



Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Электроснабжение»

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В СИСТЕМАХ ВЫРАБОТКИ, ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ПРАКТИКУМ

**для магистрантов специальности 1-43 80 01
«Электроэнергетика и электротехника»
дневной заочной форм обучения**

Гомель 2022

УДК 621.316.924(075.8)
ББК 31.27-04я73
И66

*Рекомендовано кафедрой «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 10 от 22.04.2021 г.)*

Составители: *Т. Н. Савкова, Г. И. Селиверстов*

Рецензент: зав. каф. «Автоматизированный электропривод» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *В. В. Тодарев*

И66 **Инновационные** технические решения в системах выработки, передачи и распределения электроэнергии : практикум для магистрантов специальности 1-43 80 01 «Электроэнергетика и электротехника» днев. и заоч. форм обучения / сост.: Т. Н. Савкова, Г. И. Селиверстов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2022. – 82 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.

Целью настоящего практикума является формирование у магистрантов академических компетенций, необходимых для осуществления научно-исследовательской работы и инновационной деятельности в области энергетики, а также приобретения углубленных практических знаний по инновационным техническим решениям в системах выработки, передачи и потребления электрической энергии, способности видеть и обосновывать целесообразность применения прогрессивных решений при конструировании отдельных элементов и их эксплуатации в составе энергетических систем.

Для магистрантов специальности 1-43 80 01 «Электроэнергетика и электротехника».

УДК 621.316.924(075.8)
ББК 31.27-04я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2022

ПРЕДИСЛОВИЕ

В практикум включены задачи по следующим основным темам
– инновационные технические решения в системах выработки электроэнергии,
– инновационные технические решения в системах передачи электроэнергии,
– инновационные технические решения в системах потребления электроэнергии

учебной программы дисциплины «Инновационные технические решения в системах выработки, передачи и распределения электроэнергии». Практикум предполагает самостоятельное решение магистрантами задач по индивидуальному варианту, назначенному преподавателем.

Приведенные в практикуме задачи, для которых разработаны различные варианты исходных данных, предназначены для выполнения аудиторной самостоятельной работы магистрантов под контролем преподавателя. При этом предполагается, что до начала решения той или иной задачи магистрантам изложены теоретические положения по данной теме курса. Преподаватель излагает методические основы решения задачи и формулирует алгоритм решения, после чего каждый магистрант самостоятельно выполняет решение задачи, а преподаватель осуществляет индивидуальные консультации и контроль.

Задачи в практикуме включают 8 тем. По каждой теме перед практическими заданиями приводятся выдержки из теории. Ко всем задачам, решение которых необходимо проводить по определенному алгоритму, приведены соответствующие методические указания или пояснения.

При разработке и составлении заданий для практического решения использовались методические и информационные материалы [1–22].

Практическое занятие № 1

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЦИФРОВЫХ ЗАЩИТ

1.1 Общие положения

Переход на цифровую элементную базу не приводит к изменению принципов релейной защиты и автоматики (РЗА), а только расширяет ее функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает ее стоимость. По этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших электромеханических и электронных реле.

Современные цифровые устройства РЗА совмещают в рамках единого комплекса функции релейной защиты, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в структуре автоматизированной системы управления технологическими процессами энергетического объекта являются окончательными устройствами сбора информации.

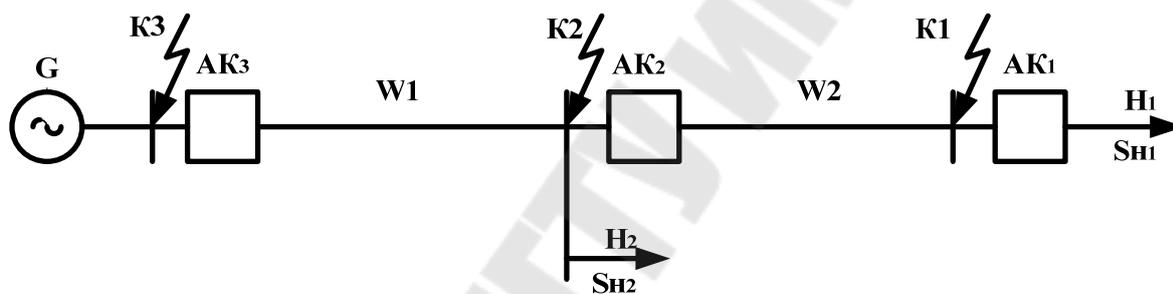
Цифровые реле обладают всеми достоинствами, достигнутыми с помощью электронных реле с аналоговыми принципами обработки информации: более близкий к единице коэффициент возврата измерительных органов (0,96-0,97 вместо 0,80-0,85 у электромеханических реле), малое потребление мощности трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) (на уровне 0,1-0,5 В·А вместо 10-50 В·А у электромеханических реле). Практически независимо от числа реализуемых функций цифровое устройство релейной защиты потребляет от сети оперативного тока мощность порядка 5-20 Вт.

Собственное время срабатывания измерительных органов цифровых реле осталось практически таким же, как у их электромеханических аналогов. Это объясняется тем, что для определения интегральных параметров контролируемых токов и напряжений требуется некоторое время.

1.2 Задача 1. Для одного из вариантов, представленных в таблице 1.1 и расчетной схемы в точках АК1, АК2, АК3 (рисунок 1.1) выбрать параметры срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ), токовой отсечки (ТО) и защиты от перегрузки (ЗП) при применении цифровых защит и вакуумных выключателей, определить коэффициенты чувствительности и построить карту селективности.

Исходные данные для решения задач

Номер варианта	$U_{сети}, \text{кВ}$	$S_{H1}, \text{МВА}$	$S_{H2}, \text{МВА}$
1	6	1,5	2
2	10	2,5	4
3	35	6	7
4	6	2	3
5	10	3	4
6	35	8	9
7	6	3,8	4
8	10	5	6
9	35	10	12
0	6	5,5	8



$$\begin{aligned}
 I_{KЗ3 \max}^{(3)} &= 17 \text{ кА}; & I_{KЗ2 \max}^{(3)} &= 8,3 \text{ кА}; & I_{KЗ1 \max}^{(3)} &= 4,2 \text{ кА}; \\
 I_{KЗ3 \min}^{(3)} &= 12 \text{ кА}; & I_{KЗ2 \max}^{(3)} &= 7,9 \text{ кА}; & I_{KЗ1 \max}^{(3)} &= 3,9 \text{ кА}
 \end{aligned}$$

Рис. 1.1 Расчетная схема и точки короткого замыкания к решению задачи 1

В таблице 1.1 и на рисунке 1.1 приняты следующие обозначения:

– $U_{сети}$ – среднее напряжение ступени установленных трансформаторов тока (ТТ);

– S_{H1} и S_{H2} – мощность номинальных нагрузок в узлах 1 и 2, принять в расчетах равными максимальным нагрузкам;

– $I_{KЗ3 \max}^{(3)}$ и $I_{KЗ3 \min}^{(3)}$ – токи трёхфазного КЗ в конце защищаемой зоны в максимальном и минимальном режимах работы системы.

1.3 Методические указания к задаче 1

В качестве основных и резервных защит на отходящих линиях применяют МТЗ, ТО и ЗП (рисунок 1.2).

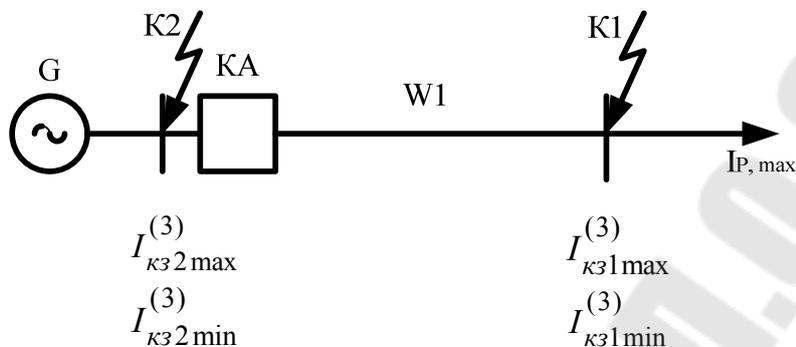


Рис. 1.2 Расчетная схема

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_v} \cdot I_{p, \max}, \text{ А}, \quad (1.1)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается для цифровых реле (ЦР), равным 1,1;

$K_{с.зан}$ – коэффициент самозапуска принимается:

- для бытовой нагрузки $K_{с.зан} = 1,2-1,3$;
- для сельскохозяйственных потребителей $K_{с.зан} = 1,1-1,15$;
- для общепромышленной нагрузки $K_{с.зан} = 1,8-2,5$.

K_v – коэффициент возврата принимается для ЦР, равным 0,95–0,96;

$I_{p, \max}$ – рабочий ток реле (в цепях ТТ) в минимальном режиме работы системы.

Выбор трансформаторов тока для РЗА

Трансформаторы тока служат:

- для изоляции первичных и вторичных цепей;
- для приведения величины тока к уровню удобному для измерения.

Номинальный вторичный ток ТТ ($I_{2 \text{ ном}}$) составляет 5 А или 1 А.

Номинальные токи первичной обмотки ТТ могут быть: 5, 10, 15, 30, 50, 75(80), 100, 150, 200, 300, 400, 600, (800), 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000 А.

Трансформаторы тока выбираются:

– по номинальному напряжению: $U_{номТТ} = U_{сети}$;

– по номинальному току первичной обмотки выбор производится в следующей последовательности:

– определяется ток $I_{с\max}$ в максимальном режиме нагрузки S_{\max} , кВА:

$$I_{с\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{сети}}, \text{ А}; \quad (1.2)$$

– выбирается ток первичной обмотки (желательно в большую сторону) по шкале номинальных токов первичной обмотки ТТ по шкале, приведенной выше;

– определяется коэффициент трансформации ТТ:

$$K_I = \frac{I_{ТТ\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}; \quad (1.3)$$

– определяется ток срабатывания реле МТЗ:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_I}. \quad (1.4)$$

Выдержка времени МТЗ вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения временной селективности действия защиты последующего элемента. Для этого время срабатывания защиты последующей линии выбирается большей времени срабатывания защиты предыдущей линии:

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \text{ с} \quad (1.5)$$

где Δt – ступень селективности, с.

Величина Δt состоит из следующих слагаемых: времени отключения выключателя (0,05-0,1 с), времени возврата защиты (0,05 с), погрешности по времени последующей и предыдущей защит (3-5 %) и необходимого запаса (0,05 с).

Величина Δt – степень селективности принимается равной:
– при применении ЦР предыдущего и последующего комплектов – $\Delta t = 0,2$ с.

Собственное время срабатывания РЗА и выключателя на отключение принимается:

– при применении ЦР и вакуумного или элегазового выключателя – $0,06$ с.

Коэффициент чувствительности МТЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (1.6)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы питающей системы;

$I_{\text{сз}}$ – ток срабатывания защиты, определенный по выражению (1.1).

Коэффициент чувствительности должен быть в соответствии с требованиями ПУЭ: $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ для основной зоны и $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ для зоны резервирования.

Токовая отсечка

Ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}, \text{ А}, \quad (1.7)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности принимается для ЦР, равным 1,2;

$I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой зоны в максимальном режиме работы системы, А.

Ток срабатывания реле ТО определяется по выражению (1.4):

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{K_{\text{I}}},$$

где K_{I} принимается равным по величине K_{I} , рассчитанному для МТЗ.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (1.8)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в месте установки ТО в минимальном режиме работы питающей системы, А.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки K_q – должен быть не менее $K_q \geq 1,2$.

Если значение коэффициента чувствительности менее 1,2, то токовая отсечка не устанавливается.

Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{сз} = \frac{K_H}{K_{\phi}} \cdot I_{ном}, \text{ А}, \quad (1.9)$$

где K_H – коэффициент надежности, принимается $K_H = 1,05$;

$I_{ном}$ – номинальный ток защищаемого оборудования, А.

Ток срабатывания реле защиты от перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_I}, \quad (1.10)$$

где K_I – коэффициент принимается равным по величине K_I , рассчитанному для МТЗ. Время действия защиты от перегрузки принимается в пределах $t_{сз} = 5 - 10$ с.

Практическое занятие № 2

ВЫБОР И РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

2.1 Общие положения

При выборе оборудования распределительных устройств (РУ) станций и подстанций придерживаются типовых решений и типовых проектов.

Выбор оборудования, устанавливаемого в РУ, начинают с определения расчетных рабочих токов присоединений и расчетных токов КЗ на шинах.

Расчетные токи необходимо определить не только для нормального, но и для утяжеленного режима, например, в случае отключения одного из параллельно работающих трансформаторов или одной из подходящих к трансформаторной подстанции (ТП) линий. Токи утяжеленного режима определяют способность оборудования выдерживать перегрузки.

Полученные расчетные величины сопоставляют с соответствующими номинальными параметрами аппаратов, выбираемых по каталогам и справочникам.

В справочниках находят технические характеристики аппаратов: номинальное напряжение, номинальный ток, номинальный ток отключения, ток термической стойкости, ток динамической стойкости и др.

Выключатели, разъединители, выключатели нагрузки, трансформаторы тока, токоограничивающие реакторы напряжением выше 1 кВ должны отвечать следующим общим требованиям:

- изоляция аппарата должна соответствовать номинальному напряжению сети;
- рабочий ток присоединения в утяжеленном режиме не должен быть выше номинального тока аппарата;
- аппарат должен обладать стойкостью к электродинамическому воздействию тока КЗ;
- аппарат должен обладать термической стойкостью при КЗ.

В ТП на стороне напряжения 0,38 кВ трансформаторов устанавливаются предохранители или автоматические выключатели с тепловыми электромагнитными либо комбинированными расцепителями.

Предохранители и автоматические выключатели, устанавливаемые в ТП в цепях воздушных и кабельных линий, отходящих от шин напряжением 0,38 кВ, защищают линии от перегрузок и последствий коротких замыканий. Кроме ТП предохранители и автоматические

выключатели устанавливаются на вводных РУ, в главных и групповых распределительных щитках, т.е. непосредственно в местах присоединения защищаемых проводников к линии.

2.2 Задача 2. Для схемы электрической сети (рисунок 2.1) и одного из вариантов данных этой схемы, представленных в таблице 2.1, выполнить выбор и расчет параметров предохранителей, установленных на вводе силовых трансформаторов.

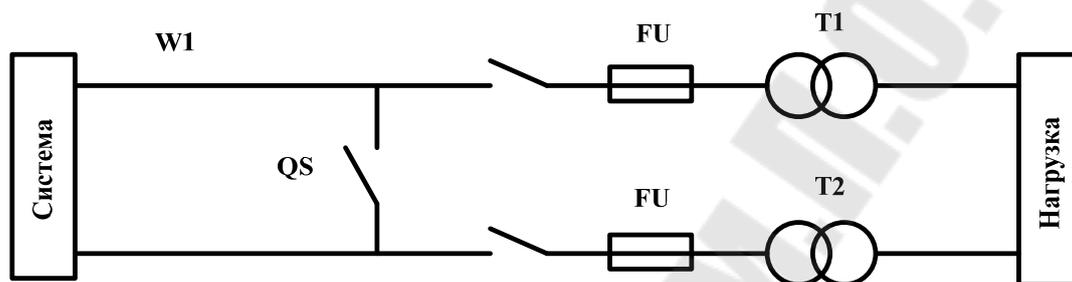


Рис. 2.1 Исходная схема электрической сети для выбора параметров предохранителей

Таблица 2.1

Исходные данные для решения задачи

Номер варианта	Параметры системы			Параметры линии		Марка трансформаторов	Мощность нагрузки, кВА
	Мощность КЗ, МВА	Напряжение, кВ	Сопротивление, о.е.	Длина, км	Марка провода		
1	40	6	0,1	8	АС 50/8	ТМ-630/6	850
2	45			10	АС 50/8	ТМ-1000/6	1400
3	50			12	АС 95/16	ТМ-2500/6	3370
4	70	10	0,12	10	АС 50/8	ТМ-1000/10	1350
5	80			12	АС 70/11	ТМ-2500/10	3380
6	90			14	АС 95/16	ТМ-6300/6	5700
7	90	35	0,11	20	АС 50/8	ТМ-1600/35	2100
8	100			22	АС 50/8	ТМ-2500/35	3300
9	120			24	АС 70/11	ТМ-4000/35	5540
0	140			26	АС 70/11	ТМ-6300/35	8400

2.3 Методические указания к задаче 2

Одной из основных задач при конструировании предохранителей является выбор плавкого элемента и способа гашения дуги при его расплавлении.

Для ориентировочного определения размеров плавкой вставки элементов используются эмпирические формулы.

Зависимость минимального тока отключения предохранителя, А. от диаметра плавкого элемента:

из проволоки в воздухе

$$I_{0\min} = k\sqrt{d^3}, \quad (2.1)$$

из медной проволоки в кварцевом песке

$$I_{0\min} = 78d^{1,2}, \quad (2.2)$$

где k – коэффициент, зависящий от материала проволоки для меди $k = 60$ для серебра $k = 44$;

d – диаметр проволоки, мм.

Длина плавкого элемента по условиям дугогашения зависит от напряжения предохранителя. Для плавкого элемента из меди его длина в кварцевом песке не может быть меньше длины, определяемой из равенства

$$l = 160 + 70U_{\text{ном}}, \quad (2.3)$$

где l – длина плавкого элемента, мм;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение предохранителя, кВ.

