Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«КАЛИНИНГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

М. С. Харитонов, Д. К. Кугучева

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Учебно-методическое пособие – локальный электронный методический материал по практическим занятиям для студентов бакалавриата по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Калининград
Издательство ФГБОУ ВО «КГТУ»
2022

УДК 631.371

Рецензент
кандидат технических наук, доцент кафедры энергетики
ФГБОУ ВО «Калининградский государственный технический университет»
А. Ю. Никишин

Харитонов, М. С.
Возобновляемые источники энергии: учебно-методическое пособие – локальный электронный методический материал по практическим занятиям для студентов бакалавриата по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника / М. С. Харитонов, Д. К. Кугучева. – Калининград: ФГБОУ ВО «КГТУ», 2022. – 51 с.

В учебно-методическом пособии по практическим занятиям представлены практические задания и методические рекомендации по их выполнению, а также задания и вопросы для самостоятельной работы. Практические занятия предназначены для закрепления теоретического материала и приобретения навыков выполнения расчетов в области возобновляемой энергетики.
Табл. – 25, рис. – 9, список лит. – 6 наименований.

Локальный электронный методический материал. Учебно-методическое пособие рекомендовано к использованию в учебном процессе методической комиссией Института морских технологий, энергетики и строительства 15.06.2022 г.

Оглавление

Введение 4

Практический блок № 1. Расчет установок на основе энергии ветра 5

Практический блок № 2. Расчет установок на основе энергии солнца 16

Практический блок № 3. Расчет объектов малой гидроэнергетики 25

Практический блок № 4. Расчет объектов крупной гидроэнергетики 38

Практический блок № 5. Расчет установок на основе энергии гидросферы 40

Практический блок № 6. Расчет установок на основе энергии биомассы 46

Рекомендуемая литература 50

Введение

Дисциплина «Возобновляемые источники энергии» формирует у обучающихся способность и готовность к участию в планировании исследований в области использования альтернативных источников энергии.

Целью освоения дисциплины является формирование знаний, умений и навыков в области основных понятий и принципов, особенностей и перспектив использования альтернативных источников энергии.

Задачи изучения дисциплины:

− овладение знаниями о характеристиках и особенностях возобновляемых источников энергии, современных методах их использования, проблемах и перспективах развития альтернативной энергетики;

− освоение методов расчёта установок альтернативной энергетики и оценки их эффективности на базе анализа существующих систем и их элементов с целью разработки и внедрения необходимых изменений в их структуре с позиции повышения энергоэкономической эффективности и решения вопросов энергосбережения;

− формирование понимания основных тенденций и направлений в совершенствовании энергетических систем на базе возобновляемых энергоресурсов в отечественной и зарубежной практике, развитие способности объективно оценивать преимущества и недостатки таких систем и их элементов.

По завершении изучения дисциплины «Возобновляемые источники энергии» у обучающегося должны быть сформированы следующие компетенции:

знать:

− основные традиционные и нетрадиционные возобновляемые источники энергии;

− энергетический потенциал возобновляемых источников энергии;

− принципы и методы практического использования возобновляемых источников энергии;

уметь:

− планировать и проводить исследования в области использования альтернативных источников энергии;

− рассчитывать тепловые схемы объектов с возобновляемыми источниками энергии;

владеть:

− навыками анализа информации о технических параметрах энергетических установок, использующих возобновляемые источники энергии;

− терминологией в области альтернативной энергетики;

− проблематикой применения возобновляемых источников энергии.

Целью практических занятий является закрепление теоретических знаний, развитие умений и практических навыков в области возобновляемой энергетики.

Конкретные задачи практикума:

− изучение основных видов возобновляемых источников энергии;

− формирование умений в области выбора оптимальных параметров установок на базе возобновляемых источников энергии;

− приобретение навыков расчета энергетического потенциала возобновляемых источников энергии.

Учебно-методическое пособие имеет блочную структуру. В каждом блоке рассматривается определенный вид возобновляемого ресурса, способы его освоения, расчета потенциала и параметров энергетических установок. По каждому блоку предусмотрены аудиторная работа и задания для самостоятельного решения. Аудиторная работа по блоку в зависимости от сложности и объёма материала может занимать более одного практического занятия.

Практический блок № 1.
Расчет установок на основе энергии ветра

Цель практического блока:

Сформировать комплекс знаний, умений и навыков в области методологии расчета основных характеристик ветроэнергетических установок.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

1. Знать типы ветроэнергетических установок.
2. Знать структурную схемы ветроустановок.
3. Знать особенности режимов работы ветроэнергетических установок.

Учебная литература по практическому блоку:

1. Алхасов, А. Б. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / А. Б. Алхасов. – Москва: МЭИ, 2011. – 270 с.

2. Сибикин, Ю. Д. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва: РадиоСофт, 2009. – 229 с.

3. Белей В. Ф. Справочник модуля: Возобновляемые источники энергии / В. Ф. Белей [и др.]. – Калининград: КГТУ, 2015. – 256 с.

1. Методические рекомендации по выполнению заданий

Ветер характеризуется следующими параметрами:

- средняя скорость ветра (v) – перемещение (x) точки воздушного потока за время t, м/с;
- мгновенная скорость ветра – производная перемещения точки воздушного потока по времени, м/с;
- провал (порыв) ветра – отношение средней скорости ветра за время провала (порыва) к средней скорости за весь период, отн. ед.;
- длительность провала (порыва) ветра – период, когда скорость ветра ниже (выше) средней скорости, с;
- вероятность скорости ветра – отношение периода с рассматриваемой скоростью ветра к продолжительности года, отн. ед.;
- энергия ветра – кинетическая энергия перемещаемого воздушного потока, Дж;
- мощность ветра – энергия ветра за единицу времени, Вт.

Удельная мощность ветра, проходящего через единичную перпендикулярную к воздушному потоку площадку, равна:

$$p_B = \frac{\rho_B}{2} v^3 ,$$

где p_B – удельная мощность ветра, Вт/м^2; ρ_B – плотность воздуха в ветровом потоке, кг/м^3. $\rho_B \approx 1{,}3$ кг/м^3; v – скорость ветра, м/с.

Удельная энергия ветра, проходящего через единичную перпендикулярную к воздушному потоку площадку, определяется по формуле:

$$w_B = p_B t = \frac{\rho_B}{2} T \sum v_j^{\,3} p(v_j) ,$$

где t – продолжительность действия ветра, час; T – продолжительность года, час; $T = 8760$ часов; $p(v_j)$ – вероятность ветра со скоростью v_j.

Скорость ветра на поверхности Земли равна нулю, а затем с увеличением высоты до 100 метров растет приблизительно по логарифмической зависимости:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^b ,$$

где v_h – скорость ветра на высоте h, м/с; v_{10} – скорость ветра на высоте 10 м, м/с; h – высота, м; b – эмпирический коэффициент для данной местности (для открытой местности $b \approx 0{,}14$).

Продолжительности штилевых (t_A) и энергетических ($t_Э$) периодов описываются следующими зависимостями:

$$P(t_Э < t < T) = \Phi\left(\frac{T - \overline{t_Э}}{\sigma_Э}\right) - \Phi\left(\frac{t_Э - \overline{t_Э}}{\sigma_Э}\right)$$

$$P(0 < t < t_A) = \Phi\left(\frac{t_A - \overline{t_A}}{\sigma_A}\right) - \Phi\left(\frac{0 - \overline{t_A}}{\sigma_A}\right)$$

,

где T – количество дней в году со скоростью ветра не ниже рабочей, сут; $t_Э$ – математическое ожидание непрерывно идущих дней со скоростью ветра не меньше рабочей (продолжительность энергетических периодов), сут; t_A – математическое ожидание непрерывно идущих дней со скоростью ветра меньше рабочей (продолжительность штилевых периодов, требующих работы аккумулятора), сут; $\sigma_Э$, σ_A – стандартное отклонение соответствующего параметра ($t_Э$, t_A) , сут; $\Phi(X)$ – функция Лапласа.

Действующая на колесо сила ветра равна изменению количества движения секундной массы проходящего через него воздуха:

$$F_B = m\,(v_0 - v_2)$$

,

где F_B – сила, действующая на ветроколесо, Н; m – масса воздуха проходящего через колесо в единицу времени, кг/с; v_0 – скорость воздуха в сечении перед ветроколесом, м/с; v_2 – скорость воздуха после прохождения ветроколеса, м/с.

Мощность воздушного потока в сечении ветроколеса равна:

$$N_B = F_B\, v_1 = m\,(v_0 - v_2)\, v_1$$

;

$$N_B = m\,\frac{v_0^{\,2} - v_2^{\,2}}{2}$$

,

где v_1 – скорость воздушного потока в сечении ветроколеса, м/с.

Скорости воздушного потока связаны между собой соотношением:

$$v_1 = \frac{v_0 + v_2}{2}$$

.

Полезная мощность воздушного потока определяется по формуле:

$$N_B = 2\rho_B S_B v_1^{\,2}\,(v_0 - v_1)$$

,

где S_B – ометаемая площадь ветроколеса, м^2.

Коэффициент торможения ветрового потока в ветроколесе равен:

$$a = \frac{v_0 - v_1}{v_0}$$

.

Коэффициент использования мощности ветра выражается через коэффициент торможения следующей зависимостью:

$$C_N = 4a\,(1-a)^2 .$$

Максимальный вращающий момент не может быть больше произведения максимальной действующей на ветроколесо силы на радиус ветроколеса.

$$M_{max} = \frac{\rho_B F_B v_1^{\,2} R_B}{2} .$$

Вращающий момент можно представить в виде:

$$M_B = C_M M_{max} ,$$

где C_M – коэффициент использования момента, создаваемого ветром.

Быстроходность ветроколеса определяется следующим отношением:

$$z = \frac{v_R}{v_0} = \frac{\omega R_B}{v_0} ,$$

где v_R – линейная скорость движения конца лопасти, м/с; ω – угловая частота вращения ветроколеса, $с^{-1}$.

Частота ЭДС синхронного генератора переменного тока определяется по известной формуле:

$$f = \frac{pn}{60} ,$$

где f – частота ЭДС генератора, Гц; p – число пар полюсов генератора; n – число оборотов ротора генератора, об / мин.

Вращающий момент на валу генератора, создаваемый ветроколесом, связан с противодействующими моментами соотношением:

$$M_B = M_C + J\frac{d\omega}{dt} ,$$

где M_B – вращающий момент, Н; M_C – момент сопротивления генератора, приведенный к валу колеса, Н; J – момент инерции всех вращающихся частей ветроэнергетической установки, кг ·$м^2$; ω – частота вращения ветроколеса, $с^{-1}$; t – время, с.

Избыточный вращающий момент от порыва ветра совершает работу по изменению частоты вращения до предельно допустимой, преодолевая момент инерции. Этому соответствует следующее уравнение:

$$\Delta M = J\frac{0,04\,\omega_H}{t} ,$$

где t – время, необходимое на увеличение скорости до допустимого значения.

Предельно допустимое время разгона при порыве ветра определяется по формуле:

$$t_{ПР} = 0{,}055 \frac{J\omega_H^{\,2}}{\pi R^2 \eta_B \nu^3 v^3}.$$

Рабочая скорость ветра для системных ветроэлектростанций равна:

$$v_P = 1{,}5 v_{CP},$$

где v_{CP} – среднегодовое значение скорости ветра для данной климатической зоны, м/с.

Мощность системной ветроэлектростанции можно определить по формуле:

$$P_{ВЭС} = 0{,}65\ v_P^{\,3}\ S_B\ \eta_{ВК}\ \eta_{СГ},$$

где $\eta_{ВК}$ – КПД ветроколеса; $\eta_{СГ}$ – КПД синхронного генератора.

Рабочую скорость ветра для пропеллерной ветроустановки в составе автономной системы электроснабжения с аккумуляторами можно определить из следующей целевой функции:

$$S = P_P \left(k_B \frac{1 + \dfrac{t_A}{t_Э \eta_A}}{0{,}65 v_P^{\,3} \eta_{ВЭ}} + 24 k_A \frac{t_A}{U_H \eta_A} \right) \to min,$$

где $\eta_{ВЭ}$ – КПД ветроэлектростанции, учитывая ветроколесо и генератор; η_A – КПД аккумуляторов; P_P – расчетная (среднесуточная) мощность нагрузки, Вт; k_B – удельная стоимость ветроэлектрической установки, руб./м^2; k_A – удельная стоимость аккумуляторов, руб./А.ч; U_H – номинальное напряжение аккумуляторной батареи, В.

