МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВАСТОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

УТВЕРЖДАЮ
Директор Морского колледжа

М.М. Майстришин
"10" февраля 2025 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ

МДК.01.01 Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт электрооборудования, электронной аппаратуры и систем управления
Раздел 2. Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт судовых электроэнергетических систем

специальность — 26.02.06 Эксплуатация судового электрооборудования и средств автоматики

уровень среднего профессионального образования — Специалист среднего звена

квалификация — Техник-электромеханик

Год приема — 2025

Севастополь
2025

Содержание

1 Расчёт мощности судовой электроэнергетической системы (СЭЭС) и выбор генераторов 5
2 Выбор преобразователей электроэнергии (трансформаторов) 13
3 Построение функциональной однолинейной схемы распределения электроэнергии судовой электростанции (СЭС) и судовой электроэнергетической системы (СЭЭС) 16
4 Определение расчётных токов и выбор кабелей при одиночной прокладке с проверкой на потерю напряжения в судовой электроэнергетической системе (СЭЭС) постоянного и переменного тока 18
5 Определение потерь напряжения на участке сети освещения 25
6 Определение расчетных токов и выбор кабеля при групповой прокладке 27
7 Выбор и проверка аппаратов защиты 28
8 Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания методом расчётных кривых 32
9 Выбор сборных шин ГРЩ 41

Литература 43

Приложение А. Таблица нагрузок генераторов СЭЭС 44
Приложение Б. Таблица дизель-генераторов 45
Приложение В. Основные параметры одно- и трёхфазных силовых трансформаторов напряжения 47
Приложение Г. Однолинейная схема распределения электроэнергии 48
Приложение Д. Значение электрических нагрузок одиночно проложенных кабелей марок КНР и КНРЭ, соответствующие нагреву токопроводящей жилы до $+65^0$С и температуре окружающего воздуха $+40^0$С 49
Приложение Е. Кабельная ведомость 51
Приложение Ж. Основные параметры трёхполюсных автоматических выключателей переменного тока 52
Приложение И. Ведомость автоматических выключателей 54
Приложение К. Основные параметры синхронных генераторов серии МСК частотой 50 Гц 55
Приложение Л. Основные параметры синхронных генераторов серий МСС и ГМС частотой 50 Гц 56
Приложение М. Индуктивное и активное сопротивления кабелей при температуре $+65^0$С 57
Приложение Н. Индуктивные и активные сопротивления автоматических выключателей при температуре $+65^0$С (50 Гц) 58
Приложение П. Зависимость ударного коэффициента $К_{УД}$ от соотношения $x_Р/r_Р$ 59
Приложение Р. Расчётные кривые для определения периодической составляющей тока короткого замыкания СЭЭС в зависимости от результирующего сопротивления цепи короткого замыкания и времени 60
Приложение С. Нормы электрических нагрузок на медные шины при

температуре нагревания до $+90^0$С _____ 61
Приложение Т. Кривые для определения коэффициента формы шин $К_З$ _ 62
Приложение У. Кривые для определения температуры нагревания токопроводов _____ 63

1 Расчёт мощности судовой электроэнергетической системы (СЭЭС) и выбор генераторов

Нагрузка генераторов СЭЭС характеризуется мощностью, значение которой в любой момент времени равно мощности, потребляемой приёмниками электроэнергии. Задача по определению нагрузки генераторов заключается в определении мощности потребляемой приёмниками электроэнергии в различных эксплуатационных режимах работы судна.

Мощность, потребляемая приёмниками электроэнергии, зависит от интенсивности их использования в различных режимах эксплуатации судна. В результате этого изменение мощности приёмников электроэнергии и формирование нагрузки генераторов СЭЭС имеет случайный характер, что учитывается при проектировании СЭЭС. Для этого составляют таблицу расчёта нагрузок генераторов.

Таблица нагрузок генераторов приведена в Приложении А.

Заполнение таблицы нагрузок генераторов производить в следующей последовательности:

1 Заполнить графы 1, 2, 3, 4, 5 на основании данных полученных в задании (тип приёмника электроэнергии, количество этих приёмников, номинальная установленная мощность $P_{Н.У.}$, кВт, коэффициент мощности cosφ, КПД η).