Выбирая плавкий элемент предохранителя, важно знать не только минимальный ток отключения, но и время необходимое для расплавления плавкого элемента. Учитывая, что при срабатывании предохранителя проходящий через плавкий элемент ток в несколько раз больше номинального и время плавления мало, можно считать процесс нагрева плавкого элемента адиабатическим, т.е. все тепло, выделяемое в плавком элементе проходящим током, идет на его нагрев и плавление. Решая уравнение теплового баланса для режима КЗ, можно определить время, с, за которое плавкий элемент нагреется до температуры плавления:

$$t_1 = \frac{c\gamma}{\alpha\rho_0} \ln \frac{1 + \alpha\Theta_{\text{пл}}}{1 + \alpha\Theta_{\text{д.ном}}} \left(\frac{q}{I_{\text{к.з.}}} \right)^2 = \frac{A_1}{J_{\text{к.з.}}^2}, \quad (2.4)$$

где c – удельная теплоемкость, Дж/кг·°С;

γ – плотность материала плавкого элемента, кг/м³;

α – температурный коэффициент сопротивления, 1/°С;

ρ_0 – удельное сопротивление при 0°C , мкОм·м;

$\Theta_{пл}$ – температура плавления плавкого элемента, $^\circ\text{C}$;

$\Theta_{\text{д.ном}}$ – допустимая температура нагрева плавкого элемента при номинальном токе, $^\circ\text{C}$;

q – сечение плавкого элемента, мм^2 .

$I_{к.з.}$ – ток плавкого элемента при КЗ (перегрузка), А;

$J_{к.з.}$ – плотность тока в плавком элементе при КЗ, $\text{А}/\text{мм}^2$.

После того как температура плавкого элемента достигла температуры плавления, для перехода из твердого состояния в жидкое ему необходимо сообщить тепло, равное скрытой теплоте плавления. Время перехода из твердого состояния в жидкое, с,

$$t_2 = \frac{\gamma Q}{\rho_2 - \rho_1} \ln \frac{\rho_2}{\rho_1} \left(\frac{q}{I_{к.з.}} \right)^2 = \frac{A_2}{J_{к.з.}^2}, \quad (2.5)$$

где Q – теплота плавления материала плавкого элемента, Дж/кг;

ρ_1 – удельное сопротивление материала плавкого элемента при температуре плавления, мкОм·м;

ρ_2 – удельное сопротивление жидкого металла, мкОм·м;

Постоянные A_1 и A_2 в (2.4) и (2.5) зависят только от свойств материала. Их значения для материалов, наиболее часто применяемых для плавких элементов, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Физические постоянные материалов плавких элементов

Материал плавкого элемента	Удельное сопротивление ρ_0 , мкОм·м	Температура, $^\circ\text{C}$		Теплота плавления Q , Дж/кг	A_1 , $\text{А}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$	A_2 , $\text{А}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$
		$\Theta_{\text{д.пл}}$	$\Theta_{\text{пл}}$			
Медь	0,0153	250	1083	180	80000	11600
Серебро	0,0147	-	961	105	62000	8000
Цинк	0,058	200	496	100	9000	3000
Свинец	0,21	150	327	26	1200	1600

Как только появляется жидкий участок плавкого элемента, электродинамические силы разрушают его и появляется электрическая дуга. Следовательно, сумма t_1 и t_2 определяет время плавления (преддуговое время) для плавкого элемента предохранителя:

$$t_{nl} = t_1 + t_2 = \frac{(A_1 + A_2)}{J_{к.з.}^2}. \quad (2.6)$$

Время горения дуги в предохранителе зависит от его конструкции и может быть учтено поправочным коэффициентом. Тогда время отключения предохранителя с наполнителем, с,

$$t_0 = t_{nl} + t_\delta = \frac{k_\delta(A_1 + A_2)}{J_{к.з.}^2}, \quad (2.7)$$

где t_δ – время горения дуги, с;

k_δ – коэффициент, учитывающий длительность горения дуги и равный 1,7–2.

Для предохранителей с плавким элементом на воздухе время отключения, с,

$$t_0 = \frac{k_2(A_1 + A_2 / n)}{J_{к.з.}^2}, \quad (2.8)$$

где k_2 – коэффициент, учитывающий длительность процесса гашения дуги и равный 1,2–1,3;

n – коэффициент, учитывающий преждевременное разрушение плавкого элемента (обычно $n = 3$).

В предохранителях с наполнителем, особенно в начальной стадии, когда пары металла недостаточно ионизированы, возникают большие перенапряжения до $4,5U_{ном}$.

Для ограничения перенапряжения при больших номинальных токах отключения применяют плавкие элементы переменного сечения, что дает возможность уменьшить рост длины дуги и скорость роста сопротивления дугового промежутка.

Правильность проводимых расчетов элементов предохранителя проверяют и уточняют экспериментальным путем.

Практическое занятие № 3

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ ТОКОВЕДУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ С ГИБКИМИ ПРОВОДАМИ

3.1 Общие положения

Типовыми решениями в открытых распределительных устройствах (ОРУ) напряжением 35 кВ и выше в качестве токоведущих частей рекомендуются гибкие проводники тех же марок и сечений, что и для воздушных линий электропередачи (ЛЭП). При указанных напряжениях в ОРУ с жесткой ошиновкой требуется большое количество опорных изоляторов. Опорные изоляторы и жесткие шины сравнительно дороги. Жесткие шины чувствительны к сейсмическим воздействиям, а также к просадкам и наклонам опорных конструкций, требуют точной установки изоляционных опор и высокого качества строительного-монтажных работ. Они подвержены также ветровому резонансу, для борьбы с которыми применяются специальные гасители вибрации.

Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6 – 10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими. Сечения отдельных в пучке проводов рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), так как это уменьшает число проводов и стоимость токопровода.

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Под электродинамической стойкостью гибких проводов электроустановок понимают их способность противостоять электродинамическому действию токов КЗ до и после автоматического отключения цепи КЗ без повреждений.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при трехфазном токе КЗ, равном 20 кА и более, и провода воздушных линий при ударном токе КЗ, равном 50 кА и более.

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в

противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания тока КЗ.

Оценка электродинамической стойкости проводов расщепленных фаз токопроводов и воздушных линий заключается в проверке их схлестывания и механической прочности. Для проверки схлестывания нужно выявить наибольший размах колебаний при коротких замыканиях. Небольшие (на порядок меньше междуфазных) расстояния между проводами расщепленной фазы обуславливают большие электродинамические усилия, действующие внутри расщепленной фазы при КЗ. Испытания в опытных пролетах показали, что при определенном сочетании конструктивных параметров расщепленной фазы и величины токов КЗ возникает схлестывание проводов. После схлестывания провода фазы двигаются под действием междуфазных электродинамических усилий (ЭДУ).

В момент максимального стягивания проводов в пучке под действием внутрифазных ЭДУ происходит резкое увеличение тяжения фаз.

3.2 Задача 3. Определить расстояние между фазовыми и внутрифазовыми распорками гибкого токопровода, каждая фаза которого состоит из восьми проводов марки А 600, при следующих условиях: максимальное тяжение на фазу 100 кН; расстояние между фазами 2 м; диаметр фазы 0,8 м; расстояние между опорами 55м; стрела провеса 2 м при температуре окружающего воздуха +40 °С; сверхпереходной ток трехфазного КЗ в рассматриваемой пролете 60 кА. Оценить влияние тока КЗ на расстояние между междуфазовыми и внутрифазовыми распорками при его изменении до 105 кА с шагом 5 кА.

3.3 Методические указания к задаче 3

Расчет расстояний между фазовыми распорками, необходимые для предотвращения схлестывания фаз, ведется в следующей последовательности.

3.3.1 Определяется интенсивность нагрузки p на 1 м пучка проводов (в ньютонах на метр):

$$p = 2,04 \cdot I_{(2)}''^2 \cdot \frac{10^{-1}}{d} = 1,53 \cdot I_{(3)}''^2 \cdot \frac{10^{-1}}{d}, \quad (3.1)$$

где $I_{(2)}''^2$ и $I_{(3)}''^2$ – сверхпереходной ток соответственно двухфазного и трехфазного КЗ, кА;

d – расстояние между фазами, м.

3.3.2 По найденному значению p и массе 1 м токопровода m находят отношение p/G (в килограммах). В массе токопровода должна быть учтена не только масса проводов, но и масса внутрифазовых распорок. Так как число распорок в начале расчета неизвестно, то их массу обычно учитывают введением повышающего коэффициента, равного $1,1$ к массе проводов в фазе.

3.3.3 Определяют отношение

$$\sqrt{f_{\max}} / t_{\text{э}}, \quad (3.2)$$

где f_{\max} – максимальная расчетная стрела провеса провода в каждом пролете при максимальной расчётной температуре;

$t_{\text{э}}$ – эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты. Для цепей генератора и трансформатора в среднем $t_{\text{э}} = t_{\text{д}} + 0,05$ с,

где $t_{\text{д}}$ – действительная выдержка времени максимальной защиты.

Увеличение времени срабатывания защиты на $0,05$ с учитывает наличие апериодической составляющей тока КЗ. При отсутствии данных релейной защиты величина $t_{\text{д}}$ может быть принята равной $0,3$ с.

3.3.4 По посчитанным параметрам на диаграмме (рисунок 3.1) находят значения b/f и угол отклонения α при КЗ.

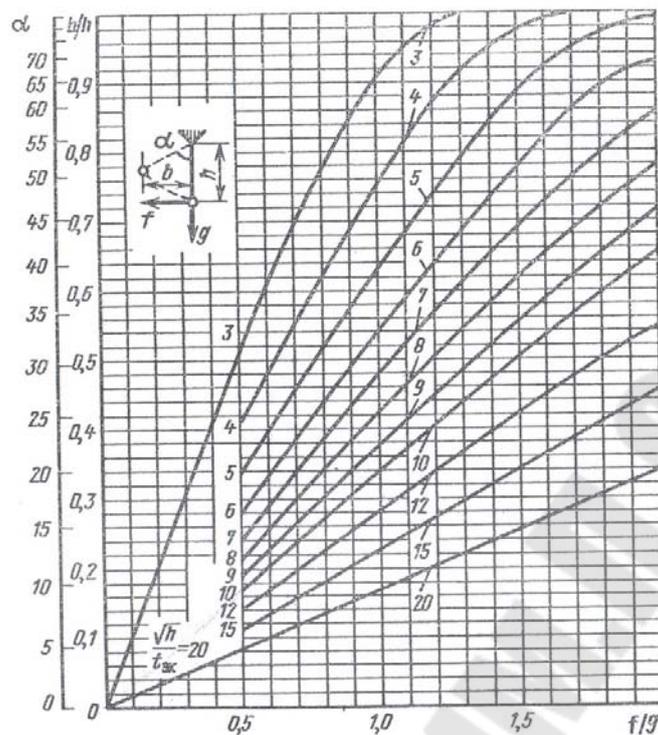


Рис. 3.1 Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов КЗ

3.3.5 Найденное из диаграммы значение b сравнивают с максимально допустимым

$$b_{\text{доп. max}} = d - (d_{\phi} + c) / 2, \quad (3.3)$$

где d – расстояние между осями фаз, м;

d_{ϕ} – диаметр расщепленной фазы, м;

c – минимально допустимое расстояние между крайними проводами разных фаз, равное 0,2 м, при напряжении 6 и 10 кВ.

Если $b > b_{\text{доп}}$, то предусматривается установка междуфазовой распорки в середине пролета, что сокращает в 4 раза расчетную стрелу провеса для проверки схлестывания по диаграмме (см. рисунок 3.1). Если и в этом случае может наступить схлестывание, то число междуфазовых распорок в пролете увеличивают до трех и вновь производят проверку.

Расчет электродинамических усилий при КЗ между проводами одной и той же фазы и определение мест установки внутрифазовых распорок выполняется по действующему значению тока трехфазного КЗ в следующей последовательности.

Результирующее усилие на каждый провод от взаимодействия со всеми остальными $n - 1$ проводами фазы составляет:

$$p_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2,04 \cdot \frac{I_{(3)}^2}{d_\phi} \cdot 10^{-1}, \quad (3.4)$$

где n – число провод в фазе;
 d_ϕ – диаметр фазы, м.

Под воздействием импульсных усилий F провода будут стремиться к центру фазы. Для фиксации проводов и уменьшения импульсных усилий в них устанавливаются внутрифазовые распорки.

По условиям ограничения импульсных усилий в проводах фазы расстояние между внутрифазовыми распорками (в метрах)

$$l_3 = k \sigma_{\max} \sqrt{\frac{(k-1) \sigma_{\max} 24 \beta}{(\gamma_k + k \gamma_1)(\gamma_k - k \gamma_1)}}, \quad (3.5)$$

где $k = \sigma_k / \sigma_{\max}$ коэффициент допустимого увеличения амплитуды напряжения в проводе при коротком замыкании по отношению к σ_{\max} принимается равным 1,8;

σ_{\max} – максимальное напряжение в проводе при нормальном режиме, Па (при $t = -40$ °С или при гололеде и $t = -5$ °С);

β – коэффициент упругого удлинения материала провода (для алюминия $\beta = 159 \cdot 10^{-13}$ м²/Н);

γ – удельная нагрузка то собственной массы провода, Н/м·мм²;

γ_k – удельная нагрузка от сил взаимодействия к центру фазы при КЗ, Н/м·мм².

$$\gamma_k = p_u / q, \quad (3.6)$$

где p_u – результирующее усилие к центру фазы на один провод, Н/м;
 q сечение провода, м².

$$\sigma_{\max} = T_{\phi \max} / (nq), \quad (3.7)$$

где $T_{\phi \max}$ – максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, Н.

Число распорок, необходимое по условиям ограничения импульсных усилий, быстро снижается в пролетах, последовательно удаленных от шин источника питания.

На головных участках токопровода расчетное расстояние между внутрифазовыми распорками может составлять всего 3–5 м (в зависимости от тока $K3$), а в пролетах, достаточно удаленных от источника питания, где установка распорок по условиям динамической устойчивости не требуется, их все же устанавливают на расстоянии не более 15 м друг от друга – для фиксации пучка проводов расщепленной фазы.

На междуфазовые распорки действует сила (в ньютонах)

$$N_{\phi} = pl / (m + 1), \quad (3.8)$$

где l – расстояние между опорами, м;

m – число междуфазовых распорок в пролете между опорами.

По этому усилию проверяют прочность элементов междуфазовой распорки.

Практическое занятие № 4

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ЭЛЕМЕНТАМИ ИЗ МАТЕРИАЛОВ С ЭФФЕКТОМ ПАМЯТИ ФОРМЫ

4.1 Общие положения

Основным ограничением при выборе максимальных пролетов ЛЭП является допустимый габарит приближения проводов к земле или пересекаемому объекту. Для II района гололедности он определяется в режиме наибольших температур.

Компенсация температурного удлинения проводов вызывает уменьшение стрелы провеса, что в свою очередь позволяет либо увеличивать пролеты, либо снижать высоту опор или же создает условия для повышения до предела по нагреву пропускной способности существующих ЛЭП.

Термокомпенсация стрел провеса осуществляется с помощью силовых элементов, прикрепленных к проводу и воздействующих на него. Наиболее перспективны термокомпенсаторы, выполненные из материала с эффектом памяти формы (ЭПФ). Силовой элемент из материала с ЭПФ выполняется в виде нити длиной не более 1 % длины пролета линии и устанавливается параллельно участку провода в пролете, где требуется компенсация температурного удлинения.

ЭПФ заключается в следующем. Материал с ЭПФ, например, в виде проволоки, пластически деформируют при температуре T_n выше температуры прямого мартенситного превращения для придания ему определенной формы, затем охлаждают до температур, обеспечивающих протекание мартенситного превращения, и деформируют в низкотемпературной области.

При нагреве выше температуры обратного мартенситного превращения образец вновь восстанавливает форму, которая была ему придана при T_n . При последующих циклах процесс повторяется.

Наиболее ярким представителем этих материалов является сплав никеля с титаном – никелид титана (нитинол). Реактивные напряжения в сложных композициях никелида титана достигают 1300 МПа. Вследствие этого никелид титана имеет хорошие характеристики формозапоминания. Его деформация до 8 % может полностью восстанавливаться.

4.2 Задача 4. Рассчитать и дать количественную оценку изменения стрелы провеса в воздушных ЛЭП напряжением 35, 110 и 220 кВ (таблица 4.1) с использованием в них материала с ЭПФ – сплава на основе никелида титана (состава 50:50 %) с предельной деформацией до 8%, при которой происходит полное восстановление формы.

Таблица 4.1

Исходные данные к задаче 4

Номер варианта	Напряжение, кВ	Длина пролета линии, м	Марка провода
1	35	250	АС 70/11
2			АС 95/16
3			АС 120/27
4	110	300	АС 70/11
5			АС 95/16
6			АС 120/27
7			АС 150/24
8	220	400	АС 240/39
9			АС 300/48
0			АС 400/22

4.3 Методические указания к задаче 4

Прежде чем перейти к изложению методики по выполнению расчетов проведем качественный анализ работы провода ЛЭП и термокомпенсатора из материала с ЭПФ.