Рабочую скорость ветра для роторной ветроустановки можно определить из следующей целевой функции:

$$S = P_P \left[\frac{2k_B}{\rho_B \nu^3 \eta_{ВЭ}} + \frac{24 k_A t_A}{U_H} \right] \to min.$$

Рабочую скорость ветра при совместном использовании пропеллерной ветроэлектрической установки и топливной электростанции можно определить из следующей целевой функции:

$$S = k_B F - k_T \frac{3600 [P_P - 0{,}65 F_B \eta_{BЭ} \Sigma v_j^{\,3} p(v \ge v_j)] t}{q_T \eta_{ЭС}} \to min,$$

где q_T – теплотворная способность топлива, Дж/кг; $\eta_{ЭС}$ – КПД топливной электростанции; t – время работы электропотребителей, час; k_T – стоимость топлива, руб/кг.

Емкость аккумуляторных батарей определяется по выражению:

$$C_A = 1323 - 300\,X_1 - 3940X_2 + 2814X_1^2 + 650X_1X_2$$

где X_1 – эквивалентная среднесуточная мощность потребителя электрической энергии, кВт; X_2 – требуемая надежность электроснабжения.

2. Примеры решения задач

Задача 1

В течение суток имел место следующий ветер: v_1 = 4 м/с в течение 2 часов, v_2 = 6 м/с в течение 8 часов, v_3 = 8 м/с в течение 14 часов. Определить среднюю за сутки скорость ветра.

Решение

Средняя скорость ветра определяется по формуле:

$$v = \frac{x_1 + x_2 + x_3}{t_1 + t_2 + t_3} = \frac{v_1 t_1 + v_2 t_2 + v_3 t_3}{t_1 + t_2 + t_3} = \frac{4 \times 2 + 6 \times 8 + 8 \times 14}{24} = 7\,\frac{м}{с}$$

Задача 2

По условиям задачи 1 определить среднесуточную мощность ветра, проходящего через площадку площадью 5 м^2.

Решение

Пользуясь рассмотренной ранее формулой, определяем:

$$p_B = \frac{\rho_B}{2}(v_1^3\,\frac{t_1}{24} + v_2^3\,\frac{t_2}{24} + v_3^3\,\frac{t_3}{24})S = \frac{1{,}3}{2}(4^3\,\frac{2}{24} + 6^3\,\frac{8}{24} + 8^3\,\frac{14}{24})5 = 1220Вт$$

Задача 3

В таблице приведены данные о вероятности ветра в некоторой местности. Определить удельную энергию ветра за год

Скорость ветра, м/с	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Вероятность	0,12	0,2	0,23	0,15	0,08	0,08	0,06	0,05	0,02	0,01

Решение

Применяя формулу, вычисляем удельную энергию ветра за год. Результаты расчета сведены в таблицу.

Скорость ветра, м/с	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	Сумма
Вероят-ность	0,12	0,2	0,23	0,15	0,08	0,08	0,06	0,05	0,02	0,01	
$v^3p(v)$	0,96	12,8	49,6	76,8	80	138	164	204	116	80	924,56
Энергия, Вт.час	5264445										

Задача 4

Скорость ветра на высоте 10 м равна 5 м/с, а на высоте 20 м − 5,5 м/с. Рассчитать скорость ветра на высоте 40 м.

Решение

Воспользовавшись расчетной формулой, запишем:

$$\frac{v_{20}}{v_{10}} = \left(\frac{h}{10}\right)^b,$$

откуда после логарифмирования найдем коэффициент *b*:

$$b = \frac{ln\frac{v_{20}}{v_{10}}}{ln\frac{h}{10}} = \frac{ln\frac{5,5}{5}}{ln\frac{20}{10}} = 0,138.$$

Имея коэффициент *b*, рассчитываем скорость ветра на высоте 40 м:

$$v_{40} = v_{10}\left(\frac{h_p}{10}\right)^b = 5\left(\frac{40}{10}\right)^{0,138} = 6 м/с.$$

Задача 5

Определить действующую на ветроколесо силу ветра, если скорость ветра перед колесом равна 8 м/с, а после прохождения ветроколеса − 6,4 м/с. Ометаемая площадь ветроколеса − 10 м^2.

Решение

Средняя скорость воздушного потока, проходящего через ветроколесо, равна:

$$v_1 = \frac{v_0 + v_2}{2} = \frac{8 + 6,4}{2} = 7,2 м/с.$$

Секундная масса воздуха, проходящего через ветроколесо, равна:

$$m = \rho S_B v_1 = 1,3 \cdot 10 \cdot 7,2 = 93,6 кг.$$

Воспользовавшись расчетной формулой, получаем:

$$F_B = 93,6(8 - 6,4) \approx 150 Н.$$

Задача 6

Параметры ветроколеса: радиус 2,5 м, номинальная угловая частота вращения 25 с$^{-1}$, момент инерции 150 кг ·м^2, КПД 0,45, рабочая скорость ветра 8 м/с. Определить время разгона ветроколеса до допустимой угловой частоты вращения при порыве 1,2.

Решение

По расчетной формуле вычисляем:

$$t_{ПР} = 0,055\frac{150 \times 25^2}{3,14 \times 2,5^2 \times 0,45 \times 1,2^3 8^3} = 12 с.$$

Задача 7

Определить мощность модуля системной ветроэлектростанции, установленной в регионе со среднегодовой скоростью ветра 7 м/с и имеющей следующие параметры: ометаемая площадь ветроколеса 30 м^2, КПД ветроколеса 0,42, КПД синхронного генератора 0,87.

Решение

Определяем рабочую скорость ветра:

$$v_P = 1{,}5v_{CP} = 1{,}5 \cdot 7 = 10{,}5 м/с$$

Применив расчетную формулу, вычисляем мощность модуля ветроэлектростанции:

$$P_{ВЭС} = 0{,}65 \cdot 10{,}5^3 \cdot 30 \cdot 0{,}42 \cdot 0{,}87 = 8248 Вт \approx 8 кВт$$

3. Задачи для аудиторного решения

Задача 1

Ветровой кадастр двух регионов представлен в таблице. Определить, в каком регионе годовая энергия ветра больше.

Регион 1	Скорость ветра, м/с									
	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
	Вероятность ветра									
	0,2	0,25	0,25	0,15	0,05	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01
Регион 2	Скорость ветра, м/с									
	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
	Вероятность ветра									
	0,1	0,2	0,3	0,25	0,1	0,03	0,02	0	0	0

Задача 2

Ветровая электростанция с ветроустановкой пропеллерного типа может работать в диапазоне скоростей ветра 4–18 м/с. КПД ветроустановки равен 0,40, рабочая скорость 6 м/с, КПД генератора 0,83. В каком регионе по задаче 1 ветровая электростанция выработает больше электроэнергии?

Задача 3

Скорость ветра на высоте 10 м равна 4 м/с, а на высоте 15 м – 4,4 м/с. Построить график изменения скорости ветра по высоте до 50 м.

Задача 4

На ветроколесо с ометаемой площадью 20 м^2 при скорости ветра 10 м/с действует сила 350 Н. Определить скорость ветра после прохождения ветроколеса и его коэффициент торможения.

Задача 5

Параметры ветроколеса: радиус 5 м, номинальная угловая частота вращения 30 $с^{-1}$, момент инерции 250 кг $\cdot м^2$, КПД 0,45, рабочая скорость ветра 8 м/с. Построить график времени разгона ветроколеса от номинальной до допустимой угловой частоты вращения при порывах ветра в диапазоне 1,05 – 1,5.

Задача 6

Сравнить быстроходность ветровых колес, параметры которых приведены в таблице.

Параметры	Ветроколесо 1	Ветроколесо 2
Диаметр, м	8	10
Рабочая скорость ветра, м/с	6	8
Номинальная частота вращения, $с^{-1}$	24	25,6

Задача 7

Нагрузка некоторого объекта, подключенного к централизованной системе электроснабжения, 50 кВт. Среднегодовая скорость ветра в этом регионе 8 м/с. Определить общую ометаемую площадь многоагрегатной ветроэлектростанции, если ее КПД (с учетом генератора) равен 0,4.

Задача 8

По результатам решения задачи 7 определить число модулей многоагрегатной ветроэлектростанции, выбрав их размеры из следующего типоряда диаметров ветроколеса: R_B = 2,5; 4; 5; 7,5; 8; 10; 12.

4. Задачи для самостоятельного решения

Задача 1

В таблице приведены данные о вероятности ветра в n-ной местности. Определить удельную энергию ветра за год.

Вариант 1

Скорость ветра, м/с	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Вероятность	0,05	0,1	0,2	0,25	0,17	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04

Вариант 2

Скорость ветра, м/с	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Вероятность	0,07	0,12	0,15	0,23	0,14	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04

Вариант 3

Скорость ветра, м/с	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Вероятность	0	0,12	0,18	0,23	0,2	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04

Вариант 4

Скорость ветра, м/с	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Вероятность	0	0,1	0,15	0,23	0,2	0,1	0,08	0,05	0,05	0,04

Вариант 5

Скорость ветра, м/с	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Вероятность	0,1	0,25	0,2	0,15	0,1	0,05	0,03	0,03	0,05	0,04

Задача 2

По данным таблицы рассчитать скорость ветра на заданной высоте или определить неизвестную высоту.

Вариант 1

Высота, м	10	20	30
Скорость ветра, м/с	4	X	5,4

Вариант 2

Высота, м	10	20	30
Скорость ветра, м/с	X	5	5,7

Вариант 3

Высота, м	10	20	X
Скорость ветра, м/с	8	9	10

Вариант 4

Высота, м	X	20	30
Скорость ветра, м/с	5	5,5	6

Вариант 5

Высота, м	10	X	25
Скорость ветра, м/с	6	7	9

Задача 3

Определить диаметр ветроколеса, если на него действует сила F_B при скорости ветра перед ветроколесом v_0 и скорости ветра после прохождения ветроколеса v_2.

Вариант 1	*FB*, Н	*v0*, м/с	*v2*, м/с
	175	10	8
Вариант 2	*FB*, Н	*v0*, м/с	*v2*, м/с
	200	12	7,5
Вариант 3	*FB*, Н	*v0*, м/с	*v2*, м/с
	150	6	5
Вариант 4	*FB*, Н	*v0*, м/с	*v2*, м/с
	180	8	6
Вариант 5	*FB*, Н	*v0*, м/с	*v2*, м/с
	275	12	8,5

Задача 4

Коэффициент использования мощности ветра ветроколесом равен CN. Определить все возможные значения коэффициента торможения, соответствующие такому коэффициенту использования мощности ветра.

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
CN	0,55	0,52	0,53	0,54	0,57	0,48	0,5	0,49	0,47	0,46

Задача 5

Определить оптимальную рабочую скорость ветра и емкость аккумуляторов автономной системы электроснабжения на основе роторной ветроустановки. Параметры автономной системы электроснабжения приведены в таблице, напряжение аккумуляторной батареи 60 В.

Вариант	Расчетная мощность нагрузки, Вт	Удельная стоимость ветроустановки, руб./м^2	Удельная стоимость аккумуляторов, руб./А.ч	КПД ветроустановки с генератором	КПД аккумулятора
0	500	1800	400	0,40	0,70
1	600	1900	450	0,41	0,73
2	700	2000	500	0,42	0,75
3	800	2050	400	0,43	0,80
4	900	2100	450	0,44	0,70
5	1000	2150	500	0,45	0,73
6	1100	2200	400	0,44	0,75
7	1200	2300	450	0,43	0,80
8	1300	2400	500	0,42	0,73
9	1500	2500	400	0,41	0,75

5. Вопросы для самоконтроля

1. Как устроена ветроэнергетическая установка?
2. Какие существуют типы ветроэнергетических установок с точки зрения используемых генераторов?
3. От каких параметров зависит ветропотенциал некоторой территории?

4. От чего зависит количество энергии, производимое ветроэнергетической установкой в год?

5. Как определяется изменение скорости ветра в течение года?

6. Каковы особенности работы ветроэнергетических установок в составе крупной и изолированной энергосистем?

