообменниками

Исходные данные к задаче приведены в табл. III

Параметры узловых точек цикла приведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры	Точки											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
p , МПа												
t , °С												
i , кДж/кг							-					
v , м ³ /кг		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-

Промежуточное давление, МПа:

$$p_m = \sqrt{p_k p_0} \quad (1.11)$$

Удельная массовая холодопроизводительность, кДж/кг:

$$q_0 = i_{12} - i_9 \quad (1.12)$$

Удельная объемная холодопроизводительность, кДж/м³:

$$q_v = \frac{q_0}{v_1} \quad (1.13)$$

Удельная теплота, отводимая от рабочего вещества в конденсаторе, кДж/кг:

$$q_k = i_4 - i_6 \quad (1.14)$$

Удельный тепловой поток, отводимый в систему ГВС, кДж/кг:

$$q'_k = i_5 - i_6. \quad (1.15)$$

Массовый расход рабочего вещества в ступени I, кг/с:

$$G_a^I = \frac{Q_0}{q_0}. \quad (1.16)$$

Массовый расход рабочего вещества в ступени II, кг/с:

$$G_a^{II} = G_a^I \frac{(i_{11} - i_8) - (i_1 - i_{12})}{i_{11} - i_6}. \quad (1.17)$$

Теплота, отводимая от рабочего вещества в конденсаторе, кВт:

$$Q_k = G_a^I q_k. \quad (1.18)$$

Энтальпия рабочего вещества при всасывании в компрессор ступени II, кДж/кг:

$$i_3 = \frac{G_a^I}{G_a^{II}} (i_2 - i_{11}) + i_{11}. \quad (1.19)$$

Энтальпия рабочего вещества при выходе из парожидкостного теплообменника (точка 7), кДж/кг:

$$i_7 = i_6 - \frac{G_a^I}{G_a^{II}} (i_1 - i_{12}). \quad (1.20)$$

Удельная изоэнтропная работа компрессора ступени I, кДж/кг:

$$l_s^I = i_2 - i_1. \quad (1.21)$$

Изоэнтропная мощность компрессора ступени I, кВт:

$$N_s^I = G_a^I l_s^I. \quad (1.22)$$

Удельная изоэнтروпная работа компрессора ступени II, кДж/кг:

$$l_s^{II} = i_4 - i_3. \quad (1.23)$$

Изоэнтропная мощность компрессора ступени II, кВт:

$$N_s^{II} = G_a^{II} l_s^{II}. \quad (1.24)$$

Объемный расход рабочего вещества ступени I, м³/с:

$$V^I = G_a^I v_1. \quad (1.25)$$

Объемный расход рабочего вещества ступени II, м³/с:

$$V^{II} = G_a^{II} v_3. \quad (1.26)$$

Отопительный коэффициент:

$$\mu = \frac{Q_k}{N_s^I + N_s^{II}}. \quad (1.27)$$

2. СОЛНЕЧНЫЕ СИСТЕМЫ ГВС

Система солнечного нагрева воды для бытовых нужд будет установлена на доме, расположенном на широте φ° с.ш. Коллектор для нагрева жидкости используют в системе солнечного теплоснабжения дома, причем система должна обеспечить нагрев воды для семьи из N человек, каждый из которых ежедневно расходует $V_{г.в} = 75$ литров воды при температуре $T_{г.в} = 55^\circ\text{C}$. Температура водопроводной воды в данном городе составляет $T_{х.в} = 15^\circ\text{C}$. Коллекторы устанавливаются под углом $\beta = 30^\circ$ к горизонту и ориентируются строго на юг. Объем воды в баке-аккумуляторе равен 75 л. Рассчитать долю тепловой нагрузки, обеспечиваемой за счет солнечной энергии, при площади коллектора 2, 4 и 6 м².

Исходные данные приведены в табл. П2.

Методика расчета

Для среднего дня каждого месяца рассчитывают количество солнечной энергии, поступающей на наклонную поверхность коллектора солнечной энергии (КСЭ), для чего определяют угол склонения Солнца δ по формуле (2.1), часовые углы захода Солнца для горизонтальной ω_3 и наклонной ω'_3 поверхностей по формулам (2.2) и (2.3), среднемесячные коэффициенты пересчета солнечной радиации $R_{\text{п}}$ и R по формулам (2.4) и (2.5), среднемесячное дневное количество солнечной энергии E_k , поступающей на поверхность коллектора солнечной энергии (КСЭ), по формуле (2.6), результаты расчетов представляются в форме табл. 2.1:

Угол склонения Солнца в данный день n :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (2.1)$$

На рис. 2.1 показаны основные углы, используемые в приведенных формулах.

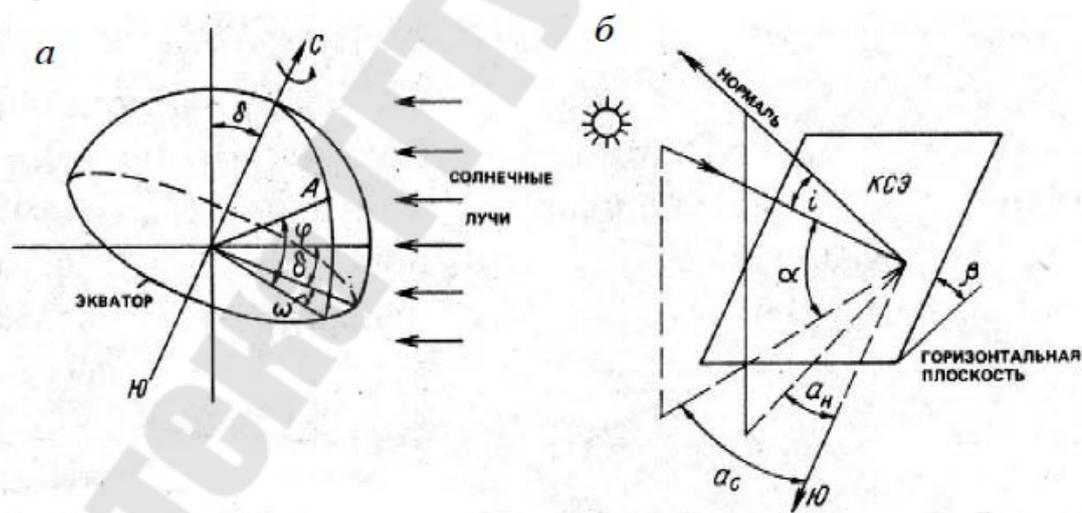


Рис. 2.1. Углы, характеризующие положение точки на земной поверхности (а) и наклонной поверхности коллектора солнечной энергии (б) относительно солнечных лучей: φ – широта местности; ω – часовой угол; δ – склонение Солнца; i – угол падения солнечных лучей на наклонную поверхность КСЭ; α – угол высоты Солнца; a_c – азимут Солнца; a_n – азимут наклонной поверхности

Часовой угол захода (восхода) Солнца для поверхности: горизонтальной:

$$\omega_3 = \arccos(-\operatorname{tg}\varphi \cdot \operatorname{tg}\delta). \quad (2.2)$$

наклонной:

$$\omega'_3 = \min\{\omega_3, \arccos[-\operatorname{tg}(\varphi - \beta) \cdot \operatorname{tg}\delta]\}. \quad (2.3)$$

В качестве ω'_3 принимается меньшая из двух величин, указанных в фигурных скобках.