Зависимость тяжения T вдоль провода от температуры Θ показана на рисунке 4.1. При повышении температуры окружающей среды (или температуры провода) длина провода увеличивается, тяжение T падает – линия hg на рисунке 4.1. При достижении температуры окружающей среды значения A_n (точка b) термокомпенсатор начинает сокращаться, подтягивая провод. При дальнейшем увеличении температуры провод продолжает увеличивать свою длину, а термокомпенсатор сокращаться. Тяжение вдоль провода в диапазоне температур $A_n + A_k$ изменяется по кривой $b - c$. В точке c материал с ЭПФ термокомпенсатора полностью восстановил форму и провод полностью подтянут. При дальнейшем повышении температуры тяжение изменяется по естественной кривой $c - e$.

При снижении температуры термокомпенсатор за счет наличия температурного гистерезиса продолжает сохранять свою форму и тя-

жение до температуры M_n изменяется по естественному закону (участок $c-d$). При снижении температуры ниже M_n (точка d) термокомпенсатор под действием возросшего тяжения начинает деформироваться (растягиваться) и тяжение в диапазоне температур $M_n - M_k$ изменяется по кривой $d-a$. При дальнейшем снижении температуры термокомпенсатор в работе провода не участвует и тяжение изменяется по естественной характеристике.

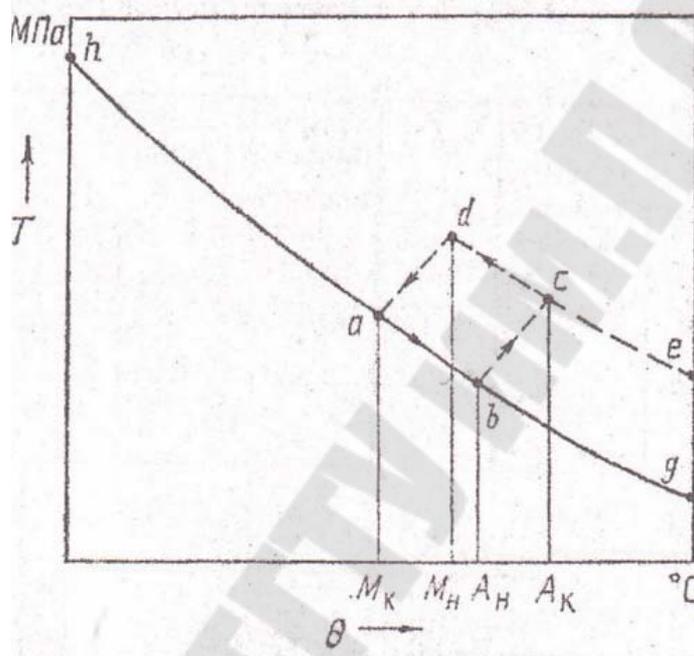


Рис. 4.1 Совместная работа провода ЛЭП и термокомпенсатора, где непрерывная линия – состояние провода без термокомпенсатора, а штриховая (прерывная) с термокомпенсатором

При выводе уравнения состояния провода с термокомпенсатором исходим из следующих предпосылок.

1. При температурах ниже M_k термокомпенсатор в работе провода не участвует (термокомпенсатор шунтирован участком провода).
2. При температурах выше A_k первоначальная длина провода принята неизменной, несмотря на то, что в работу включился термокомпенсатор и зашунтировал участок провода.
3. При температурах выше A_k пренебрегаем температурным удлинением термокомпенсатора.
4. В диапазоне температур $A_n - A_k$ и $M_n - M_k$ учтено изменение длины термокомпенсатора, вызванное изменением формы в процессе прямого и обратного мартенситных превращений.

Перечисленные предпосылки приняты на основании того, что длина термокомпенсатора (длина участка провода, параллельно которому крепится термокомпенсатор) составляет менее одного процента длины пролета.

Для вывода уравнения состояния провода введем понятие коэффициента температурного удлинения термокомпенсатора при наличии внешней нагрузки в диапазонах $A_n - A_k$, $M_n - M_k$:

$$\alpha_{mk} = -\frac{\varepsilon_{\max}}{100 \cdot \Delta T_{\phi n}}, \quad (4.1)$$

где ε_{\max} максимально допустимая деформация материала с ЭПФ, при которой еще возможен 100-процентный возврат формы;

$\Delta T_{\phi n} = A_k - A_n = M_n - M_k$ температурный диапазон фазового преобразования.

Согласно проведенным исследованиям, для сплава экваторного состава указанная величина лежит в пределах

$$\alpha_{mk} \approx -(3,2 - 3,5) \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{град}}.$$

Рассмотрим участок характеристики провода hb . Этот участок соответствует температурному диапазону $\Theta_{\min} \leq \Theta^0 \leq A_n$. Провод работает по указанной характеристике до повышения температуры выше A_n и после снижения температуры ниже M_k .

Известно, что при повышении температуры провода от Θ_m до Θ длина провода изменится на величину

$$\Delta L_1 = L_m \alpha (\Theta - \Theta_m),$$

где L_m первоначальная длина провода;

α – температурный коэффициент расширения материала провода.

С изменением длины провода на величину ΔL_1 изменится и напряжение в материале провода с σ_m до σ , а это, в соответствии с законом Гука, изменит дополнительно длину провода на величину

$$\Delta L_2 = L_m \frac{1}{E} (\sigma - \sigma_m),$$

где E – модуль упругости провода.

Таким образом, новая длина

$$L = L_m + \Delta L_1 + \Delta L_2. \quad (4.2)$$

Учитывая, что

$$L = l + \frac{\gamma^2 l^2}{24\sigma^2},$$

где γ – удельная нагрузка провода;

σ – напряжение материала провода, после подстановки в уравнение (4.2) всех величин и соответствующих преобразований, и упрощений запишем уравнение состояния провода на участке hb

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^3 E}{24\sigma^2} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 l^2 E}{24\sigma_m^2} - \alpha E(\Theta - \Theta_m). \quad (4.3)$$

Рассмотрим участок характеристики bc (рисунок 4.1). Он соответствует температурному диапазону $A_n \leq \Theta \leq A_k$. Провод работает по указанной характеристике после повышения температуры свыше A_n и до повышения температуры до A_k .

В этом случае уравнение (4.2) примет вид

$$L = L_m + \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3,$$

где ΔL_3 – характеризует изменение длины при срабатывании термокомпенсатора.

На данном участке характеристики с учетом уравнения (4.1)

$$\Delta L_3 = l_{mk} \alpha_{mk} (\Theta - A_n),$$

где l_{mk} – длина термокомпенсатора в деформированном состоянии.

В результате уравнение состояния провода в данном температурном диапазоне примет вид

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 l^2 E}{24\sigma_m^2} - \alpha E(\Theta - \Theta_m) - \frac{l_{mk} \alpha_{mk} E}{l} (\Theta - A_n). \quad (4.4)$$

Рассмотрим участок характеристики провода ed . Этот участок соответствует температурному диапазону $M_n \leq \Theta \leq \Theta_{max}$. Провод работает по указанной характеристике после повышения температуры

свыше A_k и до снижения температуры ниже M_n . При температуре A_k термокомпенсатор сработал полностью и величина

$$\Delta L_3 = l_{mk} \alpha_{mk} (A_k - A_n)$$

уже больше не изменяется.

Уравнение состояние провода в данном температурном диапазоне примет вид

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 l^2 E}{24\sigma_m^2} - \alpha E (\Theta - \Theta_m) - \frac{l_{mk} \alpha_{mk} E}{l} (A_k - A_n). \quad (4.5)$$

Рассмотрим участок характеристики провода da . Этот участок соответствует температурному диапазону $M_k \leq \Theta \leq M_n$. Провод работает по указанной характеристике после снижения температуры ниже M_n и до снижения температуры ниже M_k . Принимая, что в диапазоне $A_n - A_k$ и $M_n - M_k$ коэффициент α_{mk} остается неизменным, определим

$$\Delta L_3 = l_{mk} \alpha_{mk} (A_k - A_n) + l_{mk} \alpha_{mk} (\Theta - M_n) = l_{mk} \alpha_{mk} (\Theta - M_n + A_k - A_n).$$

Уравнение состояние провода в данном температурном диапазоне примет вид

$$\begin{aligned} \sigma - \frac{\gamma^2 l^2 E}{24\sigma^2} &= \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 l^2 E}{24\sigma_m^2} - \alpha E (\Theta - \Theta_m) - \\ &- \frac{l_{mk} \alpha_{mk} E}{l} (\Theta - M_n + A_k - A_n). \end{aligned} \quad (4.6)$$

Величины A_n, A_k, M_n, M_k , входящие в уравнения (4.4)–(4.6), зависят от состава материала с ЭПФ, т.е. от процентного соотношения никеля и титана в сплаве. Изменяя состав материала с ЭПФ и длину термокомпенсатора, можно добиться подтягивания или стабилизации провода на любом заданном уровне.

Практическое занятие № 5

РАСЧЕТ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С СОКРАЩЕННЫМ КОЛИЧЕСТВОМ ПРОВОДОВ И УМЕНЬШЕННЫМ РАССТОЯНИЕМ МЕЖДУ НИМИ

5.1 Общие положения

Наиболее эффективный путь повышения пропускной способности электропередач - повышение напряжения.

Наряду с этим разрабатываются и другие направления повышения пропускной способности электропередач, в частности направление, связанное с уменьшением волнового сопротивления (уменьшением индуктивности и увеличением емкости линии).

К таким разработкам относится управляемая трехфазно-двухфазная одноцепная ЛЭП. Принцип ее работы, обеспечивающий повышенную пропускную способность, заключается в том, что на линии векторы напряжений каждой из двух фаз сдвигаются относительно вектора напряжения третьей фазы до 180° . С этой целью по концам электропередачи в каждой фазе устанавливаются независимые фазосдвигающие устройства, каждое из которых позволяет сдвигать вектор напряжения только данной фазы относительно векторов напряжений других фаз. В зависимости от режима нагрузки линии электропередачи угол между любой парой векторов может быть в пределах $0 \dots 180^\circ$. При необходимости с помощью фазосдвигающих устройств, установленных по концам электропередачи, можно одновременно изменять также и модули векторов напряжений каждой из фаз линии

5.2 Задача 5. Определить электрические параметры (индуктивность, емкость, волновое сопротивление) управляемой двухфазной линии при углах фазового сдвига между векторами напряжений сближенных фаз, равных 0 , 120° и 180° , для вариантов линий, приведенных в таблице 5.1.

Исходные данные к задаче 5

Номер варианта	Напряжение, кВ	Количество проводов в фазе	Длина пролета линии, м	Марка провода	Расстояние между проводами, м	Габарит проводов до земли, м
1	35	1	250	АС 70/11	0,2	7
2				АС 95/16		
3				АС 120/27		
4	110	1	300	АС 70/11	0,8	7
5				АС 95/16		
6				АС 120/27		
7				АС 150/24		
8	220	1	400	АС 240/39	1,6	8
9				АС 300/48		
0				АС 400/32		

5.3 Методические указания к задаче 5

Для линий без потерь волновое сопротивление

$$Z_B = \sqrt{L/C},$$

где L, C – соответственно индуктивность и емкость единицы длины линии.

Отсюда можно сделать вывод, что для повышения пропускной способности необходимо рассматривать следующие задачи: $\min \operatorname{Re} \underline{L}$; $\max \operatorname{Re} \underline{C}$.

Индуктивность провода, работающего в системе из нескольких проводов, составит:

$$\underline{L}_i = \sum_{j=1}^n M_{ij} \frac{I_j}{\underline{I}_i} = M_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n M_{ij} \frac{I_j}{\underline{I}_i} = M_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n M_{ij} \frac{I_j}{\underline{I}_i} e^{j\Theta_{ij}}, \quad (5.1)$$

где $\underline{I}_i, \underline{I}_j$ – токи соответственно в i -м и j -м проводах;

M_{ii} – собственная индуктивность i -го провода;

M_{ij} – взаимоиндуктивность i -го и j -го проводов;

Θ_{ij} – угол между векторами токов в i -м и j -м проводах.

Отсюда при равенстве токов во всех проводах ($I_i = I_j$)

$$\operatorname{Re} \underline{L}_i = M_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n M_{ij} \frac{I_j}{I_i} \cos \Theta_{ij}. \quad (5.2)$$

Собственная и взаимная индуктивности провода определяются по формулам:

$$M_{ii} = L_{ii} = (2 \ln(1/r_i) + 0,5\mu)10^{-4}; \quad (5.3)$$

$$M_{ij} = 2 \cdot 10^{-4} \ln(1/D_{ij}), \quad (5.4)$$

r_i – радиус i -го провода;

μ – магнитная проницаемость материала провода;

D_{ij} – расстояние между i -м и j -м проводами.

Проанализируем выражение (5.2) с учетом (5.3) и (5.4).

Снижения индуктивности можно добиться в результате увеличения радиуса провода r_i . Этот путь широко используется на практике и реализуется в виде традиционного расщепления фазы, при котором увеличивается эквивалентный радиус.

Если радиус провода (или эквивалентный радиус провода) сохранять неизменным, задача минимизации индуктивности представляется в виде

$$\min \operatorname{Re} \underline{L}_i = \min(M_{ii} + 2 \cdot 10^{-4} \sum_{i=1, j \neq i}^n \ln(\frac{1}{D_{ij}}) \cos \Theta_{ij}). \quad (5.5)$$

Отсюда следует, что максимального уменьшения индуктивности можно добиться, воздействуя одновременно на три параметра: расстояние между проводами D_{ij} , угол Θ_{ij} и число проводов n .

Эти закономерности относятся к любой сложной системе, к проводам одной и той же расщепленной фазы, разных фаз одной цепи, к фазам разных цепей.

Рассмотрим теперь закономерности изменения емкости. Разберем простейшую конструкцию из двух проводов.

Емкость провода рассчитывается по системе потенциальных уравнений Максвелла:

$$\begin{cases} \underline{U}_1 = a_{11} \underline{q}_1 + a_{12} \underline{q}_2; \\ \underline{U}_2 = a_{21} \underline{q}_1 + a_{22} \underline{q}_2, \end{cases} \quad (5.6)$$

где $\underline{U}_1, \underline{U}_2$ – напряжение на первом и втором проводах;

$\underline{q}_1, \underline{q}_2$ – заряды на первом и втором проводах;

$a_{11}, a_{12}, a_{21}, a_{22}$ – потенциальные коэффициенты.

Отсюда можно получить

$$\underline{C}_1 = \frac{q_1}{U_1} = \beta_{11} + \beta_{12} \frac{U_2}{U_1} e^{i\Theta_{12}}, \quad (5.7)$$

где Θ_{12} – угол между векторами напряжений на проводах;

β_{11}, β_{12} – коэффициенты электростатической индукции. Эти коэффициенты выражаются в следующем виде:

$$\beta_{11} = \frac{a_{22}}{(a_{11}a_{22} - a_{12}^2)}; \beta_{12} = \frac{-a_{12}}{(a_{11}a_{22} - a_{12}^2)}, \quad (5.8)$$

причем $\beta_{12} < 0$.

Потенциальные коэффициенты находятся по выражениям:

$$a_{kk} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_u\varepsilon_o l} \ln \frac{2h_k}{r_k}; a_{kp} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_u\varepsilon_o l} \ln \frac{R_{p'k}}{R_{pk}}, \quad (5.9)$$

где h_k – расстояние от провода k до земли;

r_k – радиус провода;

R_{pk} – расстояние между проводами p и k ;

$R_{p'k}$ – расстояние между проводом k и зеркальным отображением

провода p ;

l – длина линии;

ε_u – диэлектрическая проницаемость изоляции;

ε_o – электрическая постоянная.

При равенстве напряжений на проводах ($U_1 = U_2$) задача максимизации емкости представляется в виде

$$\max \operatorname{Re} \underline{C}_1 = \max(\beta_{11} + \beta_{12} \cos \Theta_{12}). \quad (5.10)$$

Габарит до земли h_k определяется заданным напряжением. Если при этом $r_1 = \text{const}$ и $r_2 = \text{const}$, то коэффициенты a_{11} и a_{22} изменяться не будут. Тогда коэффициент β_{11} в соответствии с формулой (5.8) зависит только от коэффициента a_{12} , который при сближении проводов увеличивается, что приводит к увеличению коэффициента β_{11} и, следовательно, к увеличению емкости. При этом изменяется также и расстояние $R_{2'1}$ (см. выражение (5.9), однако не в такой степени. В целом при сближении проводов β_{11} будет увеличиваться.

Увеличение коэффициента β_{12} по модулю при уменьшении расстояния между проводами объясняется увеличением числителя и уменьшением знаменателя за счет роста a_{12} . Следовательно, при $\Theta_{12} > 90^\circ$ такое увеличение по модулю β_{12} будет приводить к увеличению емкости. Причем чем больше угол Θ_{12} , тем больше эффект увеличения емкости. При $\Theta_{12} < 90^\circ$ и сближении проводов наблюдается уменьшение емкости.

Таким образом, для увеличения емкости необходимо стремиться к созданию между векторами напряжений углов $\Theta_{12} > 90^\circ$ и максимальному при этом сближению проводов. Расчеты показывают, что эффект роста емкости усиливается при увеличении числа проводов, сближенных с данным проводом, и приложении к ним напряжений с углами $\Theta_{12} > 90^\circ$. Наибольший эффект увеличения емкости достигается при $\Theta_{12} = 180^\circ$ и максимальном сближении проводов.