Практический блок № 2.
Расчет установок на основе энергии солнца

Цель практического блока:

Сформировать комплекс знаний, умений и навыков в области методологии расчета основных характеристик фотоэлектрических панелей.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

1. Знать основные понятия солнечной энергетики.
2. Знать законы фотоэлектрического эффекта.
3. Уметь строить вольтамперные характеристики фотоэлектрических панелей.

Учебная литература по практическому блоку:

1. Алхасов, А. Б. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / А. Б. Алхасов. – Москва: МЭИ, 2011. – 270 с.

2. Сибикин, Ю. Д. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва: РадиоСофт, 2009. – 229 с.

3. Белей В. Ф. Справочник модуля: Возобновляемые источники энергии / В. Ф. Белей [и др.]. – Калининград: КГТУ, 2015. – 256 с.

4. Виссарионов В. И. Солнечная энергетика: учеб. пособие / В. И. Виссарионов [и др.]. – Москва: МЭИ, 2008. – 276 с.

1. Методические рекомендации по выполнению заданий

Солнечная постоянная представляет собой плотность потока солнечного излучения (или интенсивность солнечного излучения) над атмосферой Земли на расстоянии $1{,}496 \cdot 10^8$ км от Солнца (среднее расстояние между Землей и Солнцем). В строгом понимании солнечная постоянная не является постоянной и изменяется на ±3,3 % из-за малой эллиптичности орбиты Земли вокруг Солнца (±4%). Расчетное или среднее значение солнечной постоянной равно $I_0 = 1353$ Вт/м^2.

Эффективная солнечная постоянная зависит от времени года и определяется по формуле:

$$I_{0ЭФ} = I_0\left[1 + 0{,}033\cos\left(\frac{360к}{365}\right)\right],$$

где *к* – порядковый номер дня, начиная с первого января.

Спектр солнечного излучения соответствует спектру излучения абсолютно черного тела с температурой приблизительно 5800 К, и его можно разделить на три основные области:

- ультрафиолетовое излучение (λ < 0,4 мкм) – 9 %;
- видимое излучение (0,4 мкм < λ < 0,7 мкм) – 45 %;
- инфракрасное излучение (λ > 0,7 мкм) – 46 %.

Азимутальный угол Солнца (γ_C) – угол между проекцией на земную поверхность вектора, направленного на Солнце, и направлением на юг. Угол солнцестояния (α_C) – угол между направлением на Солнце и его проекцией на земную поверхность (рисунок 2.1).

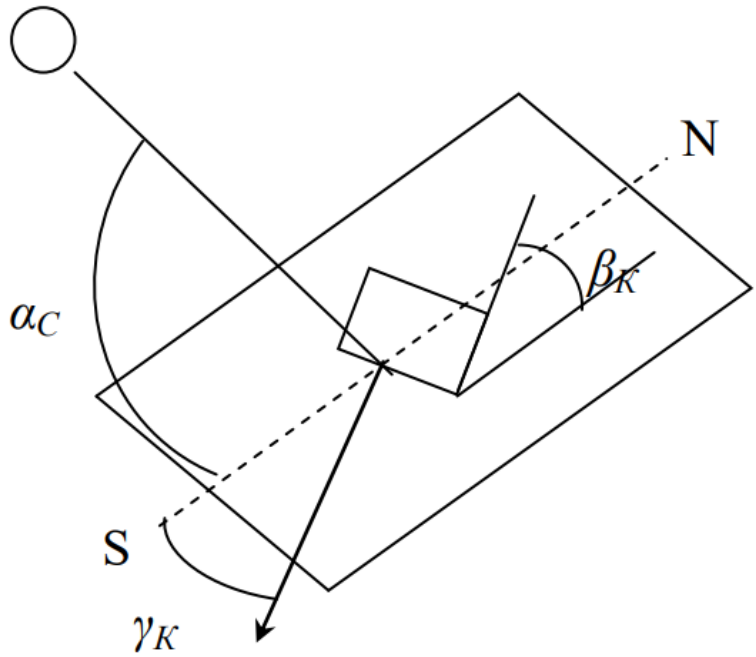


Рисунок 2.1 – Параметры ориентации солнечного коллектора в Северном полушарии Земли: α_C – угол солнцестояния, β_K – угол наклона коллектора, γ_K – азимутальный угол коллектора, γ_C – азимутальный угол Солнца (на рисунке $\gamma_C = 0$)

Гарантированная интенсивность солнечного излучения определяется по формуле:

$$P(N_X \le N_{СИ} \le N_{max}) = \int_{N_X}^{N_{max}} N(t)\,dt,$$

где $P(N_X \le N_{СИ} \le N_{max})$ – вероятность того, что интенсивность солнечного излучения будет находиться в интервале $N_X...N_{max}$; N_X – гарантированная интенсивность солнечного излучения; N_{max} – максимально возможная интенсивность солнечного излучения в данной местности.

Тепловой КПД солнечного коллектора равен:

$$\eta_{СКТ} = \frac{Q_{ПОЛ}}{Q_{Л}},$$

где $Q_{ПОЛ}$ – полезная теплота, Дж; $Q_{Л}$ – лучистая энергия солнечного излучения, Дж.

Полезная теплота – это теплота, переданная теплоносителю.

Вся лучистая энергия солнечного излучения, воспринимаемая солнечным коллектором, равна сумме потерь энергии и полезной энергии. Потери энергии определяются следующим образом:

$$Q_{ПОТ} = k_{Ч}\sigma F_{К} T_{К}^{4} \tau$$

или

$$Q_{пот} = c_{т}\, m_{т}\, F_{к}\, (T_2 - T_1).$$

Здесь: $c_{Т}$ – теплоемкость теплоносителя, Дж/кг.К; $m_{Т}$ – масса теплоносителя, кг; T_2 – конечная температура теплоносителя, К; T_1 – начальная температура теплоносителя, равная температуре окружающей среды, К; $Q_{ПОТ}$ – тепловые потери, Дж; $k_{Ч}$ – коэффициент черноты, отн. ед.; σ – постоянная Стефана-Больцмана, σ = 5,67 • 10–8 Вт/(м^2 К^4); $F_{К}$ – площадь поверхности солнечного коллектора, м^2; $T_{К}$ – температура поверхности коллектора, К; τ – продолжительность отдачи тепа с поверхности солнечного коллектора, с; $k_{Т}$ – средний эффективный коэффициент теплоотдачи с поверхности солнечного коллектора, Дж/кг.м^2.

Оптический КПД солнечного коллектора при нормальном (под углом 90^o) падении лучей на поверхность солнечного коллектора равен:

$$\eta_{СКО} = \kappa_{ПР}\kappa_{ПОГЛ},$$

где $\kappa_{ПР}$ – коэффициент пропускания солнечных лучей прозрачным покрытием; $\kappa_{ПОГЛ}$ – коэффициент поглощения абсорбирующей поверхностью.

Тепловой и оптический КПД солнечного коллектора связаны между собой соотношением:

$$\eta_{СКТ} = \eta_{СКО} - \frac{Q_{ПОТ}}{F_{К}\int N_{СИ}dt} \approx \eta_{СКО} - \frac{Q_{ПОТ}}{F_{К}\sum\limits_{j} N_{СИj} t_{j}}.$$

Результирующий поток тепла равен геометрической сумме потока лучистой энергии от Солнца и потока теплоотдачи в окружающую среду:

$$P_{СУМ} = \eta_{СИ} F_{К} N_{ПР},$$

где $\eta_{СИ}$ – коэффициент захвата солнечного излучения; $N_{ПР}$ – интенсивность прямого солнечного излучения на нормальную проекцию солнечного коллектора, Вт/м^2.

Зависимость температуры теплоносителя от времени нагревания при неизменной температуре окружающей среды:

при нагревании

$$T = T_У(1 - e^{-\tau/\tau_Н})$$

;

при охлаждении

$$T = T_У e^{-\tau/\tau_Н})$$

.

Здесь: T – текущее значение температуры, К; $T_У$ – установившееся значение температуры, К; τ – текущее время нагрева (охлаждения), с; $\tau_Н$ – постоянная времени нагрева, с.

Установившееся значение температуры равно:

$$T_У = \frac{Q}{\alpha F_К \tau_Н}$$

.

Время охлаждения от температуры T_2 до температуры T_1 определяется по формуле:

$$\tau = \tau_Н \ln \frac{T_2}{T_1}$$

.

Расход теплоты при фазовых превращениях теплоносителя:

$$Q = c_Т m_Т (T_2 - T_1) + \lambda m_Т$$

,

где λ – коэффициент плавления, Дж/кг

Продолжительность зарядки теплового аккумулятора без разделения теплоносителей равна:

$$\tau_З = \frac{c_Т m_Т}{\alpha F_{ТО}} \ln \frac{\overline{T} - T_2}{\overline{T} - T_1}$$

.

Здесь: $F_{ТО}$ – поверхность теплообмена, м^2; T – среднее значение температуры горячего теплоносителя, К.

Длительность разрядки теплового аккумулятора без фазового перехода равна:

$$\tau_З = \frac{Q}{q_{УСТ} \eta_{УСТ} \eta_А \eta_{ТР}}$$

,

где $\eta_А$, $\eta_{ТР}$ – КПД аккумулятора и трубопроводов соответственно; $q_{УСТ}$ – тепловая мощность установки, Вт; $\eta_{УСТ}$ – тепловой КПД теплоустановки.

Плотность солнечного излучения, поступающего на солнечный коллектор, определяется по формуле:

$$N_K = \Sigma[N_{Пi} \cos\alpha_{Ci} \cos(\gamma_{C\,i} - \gamma_K) \sin\beta_K + N_{Гi} \cos\beta_K]$$

,

где N_K – суммарная плотность солнечного излучения на коллектор с параметрами ориентации $\gamma_К$ и $\beta_К$, Вт/м^2 ; $N_{Пi}$, $N_{Гi}$ – плотность солнечного излучения на перпендикулярную к нему площадку и горизонтальную площадку соответственно за i-й промежуток времени, Вт/м^2 ; α_{Ci} – средний угол Солнца над горизонтом в i-й период времени, град; γ_{Ci} – средний азимут Солнца за i-й период времени, град.

Оптимальные параметры ориентации фиксированного солнечного коллектора по поступающей энергии от Солнца определяются по формулам:

$$tg\gamma = \frac{\sum N_{Гi}\, ctg\alpha_i \sin\gamma_{Ci}}{\sum N_{Гi}\, ctg\alpha_i \cos\gamma_{Ci}}$$

$$tg\beta = \frac{\sum[N_{Гi}\, ctg\alpha_i \cos(\gamma_{Ci} - \gamma_{ОПТ})]}{\sum N_{Гi}}$$

.

Параметры зеркальных концентраторов первого порядка (рисунок 2.2) связаны между собой соотношениями:

$$K = k_{отр}^{n}\left(\frac{D}{d}\right)^2$$

$$\sin\frac{\alpha}{2} = \frac{D-d}{2L}$$

$$H_K = \frac{D-d}{2\,tg\frac{\alpha}{2}}$$

.

Здесь K – коэффициент концентрации; $k_{отр}$ – коэффициент отражения; n – количество отражений граничного луча до попадания на приемник; α − угол раскрытия концентратора, град.; L – длина образующей, м; D, d – линейные размеры входа и выхода концентратора, м.

Угол раскрытия концентратора первого порядка связан с количеством отражений граничного луча:

$$\alpha = \frac{\pi}{n+2}$$

.

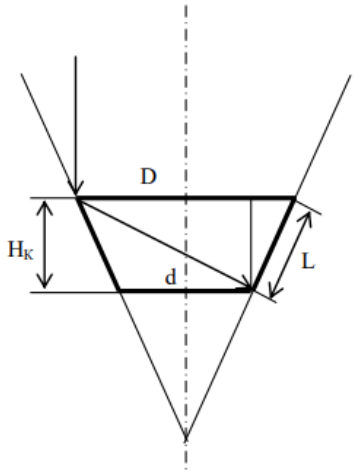


Рисунок 2.2 – Концентратор первого порядка

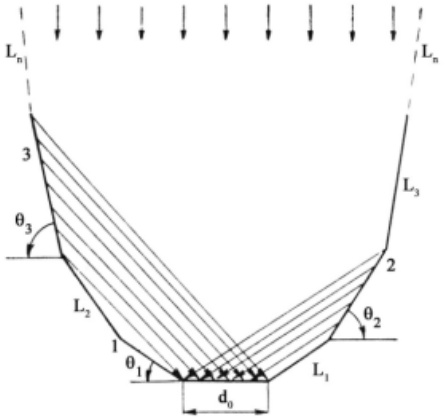


Рисунок 2.3 – Многосекционный фокон

Коэффициент концентрации для многосекционных фоконов (рисунок 2.3) определяется по формуле:

$$K_N = 1 + Nk_{OTP} \sum_N K_i$$

.