Значения среднемесячных величин E , E_d , и температуры наружного воздуха T_B для различных географических пунктов приведены в (табл. П2.1).

Среднемесячная величина коэффициента R_n :

$$R_n = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega'_3 + \frac{\pi}{180} \cdot \omega'_3 \cdot \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin\delta}{\cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega_3 + \sin\varphi \cdot \sin\delta \cdot \frac{\pi}{180} \cdot \omega_3}, \quad (2.4)$$

где φ – ширина местности, град; δ – склонение Солнца, град; ω_3 и ω'_3 – часовой угол захода Солнца на горизонтальной и наклонной поверхностях, град.

Для наклонной поверхности с южной ориентацией

$$R = \left(1 - \frac{E}{E_d}\right) R_n + \frac{1 + \cos\beta}{2} + \rho \cdot \frac{1 - \cos\beta}{2}, \quad (2.5)$$

где E_d – среднемесячное дневное количество диффузной (рассеянной) солнечной энергии, поступающей на горизонтальную поверхность, МДж/(м²·день); R_n – коэффициент пересчета прямого излучения с горизонтальной на наклонную поверхность; β – угол наклона КСЭ к горизонту, град; ρ – коэффициент отражения для подстилающей поверхности Земли. Обычно летом $\rho = 0,2$, а зимой при наличии снежного покрова $\rho = 0,7$.

Среднемесячное дневное количество суммарной солнечной энергии, МДж/(м²·день), поступающей на наклонную поверхность КСЭ:

$$E_k = R \cdot E, \quad (2.6)$$

где R – отношение среднемесячных дневных количеств солнечной радиации, поступающих на наклонную и горизонтальную поверхности; E – среднемесячное дневное количество суммарного солнечного излучения, поступающего на горизонтальную поверхность, МДж/(м²·день).

Таблица 3

Месяц	E , МДж/(м ² ·день)	E_d , МДж/(м ² ·день)	δ , град	ω_z , град	ω'_z , град	R_n	R	E_k , МДж/(м ² ·день)
Апрель								
Май								
Июнь								
Июль								
Август								
Сентябрь								

Затем необходимо определить месячные тепловые нагрузки ГВС. Средняя суточная тепловая нагрузка

$$Q_{Г.В} = Q_{Г.В}^{сум} \cdot n_D = 4.19 \cdot 10^3 \cdot V_{Г.В} \cdot (T_{Г.В} - T_{Х.В}) \cdot N \cdot n_D, \quad (2.7)$$

где $Q_{Г.В}^{сум}$ – суточный расход теплоты на горячее водоснабжение, кДж; n_D – число дней в данном месяце; $V_{Г.В}$ – суточный расход горячей воды на 1 человека по нормам, м³/(день·чел.); $T_{Г.В}$, $T_{Х.В}$ – температуры горячей и холодной воды, °С; N – число жителей.

В табл. 4 приведены значения максимальной температуры теплоносителей T_t , оптического КПД η_0 , коэффициента теплопотерь K_k основных типов КСЭ.

Таблица 4

Тип коллектора	$T_T, ^\circ\text{C}$, максимальное значение	η_0	$K_k, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$
Неселективный плоский КСЭ: с однослойным остеклением НПК-1	80	0,7–0,85	7–10
с двухслойным остеклением НПК-2	80	0,65–0,8	4–6
без остекления	80	0,9–0,95	18–22

Доля f месячной тепловой нагрузки, обеспечиваемой за счет солнечной энергии, есть функция безразмерных комплексов X и Y (2.8) и (2.9). Эти комплексы должны рассчитываться при каждом заданном значении площади коллектора. Уравнения (2.8) и (2.9) следует переписать так, чтобы в левых частях стояли величины X/F_k и Y/F_k , которые представлены в столбцах 5 и 7 табл. 5.

$$X = \frac{F_k K_k (T_A - T_B) \Delta t}{Q_{Г.В}}; \quad (2.8)$$

$$Y = \frac{F_k \eta_0 E_k n_D}{Q_{Г.В}}, \quad (2.9)$$

где T_A – базисная температура, принятая равной 100°C ; T_B – средне-месячная температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$; Δt – число секунд в месяце; E_k – среднемесячный дневной приход суммарной солнечной радиации на наклонную поверхность коллектора, $\text{Дж}/(\text{м}^2 \cdot \text{день})$.

Безразмерные комплексы X и Y имеют определенный физический смысл: Y можно трактовать как отношение количества энергии, поглощаемой пластиной коллектора в течение месяца, к полной тепловой нагрузке; X – отношение месячных тепловых потерь коллектора при базисной температуре к полной месячной тепловой нагрузке.

Поправочный коэффициент для систем горячего водоснабжения

$$X_c/X = \frac{11.6 + 1.18T_{Г.В} + 3.86T_{Х.В} - 2.32T_B}{100 - T_B} \quad (2.10)$$

Таблица 5

Месяц	Число дней в месяце	Число секунд в месяце	$Q_{Г.В}$, Дж	$100 - T_B$, °С	X/F_k , м ²	E_k , МДж/(м ² ·день)	Y/F_k , м ²
	1	2	3	4	5	6	7
Апрель							
Май							
Июнь							
Июль							
Август							
Сентябрь							

Данные о среднемесечной температуре наружного воздуха можно найти в справочнике метеоданных, а значение базисной температуры равно 100 °С (столбец 4 табл. 5). Среднемесечный дневной приход радиации на наклонную поверхность приведен в табл. 3 (столбец 6 табл. 3).

Для системы горячего водоснабжения значения X/F_k , указанные в столбце 5 табл. 5, необходимо умножить на поправочный коэффициент, даваемый выражением (2.10). Заметим, что этот коэффициент зависит от T_B и изменяется от месяца к месяцу. Скорректированные значения X/F_k представлены в столбце 1 табл. 6.

Умножая X/F_k и Y/F_k на площадь коллектора, получаем X и Y (см. табл. 6). Значения этих комплексов при различной площади коллектора приведены в столбцах 3 и 4 для соответствующих месяцев года. Доля месячной нагрузки f , обеспечиваемой за счет солнечной энергии, определяется в зависимости от X и Y с помощью уравнения (2.11). Значения f указаны в столбце 5. Месячное количество солнечного тепла (столбец 6) определяется умножением f на месячную нагрузку горячего водоснабжения.

Зависимость между X , Y и f можно аппроксимировать следующим уравнением:

$$f = 1.029Y + 0.065X - 0.245Y^2 + 0.0018X^2 + 0.0215Y^3, \quad (2.11)$$

где $0 < Y < 3$ и $0 < X < 18$.

Таблица 6

Месяц	X/F_k	Y/F_k	Площадь коллектора, м ²												
			2				4				6				
			X	Y	f	$fQ_{Г.В}$	X	Y	f	$fQ_{Г.В}$	X	Y	f	$fQ_{Г.В}$	
			1	2	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5
Апрель															
Май															
Июнь															
Июль															
Август															
Сентябрь															
Сумма															
Доля сезонной нагрузки, обеспечиваемой за счет солнечной энергии															

Доля сезонной нагрузки, обеспечиваемой за счет солнечной энергии, равна отношению сезонного количества солнечного тепла (сумма столбца 6 табл. 5) к сезонной тепловой нагрузке (сумма сезонных расходов теплоты, рассчитанных по формуле 2.7). Результаты расчетов должны быть представлены графически в виде зависимости доли сезонной нагрузки, обеспечиваемой за счет солнечной энергии, от площади коллектора. Затем следует рассчитать сезонную экономию топлива, обеспечиваемую использованием солнечной энергии, по соотношению (2.12).