Практическое занятие № 6

РАСЧЕТ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

6.1 Общие положения

Система накопления энергии (СНЭ) предназначена для накопления, хранения и отдачи электроэнергии в сеть или нагрузку с целью поддержания функционирования энергосистемы с обеспечением требуемого качества электроэнергии и реализации необходимых режимов ее работы.

СНЭ является многофункциональным устройством. Области ее применения:

- повышение энергоэффективности электростанций на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и их интеграция в традиционные системы;
- автоматизация регулирования частоты и перетоков активной мощности;
- выравнивание суточных графиков нагрузки;
- предотвращение снижения напряжения;
- увеличение пропускной способности электропередач;
- повышение надежности электроснабжения потребителей особой группы;
- применение накопителей для подавления низкочастотных колебаний режимных параметров;
- оптимизация установленной мощности генераторных агрегатов и снижения расхода топлива на автономных электростанциях;
- сглаживание резко переменной нагрузки;
- повышение качества электроэнергии в узлах с резко переменной нагрузкой;
- использование СНЭ для противоаварийного управления;
- повышение эффективности гибридных электростанций с системами накопления;
- компенсация реактивной мощности и оптимизация ее перетоков;
- замещение «вращающегося» резерва;
- защита генераторных агрегатов от резких изменений нагрузки;
- демпфирование нерегулярных колебаний активной мощности при помощи СНЭ.

6.2 Задача 6. Оценить целесообразность использования аккумуляторов в Белорусской энергосистеме на примере внедрения электродкотлов и пиково-резервных источников (вариант 1), а также электродкотлов, резервных источников и электрических аккумуляторов (вариант 2) при следующих исходных данных:

– удельный расход условного топлива на ТЭЦ:

$$b_{\text{ээ}}^{\text{ТЭЦ}} = 170 \frac{\text{г.у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; \quad (6.1)$$

– удельный расход условного топлива на КЭС (Лукомльская ГРЭС):

$$b_{\text{ээ}}^{\text{КЭС}} = 310 \frac{\text{г.у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; \quad (6.2)$$

– удельный расход условного топлива на пиковой станции:

$$b_{\text{ээ}}^{\text{ПИК}} = 320 \frac{\text{г.у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}; \quad (6.3)$$

– необходимый объем покрытия нагрузки энергосистемой в ночной период (ввода электродкотлов) по Комплексному плану:

$$N_{\text{ЭК}} = 985 \text{ МВт}; \quad (6.4)$$

– число часов работы пиковых источников:

$$t_p = 700 \text{ ч}; \quad (6.5)$$

– число часов работы электродкотлов без электроаккумуляторов:

$$t_{\text{ЭК}} = 2266 \text{ ч}; \quad (6.6)$$

– число часов работы электродкотлов с электроаккумуляторами:

$$t_{\text{ЭК+АКК}} = 2214 \text{ ч}; \quad (6.7)$$

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

$$t_{\text{АКК}} = 1095 \text{ ч}; \quad (6.8)$$

– удельная стоимость строительства электродкотлов:

$$s_{\text{ЭК}} = 195,8 \text{ USD/кВт}; \quad (6.9)$$

– цена топлива:

$$c_m = 150 \text{ USD/т.у.т.}; \quad (6.10)$$

– объем ввода пиково-резервных мощностей:

$$N_{np} = 800 \text{ МВт}; \quad (6.11)$$

– удельная стоимость строительства пиково-резервных мощностей:

$$s_{np} = 650 \text{ USD/кВт}; \quad (6.12)$$

– объем ввода электроаккумуляторов:

$$N_{акк} = 350 \text{ МВт}; \quad (6.13)$$

Для выполнения самостоятельной работы магистрантов параметр $N_{акк}$ варьируется с шагом 10 МВт;

– удельная стоимость строительства электроаккумуляторов:

$$s_{акк} = 853 \text{ USD/кВт}. \quad (6.14)$$

6.3 Методические указания к задаче 6

Рассмотрим вариант 1

Рассчитаем капитальные вложения и расходы топлива по варианту 1:

$$K_{сумм1} = N_{эк} \cdot s_{эк} + N_{np} \cdot s_{np}. \quad (6.15)$$

Расход топлива на электродотлы:

$$B_{эк} = N_{эк} \cdot t_{эк} \cdot b_{эз}^{ТЭЦ}. \quad (6.16)$$

Расход топлива на пиково-резервные источники:

$$B_{np} = N_{np} \cdot t_p \cdot b_{эз}^{ПМК}. \quad (6.17)$$

Суммарный расход топлива по варианту 1:

$$B_1 = B_{эк} + B_{np}. \quad (6.18)$$

Стоимость топлива по варианту 1:

$$C_1 = B_1 \cdot c_T. \quad (6.19)$$

Рассмотрим вариант 2

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

Суммарный необходимый суточный объем потребляемой электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{сумм}} = N_{\text{ЭК}} \cdot t_{\text{ЭК}}^c \quad (6.20)$$

Объем электроэнергии на зарядку аккумуляторов:

$$\mathcal{E}_{\text{акк}} = N_{\text{акк}} \cdot t_{\text{акк}}^c \quad (6.21)$$

Тогда необходимая мощность электродкотлов составит

$$N_{\text{ЭК}}^2 = (\mathcal{E}_{\text{сумм}} - \mathcal{E}_{\text{акк}}) / t_{\text{ЭК}}^c \quad (6.22)$$

Рассчитаем капитальные вложения и расходы топлива по варианту 2.

$$K_{\text{сумм}2} = N_{\text{ЭК}} \cdot s_{\text{ЭК}} + N_{\text{пр}} \cdot s_{\text{пр}} + N_{\text{акк}} \cdot s_{\text{акк}} \quad (6.23)$$

Расход топлива на зарядку электроаккумуляторов:

$$B_{\text{акк}} = N_{\text{акк}} \cdot t_{\text{акк}} \cdot b_{\text{ээ}}^{\text{ТЭЦ}} \quad (6.24)$$

Необходимый годовой объем потребления электроэнергии:

$$W_{\text{сумм}} = N_{\text{ЭК}} \cdot t_{\text{ЭК}} \quad (6.25)$$

Годовой объем потребления электроэнергии на зарядку аккумуляторов

$$W_{\text{акк}} = N_{\text{ЭК}} \cdot t_{\text{ЭК}} \quad (6.26)$$

Годовой объем потребления электроэнергии на электродкотлы;

$$W_{\text{ЭК}} = W_{\text{сумм}} - W_{\text{акк}} \quad (6.27)$$

Число часов работы электродкотлов с электроаккумуляторами:

$$t_{\text{ЭК}} = W_{\text{ЭК}} / N_{\text{ЭК}}^2 \quad (6.28)$$

Расход топлива на электродкотлы:

$$B_{\text{ЭК}2} = N_{\text{ЭК}} \cdot t_{\text{ЭК}} \cdot b_{\text{ээ}}^{\text{ТЭЦ}} \quad (6.29)$$

Снижение расхода топлива за счет замещения электроаккумуляторами пиковой электроэнергии от КЭС

$$\Delta B_{акк} = N_{акк} \cdot t_{акк} \cdot b_{э\text{э}}^{КЭС}. \quad (6.30)$$

Суммарный расход топлива по варианту 2:

$$B_2 = B_{э\text{к}} + B_{акк} - \Delta B_{акк}; \quad (6.31)$$

$$C_2 = B_2 \cdot c_T. \quad (6.32)$$

Срок окупаемости аккумуляторов по разности стоимости вариантов:

$$C_{ок} = \frac{N_{акк} \cdot s_{акк}}{C_1 - C_2}. \quad (6.33)$$

Практическое занятие № 7

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ОСВЕЩЕНИЕМ

7.1 Общие сведения

Автоматизированные системы управления наружным освещением позволяют контролировать состояние сетей наружного (уличного) освещения, организовать учет электроэнергии, осуществлять диагностику оборудования. Область их применения:

- освещение крупных городов, населенных пунктов;
- освещение крупных предприятий;
- освещение дорог и автомагистралей;
- освещение прилегающих территорий торговых центров, стоянок, складских помещений.

Автоматизированные системы управления освещением, предназначенные для использования в общественных зданиях, выполняют следующие функции:

1. Точное поддержание искусственной освещенности в помещениях на заданном уровне. Достигается это введением в систему управления освещением фотоэлемента, находящегося внутри помещения и контролирующего создаваемую осветительной установкой освещенность.

2. Учет естественной освещенности в помещении. Эта функция может осуществляться тем же фотоэлементом, что и в предыдущем случае, при условии, что он отслеживает полную (естественную + искусственную) освещенность. При этом экономия энергии может составлять 20 – 40 %.

3. Учет времени суток и дня недели. Для ее реализации автоматизированная система управления освещением должна быть оборудована собственными часами реального времени.

4. Учет присутствия людей в помещении. Получаемая за счет отключения светильников по сигналам таймера и датчиков присутствия экономия электроэнергии составляет 10 – 25 %.

5. Дистанционное беспроводное управление осветительной установкой. Часто присутствует в автоматизированных системах управления освещением благодаря тому, что ее реализация на базе электроники системы управления освещением очень проста, а сама функция добавляет значительное удобство в управлении осветительной установкой.

Существующий ассортимент автоматизированных систем управления освещением (СУО) зданий делится на три класса:

1. СУО светильника – простейшая малогабаритная система, конструктивно являющаяся частью светильника и управляющая только либо одной группой нескольких близлежащих светильников;

2. СУО помещения – самостоятельная система, управляющая одной или несколькими группами светильников в одном или нескольких помещениях;

3. СУО здания – централизованная компьютеризованная система управления, охватывающая освещение и другие системы целого здания или группы зданий.

Большинство компаний-производителей СУО светильников изготавливают эти системы в виде отдельных блоков, которые могут быть встроены в светильники различных типов.

7.2 Задача 7.1 Оценить эффективность мероприятий по экономии электрической энергии за счет автоматизации управления освещением в местах общего пользования спортивного комплекса (раздевалки спортзалов, душевые, гардероб, бытовые и подсобные помещения и др.) и замены ламп накаливания в указанных помещениях на светодиодные при следующих исходных данных:

– количество помещений с временным пребыванием людей – 27;
– количество и мощность ламп накаливания в помещениях с временным пребыванием людей:

– количество ламп – 59;

– мощность – 75 Вт;

– количество смен работы спортивного комплекса – 2;

– тариф на электрическую энергию – по действующим прейскурантам;

– число рабочих дней спорткомплекса в году – 365 (воскресные и праздничные дни).

Варианты задач для самостоятельной работы магистрантов выдаются преподавателем.

7.3 Методические указания к решению задачи

7.3.1 Описание мероприятия «Автоматизация освещения в местах общего пользования»

Освещение в туалетных комнатах, подсобных помещениях управляется обычными механическими выключателями. Челове-

ский фактор (забывчивость персонала) – причина постоянной работы осветительных приборов в этих помещениях в течение рабочего дня, несмотря на потребность в освещении в течение кратковременного периода времени.

Предлагается оснастить осветительные приборы устройствами на базе датчиков присутствия. Это усовершенствование позволит включать освещение только в случае присутствия человека в помещении.

В настоящее время на рынке электротехнических устройств существует ряд недорогих изделий, позволяющих автоматизировать управление освещением.

Устройство предназначено для монтажа на стене или потолке для использования совместно с ранее установленными светильниками. Встроенное реле позволит постепенно снижать электрическую нагрузку на светодиодные источники света, что позволит увеличить срок их службы.

7.3.2 Описание мероприятия «Замена ламп накаливания на светодиодные источники света»

Использование ламп накаливания для освещения помещений приводит к значительному перерасходу электрической энергии, поскольку люминесцентные или светодиодные лампы, генерирующие аналогичный по мощности световой поток, потребляют в 4-9 раз меньше электроэнергии.

Срок службы светодиодных ламп в 50 раз больше, чем у ламп накаливания. Поскольку устанавливаются компактные люминесцентные лампы и светодиодные в те же цоколи, что и лампы накаливания, переоборудование системы освещения – процесс нетрудоемкий.

7.3.3 Методика расчета эффективности мероприятий

Экономический эффект от реализации мероприятия достигается за счет:

- применения современных энергоэффективных осветительных приборов с низким электропотреблением, высокими показателями светового потока на единицу мощности

- внедрения систем автоматизации управления освещением с контролем уровня освещенности, секционным и зонным управлением, плавным управлением мощностью и световым потоком

7.3.3.1 Определение экономии топлива от применения энергоэффективных осветительных устройств

7.3.3.1.1 Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения, как для существующей системы освещения, так и для внедряемой взамен, осуществляется по формуле:

$$\mathcal{E} = (N \cdot n \cdot k_{пра}) \cdot T \cdot k_c \cdot k_{дон} \cdot k_{ay} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7.1)$$

где N , Вт – единичная мощность осветительного прибора (светильника, лампы, прожектора);

n , шт – количество осветительных приборов одинаковой мощности, типа, режима эксплуатации;

T , часов – время использования максимума осветительной нагрузки (таблицы А.1, А.2 приложения А);

$k_{пра}$ – коэффициент потери мощности в ПРА (пускорегулирующих аппаратах, драйверах) осветительного прибора (таблица А.3 приложения А);

k_c – технологический коэффициент спроса осветительной нагрузки (таблица А.4 приложения А);

k_{ay} – коэффициент автоматизации управлением освещения (таблица А.5 приложения А);

$k_{дон}$ – коэффициент дополнительного освещения в пасмурное время (для внутреннего освещения принимается равным 1,08, для наружного – 1).

7.3.3.1.2 Расчет экономии электроэнергии в результате внедрения энергоэффективной системы освещения взамен старой

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_{сущ} - \mathcal{E}_{зам}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (7.2)$$

Определение экономии топлива осуществляется по формуле:

$$\Delta B_{\text{э}} = \Delta \mathcal{E} \cdot \left(1 + \frac{k_{ном}^{\text{э}}}{100}\right) \cdot b_{\text{э}}^{\text{зам}} \cdot 10^{-6}, \text{ т.у.т.}, \quad (7.3)$$

где $b_{\text{э}}^{\text{зам}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме (Лукомльской ГРЭС) за год, предшествующий составлению расчета, г у.т./кВт ч;

$k_{ном}^{\text{э}}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях ГПО «Белэнерго» за год, предшествующий составлению расчета, (%).

7.3.3.2 Расчет капиталовложений в реализацию мероприятия осуществляется по формуле:

$$K = C_{об} + 0,1 \cdot C_{смп} + (0,25 \div 0,3) \cdot C_{об} + (0,03 \div 0,05) \cdot C_{об}, \text{ руб.}, \quad (7.4)$$

где $C_{об}$ – стоимость оборудования, которая определяется согласно договорным ценам (поставщик определяется на основании тендера);

$C_{смп}$ – стоимость строительно-монтажных работ, принимается в размере 25-30% от стоимости оборудования;

стоимость проектных работ принимается в размере до 10% от стоимости строительно-монтажных работ;

стоимость пуско-наладочных работ – в размере 3-5% от стоимости оборудования.

Укрупненный расчет капиталовложений можно провести, определив стоимость светильников $C_{свет}$ и датчиков движения и присутствия $C_{дат}$:

$$K = C_{свет} + C_{дат} = n \cdot C_{шт} + N \cdot C_{рег}, \quad (7.5)$$

где n – количество внедряемых энергоэффективных светильников;

$C_{шт}$ – стоимость одного энергоэффективного светильника;

N – требуемое количество регуляторов системы освещения (количество помещений), шт.;

$C_{рег}$ – стоимость одного регулятора системы освещения, руб. и добавить затраты на их установку:

$$K_{сум} = K \cdot K_{дон}, \quad (7.6)$$

где $K_{дон} = 1,3 \dots 1,5$ – коэффициент, учитывающий укрупненно затраты на разработку проектно-сметной документации, монтаж осветительного оборудования, установку и пусконаладку системы автоматизации.

Расчет простого срока окупаемости осуществляется по формуле:

$$C_{Рок} = \frac{K_{сум}}{(\Delta B_{э\text{э}} \cdot C_{мон})}, \text{ лет}, \quad (7.7)$$

где $\Delta B_{э\text{э}}$ – экономия топлива от внедрения мероприятия, т. у.т.;

$C_{мон}$ – стоимость 1 т.у.т., уточняется на момент составления расчета.

7.4 Задача 7.2 Определить остаточный ресурс светодиодной осветительной установки (ОУ) за определенное время эксплуатации при заданной температуре «*p-n*» перехода кристаллов светодиодов (СД) и при допустимом уровне снижения светового потока на 50% и 30%.

Таблица 7.1

Исходные данные для решения задачи 7

Номер варианта	Температура « <i>p-n</i> » перехода кристалла СД T_j , °C	Период дискретизации Δt , ч	Время работы СД, ч
1	60	500	50000
2	63	1000	45000
3	66	500	30000
4	69	1000	25000
5	72	500	40000
6	75	1000	35000
7	78	500	45000
8	81	1000	50000
9	84	500	25000
0	87	1000	35000

7.4.1 Методические указания к задаче 7.2

Остаточный срок службы светодиодных осветительных устройств автоматических систем управления

Срок службы светодиодных ОУ не является статической величиной, а зависит от условий эксплуатации, и определяется температурным режимом «*p-n*» перехода кристалла СД. Температура «*p-n*» перехода кристалла является основным фактором, определяющим скорость выхода и строя светодиодных ОУ. При оценке срока службы СД момент выхода из строя определяется как снижение светового потока или яркости ниже определенного порога (25 %, 30 % или 50 % – в зависимости от того, что понимает под окончанием срока службы каждый конкретный производитель) (рисунок 7.1).