Здесь K_N – коэффициент концентрации N-секционного фокона; K_i – коэффициент концентрации i-той секции.

Ширина каждой секции определяется по формуле:

$$L_i = -L_0 \frac{\cos 2\theta_i}{\cos\theta_i}$$

.

Геометрические параметры параболического фокона связаны между собой соотношениями:

$$d = D \sin\alpha$$

$$H = 0{,}5\ (D + d)\ \mathrm{ctg}\alpha$$

.

Коэффициент концентрации параболического фокона (рисунок 2.4) равен:

$$K = \left(\frac{D}{d}\right)^2 = \frac{1}{\sin^2\alpha}$$

.

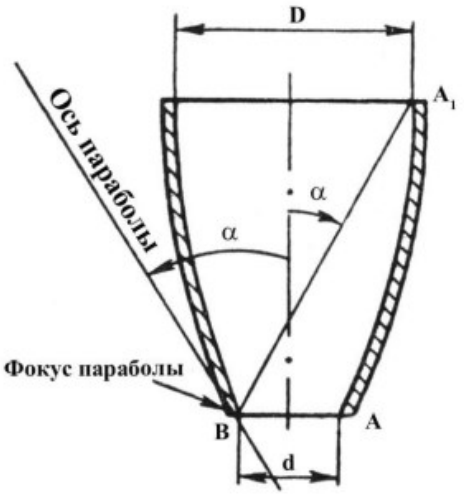


Рисунок 2.4 – Коэффициент концентрации параболического фокона

Мощность батареи фотоэлектрических преобразователей равна:

$$N_{\Phi} = N_{CИ} F_{\Phi ЭП} \eta_{\Phi ЭП}$$

,

где $F_{\Phi ЭП}$ – площадь батареи фотоэлектрических преобразователей, м^2; $\eta_{\Phi ЭП}$ – КПД батареи фотоэлектрических преобразователей.

Уравнение энергетического баланса солнечной электростанции на фотоэлектрических преобразователях:

$$\sum(N_{\Phi j} - N_{1j})\, t_{1j}\, \eta_A = \sum(N_{2i} - N_{\Phi i})\, t_{2i}$$

,

где $N_{\Phi j}$ – мощность батареи фотоэлектрических преобразователей в j-й период, превышающая мощность потребителя в этот же период, кВт; $N_{\Phi i}$ – мощность батареи фотоэлектрических преобразователей в *i*-й период, меньшая мощности потребителя в этот же период, кВт; N_{1j} – мощность нагрузки в *j*-й период, меньшая мощности ФЭП; N_{2i} – мощность нагрузки в *i*-й период, превышающая мощность ФЭП; t_{1j} , t_{2i} – периоды действия соответствующей нагрузки, час; η_A – КПД аккумуляторных батарей.

Емкость батареи электрохимических аккумуляторов определяется из неравенства:

$$C_A \geq \sum(N_{2i} - N_{\Phi i})\, t_{2i}$$

.

2. Задачи для аудиторного решения

1. Определить эффективную солнечную постоянную в день весеннего равноденствия (23 марта).

2. Определить интенсивность солнечного излучения, гарантированную с вероятностью 0,5, если известны среднестатистические значения интенсивности.

3. Теплоносителем солнечного коллектора является водопроводная вода (теплоемкость принять равной 4 кДж/кг·К). Определить массу теплоносителя, если при полезно использованной теплоте 40 МДж он нагрелся от 20 ^{0}С до 100 ^{0}С.

4. При интенсивности солнечного излучения 600Вт/м^2 результирующий поток тепла на солнечный коллектор площадью 1,2 м^2 равен 500 Вт. Определить коэффициент захвата солнечного излучения.

5. Постоянная времени нагрева теплоносителя 1 час. Определить температуру теплоносителя через 0,5 ч, 1 ч и 5 ч после начала нагрева, по отношению к установившейся температуре.

6. Интенсивность солнечного излучения на горизонтальную поверхность при угле солнцестояния 55° равна 500 Вт/м^2. Определить плотность солнечного излучения на перпендикулярную к нему площадку.

7. По метеоданным (таблица) определить оптимальный азимутальный угол солнечного коллектора. Время суток указано по солнечному времени.

Время суток	6–30	9–30	12–30	15–30	18–30
$N_{СИ}$, Вт/м^2	34,9	279,2	307,1	223,4	11,1
Угол солнцестояния, град.	3,7	31,1	40,8	23	2

8. Определить угол раскрытия концентратора первого порядка с числом отражений граничного луча n = 3.

9. Определить глубину и диаметр входа параболического фокона с углом раскрытия 30^o, концентрирующего лучи на ФЭП диаметром 100 мм.

3. Задачи для самостоятельного решения

1. Определить эффективную солнечную постоянную 15 числа каждого месяца и построить график ее изменения.

2. Определить максимальное и минимальное значение эффективной солнечной постоянной и установить даты этих значений.

3. Определить даты, когда эффективная солнечная постоянная равна среднему значению I_0.

4. Чему равен азимутальный угол Солнца в 7 часов 30 минут по солнечному времени в Северном полушарии?

5. Определить азимутальные углы Солнца для Северного полушария через каждый час, начиная с 6 часов 30 минут и заканчивая 18 часами 30 минутами.

6. Определить тепловой КПД солнечного коллектора, если он воспринимает 12 МДж лучистой энергии солнечного излучения, а потери составляют 1 кВт·час.

7. Определить температуру принимающей поверхности солнечного коллектора, имеющей коэффициент черноты 0,8, тепловой КПД 0,7, площадь принимающей поверхности 2 $м^2$, и воспринимающий поток лучистой энергии мощностью 1 кВт. Температуру окружающей среды принять 0 ^{0}С, потерями через теплоизолированные стенки пренебречь.

8. Определить оптический КПД солнечного коллектора, имеющего коэффициент пропускания солнечных лучей 0,9 и коэффициент поглощения абсорбирующей поверхностью 0,7.

9. Определить потери в солнечном коллекторе площадью 20 $м^2$, если при солнечной интенсивности 200 Вт/$м^2$, действующей в течение 3 ч, тепловой КПД составил 0,6, а оптический 0,8.

10. Теплоноситель в солнечном коллекторе за 6 ч нагрелся до температуры 100 ^{o}С, которую можно считать установившейся. Определить время его остывания до температуры 40 ^{o}С.

11. Установившееся значение температуры теплоносителя солнечного коллектора равно 120 ^{o}С при подводе к нему теплоты 100 КДж. Коэффициент теплоотдачи равен 0,5 Вт/$м^2$ К. Определить постоянную времени нагрева (в часах), если абсорбирующая поверхность равна 3 $м^2$.

12. Для условий предыдущей задачи определить время нагревания теплоносителя до температуры 115 ^{o}С.

13. Определить коэффициент плавления глауберовой соли, если для расплавления 5 кг требуется 1250 кДж теплоты.

14. В тепловом аккумуляторе было запасено 10 МДж теплоты, и он разрядился на тепловую установку за 6 часов. Определить тепловую мощность установки, если ее тепловой КПД составляет 0,9, КПД аккумулятора 0,7, КПД трубопроводов 0,6.

15. Определить коэффициент концентрации конусного фокона с двукратным отражением граничного луча, если коэффициент отражения равен 0,95, отношение площади входа к площади выхода равно 5, диаметр ФЭП стандартный, равный 100 мм.

16. Определить глубину фокона и длину его образующей по задаче 15.

17. Определить геометрические параметры параболоцилиндрического фокона, работающего на батарею ФЭП диаметром 200 мм и имеющего коэффициент концентрации 8.

4. Вопросы для самоконтроля

1. Что такое эффективная солнечная постоянная и как она рассчитывается?
2. Что такое азимутальный угол?
3. Как определить тепловой КПД солнечного коллектора?
4. Как определить температуру поверхности солнечной панели?
5. КПД солнечного коллектора, основные понятия, способы расчета.
6. Конусный фокон, основные сведения, методики расчета.
7. Параболоцилиндрический фокон, основные сведения, методики расчета.

Практический блок № 3.
Расчет объектов малой гидроэнергетики

Цель практического блока:

Сформировать комплекс знаний, умений и навыков в области методологии расчета основных характеристик объектов малой гидроэнергетики.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

1. Знать типы микроГЭС.
2. Знать типы и особенности турбин для микроГЭС.
3. Знать особенности водного режима малых рек.

Учебная литература по практическому блоку:

1. Алхасов, А. Б. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / А. Б. Алхасов. – Москва: МЭИ, 2011. – 270 с.
2. Белей В. Ф. Справочник модуля: Возобновляемые источники энергии / В. Ф. Белей [и др.]. – Калининград: КГТУ, 2015. – 256 с.
3. Великанов, Н. Л. Гидросиловые установки и возобновляемые источники энергии: учеб. / Н. Л. Великанов. – Калининград: КГТУ, 2006. – 200 с.

1. Методические рекомендации по выполнению заданий

Гидроэлектростанция (ГЭС) – электростанция, преобразующая механическую энергию потока воды в электрическую энергию посредством

гидравлических турбин, приводящих во вращение электрические генераторы. Гидроэлектростанции обычно строят на реках, сооружая плотины и водохранилища.

Гидроэнергетические ресурсы – часть водных ресурсов территории, которая может быть использована для производства энергии.

Гидроэнергия – это энергия, сосредоточенная в потоках водных масс в русловых водотоках и приливных движениях. Любой водяной поток обладает кинетической и потенциальной энергией.

Малая энергетика. Автономность малой энергетики позволяет решать задачу электро- и теплоснабжения удаленных и энергодефицитных районов, которым трудно найти средства на строительство крупных станций, прокладку теплоцентралей, сооружение ЛЭП. Вложенные средства в строительство объектов малой (альтернативной) энергетики не только быстро окупаются, но и делают предприятие независимым от роста цен на электроэнергию и углеводородное сырье. К объектам малой энергетики традиционно относятся малые ГЭС и ТЭЦ, биогазовые, ветроэнергетические и солнечные установки, газовые и дизельные электростанции.

МикроГЭС. МикроГЭС относятся к технологиям, не приносящим вреда окружающей среде, с помощью которых можно производить электроэнергию с небольшими затратами в любых изолированных населенных пунктах, где есть горы и небольшие реки. Двумя ключевыми компонентами любой микроГЭС являются гидростатический напор (расстояние по вертикали между заборным устройством и турбиной) и расход (дебит) воды (объем воды, которая вращает турбину). МикроГЭС – гидроэлектростанция с установленной мощностью до 100 кВт.

Расход воды. Важной характеристикой реки является расход воды, т. е. объем воды, протекающей через поперечное сечение потока в единицу времени. Он зависит от величины бассейна, его водности, характера рельефа, геологического строения, почвенного покрова и растительности территории. Расход воды прямо пропорционален площади бассейна, поэтому, чем ниже по течению, тем более многоводна река, так как все больше притоков впадает в нее. На расход воды влияют и климатические факторы − температура и распределение осадков по сезонам года.

Средний расход воды – среднеарифметическая величина расхода воды для определенного створа водотока за рассматриваемый период времени, устанавливаемая путем деления объема стока за период времени на число секунд в данном периоде.

Гидравлическая энергия рек обусловлена проекцией силы тяжести на направление движения потока воды, которая определяется разностью уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка реки. При разности уровней

H (м) на длине участка l (м) и среднем расходе воды Q ($м^3/с$) мощность водотока P (Вт) составит:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H = 9810 \cdot Q \cdot H,$$

где ρ – плотность воды (кг/ $м^3$); g – ускорение свободного падения ($м/с^2$).