Годовая экономия топлива, тонн условного топлива, обеспечиваемая использованием солнечной энергии:

$$B = \frac{f_{год} Q_n^{год}}{Q_T \eta_{ТГ}} \quad (2.12)$$

где $f_{год}$ – годовая степень замещения; $Q_n^{год}$ – годовая нагрузка теплоснабжения, ГДж/год; Q_T – теплота сгорания топлива, отнесенная к 1 тонне условного топлива; $\eta_{ТГ}$ – КПД теплогенерирующей установки, равный 0,45 и 0,6 для индивидуальных теплогенераторов на твердом и жидком (газообразном) топливе и 0,6–0,7 и 0,7–0,8 для котельных производительностью 20–100 ГДж/ч и более на твердом и жидком (газообразном) топливе.

3. СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

3.1. Солнечная электростанция

Солнечная электростанция в Беларуси мощностью P_n . Определите коэффициент использования номинальной мощности солнечной электростанции. Индекс освещенности: в июне – $K_{ти}$ - 0,8 в декабре – $K_{тд}$ - 0,2, количество солнечных часов (в том числе с переменной облачностью) $N_{солн}$, максимальное (расчетное) значение плотности потока солнечного излучения $0,8 \text{ кВт/м}^2$, минимальное – $0,2 \text{ кВт/м}^2$. Затраты на строительство фотоэлектрической электростанции C_k . Тариф на электроэнергию, получаемую от нетрадиционных источников энергии, C_a .

Определите годовую выработку электроэнергии солнечной электростанции в условиях Беларуси, экономический эффект от внедрения солнечной электростанции, капитальные затраты на строительство, срок окупаемости затрат. Дополнительная выгода от внедрения СЭС составляет 5%, дополнительные эксплуатационные затраты – 25%.

Исходные данные приведены в табл. ПЗ.1.

Методика расчета

Срок окупаемости солнечной энергоустановки, лет:

$$T_{ок} = \frac{C_k}{C_a K_i 8760 \cdot (1 + k_s - k_z)} \quad (3.1)$$

Коэффициент использования:

$$K_i = \frac{N_{солн} K_{тсп}}{8760}, \quad (3.2)$$

где $N_{солн}$ – количество солнечных часов в году; $K_{тсп}$ – среднегодовое значение индекса ясности; G_m – максимальное значение плотности потока солнечного излучения, кВт/м^2 .

Годовая выработка электроэнергии солнечной электростанции в условиях Беларуси, кВт·ч:

$$W = P_n K_i 8760 . \quad (3.3)$$

Экономический эффект от внедрения СЭС:

$$S = C_a W (1 + k_s - k_z) . \quad (3.4)$$

Капитальные затраты на строительство:

$$K = P_n C_k . \quad (3.5)$$

Расчет представьте в табл. 7.

Таблица 7

Наименование показателя	Значение
Максимальная плотность потока солнечного облучения в июне, кВт/м ²	
Максимальная плотность потока солнечного облучения в декабре, кВт/м ²	
Индекс ясности в июне, K _{ти}	
Индекс ясности в декабре, K _{тд}	
Средний за год индекс ясности, K _{тср}	
Коэффициент использования номинальной мощности, K _i	
Удельные капитальные затраты, долл./кВт*ч установленной мощности, C _к	
Стимулирующий тариф на электроэнергию, долл./кВт*ч, C _а	
Годовая выработка электроэнергии, кВт*ч, W	
Капитальные затраты, дол, K	
Годовой экономический эффект, дол, S	
Срок окупаемости, лет, T _{ок}	

3.2. Паротурбинная солнечная электростанция

Определить теплоту, подводимую гелиостатами к установленному на башне парогенератору паротурбинной солнечной электростанции, если количество гелиостатов n , площадь зеркал одного гелиостата F , интенсивность солнечного излучения I , коэффициент эффективности использования солнечного излучения η_u . Определить также термический КПД и теоретическую мощность паротурбинной установки СЭС, работающей по циклу Ренкина, если параметры перегретого пара p_1, t_1 , давление в конденсаторе $p_2 = 10$ кПа, КПД парогенератора $\eta_g = 0,85$. Как изменится мощность СЭС, если вместо паротурбинной установки применить кремниевые фотоэлектрические преобразователи с КПД $\eta_{фэ} = 0,15$, занимающие ту же площадь, что и зеркала гелиостатов?

Исходные данные принять по табл. ПЗ.2.

Методика расчета

В паротурбинных солнечных энергетических установках теплота солнечного излучения от зеркал гелиостатов концентрируется на парогенераторе, установленном на башне.

Общее количество теплоты, Вт, воспринятой парогенератором, составляет

$$Q = \eta_u \cdot n \cdot F \cdot I, \quad (3.6)$$

где η_u – коэффициент эффективности использования солнечного излучения (изменяется в пределах 0,35...0,5); n – количество гелиостатов; F – площадь зеркал одного гелиостата, м²; I – интенсивность солнечного излучения, Вт/м².

Работа килограмма пара паротурбинной установки в цикле Ренкина, кДж/кг:

$$l = h_1 - h_2, \quad (3.7)$$

где h_1 – энтальпия перегретого пара, кДж/кг; h_2 – энтальпия отработавшего в турбине пара, кДж/кг (определяются по hs -диаграмме водяного пара).

Термический КПД цикла Ренкина:

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_k}, \quad (3.8)$$

где h_k - энтальпия конденсата, кДж/кг (определяется по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара).

Теоретическая мощность паротурбинной СЭУ, Вт:

$$N_{nm} = \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q, \quad (3.9)$$

где η_g - КПД электрогенератора (в пределах 0,92...0,96).

Мощность СЭУ с фотоэлектрическими преобразователями, Вт, определяется соотношением:

$$N_{фэ} = \eta_{фэ} \cdot F_{фэ} \cdot I, \quad (3.10)$$

где $\eta_{фэ}$ - КПД фотоэлектрических преобразователей (изменяется в пределах 0,13...0,18); $F_{фэ}$ - общая площадь фотоэлектрических преобразователей, м².

4. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

4.1 Ветроэнергетическая установка

Определите коэффициент использования, капитальные затраты на строительство, годовую выработку электроэнергии, экономический эффект от выработки электроэнергии и срок окупаемости двух ВЭУ мощностью P_H , кВт, при среднегодовой скорости ветра на стандартной высоте v_6 , м/с, расчетной скорости ветра **11 м/с**, стимулирующем тарифе на электроэнергию C_a , долл./кВт·ч при:

1) высоте мачты h_1 , м и удельной стоимости C_{k1} , долл. за 1 кВт установленной мощности;

2) высоте мачты h_2 , м и удельной стоимости C_{k2} , долл. за 1 кВт установленной мощности.