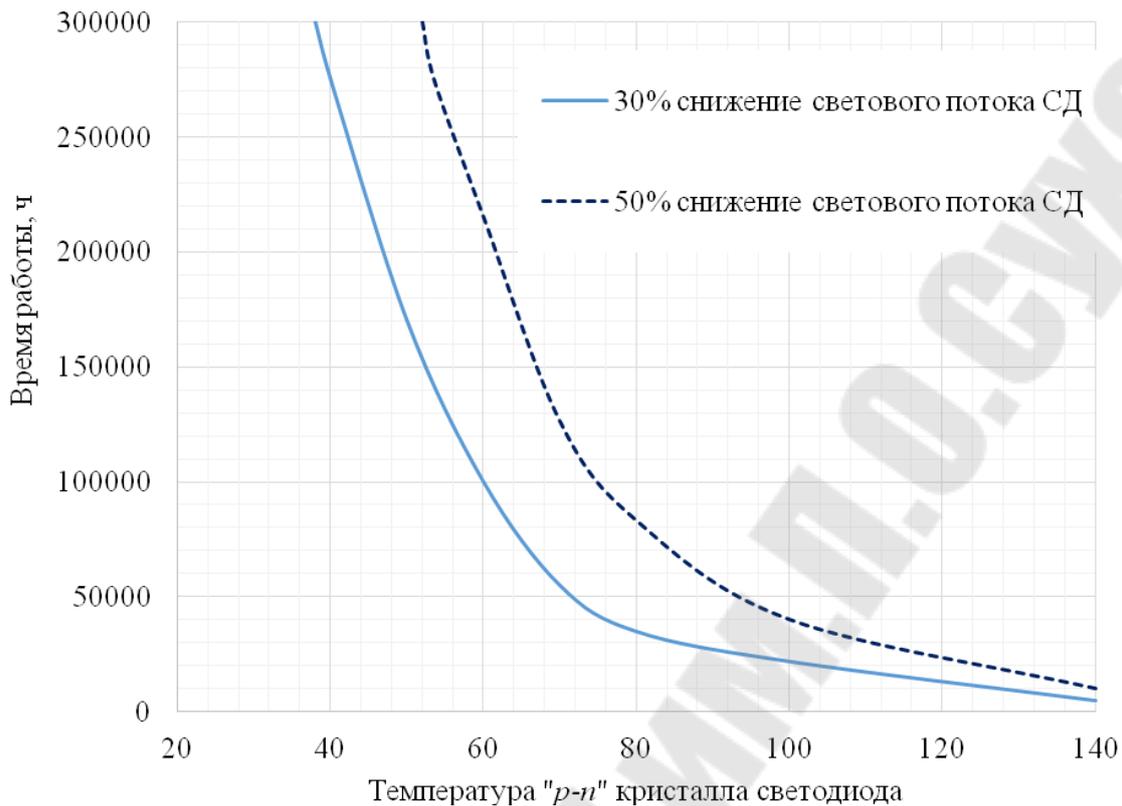


Рис. 7.1. Срок службы светодиодных светильников

Расчет срока службы СД в осветительном устройстве в соответствии с законом Аррениуса:

$$E(t)_i = A \cdot e^{-B \cdot T_{ji}}, \quad (7.8)$$

где A , ч и B , $1/^\circ\text{C}$ – коэффициенты, характеризующие скорость теплового износа светодиода;

T_{ji} – температура «p-n» перехода СД для i -ого режима расчета.

Для определения остаточного ресурса светодиодной осветительной установки из системы уравнений, составленных на основе графика срока службы светодиодных светильников (рисунок 7.1):

$$\begin{cases} E_1 = A \cdot e^{-B \cdot T_1}, \\ E_2 = A \cdot e^{-B \cdot T_2}, \end{cases}$$

находим коэффициенты A и B , характеризующие скорость теплового износа.

Расчет остаточного ресурса. Для того что бы спрогнозировать остаточный ресурс светодиодной ОУ используем коэффициент оптического и теплового износа f_i , который находится по выражению:

$$f_i = \frac{E(t)}{E_{норм}}, \quad (7.9)$$

где $E_{норм}$ – нормированное значение срока службы СД.

Тогда время выработки светодиодной ОУ за период дискретизации Δt , равно:

$$E_{выр_i} = \frac{\Delta t}{f_i}. \quad (7.10)$$

Остаточный ресурс определяется по выражению:

$$E_{ост} = E_{норм} - E_{выр}. \quad (7.11)$$

Тогда формула для расчета остаточного ресурса светодиодной ОУ будет иметь вид:

$$E_{ост} = E_{норм} - \sum_{i=1}^n E_{выр_i} = E_{норм} - \frac{\Delta t \cdot E_{норм}}{A} \cdot \sum_{i=1}^n e^{B \cdot T_i}. \quad (7.12)$$

Внедрение системы контроля остаточного ресурса повысит эксплуатационную надёжность светодиодных светильников, а также позволит своевременно осуществлять их замену, что очень важно для промышленного производства, медицины и сельского хозяйства.

7.5 Задача 7.3 Провести сравнение ОУ для нестандартных помещений (заданных преподавателем) по стоимости световой энергии и графическим способом по наибольшей площади фигуры на основе характеристик ОУ (например, светоотдача, коэффициент использования ОУ и удельная подсоединённая мощность ОУ) и рассчитать простой срок окупаемости ОУ.

7.5.1 Методические указания к задаче 7.3

Основным методом проектирования электрического освещения является метод коэффициента использования светового потока. Применение метода коэффициента использования светового потока не может быть использовано для помещений с различной расчётной вы-

сотой, но сам коэффициент использования светового потока можно использовать для определения наиболее эффективной ОУ.

Коэффициент использования светового потока светильника показывает долю светового потока светильника, которая преобразуется в освещённость (плотность светового потока) расчётной поверхности и характеризует эффективность светораспределения (кривой силы света – КСС) осветительного прибора. Для идеальной ОУ коэффициент использования светового потока светильника равен единице, т.е. 100% светового потока светильника преобразуется в освещённость расчётной поверхности.

Преобразовав основную расчётную формулу метода можно определить коэффициент использования светового потока осветительного прибора или системы освещения:

$$\eta_{oy} = \frac{E_{cp} \cdot A_p \cdot K_3}{(N \cdot \Phi_{СП})}, \quad (7.13)$$

где E_{cp} – средняя освещённость расчётной поверхности, лк;

A_p – площадь расчётной поверхности в нашем случае без учёта кинопроекционной, м²;

K_3 – коэффициент запаса по световому потоку;

N – число светильников в ОУ;

$\Phi_{СП}$ – световой поток светильника, лм.

Применение только одного коэффициента использования светового потока не позволяет рационально подобрать ОУ, так как при излучении в очень узком телесном угле световой поток преобразуется в освещённость на рабочей поверхности, но часть этой поверхности просто не будет освещена. Поэтому дополнительно необходимо применять критерии, которые также будут учитывать равномерность распределения освещённости по расчётной поверхности, блёскость, условия комфортного освещения и т.д.

Мощным рычагом улучшения условий освещения является повышение качества освещения. В последнее время появилось много новых эффективных источников света (ИС), использование которых даёт большую экономическую выгоду, однако создание высококачественного освещения при использовании этих ИС заметно усложняется из-за их высокой яркости, большой глубины колебаний светового потока, большой концентрации светового потока, нестандартными КСС и т. д.

Вопросы качества освещения невозможно рассматривать в отрыве от их количественных характеристик (рисунок 7.2), так как их влияние на условия работы глаза взаимосвязано и взаимозависимо. Одинаковое качество освещения по-разному оценивается глазом при разном количестве света и одинаковое количество освещения совершенно неодинаково воспринимается при разном его качестве.



Рис. 7.2 Основные требования к освещению и способы улучшения условий освещённости

Наличие в поле зрения участков повышенной яркости приводит к ухудшению условий работы органа зрения, вызывая неприятные ощущения, резь в глазах, повышенное утомление, снижение видимости объектов различения и других функций зрения. Свойство световых приборов или светящихся поверхностей при неблагоприятном соотношении между яркостью, силой света и яркостью окружающего пространства нарушать условия комфортного зрения, или ухудшать контрастную чувствительность, или оказывать одновременно оба эти действия называется блёскостью. Блёскость оказывает на человека психологическое и физиологическое действие. Психологическое действие блёскости, называемое дискомфортом, рассматривается как начальная стадия слепящего действия.

В ТКП 45-2.04-153-2009 нормируют показатель дискомфорта M (таблица 1.1), как критерий оценки дискомфортной блёскости, вызывающей неприятные ощущения при неравномерном распределении яркостей в поле зрения:

$$M = \frac{L_c \cdot \Omega^{0.5}}{\phi_\theta \cdot L_{ad}^{0.5}}, \quad (7.14)$$

где L_c – яркость блеского источника, кд/м²;

Ω – угловой размер блеского источника, стер;

ϕ_θ – индекс позиции блеского источника относительно линии зрения;

L_{ad} – яркость адаптации, кд/м².

Показатель M характеризует степень неудобства или напряженности при наличии в поле зрения источников повышенной яркости. Показатель дискомфорта M и объединённый показатель дискомфорта UGR связаны между собой формулой:

$$M = 10^{\frac{UGR+4,8}{16}}. \quad (7.15)$$

Для расчета показателя M в лекционной аудитории была использована функция DIALux 4.9 – UGR . При одинаковой расчетной высоте количество расчетных точек 2-3 шт. Схема расположения расчётных точек UGR в помещении с различной расчетной высотой для рабочих мест представлена на рисунке 7.3.

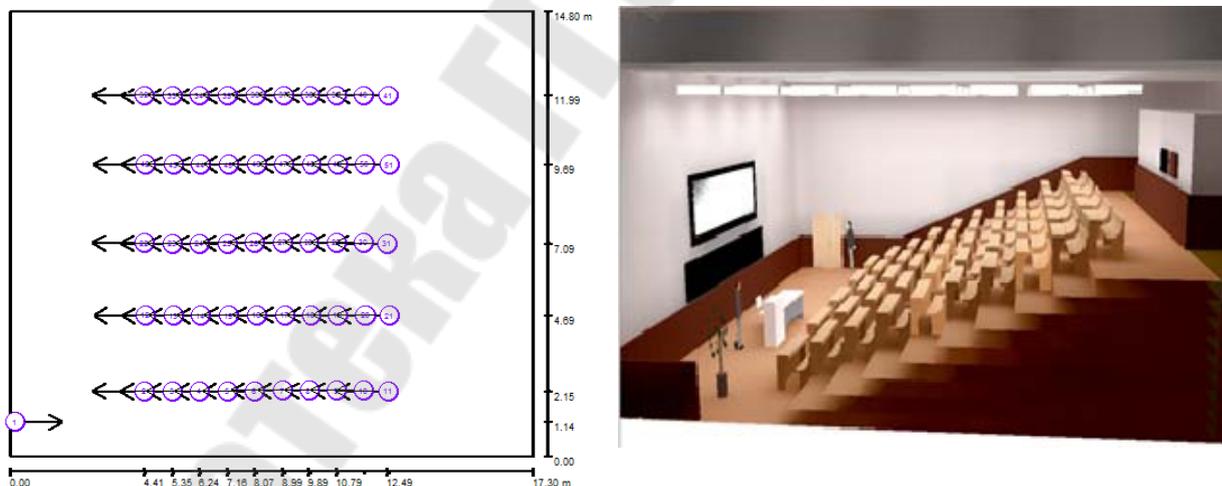


Рис. 7.3 Схема расположения расчётных точек UGR

По показателю M в наилучшем положении оказались рабочие места первых парт относительно доски. На последних рядах из-за увеличения количества ИС, попадающих в зону зрения, и уменьшения расчетной высоты подвеса светильников отмечается увеличение блескости и показателя M .

На поверхностной диаграмме значений коэффициента UGR (рисунок 7.4) синим цветом изображена область, соответствующая значению 20-21, фиолетовым – 19-11, а зелёным цветом отмечено значение $UGR=10$.

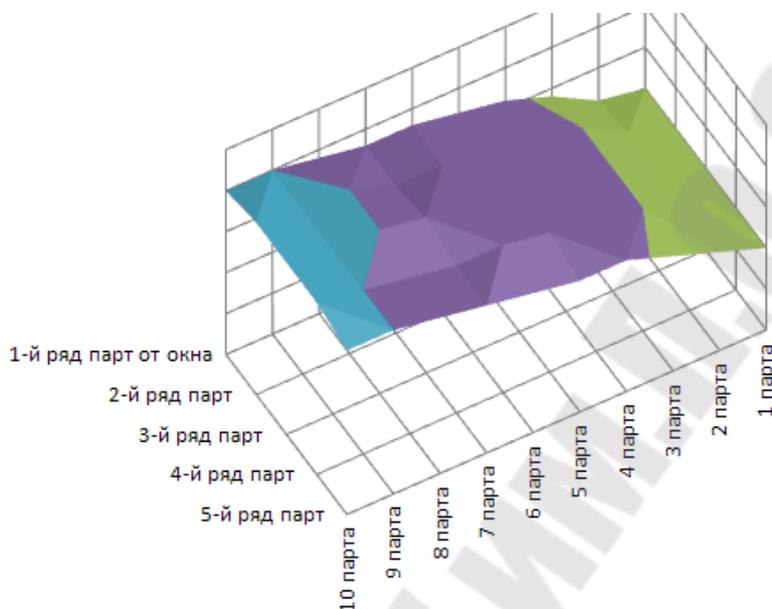


Рис. 7.4 Поверхностная диаграмма значения коэффициента UGR в ауд. 2-12

Зона зрительной задачи должна быть освещена как можно более равномерно. Равномерность освещения U_o - отношение минимальной освещённости к средней.

Для обеспечения объективного определения цветопередающих свойств ИС должен быть указан общий индекс цветопередачи R_a . Максимальная величина R_a – 100. Это значение уменьшается при уменьшении качества цветопередачи. ИС с индексом цветопередачи ниже 80 не должны быть использованы в помещениях, где люди работают или находятся продолжительное время.

Стоимость световой энергии:

$$G_{сз} = q \cdot \eta^{-1} + C_{ИС} \cdot (\Phi \cdot \tau)^{-1}, \quad (7.16)$$

где q – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч;

η – световая отдача ОУ, лм/Вт;

$C_{ИС}$ – стоимость ОУ, руб.,

τ – срок службы светильника, ч;

Φ – световой поток светильника, клм.

Для выбора оптимальной ОУ в таблице 7.3 предложены критерии оценки ОУ, обеспечивающие энергосбережение и высокое качество освещения. Оценка происходит по шкале от 1 до 5. Чем выше общий показатель и больше площадь фигуры (рисунок 7.5), тем выше качество системы освещения для рассматриваемого помещения.

Таблица 7.2

Экономические показатели ОУ

Обозначение светильников	Параметры ОУ					
	Ф, Лм	Р, Вт	η , лм/Вт	Гарантий- ный срок службы, лет	$C_{ис}$, руб	$G_{сэ}$, руб./кВт·ч
ЗАО «Элматрон» ДПП22-24x2,4-112	4829	70	68,98	3	144,5	11,4
Focus Co. СПО-70/100	4390	77	57,01	3	155	13,5
Трепласт ДПП 22-18x2,4-101-11	4200	50	84	3	91,8	8,3
ЗАО "Пумос". СЭС-01-20/4М	4275	44	97,16	3	120,59	10,7
АТОН АТ-ДПО-02-120*0,5- 001 Вох 4000	4400	44	100	2	128	16,6
Трепласт ДПП 22- 48.116.18.21 рас. комб.	3850	55	70	3	85,5	8,5
Belintegra Eulumdat ДПО 12-36-113.15 кр. (236) "SM B	3600	39	92,3	3	64,16	6,8

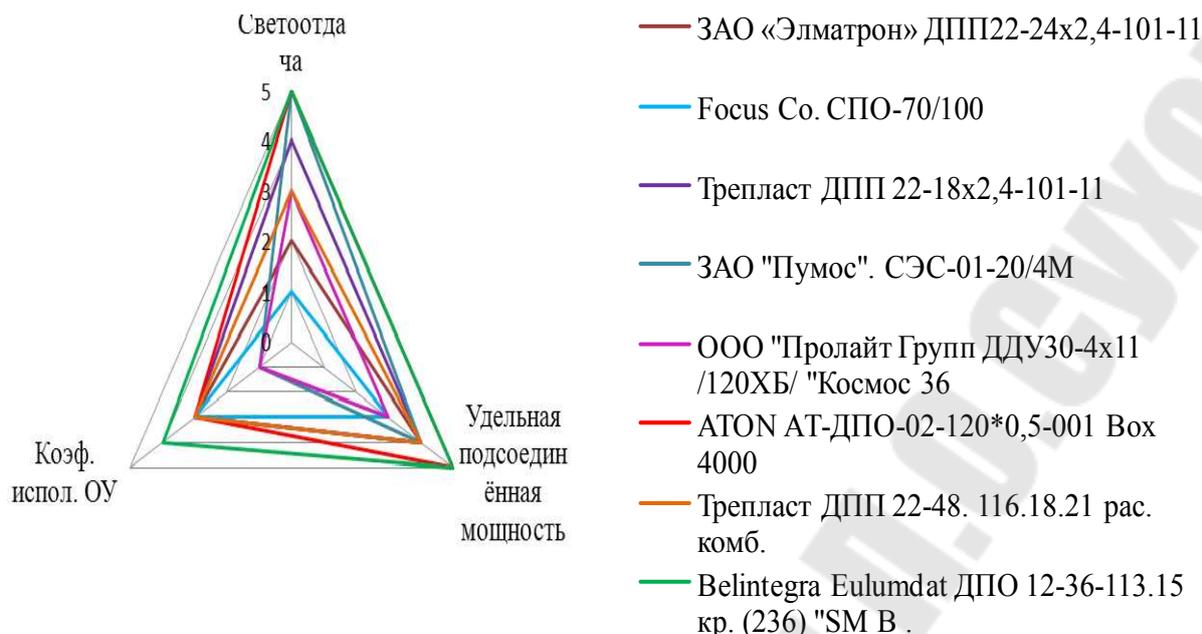


Рис. 7.5. Графический способ сравнения ОУ

Таблица 7.3

Критерии оценки осветительных систем

Параметр	Критерии оценки осветительных систем				
	5	4	3	2	1
Удельная подсоеди́нная мощность, Вт/м ²	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
Светоотдача, Лм/Вт	90-100	80-90	70-80	60-70	50-60
Коэффициент использования осветительной установки $\eta_{ОУ}$, %	90-100	80-90	70-80	60-70	50-60

Расчёт капитальных вложений и годовой экономии производится в соответствии с методическими рекомендациями по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, разрабатываемыми Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь.