Энергия падающей воды, вращающей водяное колесо, с древних времен применялась на мельницах и лесопилках. С 1882 года она используется для производства электроэнергии на гидроэлектростанциях. Сегодня гидроэнергетика – наиболее успешно развивающаяся отрасль. Установленная мощность всех действующих ГЭС в мире составляет 670 ГВт, вырабатываемая электроэнергия – около 2700 млрд. кВт·ч. В России эти показатели составляют соответственно 46 млн. кВт и 160 млрд. кВт·ч. Принятая классификация гидроэлектростанций по мощности позволяет выделить следующие категории: микроГЭС – станции мощностью до 100 кВт, миниГЭС – от 100 до 1000 кВт, малые ГЭС – от 1000 до 10000 кВт, крупные ГЭС – свыше 10000 кВт.

Крупные ГЭС – это сложное техническое устройство, состоящее из большого числа единиц технологического оборудования: плотины, гидравлических турбин, электрических генераторов, водосбросных, судоходных, рыбопропускных сооружений и т. д. В таблице представлены мощности крупных гидроэлектростанций.

Гидроэлектростанции России мощностью свыше 100 МВт

Название	Установленная мощность, МВт
Саяно-Шушенская ГЭС	6400
Красноярская ГЭС	6000
Братская ГЭС	4500
Усть-Илимская ГЭС	3840
Волгоградская ГЭС	2541
ВОГЭС им. Ленина	2300
Чебоксарская ГЭС	1370
Саратовская ГЭС	1360
Зейская ГЭС	1330
Нижнекамская ГЭС	1205
Загорская ГАЭС	1200
Воткинская ГЭС	1020
Чиркейская ГЭС	1000

Принцип работы крупных ГЭС заключается в следующем: цепь гидротехнических сооружений обеспечивает необходимый напор воды, поступающей на лопасти гидротурбины, которая приводит в действие генераторы, вырабатывающие электроэнергию. Необходимый напор воды

образуется посредством плотины и, как следствие, концентрации вод реки в определенном месте.

Для выработки электроэнергии ГЭС используется возобновляемый энергоноситель (течение реки), что позволяет практически исключить в составе затрат на производство энергии затраты на топливо. Кроме того, технологический процесс производства энергии высокоавтоматизирован, поэтому эксплуатационного персонала на ГЭС меньше, чем на тепловой или атомной станции такой же мощности.

Срок службы ГЭС достигает нескольких десятков лет, существуют гидроэлектростанции, находящиеся в эксплуатации практически 80 лет (Нижнетуломская ГЭС Кольского полуострова, Гизельдонская ГЭС в Северной Осетии, Кондопожская ГЭС в Карелии и др.).

Представленные выше особенности ГЭС определяют сравнительно низкую себестоимость выработки электроэнергии, которая обычно в 6–8 раз ниже, чем на ТЭС или АЭС.

Высокая стоимость строительства плотины и необходимость больших водных ресурсов вблизи населенных пунктов – основные причины того, что ГЭС не строят повсеместно. Другие немаловажные проблемы, связанные со строительством ГЭС, – это экологические и социальные: воздействие на речную экосистему, большие площади затопленных ценных земель, значительное количество переселенного населения.

В настоящее время в России и во многих других странах к категории микроГЭС относят гидроэлектрические станции мощностью менее 100 кВт, при этом мощность одного гидроагрегата, как правило, до 50 кВт.

Гидроэнергетический потенциал, используемый микроГЭС в РФ, специально не определялся. Как показал проведенный в Гидропроекте анализ технических возможностей энергетического использования стока многих малых рек (равнинных рек мощностью до 1,7 и горных до 2 тыс. кВт), в основном именно эта часть гидроэнергетического потенциала технически может быть освоена микроГЭС.

МикроГЭС – один из наиболее ранних видов ГЭС в истории развития гидроэнергетики. Они были прообразом крупных гидроэлектростанций и зачастую выполняли роль моделей крупных гидротурбин. По мере интенсивного развития гидроэнергетики ее основные технические решения стали переноситься в малую гидроэнергетику. Созданная в 40-е годы прошлого века номенклатура микрогидротурбин включала все основные типы, применявшиеся в гидроэнергетике, пропеллерные, радиально-осевые, ковшовые.

В СССР строительство микроГЭС в 50-е годы осуществлялось в крупных масштабах. Из построенных 6000 малых ГЭС большая часть относится к категории «микро». Они обеспечивали коммунально-бытовые и

производственные потребности в электроэнергии сельских населенных пунктов, мелких промышленных объектов и прочих.

В перспективе сооружение микроГЭС возможно для энергоснабжения изолированных от энергосистемы (или требующих резервирования) потребителей, число которых в стране еще велико. Например, микроГЭС мощностью 100 кВт может обеспечить электроэнергией сельский поселок с населением 200 чел. или животноводческий комплекс на 300 голов крупного рогатого скота. МикроГЭС могут быть не только источником электроэнергии, но прямым приводом различных машин. Самое широкое применение они могут найти для обеспечения электроэнергией стационарных сельских потребителей и объектов отгонного животноводства, горнодобывающих и геологоразведочных объектов, станций и постов гидрометслужбы, туристических и других рекреационных комплексов, лесозаготовительных и охотничьих хозяйств, предприятий по производству и переработке рыбы, военных объектов и многих других.

В настоящее время для энергоснабжения мелких рассредоточенных потребителей в основном применяются дизельные и бензоэлектрические агрегаты, выпускаемые отечественной промышленностью. Наряду с важными преимуществами по транспортабельности, автоматическому регулированию, простоте пуска и остановки эти агрегаты имеют существенные недостатки − использование дефицитного дизельного и особенно бензинового топлива и масел, загрязнение окружающей природной среды выхлопными газами и топливом, необходимость создания запасов топлива и высокая пожарная опасность, сложность доставки топлива на большие расстояния, необходимость постоянного обслуживания, высокий уровень шума.

Замена или дополнение дизельных и бензоэлектрических агрегатов там, где это возможно, микроГЭС может существенно улучшить энергоснабжение и повысить эффективность множества мелких потребителей.

Сооружение микроГЭС возможно при размещении их в составе различных гидротехнических объектов для попутного получения электроэнергии (на водосбросах, в системах водоснабжения, на каналах).

Для применения микроГЭС особо перспективны объекты со значительным преобладанием энергопотребления в летний период над зимним, поскольку множество малых рек в зимний период практически не имеет стока, а сезонное его регулирование существенно снижает экономическую эффективность микроГЭС.

В некоторых случаях целесообразно применение микроГЭС в комплексе с ветроэнергоустановкой, гелиоустановкой и другими энергоисточниками. Создание таких энергокомплексов является одним из перспективных направлений разработок.

Применительно к различным природным условиям можно выделить два типа микроГЭС: реализующих потенциальную энергию или кинетическую энергию водотока.

Примерами первого типа являются микроГЭС с традиционным оборудованием, русловые либо деривационные, а также разрабатываемые в последние годы так называемые рукавные ГЭС (разновидность деривационных).

МикроГЭС второго типа устанавливаются непосредственно в водотоке. Примерами их являются разработанные и применявшиеся в РФ гирляндные ГЭС конструкции Б. С. Блинова и др., триплексная вертикальная Ю. М. Новикова, штанговая плоскопараллельная и плоскоподъемная М. И. Логинова, Ю. М. Новикова, торцевая мембранная, роторного типа и капсульные гидроагрегаты, применяемые за рубежом.

В 50-е годы прошлого века в СССР серийно производились гидроагрегаты для микроГЭС на напоры от 1,5 м, расход воды от 0,49 $м^3/с$ при минимальной мощности гидротурбины 6,7 кВт. В настоящее время вновь начато производство оборудования для микроГЭС.

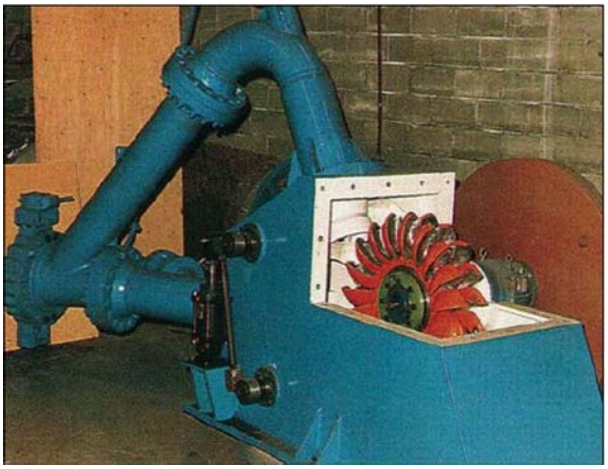
Вопросами перспектив использования, технического оснащения и разработки нетрадиционных конструкций микроГЭС сейчас занимаются предприятие «Кербен», НПО «РАНД» и АОЗТ «МНТО ИНСЭТ» г. Санкт-Петербурга. Технические решения, применяемые при создании микроГЭС, разнообразны. Это и традиционные: применение практически всех гидротурбин, используемых в гидроэнергетике (радиально-осевых, пропеллерных, ковшовых); много нетрадиционных предложений, например, гирляндные ГЭС.

Принцип действия микроГЭС заключается в следующем: часть воды из реки через водозаборное устройство и напорный трубопровод поступает в направляющий аппарат, далее поток воды поступает на лопастную систему рабочего колеса и создает на роторе энергоблока крутящий момент, приводящий во вращение генератор, после использования вода вновь сбрасывается в реку.

Основными компонентами микроГЭС являются гидротурбина и генератор. Гидротурбины могут быть различного типа: осевые, диагональные, ковшовые, поперечно-струйные и т. д. По принципу действия все гидротурбины подразделяются на два основных типа: активные и реактивные. Активные (свободноструйные) турбины используют преимущественно кинетическую энергию струи (например, водяные мельницы), свободно вытекающей из сопла, а реактивные (напорноструйные) используют в основном потенциальную часть энергии потока.

Коэффициент полезного действия гидротурбины может достигать 90 %. Преимущественное распространение в микроГЭС получили турбины Пелтона,

Фрэнсиса (рисунок 3.1), Каплана и Банки, каждая из которых имеет свою область применения.



а)

б)

Рисунок 3.1 – Гидротурбины: а – Пелтона, б – Фрэнсиса

В качестве электрических генераторов микроГЭС чаще всего применяются генераторы переменного тока синхронного или асинхронного типов. Основное их назначение – генерирование электрической энергии, также генератор должен выполнять определенные функции по стабилизации или регулированию параметров, характеризующих её качество. Поэтому одним из требований, предъявляемых к генератору автономной электроустановки, является управляемость. Его конструктивное выполнение должно обеспечить возможность эксплуатации на открытом воздухе с высокой степенью надежности в течение длительного времени.

Кроме гидротурбины и электрического генератора микрогидроэлектростанция содержит в своем составе такие элементы как: мультипликатор для согласования скорости вращения турбины с генератором (если необходимо), система стабилизации выходного напряжения, запорная арматура, гидравлическая система контроля турбины, электрическая коммутационная аппаратура и ряд других компонентов.

Как было уже сказано выше, микроГЭС не требуют возведения плотин. Их турбины устанавливаются либо в свободном потоке, либо в специальном напорном трубопроводе. Для работы в свободном потоке воды применяют в основном гидротурбины активного типа. Достоинством подобных турбин является максимальная простота и относительная жесткость механических характеристик. К недостаткам, ограничивающим их применение в гидроэнергетике, следует отнести низкую частоту вращения и невысокий коэффициент полезного действия.

В напорном трубопроводе используют гидротурбины реактивного типа (гидротурбины Каплана, Фрэнсиса). Мощность, развиваемая гидротурбиной (Вт), определяется из выражения:

$$P_T = \gamma \cdot \frac{Q \cdot H}{\Omega} \cdot \eta_T ,$$

где γ – вес единицы объема воды, Q – расход воды, H – рабочий напор, Ω – угловая частота вращения, η_T – полный КПД турбины.

Диаметр напорного трубопровода и перепад высот между его верхней и нижней точками определяют расчетную мощность станции. Целесообразность применения микроГЭС с трубопроводом определяется рельефом местности (горные районы, места с большими уклонами русла реки).

МикроГЭС применяются в качестве автономной системы электроснабжения, поэтому одна из главных задач – обеспечение потребителя электроэнергией со стабильными электрическими параметрами при широком диапазоне изменения нагрузки. Любая микрогидроэлектростанция содержит в своем составе систему стабилизации, обеспечивающую статически устойчивый режим работы гидроэлектроагрегата и стабилизацию его выходного напряжения.