Коэффициенты, учитывающие дополнительную выгоду и дополнительные эксплуатационные затраты k_z , k_s .

Исходные данные приведены в табл. П4.1.

Методика расчета

Годовое производство электроэнергии, кВт·ч

$$W = P_H K_i \cdot 8760 \quad (4.1)$$

где P_H - номинальная мощность установки соответствует расчетной скорости ветра; K_i - коэффициент использования номинальной мощности установки, т. е. отношение фактически вырабатываемой электроэнергии к количеству электроэнергии, которое могло бы быть произведено ВЭУ при постоянной скорости ветра, равной расчетной скорости в течение всего года. Коэффициент использования номинальной мощности установки определяется из табл. 8.

Таблица 8

Среднегодовая скорость ветра на стандартной высоте, м/с	Высота башни, м	Расчетная скорость ветра на высоте оси ветроколеса, м/с				
		7,0	9,0	11,0	13,0	15,0
6	50	0,629	0,494	0,358	0,25	0,175
	70	0,678	0,547	0,408	0,290	0,202
	90	0,718	0,594	0,451	0,323	0,226
	110	0,754	0,635	0,488	0,352	0,248
5,5	50	0,591	0,447	0,314	0,213	0,145
	70	0,644	0,505	0,364	0,251	0,172
	90	0,688	0,554	0,406	0,283	0,194
	110	0,726	0,596	0,444	0,311	0,215
5	50	0,544	0,395	0,267	0,176	0,117
	70	0,602	0,455	0,315	0,201	0,141
	90	0,649	0,504	0,356	0,240	0,162
	110	0,690	0,548	0,393	0,267	0,181
4,5	50	0,511	0,360	0,236	0,152	0,101
	70	0,577	0,426	0,288	0,189	0,126
	90	0,650	0,481	0,334	0,222	0,149
	110	0,676	0,530	0,375	0,252	0,170
4	50		0,278	0,171		
	70		0,336	0,212		
	90		0,385	0,248		
	110		0,429	0,281		
3,5	50		0,195	0,113		
	70		0,241	0,142		
	90		0,281	0,168		
	110		0,317	0,192		

Капитальные затраты на строительство, у. е.:

$$S = W \cdot (1 + k_s - k_z) \cdot C_A, \quad (4.2)$$

где k_s - коэффициент, учитывающий дополнительную выгоду от сокращения выброса парниковых газов; k_z - коэффициент, учитывающий дополнительные эксплуатационные затраты при внедрении ветроэлектростанции, которые включают: издержки на техническое обслуживание и текущий ремонт; отчисления на погашение процентной

ставки за кредит; отчисления за эксплуатацию электросетей; государственные отчисления (налоги).

C_A – тариф на электроэнергию (стимулирующий тариф для производителей экологически чистой электроэнергии на возобновляемых источниках).

Срок окупаемости, лет:

$$T_{ок} = \frac{C_k}{C_A K_i \cdot 8760 \cdot (1 + k_s - k_z)}. \quad (4.3)$$

4.2. Ветроэнергетическая электростанция

Определить мощность ветровой электростанции, содержащей n однотипных ветроэнергетических установок. Длина лопасти ветроколеса L , скорость ветра w , КПД ветродвигателя η_e , электрический КПД установки (генератора и преобразователя) η_g , температура воздуха t , атмосферное давление p .

Исходные данные принять по табл. П4.2.

Методика расчета

Ветровой поток, проходящий через площадь F , ометаемую лопастями ветродвигателя, имеет энергию, Дж:

$$E = m \cdot w^2 / 2, \quad (4.4)$$

где w – скорость ветра, м/с, m – масса воздуха.

Тогда массовый расход воздуха, кг/с:

$$m = \rho \cdot w \cdot F, \quad (4.5)$$

где $\rho = \frac{p}{RT}$ – плотность воздуха, кг/м³; p – атмосферное давление, Па;

$R = 287$ – газовая постоянная воздуха, Дж/кг·К; T – абсолютная температура, К.

Площадь F определяется через длину лопасти L ветроколеса, м²:

$$F = \pi \cdot L^2. \quad (4.6)$$

Электрическая мощность N , развиваемая ВЭС, Вт:

$$N = \eta_6 \cdot \eta_3 \cdot \rho \cdot \pi \cdot L^2 \cdot w^3 / 2, \quad (4.7)$$

где η_6 - КПД ветродвигателя (изменяется в пределах 0,25...0,35);
 η_3 - электрический КПД ветрогенератора и преобразователя (в пределах 0,70...0,85).

5. БИОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА

1. Определите количество электрической и тепловой энергии, которое в среднем можно получить за сутки при анаэробной переработке навоза одного крупного рогатого животного при термофильском режиме сбраживания с использованием биогазового комплекса с ДГА с устройством утилизации уходящих дымовых газов, и кругло-суточную электрическую мощность, если:

- 1) время цикла сбраживания 3,5 сут при температуре 55 °С;
- 2) выход навоза от 1 животного G_c , кг/сут с содержанием сухого сбраживаемого материала G'_c , кг/сут;
- 3) выход биогаза из сухой массы C , м³/кг;
- 4) КПД ДГА по электрической энергии $\eta_{эл} = 35\%$, по тепловой энергии $\eta_{тепл} = 52\%$;
- 5) Теплота сгорания биогаза с содержанием метана 65% $C_b = 24,7$ МДж/м³.

2. Выберите биогазовую установку для животноводческого комплекса на N , голов крупного рогатого скота. Определите номинальную электрическую мощность ДГА P_n , годовую выработку электрической W и тепловой Q энергии.

3. Определите простой срок окупаемости выбранной биогазовой установки, если собственные нужды комплекса по электроэнергии составляют $s_{эл}$, %, по тепловой энергии - $s_{тепл}$, %. Тариф на электроэнергию на производственные нужды производителей сельскохозяйственной продукции $t_{эл} = 105$ у.е./кВт·ч; тариф на тепловую энергию $t_{тепл} = 7,4$ у.е./Гкал. Удельные капитальные затраты на установку очистки биогаза и ДГА комплекса $Z = 500$ у.е./кВт. Коэффициент учитывающий дополнительную выгоду от сокращения выброса парниковых газов $k_s = 0$, коэффициент, учитывающий дополнительные эксплуатационные затраты $k_z = 0.25$.

Исходные данные приведены в табл. П5.

Методика расчета

Суточное энергосодержание биогаза в навозе одного животного, МДж/сут:

$$\mathcal{E}_c = G_c \cdot C C_g. \quad (5.1)$$

Суточная выработка электроэнергии при сжигании этого биогаза ДГА с учетом соотношения $1 \text{ МДж} = 0,28 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$:

$$W_c = 0,28 \cdot \eta_{эл} \mathcal{E}_c. \quad (5.2)$$

Номинальная электрическая мощность, кВт:

$$P = \frac{W_c}{24}. \quad (5.3)$$

Суточная выработка тепловой энергии устройством утилизации уходящих дымовых газов ДГА с учетом $1 \text{ Гкал} = 1162,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$:

$$Q_c = 0,28 \cdot \eta_{тепл} \mathcal{E}_c. \quad (5.4)$$

Производительность установки по сырью, т/сут:

$$V_g = G_c \cdot N \cdot 10^{-3}. \quad (5.5)$$

По производительности установки по сырью выбираем установку фирмы “Zong Biogas AG” (табл. 9).