Годовой расход электроэнергии на искусственное освещение светодиодными светильниками рассчитывается по формуле:

$$W_{ГО} = N \cdot P_{уст} \cdot K_C \cdot T_{МО}, \quad (7.17)$$

где N – количество осветительных приборов, составляет 40 шт.;

$P_{уст}$ – мощность светильника, кВт;

K_C – коэффициент спроса осветительной нагрузки;

T_{MO} – годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки, ч.

Экономия электроэнергии при замене люминесцентных светильников на энергоэкономичные светодиодные модели определяем по формуле с учётом количества:

$$\Delta W_O = N \cdot K_C \cdot (P_{уст.нр}^{сущ} \cdot K_{ПРА} - P_{уст.нр}^{зам}) T_{MO}, \quad (7.18)$$

где $P_{уст.нр}^{сущ}$ – мощность лампы существующего светильника, кВт;

$P_{уст.нр}^{зам}$ – мощность ламп предлагаемых для замены светильников, кВт;

$K_{ПРА}$ – коэффициент потерь в пускорегулирующей аппаратуре.

Экономия в стоимостном выражении:

$$\Delta \mathcal{E}_{20д} = C_{ЭЭ} \cdot \Delta W_O, \quad (7.19)$$

где $C_{ЭЭ}$ – цена 1 кВт·ч электроэнергии.

Оценку экономической эффективности производим на основе сопоставления ожидаемых финансовых результатов и затрат от внедрения мероприятия.

Простой срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_{Oy}}{\Delta \mathcal{E}}, \quad (7.20)$$

где K_{Oy} – капиталовложения в мероприятие, включающее стоимость осветительных установок и затраты на монтаж и наладку оборудования;

C – стоимость выбранного светодиодного светильника согласно договорной цены фирмы-поставщика, руб.;

$C_{СМР}$ – стоимость строительно-монтажных работ – 5-10% от стоимости оборудования (принимаем 5%);

Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{Oy} = n \cdot C + C_{СМР}. \quad (7.21)$$

Финансирование мероприятия может осуществляться за счёт собственных средств предприятия.

Практическое занятие № 8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

8.1 Общие положения

Биогаз топливный – смесь газов, основным компонентом которой является метан, получаемая в результате анаэробной ферментации органических веществ, предназначенная для использования в качестве топлива на энергоисточниках для выработки тепловой и электрической энергии.

В настоящее время в Беларуси функционирует 29 биогазовых комплексов, суммарной установленной мощностью 38 МВт.

Биогазовые установки сельскохозяйственных организаций

Общий потенциал выработки биогаза на фермах и комплексах по выращиванию крупного рогатого скота, свиней и птицы составляет 3602,9 млн куб. метров, 332,2 млн куб. метров и 223,4 млн куб. метров в год соответственно с общим объемом замещения 3,2 млн т.у.т.

Внедрение когенерационных установок электрической мощностью свыше 150 кВт технически возможно на фермах по выращиванию крупного рогатого скота с поголовьем не менее 720 голов, свинокомплексах и птицефабриках с поголовьем 6 тыс. голов и 90 тыс. голов соответственно.

Биогазовые установки на очистных сооружениях

В Республике Беларусь находятся в эксплуатации около 2450 канализационно-насосных станций. Годовой пропуск сточных вод через канализационно-насосные станции составляет примерно 593,2 млн куб. метров, из них на полную биологическую очистку – 592,1 млн куб. метров. На отведение и очистку сточных вод расходуется 328,6 млн кВт·ч. Доля энергозатрат в себестоимости эксплуатации канализационно-насосных станций в среднем по республике составляет 17,7 процента.

Предварительные испытания, подтвержденные лабораторными исследованиями, показывают, что из 1 килограмма сухой массы сырого осадка можно получить 0,6 куб. метров биогаза. Энергетическая емкость 1 куб. метра такого биогаза составляет около 6000 ккал.

Общий потенциал потребления полученного в качестве топлива биогаза с использованием стоков канализационно-насосных станций составляет около 66,4 млн куб. метров (53,1 тыс. т.у.т.) с расчетной

установленной электрической мощностью когенерационных установок около 22 МВт.

Биогазовые установки на коммунальных отходах

В Республике Беларусь действуют 167 объектов захоронения твердых коммунальных отходов с проектным объемом захоронения 239,8 млн куб. метров (фактический объем захоронения 206,6 млн куб. метров).

Потенциальная энергия, заключенная в этих отходах, равноценна 470 тыс. т.у.т. При их биопереработке в целях получения газа эффективность составит 20 – 25 процентов, что эквивалентно 100 – 120 тыс. т.у.т. В областных городах ежегодная переработка коммунальных отходов позволяет получать биогаз в объеме, эквивалентном около 50 тыс. т.у.т., а в г.Минске – до 30 тыс. т.у.т.

Биогазовые установки на отходах производства пищевых продуктов

В Республике Беларусь действует 4 сахарных завода, входящих в состав Белорусского государственного концерна пищевой промышленности "Белгоспищепром". Обобщенные энергозатраты по данным организациям составляют свыше 192 тыс. т.у.т., а объем отходов производства (барды) – около 350 тыс. тонн. При анаэробном сбраживании этих отходов возможно получение 64 тыс. куб. метров биогаза в сутки.

Технически возможно установить 4 биогазовых комплекса суммарной мощностью 12 МВт, что позволит заместить 28 млн. куб. метров природного газа (32 тыс. т.у.т.).

Ветроэнергетический потенциал

На территории республики выявлено 1840 площадок для размещения ветроэнергоустановок (ВЭУ) с теоретически возможным энергетическим потенциалом 1600 МВт и годовой выработкой электроэнергии 2,4 млрд. кВт·ч.

На 1 января 2021 г. находится в эксплуатации 101 ВЭУ суммарной установленной мощностью 109,1 МВт.

Гидроэнергетический потенциал

В Республике Беларусь на 1 января 2021 года находится в эксплуатации 54 гидроэлектростанция суммарной мощностью 96,1 МВт, что составляет около 5 процентов от технически доступного потенциала. Около 80 процентов мощности всех ГЭС приходится на долю организаций Министерства энергетики.

8.2 Задача 8.1 Рассчитать и выполнить анализ тепловой и электрической мощности биогазового комплекса с установкой на нем энергетического оборудования различного типа с разными видами исходного сырья (приложение Б), задаваемого преподавателем.

8.3 Методические указания к задаче 8.2

Установленная тепловая и электрическая мощности проектируемого биогазового комплекса определяются составом и параметрами энергетического оборудования.

Выбор состава энергетического оборудования определяется технологическим процессом производства на предприятии, тепловыми и электрическими нагрузками предприятия, возможностью выдачи избытков тепловой энергии в тепловую сеть.

При установке паровых или водогрейных котлоагрегатов тепловая мощность $кВт$ определяется следующим образом:

$$Q_k = \frac{Q_B \cdot Q_B^{HP} \cdot \eta_{ка} \cdot 1,163}{24 \cdot 100 \cdot 1000}, \quad (8.1)$$

где Q_B – суточный объем производимого биогаза, $м^3/сут$, по формуле (8,6);

Q_B^{HP} – низшая рабочая теплота сгорания биогаза, $ккал/м^3$, для предварительных расчетов можно принимать $Q_B^{HP} = 5200 ккал/м^3$;

$\eta_{ка}$ – коэффициент полезного действия котлоагрегата, %, принимается по данным завода изготовителя. Для предварительных расчетов можно принять равным 91%.

При установке когенерационного энергетического модуля на базе двигателя внутреннего сгорания комплектно с установкой утилизации теплоты уходящих дымовых газов тепловая мощность биогазового комплекса $O_{двс}$, $кВт$, определяется следующим образом:

$$Q_{ДВС} = \frac{Q_B \cdot Q_B^{HP} \cdot \eta_{ДВС}^O \cdot 1,163}{24 \cdot 100 \cdot 1000}, \quad (8.2)$$

где Q_B – суточный объем производимого биогаза, $m^3/сут$, по формуле (8.6);

Q_B^{HP} – низшая рабочая теплота сгорания биогаза, $ккал/м^3$, для предварительных расчетов можно принимать $Q_B^{HP} = 5200 \text{ ккал/м}^3$;

$\eta_{ДВС}^O$ – тепловой коэффициент полезного действия когенрационного энергетического модуля на базе двигателя внутреннего сгорания, %, принимается по данным завода изготовителя. Для предварительных расчетов можно принять равным 50-53%.

При установке когенрационного энергетического модуля на базе двигателя внутреннего сгорания комплектно с установкой утилизации теплоты уходящих дымовых газов электрическая мощность биогазового комплекса $N_{ДВС}$, $кВт$, определяется следующим образом:

$$N_{ДВС} = \frac{Q_B \cdot Q_B^{HP} \cdot \eta_{ДВС}^N \cdot 1,163}{24 \cdot 100 \cdot 1000}, \quad (8.3)$$

где Q_B – суточный объем производимого биогаза, $m^3/сут$, по формуле (8.6);

Q_B^{HP} – низшая рабочая теплота сгорания биогаза, $ккал/м^3$, для предварительных расчетов можно принимать $Q_B^{HP} = 5200 \text{ ккал/м}^3$;

$\eta_{ДВС}^N$ – электрический коэффициент полезного действия когенрационного энергетического модуля на базе двигателя внутреннего сгорания, %, принимается по данным завода изготовителя. Для предварительных расчетов можно принять равным 34-37%.

При установке когенрационного энергетического модуля на базе газовой турбины комплектно с установкой утилизации теплоты уходящих дымовых газов тепловая мощность биогазового комплекса $Q_{ГТ}$, $кВт$ определяется следующим образом:

$$Q_{ГТ} = \frac{Q_B \cdot Q_B^{HP} \cdot \eta_{ДВС}^O \cdot 1,163}{24 \cdot 100 \cdot 1000}, \quad (8.4)$$

где Q_B – суточный объем производимого биогаза, $m^3/сут$, по формуле (8.6);

Q_B^{HP} – низшая рабочая теплота сгорания биогаза, $\text{ккал}/\text{м}^3$, для предварительных расчетов можно принимать $Q_B^{HP} = 5200 \text{ ккал}/\text{м}^3$;

$\eta_{ДВС}^Q$ – тепловой коэффициент полезного действия когенрационного энергетического модуля на базе газовой турбины, %, принимается по данным завода изготовителя. Для предварительных расчетов можно принять равным 42-46%.

При установке когенрационного энергетического модуля на базе газовой турбины комплектно с установкой утилизации теплоты уходящих дымовых газов электрическая мощность биогазового комплекса $N_{ГТ}$, кВт определяется следующим образом:

$$N_{ГТ} = \frac{Q_B \cdot Q_B^{HP} \cdot \eta_{ДВС}^N \cdot 1,163}{24 \cdot 100 \cdot 1000}, \quad (8.5)$$

где Q_B – суточный объем производимого биогаза, $\text{м}^3/\text{сут}$, по формуле (8.6);

Q_B^{HP} – низшая рабочая теплота сгорания биогаза, $\text{ккал}/\text{м}^3$, для предварительных расчетов можно принимать $Q_B^{HP} = 5200 \text{ ккал}/\text{м}^3$;

$\eta_{ДВС}^N$ – электрический коэффициент полезного действия когенрационного энергетического модуля на базе газовой турбины, %, принимается по данным завода изготовителя. Для предварительных расчетов можно принять равным 28–32%.

В случае размещения на биогазовом комплексе энергетического оборудования отличного от приведенного выше необходимо проведение дополнительных расчетов.

В случае размещения на биогазовом комплексе энергетического оборудования различного типа, общую установленную тепловую и электрическую мощность следует определять, как сумму мощностей различных энергетических установок.

Суточный объем производимого биогаза Q_B , $\text{м}^3 / \text{сутки}$, в мезофильном режиме работы биореактора:

$$Q_B = \sum_1^n \frac{V_c^i \cdot (100 - W_c^i)}{100} \cdot b^i, \quad (8.6)$$

где b^i – усредненный выход биогаза для i - того сырья, принимается по таблице Б.1 (приложение Б), $\text{м}^3/\text{кг}$.

W_c^i - влажность i -го сырья поступающего на переработку (таблицы Б.3–Б.5), %;

V_c^i – объем i -го сырья поступающего на переработку (таблицы Б.3–Б.5), кг/сутки.

8.4 Задача 8.2 Рассчитать пиковую мощность и потребляемую электроэнергию автономного объекта (по заданию преподавателя) для выбора номинальной мощности ВЭУ

8.5 Методические указания по расчету параметров автономного энергопотребления: пиковой мощности и потребляемой электроэнергии

Определить пик промышленного потребителя энергии не представляет сложности, так как изначально известны мощность и график работы каждой единицы оборудования. Вычисление графика потребления и пика мощности частного потребителя энергии может быть проведено с той или иной вероятностью или прогнозированием в связи с непредсказуемостью графика энергозатрат. В связи с этим задача решается всегда индивидуально с соответствующими допущениями и приближениями.

8.5.1 Методика расчета пиковой мощности

Определить в соответствии с руководством по эксплуатации мощность каждого прибора P_i (Вт), который может быть использован на исследуемом объекте и занести в таблицу (аналогично таблице В.1, приложение В). Определить с соответствующими допущениями простую вероятность включения прибора в различное время суток и отметить это в таблице, проставляя мгновенную потребляемую мощность утром, днем, вечером и ночью. Сложить данные столбцов мгновенной мощности P_i и получить пиковую мощность энергопотребления P_{II} в конкретное время суток – утром, днем, вечером, ночью (P_U, P_D, P_B, P_H). Пример показан в таблице В.2, приложение В. Эти данные используются впоследствии для расчета номинальной мощности инвертора P_{II} .

$$P_{II} > \max(P_U, P_D, P_B, P_H), \text{ Вт.} \quad (8.7)$$

Из практики известно, что реальная пиковая мощность подавляющего большинства объектов в конкретное время суток меньше

суммы всех мощностей находящихся на объекте приборов, поскольку все электроприборы, как правило, не включаются одновременно. Тем не менее, могут быть исключения, которые должны приниматься во внимание разработчиком.

При проведении расчетов допускается формальное увеличение пиковой мощности в конкретное время суток с целью создания «запаса» по мощности и прогнозирования увеличения энергопотребления в будущем.

8.5.2 Методика расчета потребляемой энергии

Определить с соответствующими допущениями время работы каждого прибора в конкретное время суток и занести данные в таблицу (аналогично таблице В.2, приложение В). Сложить данные столбцов «утро-день-вечер-ночь» для каждого электроприбора и умножить полученное значение на мощность прибора, получив энергопотребление каждого прибора за сутки. Сумма энергопотребления всех приборов $E_{сут}$ будет являться количеством энергии, потребляемой объектом в сутки:

$$E_{сут} = P_i \sum T_i, \text{ Вт}\cdot\text{ч.} \quad (8.8)$$

Эти данные используются впоследствии для расчета номинальной мощности ветроэнергетической установки и аккумуляторных батарей.

Пример расчета пиковой мощности и потребляемой энергии приведен в приложении Г.

8.5 Задача 8.3 Определить номинальную мощность ВЭУ для автономного энергопотребления объекта (по приложению В) с учетом средней скорости ветра в регионе и электропотребления объекта.

8.6 Методические указания к задаче 8.3

Определить среднюю скорость ветра в расчетном регионе на основании данных метеорологических служб. При этом необходимо иметь в виду, что данные метеостанций являются усредненными. В связи с этим в дополнение к этим данным можно руководствоваться привязкой к местному ландшафту (аэродинамические коридоры лесных массивов и горных цепей, поймы рек, продувные урбанизированные районы), соответствующим изменением климата в регионе (изменение направления и силы ветра, колебания температуры) и т. д.