Соизмеримость мощностей приводного двигателя и нагрузки приводит к тому, что изменение электрической мощности на выходе генератора вызывает соответствующее изменение момента сопротивления на валу гидротурбины, и ее частота вращения может отклоняться от номинальной в довольно широких пределах.

На рисунке 3.2 приведены экспериментальные механическая и мощностная характеристики нерегулируемой пропеллерной гидротурбины типа К-245 номинальной мощностью 25 кВт, диаметром 289 мм при напоре Н = 9 м для двух положений открытия направляющего аппарата (а).

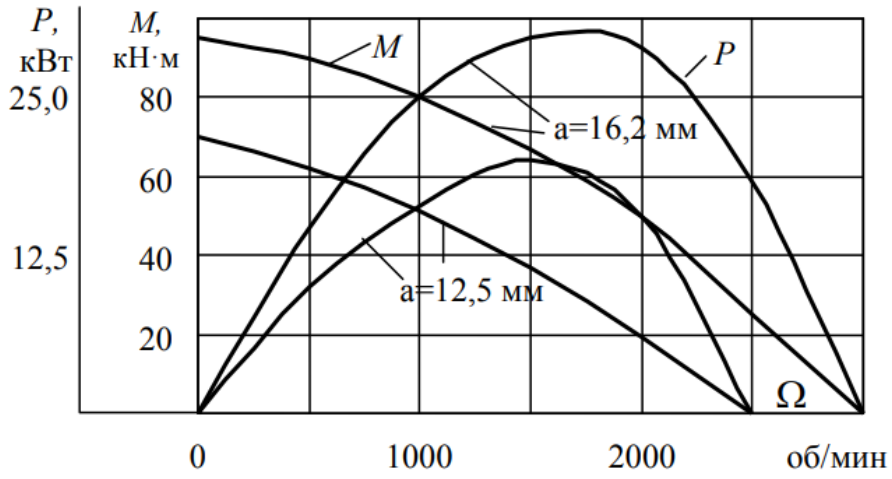


Рисунок 3.2 – Характеристики гидротурбины типа К-245, D = 289 мм, Н = 9 м

При номинальной величине нагрузки микроГЭС в 25 кВт частота вращения гидротурбины составляет 1000 об/мин. При уменьшении величины нагрузки в два раза от номинальной устойчивый режим работы электростанции будет обеспечен при частоте вращения примерно 1300 об/мин. При этом пропорционально изменится и частота выходного напряжения, вырабатываемого электрическим генератором, а также его величина.

Мощность, развиваемая гидротурбиной, равна нулю в двух случаях:

1) при $\Omega = 0$, когда происходит протекание воды, но вращения нет, следовательно, работа не совершается;

2) при $\Omega = \Omega_y$ (угонная частота (Ω_y) – максимальная частота вращения, достигаемая при отсутствии нагрузки, и при номинальном напряжении, Ω_y гидротурбины пропеллерного типа достигает 2–2,5 номинальной частоты), когда под действием напора воды турбина развивает максимальные обороты.

Основные варианты построения стабилизирующих систем микроГЭС: системы с постоянной и переменной частотой вращения приводного двигателя. Распространение получили системы с постоянной частотой вращения, организованные с помощью механического или электрического регулирования.

Одним из наиболее перспективных вариантов построения стабилизирующих систем микроГЭС являются системы регулирования величины электрической нагрузки станции. Данный способ определяется зависимостью частоты вращения турбины от ее развиваемой мощности, которая в автономных системах электроснабжения потребляется электрической нагрузкой. Следовательно, выбирая соответствующую нагрузку источника электропитания, можно стабилизировать частоту вращения системы «генератор − приводная турбина». Изменять величину нагрузки автономного источника электропитания можно включением на выход генератора регулируемой балластной нагрузки.

Система стабилизации параметров с автобалластной нагрузкой изображена на рисунке 3.3. Принцип автобалластного регулирования заключается в следующем: параллельно полезной нагрузке (Н) станции через регулятор (РБН) подключается такая же по величине дополнительная или балластная нагрузка (БН). При изменении величины полезной нагрузки величина балластной изменяется при помощи регулятора так, чтобы суммарная нагрузка электрического генератора (Г) оставалась неизменной. В качестве балластной нагрузки чаще всего используют теплонагревательные элементы. Таким образом, тепловая энергия, выделяемая на балластных сопротивлениях, может быть применена с пользой.

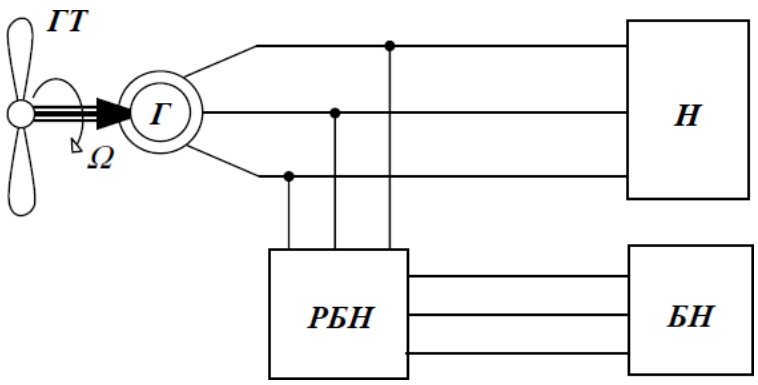


Рисунок 3.3 – Структурная схема стабилизации параметров микроГЭС:
ГТ – гидротурбина, Г – генератор, Н – полезная нагрузка,
БН – балластная нагрузка, РБН – регулятор балластной нагрузки

Одним из главных достоинств данного способа стабилизации является простота конструкции гидротехнических устройств. Высокое качество выходного напряжения микроГЭС в статических и динамических режимах определяется высоким быстродействием системы.

Энергоустановки, рабочие режимы которых регулируются с помощью управления мощностью их электрических нагрузок, могут быть разделены на две группы. К первой группе относятся системы стабилизации частоты вращения гидроагрегата за счет создания тормозного момента на валу дополнительной электрической машины. Стабилизация другого параметра микроГЭС – величины выходного напряжения осуществляется методами регулирования напряжения генераторов. В качестве дополнительной электрической машины, создающей управляющее механическое воздействие на гидротурбину, могут применяться различные типы машин (например, синхронный генератор на одном валу с гидроагрегатом). Очевидный недостаток – ухудшение массогабаритных показателей источника электропитания. Кроме того, для стабилизации напряжения на полезной нагрузке необходим дополнительный регулятор напряжения основного генератора. Отмеченные недостатки ограничивают применение в микрогидроэлектростанциях автобалластных систем, предназначенных только для регулирования тормозного момента гидроагрегата. Гораздо эффективнее управлять электрической мощностью генератора микроГЭС, регулируя его нагрузку.

Существует несколько основных вариантов построения регулятора электрической нагрузки станции. Простейший из них предусматривает наличие ряда дискретных балластных нагрузок, которые могут подключаться или отключаться в определенных сочетаниях с помощью тиристорного коммутатора (схема с дискретным балластом).

Недостатком данного способа регулирования является необходимость использования большого числа управляемых вентилей. Кроме того, точность стабилизации зависит от числа дозированных ступеней балластной нагрузки.

Устранить эти недостатки при определенном ухудшении качества вырабатываемой электроэнергии позволяет использование в регуляторах автобалласта схем с фазовым регулированием. Такие регуляторы требуют значительно меньшего количества тиристоров для построения силовых схем и в наибольшей степени удовлетворяют основным требованиям, предъявляемым к микроГЭС – простота и надежность.

Основным недостатком регуляторов автобалласта с фазовым регулированием по сравнению с тиристорными коммутаторами является искажение формы кривых фазных токов и напряжений генератора микроГЭС.

К параметрам автономной энергоустановки, по которым целесообразно осуществлять регулирование рабочих режимов гидроагрегата, относятся прежде всего ток нагрузки и его составляющие, частота выходного напряжения и его величина. Для стабилизации частоты переменного тока микроГЭС необходимо так изменять мощность результирующей нагрузки энергоустановки, чтобы частота вращения системы «генератор − гидротурбина» оставалась неизменной при колебаниях полезной нагрузки и энергии рабочего потока воды. Регулировать величину балластной нагрузки в этом случае целесообразно по отклонению частоты переменного тока источника электропитания от номинального значения.

Система стабилизации выходного напряжения и частоты микрогидроэлектростанции представляет собой двухканальную систему автоматического регулирования, обладающую адаптивными свойствами.

Работа автоматических систем стабилизации напряжения станции должна прежде всего обеспечивать устойчивость рабочего режима энергоустановки. Для установок с напорным трубопроводом характерно постоянство напора и расхода воды гидротурбины, поэтому для стабилизации рабочего режима микроГЭС достаточно стабилизировать мощность, потребляемую результирующей нагрузкой.

Регулирование балласта в этом случае лучше осуществлять по мощности результирующей нагрузки, активной составляющей тока генератора, а также по полному току, если характер нагрузки источника изменяется в небольших пределах.

Регулирование по нагрузке микроГЭС позволяет достаточно просто компенсировать несимметрию нагрузки генератора.

Постоянство результирующей нагрузки и частоты вращения генератора автономного источника электропитания определяет стабильность его выходного напряжения, что позволяет исключить из состава системы стабилизации канал регулирования напряжения.

Системы регулирования балластной нагрузки по нагрузочному току обеспечивают высокое качество стабилизации напряжения в переходных режимах, вызванных коммутацией в цепи нагрузки.

Хороших результатов стабилизации позволяют добиться комбинированные системы, использующие несколько параметров регулирования, например, двухканальная система, в которой объединены токовый и частотный способ регулирования мощности, рассеиваемой на балластных нагрузках. Достоинством данного варианта микроГЭС является некритичность к нестабильным параметрам энергоносителя, несимметрии фаз нагрузки, тяжелым пусковым режимам. Однако схема стабилизации параметров выходного напряжения установки усложняется.

Основные усилия разработчиков микроГЭС направлены на совершенствование систем стабилизации выходного напряжения энергоустановки, что позволяет использовать максимально простое и дешевое гидротехническое оборудование.

Для микроГЭС, работающих в свободном потоке воды, необходимы системы стабилизации, контролирующие как минимум два параметра выходного напряжения: его величину и частоту

2. Задачи для аудиторного решения

Как изменится мощность малой ГЭС, если напор водохранилища H в период засухи уменьшится в n раз, расход воды сократится на m %? При выполнении расчетов полагать, что потери в гидравлических сооружениях и основном оборудовании малой ГЭС при этом не изменятся. Исходные данные для расчетов выбрать из таблицы в соответствии с вариантом, предложенным преподавателем.

Исходные данные для выполнения практического задания

Величина	Номер варианта								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
n	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0
m, %	15	20	25	30	35	40	45	50	17
КПД малой ГЭС	0,45	0,47	0,49	0,51	0,52	0,53	0,55	0,57	0,59

Малые ГЭС могут быть обустроены на небольших реках. Особенно это целесообразно в регионах, для которых характерно заметное изменение уровня земли в месте обустройства ГЭС.

Мощность малой ГЭС можно определить по формуле:

$$N = 9{,}81 \cdot \rho \cdot V \cdot H \cdot \eta,$$

где ρ – плотность воды, кг/м^3; Н – напор водохранилища, м; V – объемный расход воды, м^3/с; η – КПД ГЭС.

3. Задачи для самостоятельного решения

Как изменится мощность малой ГЭС, если напор водохранилища Н в период засухи уменьшится в n раз, расход воды сократится на m %? При выполнении расчетов полагать, что потери в гидравлических сооружениях и основном оборудовании малой ГЭС при этом не изменятся. Исходные данные для расчетов выбрать из таблицы 3 по указаниям преподавателя.