При термофилическом режиме сбраживания в течение 3,5 суток объем бака биогазогенератора, т

$$V_{гг} = 3,5 V_g. \quad (5.6)$$

600	450	300	150	Производительность по сырью, т/сут	Биогазовые станции на навозных стоках
67600	61100	54600	48100	Проектная документация, у.е.	
26000	26000	26000	26000	Наладка, обучение, монтаж, у.е.	
1651000	1287000	923000	559000	Оборудование, у.е.	
1053000	858000	663000	442000	Строительство, у.е.	
2797600	2232100	1666600	1075100	Стоимость биогазовой станции, у.е.	
1500	1125	750	375	Расчетная установленная электрическая мощность, кВт	ДГА с установкой очистки газов
900000	675000	450000	225000	Стоимость ДГА и установки очистки биогаза, у.е./кВт	
3697600	2907100	2116600	1300100	Капитальные затраты ВСЕГО, у.е.	Всего биогазовый комплекс
2465	2584	2822	3467	Удельные капитальные затраты ВСЕГО, включая ДГА, у.е./кВт	

Номинальная мощность ДГА, кВт:

$$P_n = P \cdot N. \quad (5.7)$$

Годовая выработка электроэнергии, кВт·ч/год:

$$W = P_n \cdot 8760. \quad (5.8)$$

Годовая выработка тепла, Гкал/год:

$$Q = Q_c \cdot N \cdot 365. \quad (5.9)$$

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K + P_n Z}{((1 - s_{эл})t_{эл}W + (1 - s_{менл})t_{менл}Q)(1 + k_s - k_z)}, \quad (5.10)$$

где K - стоимость выбранной биогазовой установки (табл. 9).

6. ГИДРОЭНЕГЕТИКА

Определить мощность малой ГЭС, если расход воды V , напор H . Коэффициент потерь напора в открытом гидроканале $K = 0,85$, КПД гидротурбины η_m , КПД гидрогенератора η_g . Как изменится мощность, если затвором уменьшить расход воды до 70% от номинального?

Исходные данные принять по табл. Пб.

Методика расчета

Электрическая мощность гидроэнергетической установки, Вт

$$N = K \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot V \quad (6.1)$$

где K - коэффициент потерь напора в гидроканале; η_m - КПД гидротурбины (изменяется в пределах 0,7...0,88); η_g - КПД гидрогенератора (в пределах 0,9...0,96); $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ - плотность воды; $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ - ускорение силы тяжести; H - напор (разность уровней воды верхнего и нижнего бьефов), м; V - расход воды, м³/с.

7. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕГЕТИКА

Двухконтурная пароводяная геотермальная электростанция с электрической мощностью N получает теплоту от воды из геотермальных скважин с температурой t_{zc} . Сухой насыщенный пар на выходе из парогенератора имеет температуру на $20\text{ }^\circ\text{C}$ ниже, чем t_{zc} . Пар расширяется в турбине и поступает в конденсатор, где охлаждается водой из окружающей среды с температурой $t_{xв}$. Охлаждающая вода нагревается в конденсаторе на $12\text{ }^\circ\text{C}$. Конденсат имеет температуру на $20\text{ }^\circ\text{C}$ выше, чем $t_{xв}$. Геотермальная вода выходит из парогенерирующей установки с температурой на $15\text{ }^\circ\text{C}$ выше, чем конденсат. Относительный внутренний коэффициент турбины η_{0i} , электрический КПД турбогенератора $\eta_g = 0,96$. Определить термический КПД цикла Ренкина, расход пара и удельный расход теплоты, расходы воды из геотермальных скважин и из окружающей среды.

Исходные данные принять по табл. П7.

Методика расчета

В одноконтурной паротурбинной ГеоТЭУ энтальпия сухого насыщенного пара после сепарации определяется по температуре геотермальной воды t_{zc} из таблиц термодинамических свойств воды и водяного пара или hs -диаграммы. В случае двухконтурной ГеоТЭУ учитывается перепад температур в парогенераторе Δt . В остальном расчет ведется как и для солнечной паротурбинной ТЭС (см. п.3.2).

Расход пара, кг/с:

$$d = \frac{N}{(h_1 - h_2) \cdot \eta_t \cdot \eta_{0i} \cdot \eta_g}, \quad (7.1)$$

где η_t – термический КПД цикла; η_{0i} - относительный внутренний КПД турбины; η_g - электрический КПД турбогенератора; N - мощность ГеоТЭУ, кВт.

Расход горячей воды из геотермальных скважин, кг/с:

$$G_{zc} = \frac{N}{\eta_t \cdot \eta_{0i} \cdot \eta_{ng} \cdot \eta_g \cdot c \cdot \Delta t_{ng}}. \quad (7.2)$$

Расход холодной воды из окружающей среды на конденсацию пара, кг/с:

$$G_{xв} = \frac{d(h_2 - h_k)}{c \cdot \Delta t_{xв}}, \quad (7.3)$$

где c – теплоемкость воды, $c = 4,19$ кДж / (кг·К); η_{n2} - КПД парогенератора; Δt_{n2} – перепад температур геотермальной воды в парогенераторе, °С; $\Delta t_{xв}$ – перепад температур холодной воды в конденсаторе, °С.

Расчет ГеоТЭУ с низкокипящими и смесевыми рабочими телами производится с использованием таблиц термодинамических свойств и hs -диаграмм паров этих жидкостей.

8. ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Какова максимальная электрическая мощность, которую может генерировать ТЭ фирмы Ballard, ВАХ которого изображена на рис. 8.1 и какое количество теплоты он при этом будет выделять? Чему равен КПД этого элемента? Все процессы протекают при нормальных условиях (при атмосферном давлении и температуре 298 К). Вода, образующаяся в процессе работы ТЭ, отводится от него в виде пара.

Площадь активной поверхности ТЭ $A = 0,0232 \text{ м}^2$.

Напряжение холостого хода равно:

при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ $V_x = 0,912 \text{ В}$, или 77,4% значения $V_{обр} = 1,178 \text{ В}$,

при $70 \text{ }^\circ\text{C}$ $V_x = 0,913 \text{ В}$, или 77% значения $V_{обр} = 1,185 \text{ В}$.

Вольтамперные характеристики элемента описываются соотношениями:

$$\text{при } 50 \text{ }^\circ\text{C} \quad V_L = 0,912 - 54,4 \cdot 10^{-6} J \quad (8.1)$$

$$\text{при } 70 \text{ }^\circ\text{C} \quad V_L = 0,913 - 49,3 \cdot 10^{-6} J \quad (8.2)$$

где J - плотность тока, А/м^2 .