Средняя скорость ветра v_{cp} выбирается на основе карты ветров. Более точные данные можно получить в соответствующих местных

организациях. Кроме этого, существует методика расчета скоростей ветра по вероятному их появлению. Это более сложный путь, но результат, как правило, отличается от предыдущего на 10–15 %.

Определить среднечасовое энергопотребление объекта на основе данных, полученных в задаче 8.2 (формула (8.8)). Потребление энергии в час составляет $E_{сут}$, деленное на 24 ч:

$$E_{ч} = \frac{E_{сут}}{24}, \text{Вт}\cdot\text{ч}. \quad (8.9)$$

Определить номинальную мощность ВЭУ, которая может быть применена для энергоснабжения данного объекта. Мощность $P_{спец}$, развиваемая ВЭУ, составляет $E_{ч}$, деленное на время потребления, т. е. на 1 ч:

$$P_{спец} = \frac{E_{ч}}{1}, \text{Вт}. \quad (8.10)$$

Но это – мгновенная мощность, развиваемая ВЭУ на расчетной средней скорости ветра. Определив расчетную скорость ветра по данным локальной метеостанции или проведя собственные вычисления, по таблицам Д.1–Д.3 по средней скорости ветра найти мгновенную мощность ВЭУ, развиваемую на этой скорости ветра конкретной ВЭУ. Поиск осуществляется по столбцам средней скорости ветра с определением данных, удовлетворяющих условию

$$P_{мнгВЭУ} \geq P_{спец}, \text{Вт}. \quad (8.11)$$

В ряде случаев можно поставить не одну, а несколько ветроэнергетических установок (ветропарк). Такое решение обуславливается тем, что чем меньше установка, тем на меньших ветрах она стартует и, соответственно, на меньших ветрах начинается выработка электроэнергии.

После этого принять номинальную мощность выбранной ВЭУ за основу для дальнейших расчетов.

Пример определения номинальной мощности ВЭУ приведен в приложении Е.

8.7 Задача 8.4 Определить площадь поверхности земли, занимаемой ВЭУ.

8.8 Методические указания к задаче 8.4

Определить площадь поверхности земли, занимаемой ВЭУ. Определить площадь, занимаемую непосредственно самой ветроэнергетической установкой. Она складывается из площади сечения мачты P_c и площади, занимаемой растяжками S_p .

Площадь сечения мачты S_m :

$$S_m = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (8.12)$$

где S_m – площадь сечения нижнего основания мачты;

d – диаметр трубы мачты.

2. Определить площадь S_p , занимаемую растяжками. Такие расчеты ведутся только для мачт с растяжками. Для мачт без растяжки эта площадь равна нулю.

Растяжка мачты натягивается под углом Ω к оси мачты (рис. 8.1). Диаметр, на котором расположены фундаменты растяжек (диаметр растяжек) D_p находится через длину мачты h (рис. 8.1):

$$D_p = 2 \cdot h \cdot \sin(\Omega). \quad (8.13)$$

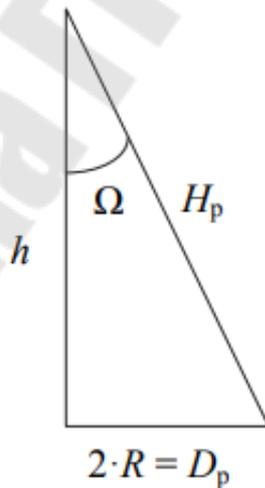


Рис. 8.1. Растяжка натянута под углом Ω к оси мачты

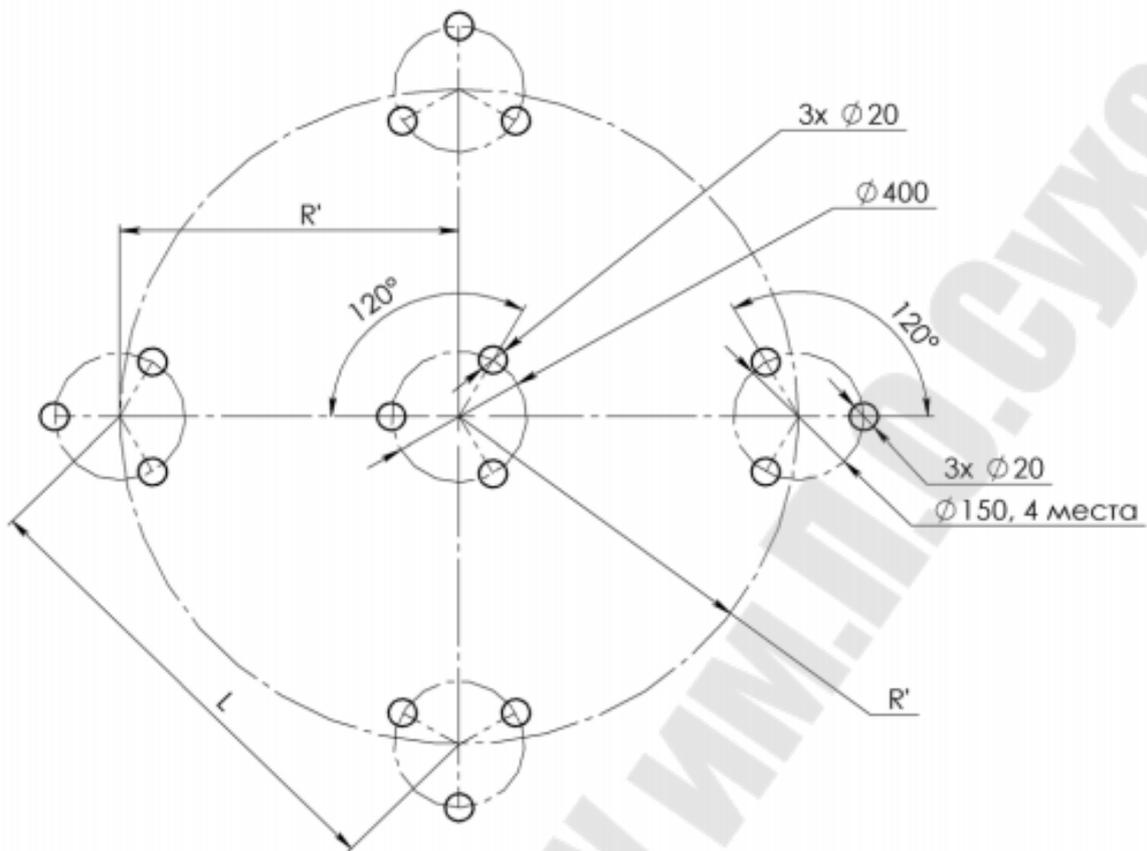


Рис. 8.2. Схема расположения фундаментов под мачту (в центре) и растяжки

Площадь, занимаемая растяжками, представляет собой треугольник (в случае, когда растяжки три) или квадрат (когда растяжки четыре) согласно схеме расположения фундамента мачты и растяжек, рис. 8.2.

Площадь, занимаемая растяжками, вычисляется как площадь вписанного в окружность $S_{окр}$ квадрата $S_{кв}$ со сторонами $L_{кв}$:

$$S_p = S_{кв} = L_{кв}^2 = \frac{S_{окр}}{\pi \cdot 0,5} = \frac{\pi \cdot D_p^2}{\pi \cdot 4 \cdot 0,5} = \frac{D_p^2}{2}. \quad (8.14)$$

Пример расчета по определению площади, занимаемой ВЭУ, приведен в приложении Ж.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1

Время использования максимума осветительной нагрузки
рабочего освещения в помещениях, Т

Количество смен	Продолжительность рабочей недели, дни	Годовое число часов использования максимума осветительной нагрузки	
		При наличии естественного освещения	При отсутствии естественного освещения
1	5	750	2150
1	6	600	2150
2	5	2250	4300
2	6	2100	4300
3	5	4150	6500
3	6	4000	6500
	7	4800	7700
Аварийное		4800	8760

Таблица А.2

Время использования наружного освещения, Т

Градус широты	Город	Годовая продолжительность, ч
52	Гомель, Брест	3911
53	Гродно	3896
54	Минск, Могилев	3880
55	Витебск	3866
56	Россоны	3842

Таблица А.3

Коэффициент потерь мощности в пускорегулирующем аппарате, $k_{пра}$

Тип источника света	Тип ПРА	Средний коэффициент потерь в ПРА, $k_{пра}$
Лампа накаливания	нет	1,00
Люминисцентная лампа	Электромагнитный	1,22
	Электронный	1,10
Компактная люминисцентная лампа	Электромагнитный	1,27
	Электронный	1,10
Ртутная лампа высокого давления, металлогалогенная лампа	Электромагнитный	1,08
	Электронный	1,06
Натриевая лампа высокого давления	Электромагнитный	1,10
	Электронный	1,06
Драйвер LED	Электронный	1,10

Таблица А.4

Технологический коэффициент спроса осветительной нагрузки, k_c

Объект	k_c
Мелкие производственные и торцевые помещения	1,00
Производственные помещения, состоящие из отдельных больших пролетов	0,95
Административные помещения, залы библиотек и предприятий общественного питания	0,90
Производственные помещения, состоящие из нескольких разделенных между собой участков	0,85
Лабораторные и конторско-бытовые помещения, здания лечебных и детских учреждений	0,80
Складские помещения, распределительные устройства и подстанции	0,60
Наружное и аварийное освещение	1,00

Таблица А.5

**Коэффициент, учитывающий автоматизацию
управления освещением, k_{ay}**

Контроль уровня освещенности и автоматическое включение и отключение системы освещения при критических значениях освещенности	0,85–0,9
Зонное управление освещением (включение и отключение освещения дискретно, в зависимости от зонного распределения естественной освещенности)	0,75–0,8
Плавное управление мощностью и световым потоком светильников в зависимости от распределения естественной освещенности	0,75–0,8
Плавное управление мощностью и световым потоком светильников в зависимости от распределения естественной освещенности	0,6–0,7
Автоматизация отсутствует	1,0

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)
Таблица Б.1

**Выход биогаза из различных видов исходного сырья
в мезофильном режиме сбраживания**

Вид исходного сырья	Выход биогаза из 1 кг сухого вещества, м³/кг.	Содержание метана в газе, до %
Навоз животных		
Навоз КРС	0,250...0,340	65
Свиной навоз	0,340...0,580	65-70
Птичий помет	0,310...0,620	60
Конский навоз	0,200...0,300	56...60
Овечий навоз	0,300...0,620	70
Отходы хозяйства		
Сточные воды, фе-	0,310...0,740	70
Овощные отходы	0,330...0,500	50...70
Картофельная ботва	0,280...0,490	60...75
Свекольная ботва	0,400...0,500	85
Растительные сухие отходы		
Пшеничная солома	0,200...0,300	50...60
Солома ржи	0,200...0,300	59
Ячменная солома	0,250...0,300	59
Овсяная солома	0,290...0,310	59
Кукурузная солома	0,380...0,460	59
Лен	0,360	59
Конопля	0,360	59
Свекольный жом	0,165	
Листья подсолнеч-	0,300	59
Клевер	0,430...0,490	
Другое		
Трава	0,280...0,630	70
Листва деревьев	0,210...0,290	58
Домашние отходы и	0,6	50
Фекальные осадки	0,25...0,31	60
Твердый осадок сточных вод	0,44... 0,57	70
Примечание - При эксплуатации биогазового комплекса в термофильном режиме выход биогаза увеличивается на 20% по сравнению с мезофильным		

Таблица Б.2

Основные физические свойства биогаза

Характеристика	Компоненты газа						Биогазовая смесь (60% CH ₄ +40% CO ₂)
	CH ₄	CO ₂ ,	N ₂	O ₂	H ₂	H ₂ S	
Объёмная доля, %	55 - 70	27 - 40	< 3	< 0,4	< 1,0	< 3,0	100
Молекулярный объем, м ³ /кмоль	22,38	22,26	22,395	22,39	22,43	22,14	-
Низшая теплота сгорания, МДж/м ³	35,76	-	-	-	10,83	23,65	21,46
Высшая теплота сгорания, МДж/м ³	40,16	-	-	-	12,8	25,85	24,1
Предел воспламеняемости (содержание в воздухе). % при н.у. -нижний –верхний	5				4	4,3	8,33
	15	--	--	--	75	45,5	25
Число Воббе, МДж/м ³							
	низшее	48,23			41,03	21,7	22,14
высшее	53,3	--	--	--	48,49	23,72	24,62
Теоретический объем воздуха для горения, м ³ /м ³	9,52	-	-	-	0,5	2,38	5,71
Температура воспламенения в смеси с воздухом, °С	545	-	-	-	510	290	545
Критическое давление, Мпа	4,7	7,5			1,3	8,9	7,5 - 8,9
Критическая температура, °С	-82,5	31,0			-	100	-2,5
Нормальная плотность, г/л	0,72	1,93			0,09	1,54	1,22
Критическая плотность, г/л	102	468			31	349	320
Относительная плотность по воздуху	0,55	1,53	0,97	1,105	0,07	1,19	0,94

Таблица Б.3

Количество и влажность экскрементов свиней (НТП 17-99*)

Половозрастные группы животных	Показатели	Состав экскрементов		
		Экскременты	в том числе	
			кал	моча
Хряки	Масса, кг	11,1	3,86	7,24
	Влажность,	89,4	75,0	97,0
Свиноматки:				
- холостые	Масса, кг	8,8	2,46	6,34
	Влажность,	90,0	73,1	97,5
- супоросные	Масса, кг	10,0	2,6	7,4
	Влажность,	91,0	73,1	98,3
- подсосные	Масса, кг	15,3	4,3	11,0
	Влажность,	90,1	73,1	96,8
Поросята (возраст, дней):				
26-42	Масса, кг	0,4	0,1	0,3
	Влажность,	90,0	70,0	96,7
43-60	Масса, кг	0,7	0,3	0,4
	Влажность,	86,0	71,0	96,0
61-106	Масса, кг	1,8	0,7	1,1
	Влажность,	86,1	71,4	96,3
Свиньи на откорме (масса, кг)				
до 70	Масса, кг	5,0	2,05	2,95
	Влажность,	87,0	73,0	96,7
более 70	Масса, кг	6,5	2,7	3,8
	Влажность,	87,5	74,7	96,9

Примечания:

- Общую зольность экскрементов следует принимать 15 %, плотность сухого вещества экскрементов - 1400 кг/м³;

Содержание мочи следует принимать 65 % от общей массы экскрементов, содержание сухого вещества в моче - 17 % от общей массы сухого вещества в экскрементах.

Таблица Б.4

**Количество и влажность экскрементов
крупяного рогатого скота (НТП 17-99*)**

Половозрастные группы животных	Показатели	Состав экскрементов		
		Экскременты	в том числе	
			кал	моча
Быки - производители	Масса, кг	40,0	30,0	10,0
	Влажность, %	86,0	83,0	95,0
Коровы	Масса, кг	55,0	35,0	20,0
	Влажность, %	88,4	85,2	94,1
Телята:				
до 3 мес.	Масса, кг	4,5	1,0	3,5
	Влажность, %	91,8	80,0	95,1
до 6 мес.	Масса, кг	7,5	5,0	2,5
на откорме до 4 мес.	Влажность, %	87,4	83,0	96,2
на откорме с 4 до 6 мес.	Масса, кг	14,0	10,0	4,0
	Влажность, %	87,2	83,5	96,5
Молодняк: телки и нетели				
6-12 мес.	Масса, кг	14,0	10,0	4,0
	Влажность, %	87,2	83,5	96,5
12-18 мес. и нетели	Масса, кг	27,0	20,0	7,0
	Влажность, %	86,7	83,5	96,0
На откорме:				
6-12 мес.	Масса, кг	26,0	14,0	12,0
	Влажность, %	86,2	79,5	94,1
старше 12 мес.	Масса, кг	35,0	23,0	12,0
	Влажность, %	84,9	80,1	94,2

Примечания:

Плотность сухого вещества экскрементов следует принимать 1250 кг/м³, зольность сухого вещества – 16 %;

Количество и влажность подстилочного навоза крупного рогатого скота определяется расчетным путем из условий содержания животных, а также вида, влажности и количества добавляемой подстилки на голову в сутки.