Исходные данные для выполнения практического задания

Величина	Номер варианта								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
n	4,0	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	3,5	5,5	6,0
m, %	30	35	25	30	35	40	15	20	25
КПД малой ГЭС	0,37	0,56	0,49	0,51	0,44	0,53	0,55	0,51	0,52

4. Вопросы для самоконтроля

1. Опишите природу возникновения гидроэнергии и особенности ее использования.
2. Какие факторы являются определяющими для использования гидроэнергии в целях производства электроэнергии?
3. Приведите классификацию гидроэлектростанций по мощности.
4. Проанализируйте основные особенности, достоинства и недостатки крупных гидроэлектростанций.
5. Проведите сравнительную оценку типов гидротурбин, область их применения, технических характеристик.
6. Какое основное отличие между гидротурбинами активного и реактивного типа?
7. Какие параметры микроГЭС определяют ее мощность?
8. Какие типы электромашинных генераторов применяются в микроГЭС?
9. С учетом каких факторов выбирается месторасположение микроГЭС на местности?
10. В чем состоит принцип автобалластного регулирования параметров электростанции?
11. По каким параметрам микроГЭС чаще всего осуществляется регулирование балластной нагрузки?

Практический блок № 4.
Расчет объектов крупной гидроэнергетики

Цель практического блока:

Сформировать комплекс знаний, умений и навыков в области методологии расчета основных характеристик объектов крупной гидроэнергетики.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

1. Знать типы русловых и приплотинных ГЭС.
2. Знать типы и особенности турбин для ГЭС.
3. Знать особенности водного режима крупных рек.
4. Знать назначение и параметры водохранилищ для ГЭС.

Учебная литература по практическому блоку:

1. Алхасов, А. Б. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / А. Б. Алхасов. – Москва: МЭИ, 2011. – 270 с.

2. Белей В. Ф. Справочник модуля: Возобновляемые источники энергии / В. Ф. Белей [и др.]. – Калининград: КГТУ, 2015. – 256 с.

3. Великанов, Н. Л. Гидросиловые установки и возобновляемые источники энергии: учеб. / Н. Л. Великанов. – Калининград: КГТУ, 2006. – 200 с.

1. Методические рекомендации по выполнению заданий

Уровень воды в реках переменный. Они стекают в Мировой океан, и уровень воды в верховьях рек выше, чем в низовьях. Если некоторое сечение реки (створ) перегородить плотиной, то напор (перепад уровней) сосредоточится в створе плотины. Статический напор Н – это разность отметок уровней верхнего и нижнего бьефов:

$$H = H_{\text{В}} - H_{\text{Н}}.$$

Соответственно мощность потока N, сбрасываемого из верхнего бьефа в нижний, равна:

$$N = cgQH,$$

где c – плотность воды (1000 кг/м^3); g – ускорение свободного падения (м/с^2); cg – удельный вес воды, равный 9,81 кН/м^3; Q – расход воды (м^3/с).

Полная энергия сбрасываемой воды

$$Э = N\ t,$$

где t – время, с.

Предложенная схема расчета энергетического потенциала реки, мощности и выработки энергии ГЭС в некотором створе с расходом Q и напором H довольно простая. Реальные расчеты несколько сложнее, так как:

– не весь напор реки удается использовать для получения электрической энергии, часть напора теряется при движении воды от водозабора до турбины;

– часть энергии теряется в гидроагрегате, турбина и генератор имеют свой КПД (коэффициент полезного действия);

– не весь расход реки удается пропустить через турбины, в период большой проточности (высоких паводков и половодий) часть воды не удается удержать и пропустить через турбины, поскольку емкость водохранилища ограничена, и часть воды приходится сбрасывать вхолостую.

С учетом вышесказанного более точная формула подсчета мощности всех установленных на ГЭС гидроагрегатов имеет вид

$$N = cgQ_aH\eta_г\eta_тm,$$

где $\eta_г$,$\eta_т$ – коэффициенты полезного действия генератора и турбины; Q_a – расход воды, проходящей через одну турбину (агрегат); m – количество гидроагрегатов.

2. Задачи для аудиторного решения

1. Ознакомьтесь со схемой расчета энергетического потенциала реки и формулой подсчета мощности всех установленных на ГЭС гидроагрегатов.
2. Определите энергию падающей воды для ГЭС, если отметки верхнего и нижнего бьефов составляют 240 и 145 м соответственно, а объем сброса воды за год – 80 км^3.
3. Определите энергию падающей воды для ГЭС, если статический напор составляет 65 метров, а объем сброса воды за год – 54 км^3.
4. Определите мощность работающей ГЭС в единицу времени, если расход воды, проходящей через одну турбину за год, составляет 6,5 км^3, число гидроагрегатов, работающих на станции, 12, КПД гидрогенератора и турбины составляют 0,99 и 0,98 соответственно, а статический напор 50 м.
5. Определите расход воды, проходящей через станцию, если отметка верхнего бьефа составляет 148 м, отметка нижнего бьефа – 83 м. Мощность потока воды 950 х 105 кВт.
6. В многоводный год объем сброшенной воды за год составил 132 км^3, при том, что 115 км^3 прошло через гидроагрегаты, а остальная вода была сброшена «вхолостую». Определите энергию сброшенной воды «вхолостую», если водослив осуществлялся два месяца.

3. Задачи для самостоятельного решения

Определить мощность ГЭС, если расход воды Q, напор Н. Коэффициент потерь напора в открытом гидроканале К = 0,85, КПД гидротурбины $\eta_Т$, КПД гидрогенератора $\eta_Э$. Как изменится мощность, если затвором уменьшить расход воды до 70 % от номинального? Будет она больше или меньше, чем 70 % от номинальной мощности? Исходные данные принять по таблице.

Исходные данные для выполнения практического задания

Вариант	Q, м	Н, м	$\eta_Т$, %	$\eta_Э$, %
1	10	17	76	94
2	12	9	78	95
3	14	15	79	96
4	16	13	80	96
5	18	11	81	92
6	20	9	80	93
7	22	15	81	95
8	24	13	76	94
9	26	11	78	95
10	28	17	76	96

4. Вопросы для самоконтроля

1. Что называют статическим напором?
2. С чем связано наличие водохранилищ на ГЭС?
3. Что называется верхним и нижним бьефом?
4. Какие существуют нормируемые уровни верхнего бьефа?
5. Чему равна мощность потока, сбрасываемого из верхнего бьефа в нижний?
6. Как определить полную энергию сбрасываемой воды?

Практический блок № 5.
Расчет установок на основе энергии гидросферы

Цель практического блока:

Сформировать комплекс знаний, умений и навыков в области методологии расчета основных характеристик объектов волновой и приливной энергетики.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

1. Знать закономерности и причины возникновения волн.
2. Знать причины возникновения приливов и отливов.
3. Знать типы и особенности волновых электростанций.
4. Знать типы и особенности приливных электростанций.

Учебная литература по практическому блоку:

1. Алхасов, А. Б. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / А. Б. Алхасов. – Москва: МЭИ, 2011. – 270 с.

2. Белей В. Ф. Справочник модуля: Возобновляемые источники энергии / В. Ф. Белей [и др.]. – Калининград: КГТУ, 2015. – 256 с.

3. Великанов, Н. Л. Гидросиловые установки и возобновляемые источники энергии: учеб. / Н. Л. Великанов. – Калининград: КГТУ, 2006. – 200 с.

4. Коробков, В. А. Преобразование энергии океана / В. А. Коробков. – Ленинград: Судостроение, 1986. – 279 с.

1. Методические рекомендации по выполнению заданий

Период волны на глубокой воде (когда дно не оказывает влияния на ее форму) равен:

$$T = \frac{2\pi}{\omega},$$

где T – период, с; ω – угловая частота вращения частиц в волне, рад.с$^{-1}$.

Перемещение частицы волны по вертикали изображено на рисунке 5.1 и описывается выражением

$$h = r\,sin(kx - \omega t),$$

где h – вертикальное перемещение, м; r – радиус вращения частицы в волне, м; k – волновое число, рад.м$^{-1}$; x – расстояние от средней части гребня, м; t – время, с.

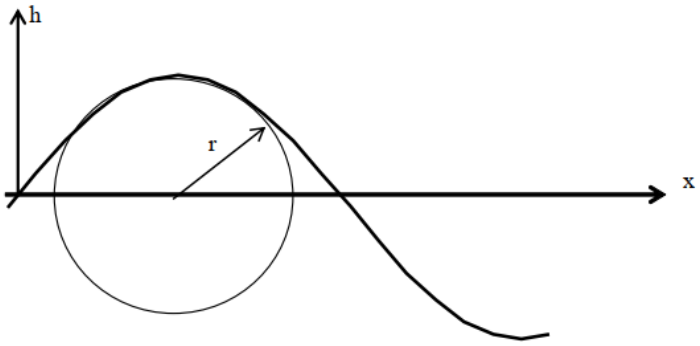


Рисунок 5.1 – Кинетика волны

Волновое число равно:

$$k = \frac{2\pi}{\lambda},$$

где λ – длина волны, м.

Длина волны связана с угловой частотой вращения частиц соотношением:

$$\lambda = 2\pi \frac{g}{\omega^2},$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Скорость частицы жидкости в гребне волны определяется по формуле

$$v = r\,\omega.$$

Скорость перемещения поверхности волны в направлении x называется фазовой скоростью ($v_Ф$) и определяется следующим образом:

$$v_Ф = \sqrt{\frac{g\lambda}{2\pi}} = \frac{\omega}{k} = \frac{\lambda}{T}.$$

Кинетическая энергия волны равна ее потенциальной энергии в любое текущее время. Полная энергия на единицу длины фронта волны на глубокой воде равна:

$$E_B = \frac{\rho \cdot r^2 g^2 T^2}{4\pi},$$

где ρ – плотность жидкости в волне, кг/м^3.

Условие полного резонанса приливной волны:

$$\frac{L}{\sqrt{h}} \approx 36000 м^{0,5},$$

где L – длина резонирующего пространства, м; h – глубина резонирующего пространства, м.

Мощность потока воды в приливной волне можно определить по формуле:

$$N_{ПР} = 0,1 \rho S_B v_B^{\,3},$$

где ρ – плотность воды в приливе, кг/м^3 · ρ ≈ 1025. . . 1100 кг/м^3; S_B – площадь поперечного сечения волны, м^2; v_B – средняя скорость движения волны, м/с.

Скорость приливных течений изменяется по закону:

$$v_B = v_{MAX} \sin\left(\frac{2\pi t}{T_{ПР}}\right),$$

где t – время прилива, начиная с его средней части, час; $T_{ПР}$ – период естественного прилива, час. $T_{ПР}$ = 12,42 ч.

Энергия приливной воды − это энергия поднятой воды, т. е.:

$$E_{ПР} = \frac{\rho \cdot S_Б \cdot g \cdot h^2}{2},$$

где $S_Б$ – площадь поверхности бассейна прилива, м^2; h – глубина бассейна, м.

Если энергия приливной воды расходуется за все время прилива и отлива, то средняя мощность приливной энергоустановки равна:

$$N_{ПР} = \frac{\rho \cdot S_Б \cdot g \cdot h^2}{2 \cdot T_{ПР}}.$$

Максимальную энергию можно получить при глубине бассейна, равной высоте прилива. Высота приливов в течение лунного месяца изменяется по синусоидальному закону с периодом, равным половине лунного месяца (рисунок 5.2).

Высота прилива в момент времени t после достижения средней высоты определяет по формуле:

$$h_t = \left(\frac{h_{max} + h_{min}}{2}\right) + \left(\frac{h_{max} - h_{min}}{2}\right) sin\,\frac{4\pi t}{T_{ЛМ}},$$

где h_{max}, h_{min} – максимальная и минимальная за лунный месяц высота прилива, м; $T_{ЛМ}$ – продолжительность лунного месяца; $T_{ЛМ}$ = 29,53 сут.

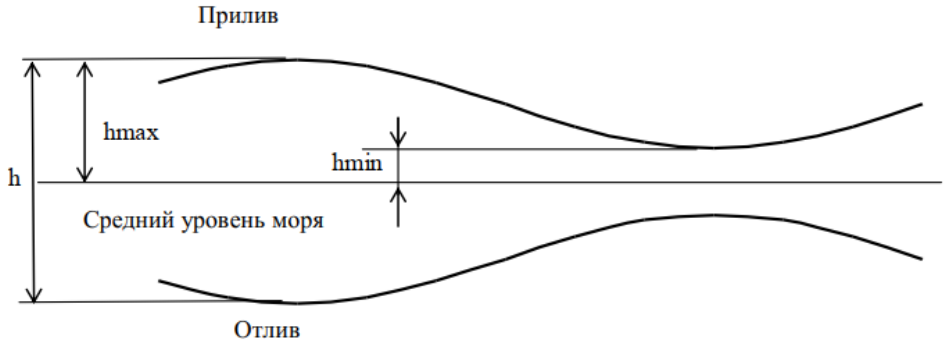


Рисунок 5.2 – Изменение высоты прилива в течение лунного месяца

2. Примеры решения задач

Задача 1

Определить амплитуду волны, если радиус вращения периферийных частиц равен 2,5 м.