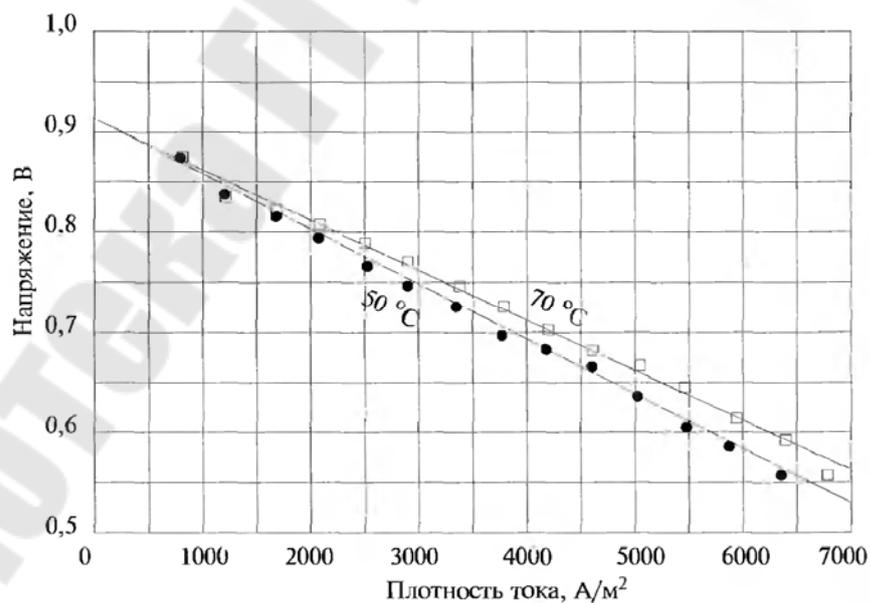


Рис. 8.1 – Вольтамперная характеристика топливного элемента с твердополимерным электролитом фирмы Ballard

Методика расчета

Выходная мощность топливного элемента, Вт/м²:

$$P_L = V_L \cdot J. \quad (8.3)$$

Выражение 8.3 определяет мощность, которая передается на нагрузку с 1 м² активной поверхности электродов топливного элемента.

Максимальная мощность элемента определяется из условия:

$$\text{при } 50^\circ\text{C} \quad \frac{dP}{dJ} = 0,912 - 108,8 \cdot 10^{-6} \cdot J = 0 \quad (8.4)$$

$$\text{при } 70^\circ\text{C} \quad \frac{dP}{dJ} = 0,913 - 98,6 \cdot 10^{-6} \cdot J = 0 \quad (8.5)$$

Интенсивность образования воды, кмоль Н₂О/(с·м²), при коэффициенте использования тока 100%:

$$\dot{N} = \frac{J}{q \cdot n_e \cdot N_0}, \quad (8.6)$$

где q - электрический заряд электрона, Кл, $q = 1,602 \cdot 10^{-19}$ Кл;
 n_e - количество киломолей свободных электронов, приходящихся на одну молекулу продукта реакции, для водородно-кислородного ТЭ $n_e = 2$; N_0 - число Авогадро, $N_0 = 6,022 \cdot 10^{26}$.

Общая мощность, Вт/м², выделяемая в реакции:

$$P_{\text{общ}} = \Delta \bar{h} \cdot \dot{N}, \quad (8.7)$$

где $\Delta \bar{h}$ - изменение энтальпии системы в расчете на 1 кмоль продукта реакции, $\Delta \bar{h} = 242$ МДж/кмоль (пар Н₂О) и $\Delta \bar{h} = 285,9$ МДж/кмоль (жидкость Н₂О).

Мощность тепловыделения ТЭ, Вт/м²:

$$P_Q = P_{\text{общ}} - P_L. \quad (8.8)$$

Потери на джоулево тепловыделение внутри ТЭ, Вт/м²:

$$P_{Дж} = R_{внутр} \cdot J^2, \quad (8.9)$$

где $R_{внутр}$ - внутренне сопротивление, $R_{внутр} = 49,3 \cdot 10^{-6}$ Ом.

Термодинамическая тепловая мощность, Вт/м²:

$$P_{термод} = T |\Delta s| \dot{N}, \quad (8.10)$$

где $|\Delta s|$ - изменение энтропии в реакции, $|\Delta s| = 44,4$ кДж/(кг·К);
 \dot{N} - скорость образования продукта реакции, кмоль H₂O/(с·м²).

Потери, связанные с тем, что значение V_x меньше, чем $V_{обр}$, Вт/м²:

$$P_x = (V_x - V_{обр}) J, \quad (8.11)$$

где $V_{обр}$ - напряжение, В; V_x - напряжение холостого хода, В.

Коэффициент полезного действия ТЭ:

$$\eta = \frac{P_L}{P_{общ}} = \frac{P_L}{P_{термод} + P_x + P_{Дж} + P_L}. \quad (8.12)$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Дзино А. А., Малинина О.С. Тепловые насосы : учеб.-метод. пособие. – СПб. : Университет ИТМО. – 2016. – 43 с.
2. Олешкевич, М. М. Нетрадиционные источники энергии : учеб.-метод. пособие / М. М. Олешкевич. – Минск : БНТУ, 2016. – 205 с.
3. Сибкин, Ю. Д. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учебное пособие / Ю. Д. Сибкин. – М. : КНОРУС, 2010. – 232 с.
4. Холодильные машины : учеб. / под ред. Л. С. Тимофеевского. – СПб. : Политехника, 2006. – 944 с.
5. Тепловые и конструктивные расчеты холодильных машин, тепловых насосов и термотрансформаторов. Ч. 1. Расчет циклов, термодинамических и теплофизических свойств рабочих веществ : учеб. пособие / Л. С. Тимофеевский, В. И. Пекарев, Н. Н. Бухарин и др. / под ред. Л. С. Тимофеевского. – СПб. : СПбГУНиПТ, 2016. – 260 с.
6. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Методические указания к курсовой работе для студентов специальности 1-43 01 06 «Энергоэффективные технологии и энергетический менеджмент» / Ю. К. Кривошеев, Н. Г. Хутская. – Минск : БНТУ, 2011. – 37 с.
7. Лабейш, В. Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии / В. Г. Лабейш. – СПб. : СЗТУ, 2003. – 80 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П1

Парокомпрессионные тепловые насосы

№	Q ₀ , кВт	t ₀ , °C	t _к , °C	№	Q ₀ , кВт	t ₀ , °C	t _к , °C
1	5,7	-5	35	14	12,2	8	48
2	6,2	-4	36	15	12,7	9	49
3	6,7	-3	37	16	13,2	10	50
4	7,2	-2	38	17	13,7	3	51
5	7,7	-1	39	18	14,2	4	52
6	8,2	0	40	19	14,7	5	53
7	8,7	1	41	20	15,2	6	54
8	9,2	2	42	21	15,7	7	55
9	9,7	3	43	22	16,2	8	56
10	10,2	4	44	23	5	4	50
11	10,7	5	45	24	4,2	3	45
12	11,2	6	46	25	5,2	5	60
13	11,7	7	47	26	9	-1	32

Фреон – R134a

Таблица П2

Солнечные системы ГВС

Среднемесячное суточное поступление суммарной E и диффузной E_д солнечной радиации, МДж/(м²·день), на горизонтальную поверхность и температура наружного воздуха T_в, °C

Вариант 1						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Алматы, φ=43,4						
E	16,54	20,52	22,66	23,62	20,79	16,96
E _д	6,95	8,1	7,78	6,88	6,34	5,28
T _в	10,3	16,0	20,3	22,9	21,7	15,6
Вариант 2						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Ашхабад, φ=38						
E	18,34	24,16	26,83	26,59	24,97	20,57
E _д	7,78	8,1	7,92	7,83	6,48	5,98
T _в	16,4	22,8	27,3	29,3	27,7	22,6