Таблица Б.5

Количество и влажность экскрементов птицы (НТП 17-99*)

Виды и возрастная группа птиц	Выход помета, кг	Расчетная влажность, помета, %	Объемная масса помета, т/м ³
Взрослая птица			
Куры:			
- яичные родительского стада	0,189	71-73	0,6-0,7
- яичные промышленного стада	0,175	71-73	0,6-0,7
- мясные родительского стада	0,276-	71-73	0,6-0,7
Индейки	0,450	64-66	0,6-0,7
Утки	0,423	80-82	0,7-0,8
Гуси	0,594	80-82	0,7-0,8
Молодняк ремонтный			
Куры яичные (возраст, недель):			
1-4	0,024	66-74	0,6-0,7
5-9	0,097	66-74	0,6-0,7
10-12	0,176	66-74	0,6-0,7
Куры мясные (возраст, недель):			
1-8	0,140	66-74	0,6-0,7
9-18 (19)	0,184	66-74	0,6-0,7
19 (20)-26	0,288	66-74	0,6-0,7
Индейки (возраст, недель):			
1-17	0,378	70-72	0,6-0,7
18-33 (34)	0,480	70-72	0,6-0,7
Гуси (возраст, недель):			
1-3	0,330	76-78	0,7-0,8
4-9	0,480	76-78	0,7-0,8
10-30 (27)	0,195	76-78	0,7-0,8
31 (28)-34	0,495	76-78	0,7-0,8
Утки (возраст, недель):			
1-7 (8)	0,230	76-78	0,7-0,8
8 (9)-21	0,210	76-78	0,7-0,8
22-26	0,234	76-78	0,7-0,8
8-21 (тяжелый кросс)	0,234	76-78	0,7-0,8
22-28 (тяжелый кросс)	0,253	76-78	0,7-0,8

Окончание таблицы Б.5

Виды и возрастная группа птиц	Выход помета, кг	Расчетная влажность, помета, %	Объемная масса помета, т/м ³
Молодняк на мясо:			
Цыплята-бройлеры (возраст, недель):			
1-8 (в клетках)	0,135	66-74	0,6-0,7
1-9 (на полу)	0,158	66-74	0,6-0,7
Индейки (возраст, недель):			
1-8	0,175	70-72	0,6-0,7
9-16	0,364	70-72	0,6-0,7
9-23	0,420	70-72	0,6-0,7
Гуси (возраст, недель):			
1-3	0,352	76-78	0,7-0,8
4-9	0,480	76-78	0,7-0,8
Утки (возраст, недель):			
1-8	0,230	76-78	0,7-0,8

Примечания:

Усушка помета взрослых кур, индеек и молодняка старше 60 дней при клеточном содержании составляет (%): через 12 ч – 13; через 24 ч – 27;

Усушка помета молодняка кур и индеек в возрасте 1-60 дней составляет (%): через 12 ч – 16; через 24 ч – 32. Усушка помета кур и индеек (взрослых и молодняка при напольном содержании) составляет 50 %; уток – 35 %;

Объемная масса помета составляет 0,7–0,9 т/м³, зольность – 17,3 %, влажность – 55–60 %.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1

**Мощность электроприборов и мгновенная
потребляемая мощность**

Электроприбор	Установленная мощность P_i , Вт	Мгновенная потребляемая мощность P_i , Вт			
		Утро	День	Вечер	Ночь
Телевизор	300	300	0	300	0
Видеомагнитофон	120	0	0	120	0
Компьютер	400	0	0	400	0
DVD-плеер	120	0	0	120	0
Аудио-плеер	100	100	0	100	0
Посудомоечная машина	1500	0	0	1500	0
Стиральная машина	500	0	0	500	0
Электроплита	1500	1500	0	1500	0
Микроволновая печь	1500	1500	0	0	0
Пылесос	1300	0	0	1300	0
Факс-аппарат	100	100	0	0	100
Лампы накаливания	1000	1000	1000	1000	1000
Люстра	400	400	0	400	0
Синтезатор	100	0	0	100	0
Электрочайник	2000	2000	0	2000	0
Утюг	1800	0	0	1800	0
Кофеварка	300	300	0	300	0
Миксер	200	0	0	200	0
Тостер	300	300	0	0	0
Фен	200	0	0	200	0
Телефонный аппарат	20	20	20	20	20
Сигнализация	20	0	20	0	0
Другие приборы	1000	1000	1000	1000	1000
Система обогрева	300	300	300	300	300
ИТОГО в пике $P_{п}$	15080	8820	2340	13160	2420
		$P_{У}$	$P_{Д}$	$P_{В}$	$P_{Н}$

Таблица В.2

Энергопотребление приборов

Электроприбор	Установ- ленная мощность P_i , Вт	Время использования T_i , ч				Потребление электрической энергии, Вт·ч
		Утро 1 ч	День 10 ч	Вечер 4 ч	Ночь 8 ч	
Телевизор	300	0,5	0	2	0	750
Видеомагнитофон	120	0	0	2	0	240
Компьютер	400	0	0	1	0	400
DVD-плеер	120	0	0	1	0	120
Аудио-плеер	100	1	0	1	0	200
Посудомоечная машина	1500	0	0	0,5	0	750
Стиральная машина	500	0	0	1	0	500
Электроплита	1500	0,3	0	0,5	0	1200
Микроволновая печь	1500	0,2	0	0	0	300
Пылесос	1300	0	0	1	0	1300
Факс-аппарат	100	0,1	0	0	0,1	20
Лампы накалива- ния	1000	1	0,5	3	1	5500
Люстра	400	0,3	0	2	0	920
Синтезатор	100	0	0	1	0	100
Электрочайник	2000	0,1	0	0,2	0	600
Утюг	1800	0	0	0,5	0	900
Кофеварка	300	0,1	0	0,1	0	60
Миксер	200	0	0	0,1	0	20
Тостер	300	0,2	0	0	0	60
Фен	200	0	0	0,1	0	20
Телефонный аппарат	20	6	6	6	6	480
Сигнализация	20	0	6	0	0	120
Другие приборы	1000	0,5	0,5	0,5	0,5	2000
Система обогрева	300	2	2	2	2	2400
<i>ИТОГО</i>	15080	13,3	16	26,5	10,6	18960

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Пример расчета пиковой мощности и потребляемой электроэнергии.

Исходные данные: мощность приборов согласно руководствам по эксплуатации.

Рассчитать пиковую мощность и среднесуточное электропотребление объекта.

Решение:

1. Расчёт пиковой мощности конкретного объекта.

Определим статус работы каждого электроприбора в соответствующем периоде суток (утро, день, вечер, ночь). Для этого составим таблицу присутствующих на объекте приборов аналогично таблице ПЕ.1 с указанием мощности электроприборов и мгновенной потребляемой мощности в каждый период суток. Найдем пик потребления электроэнергии соответственно в утренние, дневные, вечерние и ночные часы, как сумму мощностей всех используемых приборов. Определим наиболее высокий пик мощности P_{II} для каждого периода суток (пример показан в таблице ПЕ.1):

– утро: $P_V = 8820 \text{ Вт}$;

– день: $P_D = 2340 \text{ Вт}$;

– вечер: $P_B = 13160 \text{ Вт}$;

– ночь: $P_H = 2420 \text{ Вт}$.

Максимальная пиковая мощность за сутки $P_C = 13160 \text{ Вт}$. Тогда мощность инвертора P должна быть

$$P_{II} > 13160 \text{ Вт}.$$

Принимаем $P_{II} = 15000 \text{ Вт} = 15 \text{ кВт}$.

2. Вычислим потребляемую энергию всех периодов энергопотребления в течение суток, т.е. 24 ч. Для этого сложим данные столбцов «утро-день-вечер-ночь» для каждого электроприбора и умножим полученное значение на мощность прибора, получив энергопотребление каждого прибора за сутки в правом столбце таблицы. Найдем сумму полученных значений. Пример показан в приложении Е. Коли-

чество энергии, потребляемой объектом в сутки, показано в правой нижней ячейке таблицы:

$$P_C = 18960 \text{ Вт} \cdot \text{ч}. \quad E_{\text{сут}} = 18960 \text{ Вт} \cdot \text{ч}.$$

На это значение необходимо ориентироваться при дальнейшем расчете номинальной (установленной) мощности ВЭУ и емкости аккумуляторной батареи.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1

Мощность и выработка энергии ВЭУ-3
(номинальная мощность $P_{ВЭУ-3} = 3кВт \cdot ч$)

Скорость ветра v , м/с	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мгновенная мощность, $P_{мгнВЭУ}, кВт$	60	200	400	700	1100	1700	2500	2900	3300	3400
Суточная выработка $E_{сутВЭУ}, кВт \cdot ч$	1,4	4,8	9,6	16,8	26,4	40,8	60,0	69,6	79,2	81,6

Таблица Д.2

Мощность и выработка энергии ВЭУ-5
(номинальная мощность $P_{ВЭУ-5} = 5кВт \cdot ч$)

Скорость ветра v , м/с	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мгновенная мощность, $P_{мгнВЭУ}, кВт$	150	300	500	900	1500	2300	3300	4500	5500	5700
Суточная выработка $E_{сутВЭУ}, кВт \cdot ч$	3,6	7,2	12	21,6	36	55,2	79,2	108	132	136,8

Таблица Д.3

Мощность и выработка энергии ВЭУ-30
(номинальная мощность $P_{ВЭУ-30} = 30кВт \cdot ч$)

Скорость ветра v , м/с	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мгновенная мощность, $P_{мгнВЭУ}, кВт$	0,6	2,0	4,0	7,0	11,0	17,0	25,0	29,0	44,0	57,0
Суточная выработка $E_{сутВЭУ}, кВт \cdot ч$	14	48	96	168	264	408	600	696	1056	1368

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Пример расчета мощности ВЭУ

Исходные данные: расчетный регион – один из районов России; данные решения задачи 8.2.

Определить номинальную мощность ВЭУ для автономного электропитания объекта.

Решение:

1. Определим среднюю скорость ветра в регионе по карте скоростей как по данным метеонаблюдений. Принимаем

$$v = 5 \frac{m}{c}.$$

Аналогичный расчет может быть проведен с использованием других методик.

2. Среднесуточное энергопотребление объекта из задачи (Приложение Г)

$$E_{сут} = 18960 \text{ Вт} \cdot \text{ч}.$$

Соответственно, $E_{ч}$:

$$E_{ч} = \frac{E_{сут}}{24} = \frac{18960}{24} = 790 \text{ Вт} \cdot \text{ч};$$

$$P_{спец} = \frac{P_{ч}}{1} = \frac{0,790}{1} = 790 \text{ Вт}.$$

3. Найдем подходящую ВЭУ из таблицы ПД.1-ПД.3. Имея в виду, что в континентальном климате лучше выбрать малые ВЭУ в связи с более продуктивной работой на слабых ветрах, выбираем ВЭУ-3 (таблица ПД.1) в количестве 2 шт.

Выбор удовлетворяет условию (8.11):

$$2 \cdot P_{мнгВЭУ} \geq P_{спец},$$

или

$$2 \cdot 400 \geq 790.$$

Проведем проверку. Общая суточная выработка каждой ВЭУ-3 будет:

$$E_{\text{сутВЭУ}} = 9,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарная выработка двух ВЭУ-3:

$$E_{\text{сут}2\text{ВЭУ}} = 9,6 \cdot 2 = 19,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 19200 \text{ Вт} \cdot \text{ч}.$$

Это удовлетворяет условиям выражения (8.9), поскольку

$$E_{\text{сутВЭУ}} \geq E_{\text{сут}},$$

или

$$19200 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \geq 18960 \text{ Вт} \cdot \text{ч}.$$

4. Таким образом, в процессе расчетов в качестве энергогенерирующего оборудования выбрана ВЭУ-3 в количестве 2 шт. Номинальная (установленная) мощность каждой установки составляет 3 кВт.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Пример расчета площади, занимаемой ВЭУ.

Исходные данные:

диаметр трубы мачты $d = 180$ мм;

высота мачты $h = 12$ м;

угол растяжки $\Omega = 30^\circ$.

Определить площадь поверхности земли (территории), занимаемой ВЭУ.

Решение:

1. Определим площадь S_M , занимаемую мачтой:

$$S_M = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,18^2}{4} = 0,02 \text{ м}.$$

2. Определим площадь S_p , занимаемую растяжками.

Диаметр растяжек по (8.11):

$$D_p = 2 \cdot h \cdot \sin(\Omega) = 2 \cdot 12 \cdot 0,5 = 12 \text{ м}.$$

Площадь, занимаемая растяжками, вычисляется как площадь вписанного в окружность квадрата со сторонами $L_{кв}$:

$$S_p = \frac{D^2}{2} = \frac{12^2}{2} = 72 \text{ м}^2.$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Вакуленко, С. Е. Механический расчет проводов воздушных ЛЭП с термокомпенсаторами стрел провеса / С. Е. Вакуленко // Изв. высш. учеб. заведений СССР. Энергетика. – 1985. – № 5. – С. 28–32.

2. Головач, О. М. Проектирование распределительных электрических сетей [Электронный ресурс]: практикум по одноименной дисциплине для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» дневной и заочной форм обучения / О. М. Головач. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 10

3. Евминов, Л. И. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб.-метод. пособие / Л. И. Евминов, Г. И. Селиверстов ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2016. – 531 с.

4. Евминов, Л. И. Релейная защита и автоматика [Электронный ресурс]: практикум по одноименной дисциплине для студентов специальностей 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети», 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)», 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» дневной и заочной форм обучения / Л. И. Евминов, А. О. Добродей. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 118 с.

5. Кирпичников, И. М. Ветроэнергетические установки. Расчет параметров компонентов: учеб. пособие / И. М. Кирпичников, Е. В. Соломин. – Челябинск : Издат. центр ЮУрГУ, 2013 – 71 с.

6. Колесник, Ю. Н. Основы энергосбережения: практикум по одноим. курсу для слушателей специальности 1-25 01 79 «Экономика и управление на малых и средних предприятиях» заоч. формы обучения / Ю. Н. Колесник. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2013. – 47 с.

7. Крюков, К. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи / К. П. Крюков, Б. П. Навгородцев. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергия. Ленингр. отд-ние, 1979. – 312 с.

8. Маноенко, Т. Н. Мероприятия по повышению эффективности использования энергетических ресурсов / Т. Н. Маноенко; М-во образования и науки РФ, Кузбасский гос. техн. ун-т им. Т. Ф. Горбачева. – Кузбасс : Кузбасский гос. техн. ун-т им. Т. Ф. Горбачева, 2014. – 14 с.

9. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий: Департамент по энергоэффективности. Государственный комитет по стандартизации Респ. Беларусь. – Минск : 2020. – 144 с.

10. Панченко, В. В. Расчет и конструирование электрических аппаратов высокого напряжения : учеб. для техникумов / В. В. Панченко. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 248 с.

11. Писарук, Т. В. Системы автоматического управления освещением зданий / Т. В. Писарук, В. Б. Козловская // Материалы 70-й студ. науч.-техн. конф. БНТУ. – Минск : БНТУ, 2014. – 3 с.

12. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети. Проектирование: учеб. пособ. для высш. техн. учеб. заведений / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Минск : Выш. шк., 1988. – 308 с.

13. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учеб. для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

14. Савкова, Т. Н. Автоматизация расчета остаточного ресурса светодиодных осветительных установок / Вестник Белорусско-российского университета. – 2020. – № 4. – С. 32–36.

15. Савкова, Т. Н. Автоматическая система контроля остаточного ресурса светодиодного светильника / Т. Н. Савкова [и др.] // Современные проблемы машиноведения: материалы XIII Международ. науч.-техн. конф. (науч. чтения, посвящ. 125-летию со дня рождения П. О. Сухого), Гомель, 22 окт. 2020 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, Филиал ПАО «Компания «Сухой» ОКБ «Сухого» ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – С. 198–200.

16. Савкова, Т. Н. Анализ качества системы освещения лекционных аудиторий / Т. Н. Савкова, А. И. Кравченко, А. А. Самусевич // Естественные науки – базис подготовки специалиста для органов и подразделений по ЧС: сб. межвузовской науч. конф., ГИИ, МЧС РБ, 2014 г. – С. 37–39.

17. Савкова, Т. Н. Оценка осветительной среды лекционных аудиторий / Т. Н. Савкова, А. И. Кравченко, А. А. Самусевич // Актуальные вопросы охраны труда на современном этапе: мат. II МНПК on-line конференции курс., студ., магист. и адъюнктов, ГИИ, МЧС РБ, 2014 г. – С. 41–48.

18. Савкова, Т. Н. Современное состояние и перспективы развития осветительных устройств на основе белых СД / Т. Н. Савкова, А. И. Кравченко, Г. И. Селиверстов, Ю. Н. Колесник / Вестник ГГТУ им. П. О. Сухого. – 2020. – № 4. – С. 52–56.

19. Семчинов, А. М. Токопроводы промышленных предприятий / А. М. Семчинов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1982. – 208 с.

20. Сергей, И. И. Динамика проводов электроустановок энергосистем при коротких замыканиях: теория и вычислительный эксперимент / И. И. Сергей, М. И. Стрелюк. – Минск : ВУЗ-ЮНИТИ, 1999. – 252 с.

21. Сергей, И. И. Расчет электродинамической стойкости проводов воздушных линий / И. И. Сергей [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2015. – № 6. – С. 5–19. – Среди авторов также: Е. Г. Пономоренко, П. И. Климович, А. П. Долин, Я. В. Потачиц.

22. Федин, В. Т. Инновационные технические решения в системах передачи электроэнергии / В. Т. Федин. – Минск : БНТУ, 2012. – 222 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Практическое занятие № 1	4
Практическое занятие № 2	10
Практическое занятие № 3	15
Практическое занятие № 4	21
Практическое занятие № 5	27
Практическое занятие № 6	32
Практическое занятие № 7	37
Практическое занятие № 8	52
Приложение А	62
Приложение Б	65
Приложение В	71
Приложение Г	73
Приложение Д	75
Приложение Е	76
Приложение Ж	78
Литература	79

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ
РЕШЕНИЯ В СИСТЕМАХ ВЫРАБОТКИ,
ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

**Практикум
для магистрантов специальности 1-43 80 01
«Электроэнергетика и электротехника»
дневной заочной форм обучения**

**Составители: Савкова Татьяна Николаевна
Селиверстов Георгий Иванович**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 08.02.22.

Рег. № 36Е.
<http://www.gstu.by>