Решение

Амплитуда волны равна 2h. Следовательно,

$$A = 2h = 2r = 2 \cdot 2{,}5 = 5м.$$

Задача 2

Определить длину волны и угловую частоту вращения частиц в волне при волновом числе 0,628 рад/м.

Решение

Длина волны связана с волновым числом расчетным соотношением. Откуда определяем:

$$\lambda = \frac{2\pi}{k} = \frac{2 \times 3,14}{0,628} = 10 м$$

.

Угловая частота вращения равна:

$$\omega = \sqrt{\frac{2\pi g}{\lambda}} = \sqrt{\frac{2 \times 3,14 \times 9,81}{10}} = 2,48 рад/с$$

.

Задача 3

Определить плотность мощности в приливной волне, если ее скорость набегания равна 3 м/с.

Решение

Используя расчетную формулу, получаем:

$$N_{ПР.УД.} = 0,1 \rho v_B^3 = 0,1 \cdot 1050 \cdot 3^3 = 2835 \ Вт/м^2.$$

Задача 4

Определить энергию приливной волны в бассейне залива, для которого средняя высота прилива равна 6 м, площадь бассейна 2,33·109 м^2. Плотность воды принять 1050 кг/м^3.

Решение

Энергия приливной воды определяется по расчетной формуле:

$$E_{ПР} = \frac{\rho \cdot S_Б \cdot g \cdot h^2}{2} = \frac{1050 \cdot 2,33 \cdot 10^9 \cdot 9,81 \cdot 6^2}{2} = 4,3 \cdot 10^{14} Дж = 120 ГВт.час$$

.

3. Задачи для аудиторного решения

Задача 1

Построить функцию изменения фазовой скорости волны от периода волны при ее длине 10 и 100 м. Указание: интервал изменения периода принять 5. . . 15 секунд.

Задача 2

Построить функцию изменения фазовой скорости волны от длины волны при ее периоде 5 и 15 секунд. Указание: интервал изменения длины волны принять 10 . . . 100 метров.

Задача 3

Построить зависимость энергии на один метр волны на глубокой воде от периода волны при ее амплитуде 1 и 2 метра. Указание: интервал изменения периода принять 5 . . . 15 секунд.

Задача 4

Построить зависимость энергии на один метр волны на глубокой воде от амплитуды волны при ее периоде 5 и 15 секунд. Указание: интервал изменения амплитуды принять 1 . . . 2 метра.

Задача 5

На какой площади мощность приливной волны будет 150 кВт при ее скорости набегания 5 м/с? Плотность воды принять 1100 кг/м^3.

Задача 6

Построить посуточную зависимость высоты прилива, если его максимальная высота равна 10 м, а минимальная высота 2 м. Интервал времени принять 30 суток.

4. Задачи для самостоятельного решения

Задача 1

Определить энергию приливной волны в указанном бассейне.

Вариант	1	2	3
Бассейн	Пассамакводи	Кобскук	Анаполис
Вариант	4	5	6
Бассейн	Тугурский залив	Кимберлей	Арженон
Вариант	7	8	9
Бассейн	Северн	Сан-Хосе	Ранс

Задача 2

Проранжировать следующие водные бассейны по энергии прилива:

Вариант 0 – Пассамакводи, Сан-Хосе.
Вариант 1 – Кобскук, Северн.
Вариант 2 – Мон Сен-Мишель, Арженон.
Вариант 3 – Анаполис, Ранс.
Вариант 4 – Майнас-Кобекунд, Сомма.
Вариант 5 – Шеподи, Странгфорд Лох.
Вариант 6 – Камберленд, Птикодиак.
Вариант 7 – Мемрамкук, Мезенский залив.

Вариант 8 – Пенжинская губа (южный створ), Кимберлей.
Вариант 9 – Тугурский залив, Пассамакводи

1. Вопросы для самоконтроля:

1. Чем обусловлена энергия волн?
2. Каков принцип действия волновой электростанции?
3. Каковы особенности расчета потенциала волновой энергетики?
4. Чем обусловлена энергия приливов?
5. Каков принцип действия приливной электростанции?
6. Каковы особенности расчета потенциала приливной энергетики?

Практический блок № 6.
Расчет установок на основе энергии биомассы

Цель практического блока:

Сформировать комплекс знаний, умений и навыков в области методологии расчета основных характеристик объектов, использующих энергию биомассы.

Перечень знаний и умений для достижения цели:

1. Знать основные виды и свойства биомассы, используемой в энергетических установках.
2. Знать способы преобразования энергии биомассы.
3. Знать технологические схемы биоэлектростанций.

Учебная литература по практическому блоку

1. Алхасов, А. Б. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / А. Б. Алхасов. – Москва: МЭИ, 2011. – 270 с.
2. Сибикин, Ю. Д. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва: РадиоСофт, 2009. – 229 с.
3. Белей В. Ф. Справочник модуля: Возобновляемые источники энергии / В. Ф. Белей [и др.]. – Калининград: КГТУ, 2015. – 256 с.

1. Методические рекомендации по выполнению заданий

Суточное поступление биомассы от животных определяется по формуле:

$$m_{БМ} = \Sigma N_{Жj}\, m_{УДj},$$

где $m_{БМ}$ – суточное поступление биомассы, кг; $N_Ж$ – количество животных j-го вида, гол.; $m_{УДj}$ – суточный выход экскрементов от j-го животного, кг/гол.

Масса сухого вещества в биомассе

$$m_{СВ} = m_{БМ}\left(1 - \frac{\varphi_{БМ}}{100}\right),$$

где φ*БМ* – влажность биомассы, %.

Масса сухого органического вещества:

$$m_{СОВ} = m_{СВ}\,\rho_{СОВ},$$

где $\rho_{СОВ}$ – доля органического вещества в сухом веществе, о.е.

Выход биогаза:

$$V_{БГ} = v_{БГ}\,m_{СОВ}\,n_t,$$

где $v_{БГ}$ – удельный выход биогаза при полном разложении сухого органического вещества, м^3/кг; *nt* – доля выхода биогаза при выбранной продолжительности брожения, о.е.

Объем метантанка определяется по формуле:

$$V_{МТ} = (0{,}7 \ldots 0{,}9)\,m_{БМ}\,t_Б\,\rho_{БМ}^{-1},$$

где $t_Б$ – продолжительность брожения, сут.; $\rho_{БМ}$ – плотность сбраживаемой биомассы, кг/м^3 .

Количество теплоты для подогрева биомассы определяется по формуле:

$$Q = m_{БМ}\,c_{БМ}\,(T_{ПР} - T_{БМ}) + Q_{ПОТ} - \frac{q_{БМ}\,m_{БМ}\,t_{БР}}{24 \times 3600},$$

где $c_{БМ}$ – средняя теплоемкость биомассы, Дж/кг · К; $T_{ПР}$ – температура процесса брожения, К; $T_{БМ}$ – температура загружаемой биомассы, К; $Q_{ПОТ}$ – суммарные потери тепла через стенки и крышку метантанка, Дж; $q_{БМ}$ – мощность теплового потока от биомассы во время брожения, Вт/кг; $t_{БР}$ – время брожения, сут.

2. Примеры решения задач

Задача 1

Определить среднесуточное поступление биомассы на молочнотоварной ферме, имеющей следующее поголовье: быки-производители – 1 гол., коровы – 54 гол., телята в возрасте до 6 мес. – 10 гол.

Решение

Пользуясь справочными данными о параметрах биомассы и расчетной формулой, получаем:

$$m_{БМ} = 1 \cdot 40 + 54 \cdot 50 + 10 \cdot 10 = 2840 \text{ кг/сут.}$$

Задача 2

Определить долю сухого и сухого органического вещества в коровьем навозе.

Решение

Доля сухого вещества в биомассе определяется следующим образом:

$$\frac{m_{СВ}}{m_{БМ}} = 1 - \frac{\varphi_{БМ}}{100} = 1 - \frac{90}{100} = 0,1$$

.

Доля сухого органического вещества с учетом полученного результата определяется по формуле:

$$\frac{m_{СОВ}}{m_{БМ}} = 0,1\rho_{СОВ} = 0,1 \cdot 0,8 = 0,08$$

.

Задача 3

Определить объем метантанка для условий задачи 1, если продолжительность брожения составляет 30 суток.

Решение

Необходим следующий объем метантанка

$$V_{МТ} = 0,8\frac{2840 \cdot 30}{950} = 71,8 м^3$$

.

3. Задачи для аудиторного решения

Задача 1

Рассчитать объем метантанка для МТФ с поголовьем: быки-производители – 2 гол., коровы – 123 гол., телята до 6 мес. – 12 гол., телята 6−12 мес. – 11 голов. Брожение производится в течение 45 суток.

Задача 2

Рассчитать выход биогаза и объем метантанка для закладки и брожения 10 тонн соломы ячменя.

4. Задачи для самостоятельного решения

Задача 1

Рассчитать объем метантанка и определить выход биогаза для следующего животноводческого объекта:

Вариант	1	2
Животноводческий объект и его состав:	МТФ Бык-производитель – 2 гол. Коровы – 78 гол. Телята до 12 мес. – 18 гол.	СТФ Хряки – 12 гол. Свиноматки холостые – 100 гол. Свиноматки супоросные – 90 гол.
Вариант	3	4
Животноводческий объект и его состав:	ПТФ Куры яичного направления – 1200 шт.	ПТФ Индейки – 1300 шт.
Вариант	5	6
Животноводческий объект и его состав:	СТФ Свиньи на откорме массой: до 40 кг – 120 гол. 40–80 кг – 104 гол. Свыше 80 кг – 32 гол.	МТФ Бык-производитель – 3 гол. Коровы – 178 гол. Телята до 6 мес. – 48 гол.
Вариант	7	8
Животноводческий объект и его состав:	ПТФ Индейки –300 шт. Утки – 430 шт. Гуси – 235 шт.	ПТФ Куры мясного направления – 950 шт. индейки – 510 шт.
Вариант	9	10
Животноводческий объект и его состав:	МТФ Бык-производитель – 1 гол. Коровы – 108 гол. Телята до 6 мес. – 28 гол.	МТФ Коровы – 278 гол. Телята до 6 мес. – 38 гол. Телята до 12 мес. – 42 гол.

5. Вопросы для самоконтроля

1. Какие виды биомассы используются при производстве тепловой и электрической энергии?
2. Какие параметры биомассы учитываются при расчете энергетического потенциала?
3. Какие способы преобразования биомассы для освоения её потенциала широко применяются в энергетике?
4. Каков принцип действия установок на основе биомассы животного происхождения?
5. Каков принцип действия установок на основе твердой биомассы древесного происхождения?

Рекомендуемая литература

1. Алхасов, А. Б. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / А. Б. Алхасов. – Москва: МЭИ, 2011. – 270 с.
2. Сибикин, Ю. Д. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва: РадиоСофт, 2009. – 229 с.
3. Виссарионов В. И. Солнечная энергетика: учеб. пособие / В. И. Виссарионов [и др.]. – Москва: МЭИ, 2008. – 276 с.
4. Белей В. Ф. Справочник модуля: Возобновляемые источники энергии / В. Ф. Белей [и др.]. – Калининград: КГТУ, 2015. – 256 с.
5. Великанов, Н. Л. Гидросиловые установки и возобновляемые источники энергии: учеб. / Н. Л. Великанов. – Калининград: КГТУ, 2006. – 200 с.
6. Коробков, В. А. Преобразование энергии океана / В. А. Коробков. – Ленинград: Судостроение, 1986. – 279 с.

Учебное издание

Максим Сергеевич Харитонов
Дарья Константиновна Кугучева

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Редактор Э. С. Круглова

Локальное электронное издание
Уч.-изд. л. 3,4. Печ. л. 3,2

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Калининградский государственный технический университет».
236022, Калининград, Советский проспект, 1