Продолжение табл. П2

Вариант 3						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Баку, $\varphi=41,1$						
Е	24,05	27,13	29,61	27,40	25,11	20,01
Е _д	4,73	5,26	6,53	6,34	5,4	3,89
Т _в	11,8	18,4	23,4	26,5	26,3	22,1
Вариант 4						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Ереван $\varphi=40,1$						
Е	19,18	24,97	28,22	27	25,11	20,15
Е _д	8,02	8,23	7,78	6,88	6,34	5,28
Т _в	11,1	15,9	20,1	24,0	24,2	20,0
Вариант 5						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Киев, $\varphi=50,5$						
Е	13,9	18,76	21,82	20,52	17,28	12,65
Е _д	7,51	9,18	10,0	9,45	7,69	5,84
Т _в	7,2	14,3	17,6	18,8	17,7	13,7
Вариант 6						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Кишинев, $\varphi=47$						
Е	15,84	20,25	23,07	23,62	20,11	14,73
Е _д	8,48	9,18	10,0	9,04	7,83	5,98
Т _в	9,3	15,6	19,2	21,4	20,5	15,7
Вариант 7						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Москва, $\varphi=55,8$						
Е	13,34	18,63	19,74	19,17	15,12	10,0
Е _д	7,51	8,31	9,73	10,26	8,1	6,12
Т _в	4,0	11,7	16,0	18,3	16,3	10,7
Вариант 8						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Одесса, $\varphi=46,5$						
Е	16,82	21,73	24,05	23,08	20,65	15,57
Е _д	7,64	8,5	8,48	7,83	6,61	5,42
Т _в	8,9	15,8	20,2	22,8	21,9	17,1

Продолжение табл. П2

Вариант 9						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Омск, $\varphi=55$						
Е	15,94	19,42	21,82	20,50	15,99	11,09
Е _д	7,14	8,70	9,13	8,70	7,60	5,43
Т _в	1,3	10,7	16,6	18,3	15,9	10,4
Вариант 10						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Полтава, $\varphi=49,5$						
Е	13,95	18,86	21,91	20,95	17,64	13,7
Е _д	6,83	8,17	8,46	8,17	7,25	5,49
Т _в	7,8	15,6	18,3	20,5	19,6	14,3
Вариант 11						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Свердловск, $\varphi=57$						
Е	15,5	18,52	20,67	19,45	15,26	9,63
Е _д	7,53	8,77	9,37	9,06	7,58	5,43
Т _в	2,6	10,1	15,6	17,4	15,1	9,2
Вариант 12						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Таллин, $\varphi=59$						
Е	13,5	18,2	21,0	19,1	14,1	8,6
Е _д	6,3	7,5	9,5	8,7	6,9	4,4
Т _в	2,4	8,8	13,5	16,6	15,4	10,9
Вариант 13						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Ташкент, $\varphi=41,3$						
Е	17,51	23,22	26,34	27,13	24,43	19,46
Е _д	6,25	6,75	5,84	5,13	4,99	4,31
Т _в	14,4	20,0	24,7	26,9	24,9	19,4
Вариант 14						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Тбилиси, $\varphi=41,7$						
Е	16,12	19,71	22,8	22,41	20,52	15,29
Е _д	7,23	7,83	7,64	7,83	6,75	5,42
Т _в	11,9	17,3	21,1	24,4	24,2	19,6

Продолжение табл. П2

Вариант 15						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Фрунзе, $\varphi=43$						
Е	17,37	21,6	25,16	24,3	21,73	17,37
Е _д	7,78	6,91	7,78	7,56	6,48	5,56
Т _в	11,4	16,9	21,3	24,1	22,6	17,3
Вариант 16						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Братск, $\varphi=56,4$						
Е	16,06	19,7	21,23	20,01	15,96	10,3
Е _д	8,67	9,98	9,54	9,0	7,27	5,16
Т _в	-1,5	6,2	13,3	18,0	14,8	7,8
Вариант 17						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Витебск, $\varphi=54,8$						
Е	12,83	19,12	21,11	19,98	15,88	10,01
Е _д	8,54	9,78	9,74	9,21	7,55	5,36
Т _в	5,0	12,6	16,0	18,0	16,3	11,2
Вариант 18						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Гродно, $\varphi=53,65$						
Е	12,83	19,0	21,01	19,94	15,92	11,3
Е _д	8,61	10,0	10,4	10,4	7,88	5,94
Т _в	6,3	13,0	16,2	18,0	16,8	12,6
Вариант 19						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Душанбе, $\varphi=38,4$						
Е	17,1	24,6	28,2	29,4	26,7	21,1
Е _д	8,56	9,01	9,0	9,3	8,5	6,58
Т _в	15,0	19,6	24,5	26,5	24,2	19,4
Вариант 20						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Кострома, $\varphi=58$						
Е	13,1	18,0	19,4	19,4	15,3	7,98
Е _д	7,3	8,78	9,20	9,20	7,78	4,85
Т _в	2,6	10,5	15,2	17,6	15,6	9,7

Окончание табл. П2

Вариант 21						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Красноярск, $\varphi=56$						
Е	15,8	19,5	21,8	20,7	15,8	10,1
Е _д	8,01	9,37	9,2	9,42	7,5	5,2
Т _в	1,7	9,1	16,4	19,4	16,2	9,6
Вариант 22						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Кемерово, $\varphi=55,3$						
Е	14,8	18,8	21,6	22,8	16,6	11,1
Е _д	7,7	7,9	8,97	9,98	7,8	5,3
Т _в	1,0	9,7	16,2	18,5	15,4	9,5
Вариант 23						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Могилев, $\varphi=53,8$						
Е	13,3	15,1	20,9	20,3	16,4	10,2
Е _д	7,0	9,1	9,98	9,98	7,8	5,5
Т _в	5,4	12,9	16,4	18,2	16,6	11,6
Вариант 24						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Слуцк, $\varphi=53$						
Е	13,2	19,2	19,8	19,4	16,8	10,1
Е _д	7,3	9,7	9,9	9,91	8,2	5,78
Т _в	6,2	13,1	16,1	17,8	16,6	12,1
Вариант 25						
Месяц	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Псков, $\varphi=58$						
Е	12,1	18,1	19,5	19,1	14,3	8,1
Е _д	6,4	8,7	9,2	9,5	7,1	4,6
Т _в	4,0	11,0	15,2	17,6	15,7	10,8

Таблица П3.1

Солнечная электростанция

№	P_n , кВт	$N_{\text{солн}}$, ч	C_k , дол./к Вт·ч	C_a , дол./к Вт·ч	№	P_n , кВт	$N_{\text{солн}}$, ч	C_k , дол./к Вт·ч	C_a , дол./к Вт·ч
1	10	1950	910	0,1	14	75	1930	870	0,15
2	15	1750	920	0,11	15	80	1940	860	0,09
3	20	1800	930	0,12	16	85	1880	850	0,1
4	25	1920	940	0,13	17	90	1860	840	0,1
5	30	1790	950	0,14	18	95	1840	830	0,11
6	35	1760	960	0,15	19	100	1820	820	0,12
7	40	1810	970	0,09	20	105	1710	810	0,13
8	45	1830	980	0,1	21	110	1720	800	0,14
9	50	1850	990	0,1	22	12	1910	700	0,1
10	55	1870	1000	0,11	23	32	1870	850	0,14
11	60	1890	900	0,12	24	57	1790	910	0,12
12	65	1900	890	0,13	25	69	1900	770	0,11
13	70	1910	880	0,14					

Таблица П3.2

Паротурбинная солнечная электростанция

Последняя цифра шифра	n	F , м^2	I , $\text{Вт}/\text{м}^2$	Последняя цифра шифра	η_u	t_b , °C	p_b , МПа
1	100	10	350	1	50	450	12
2	300	11	400	2	48	440	11
3	500	12	450	3	46	430	10
4	700	14	500	4	44	420	9
5	800	13	550	5	42	410	8
6	900	14	600	6	44	400	9
7	1000	11	650	7	46	410	10
8	1100	12	700	8	48	420	11
9	1200	13	750	9	50	430	12
0	600	14	500	0	48	440	9

Таблица П4.1

Ветроэнергетическая установка

№	$P_{н},$ кВт	$v_6,$ м/с	$C_A,$ дол/кВт·ч	$h_1,$ м	$h_2,$ м	k_z	k_s	$C_{к1},$ дол/кВт	$C_{к2},$ дол/кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	500	3,5	0,1	50	90	0,1	0,01	1000	1500
2	550	4	0,11	70	110	0,11	0,02	1100	1600
3	600	4,5	0,12	90	50	0,12	0,03	1200	1000
4	650	5	0,13	110	70	0,13	0,04	1300	1100
5	700	5,5	0,14	50	110	0,14	0,05	1400	900
6	750	6	0,15	90	70	0,15	0,06	1500	1400
7	800	3,5	0,1	70	110	0,16	0,07	1600	1800
8	850	4	0,11	110	90	0,17	0,08	1700	1600
9	900	4,5	0,12	50	90	0,18	0,09	1800	1550
10	950	5	0,13	70	110	0,19	0,1	1900	2000
11	1000	5,5	0,14	90	50	0,2	0,01	2000	850
12	1050	6	0,15	110	70	0,21	0,02	1000	900
13	1100	3,5	0,1	50	110	0,22	0,03	1100	1500
14	1150	4	0,11	90	70	0,23	0,04	1200	1300
15	1200	4,5	0,12	70	110	0,24	0,05	1300	1900
16	1250	5	0,13	110	90	0,25	0,06	1400	1000
17	1300	5,5	0,14	70	110	0,26	0,07	1500	1200
18	1350	6	0,15	90	50	0,27	0,08	1600	800
19	1400	4,5	0,1	110	70	0,28	0,09	1700	1000
20	1450	5	0,11	50	110	0,29	0,1	1800	2000
21	1500	5,5	0,12	90	70	0,3	0,05	1900	900
22	1550	6	0,13	70	110	0,31	0,06	2000	1700
23	400	3,5	0,15	50	70	0,11	0,02	800	900
24	450	4	0,1	70	90	0,12	0,03	900	1200
25	520	4,5	0,11	90	50	0,13	0,04	1100	1000

Таблица П4.2

Ветроэлектрическая станция

Последняя цифра шифра	n	L , м	w , м/с	Последняя цифра шифра	η_6	η_3	t , °С	p , кПа
1	8	55	12	1	31	73	-20	100
2	9	57	11	2	32	74	-15	101
3	10	59	10	3	33	75	-10	102
4	11	61	9	4	34	76	-5	101
5	12	63	12	5	33	78	0	100
6	11	66	14	6	32	77	5	99
7	10	69	16	7	33	76	10	98
8	9	72	18	8	34	77	15	97
9	8	75	20	9	33	78	20	99
0	7	78	18	0	34	79	25	101

Таблица П5

Биогазовая установка

№	N, голов	Gс, кг/сут	Gс', кг/сут	C, м ³ /кг	$\eta_{эл}$, %	$\eta_{тепл}$, %
1	2	3	4	5	6	7
1	3900	32	5,2	0,35	10	30
2	4100	33	5,3	0,34	11	32
3	4300	34	5,4	0,33	12	34
4	4000	35	5,5	0,32	13	36
5	4100	36	5,6	0,31	14	38
6	8000	37	5,7	0,3	15	40
7	7600	38	5,8	0,29	16	42
8	7500	39	5,9	0,28	17	44
9	7400	40	6	0,27	18	46
10	7300	41	6,1	0,26	19	48
11	7100	42	6,2	0,25	20	50
12	6500	43	6,3	0,35	21	52
13	6300	44	6,4	0,34	22	54
14	6600	45	5,5	0,33	14	56
15	9500	46	5,6	0,32	15	58

Окончание табл. П5

1	2	3	4	5	6	7
16	9400	47	5,7	0,31	16	60
17	9300	48	6,1	0,27	17	62
18	9100	49	5,9	0,29	18	64
19	8900	50	6	0,28	19	66
20	8000	51	6,1	0,27	20	68
21	8100	52	6,2	0,26	21	70
22	8200	53	6,3	0,25	15	72
23	8300	54	6,4	0,27	16	74
24	7500	39	6,1	0,27	10	30
25	7400	40	6,1	0,27	11	32

Таблица П6

Малая ГЭС

Последняя цифра шифра	V , м ³ /с	η_m	Последняя цифра шифра	H , м	η_s
1	10	76	1	17	94
2	12	78	2	15	95
3	14	79	3	13	96
4	16	80	4	11	93
5	18	81	5	9	94
6	20	82	6	8	95
7	22	83	7	7	95
8	24	84	8	6	96
9	26	85	9	7	95
0	28	84	0	8	96

Геотермальная электростанция

Последняя цифра шифра	N , МВт	t_{zc} , °С	Последняя цифра шифра	$t_{xв}$, °С	η_{0i}
1	4	190	1	10	78
2	5	200	2	15	80
3	6	210	3	20	82
4	7	220	4	15	80
5	8	230	5	10	78
6	9	240	6	5	79
7	10	245	7	10	81
8	11	2500	8	15	80
9	12	235	9	20	82
0	13	240	0	15	81

СОДЕРЖАНИЕ

1. ПАРОКОМПРЕССИОННЫЕ ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ	3
1.1 Схема, теоретический одноступенчатый цикл, принцип действия и основные процессы парокompрессионного теплового насоса.....	3
1.2 Схема, теоретический двухступенчатый цикл, принцип действия и основные процессы комбинированного парокompрессионного теплового насоса.....	6
2. СОЛНЕЧНЫЕ СИСТЕМЫ ГВС	9
3. СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	16
3.1 Солнечная электростанция.....	16
3.2 Паротурбинная солнечная электростанция.....	18
4. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА	20
4.1 Ветроэнергетическая установка.....	20
4.2 Ветроэнергетическая электростанция.....	22
5. БИОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА	24
6. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА	28
7. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА	29
8. ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ	31
ЛИТЕРАТУРА	34
ПРИЛОЖЕНИЕ	35

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

**Практикум
для студентов специальности
1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика»
дневной и заочной форм обучения**

Составитель **Никулина** Татьяна Николаевна

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 03.05.24.

Пер. № 126Е.
<http://www.gstu.by>