2 Определяем номинальную потребляемую мощность, $P_{Н.П.}$, кВт, каждого приемника электроэнергии по формуле:

$$P_{Н.П.} = \frac{P_{Н.У.}}{\eta}, \qquad (1)$$

Значение мощности каждого приёмника заносим в графу 6.

3 Последующие, после графы 6 таблицы, графы содержат параметры приемников электроэнергии в различных режимах работы судна. При этом в таблицу включаются все характерные режимы, охватывающие рейсовый цикл работы судна. Определяем эти режимы в зависимости от типа назначения судна, таблица 1.

Таблица 1 Эксплуатационные режимы работы судов

Тип судна	Режимы работы судна
Грузовые транспортные суда	швартовный, ходовой, аварийный, стоянка с грузом, стоянка без груза
Пассажирские суда	швартовный, ходовой, аварийный, стоянка с пассажирами, стоянка без пассажиров
Промысловые суда	швартовный, ход на промысел, ход во время промысла, аварийный, стояночный
Ледоколы	швартовный, ход в чистой воде, ход во льдах, аварийный, стояночный

4 Определяем график работы приёмников электроэнергии в данном режиме эксплуатации судна. Приёмники электроэнергии подразделяется на работающие непрерывно (НР), периодически (ПР) и эпизодически (ЭР). Непрерывно работающими являются однократно включаемые приемники, время работы которых составляет 70–100% от продолжительности режима эксплуатации судна, т.е. в пределах 17–24 часов в сутки. Периодически работающими являются потребители, суммарное время работы которых составляет 15–70% от продолжительности режима, т.е. 3,5–17

часов в сутки. Эпизодически работающими являются однократно или многократно включаемые приемники, суммарное время работы которых менее 15% от продолжительности режима работы, т.е. менее 3,5 часов в сутки. Условные обозначения (НР, ПР, ЭР) графика работы судна указывают в графах 7, 13, 19, 25, 31.

5 Определяем коэффициент загрузки судовых потребителей, $К_З$:

$$К_З = \frac{Р_{Ф.П.}}{Р_{Н.П.}}, \qquad (2)$$

где $Р_{Ф.П.}$ – фактически потребляемая мощность, кВт.

Значение $Р_{Ф.П.}$ определяется на основании анализа работы механизма или системы, в состав которых входит данный приёмник. Значение $К_З$ определяется опытным путём и для электродвигателей вентиляторов, насосов, компрессоров находится в пределах 0,8–0,9 т.к. мощность их двигателей выбирается с некоторым запасом.

Загрузка рулевого устройства зависит от состояния моря, скорости судна и скорости перекладки руля. Мощность рулевого электропривода выбирают с запасом по наиболее тяжёлому режиму работы. Поэтому коэффициент загрузки рулевого электропривода 0,6–0,9.

Загрузка кранов зависит от вида грузов, масса которых часто бывает меньше номинальной. Поэтому коэффициент загрузки кранов 0,8–0,9.

Загрузка шпилей и брашпилей зависит от глубины стоянки, состояния моря и силы ветра. Мощность этих электроприводов выбирается по наиболее тяжёлому режиму работы. Поэтому коэффициент загрузки шпилей и брашпилей 0,7–0,9.

Загрузка буксирных лебёдок зависит от состояния моря и вида буксируемого объекта. Коэффициент загрузки буксирных лебёдок 0,6–0,9.

Загрузка камбузного оборудования зависит от численности пассажиров и экипажа судна. Эта численность существенно изменяется в режиме стоянки судна по сравнению с другими режимами. Поэтому коэффициент загрузки камбузного оборудования в режиме стоянки 0,4–0,6 в других режимах около единицы.

Мощность противопожарных и осушительных средств выбирается по аварийному режиму работы судна. В других режимах коэффициент загрузки этих средств 0,6–0,9.

Для освещения и подобных приёмников электроэнергии коэффициент загрузки единица.

Заполняем значениями коэффициентов загрузки потребителей в разлитых режимах графы 8, 14, 20, 26, 32.

6 Определяем коэффициент мощности cosφ потребителей по графику зависимости $К_З=f(\cos\varphi)$, приведённому на рисунке 1. Значения коэффициентов мощности заполняем в графы 9, 15, 21, 27, 33 таблицы нагрузок генераторов.

7 Определяем количество приёмников, m, работающих в данном режиме. Зависит от условий эксплуатации и других особенностей. Количество приёмников учитывается в графах 10, 16, 22, 28, 34.

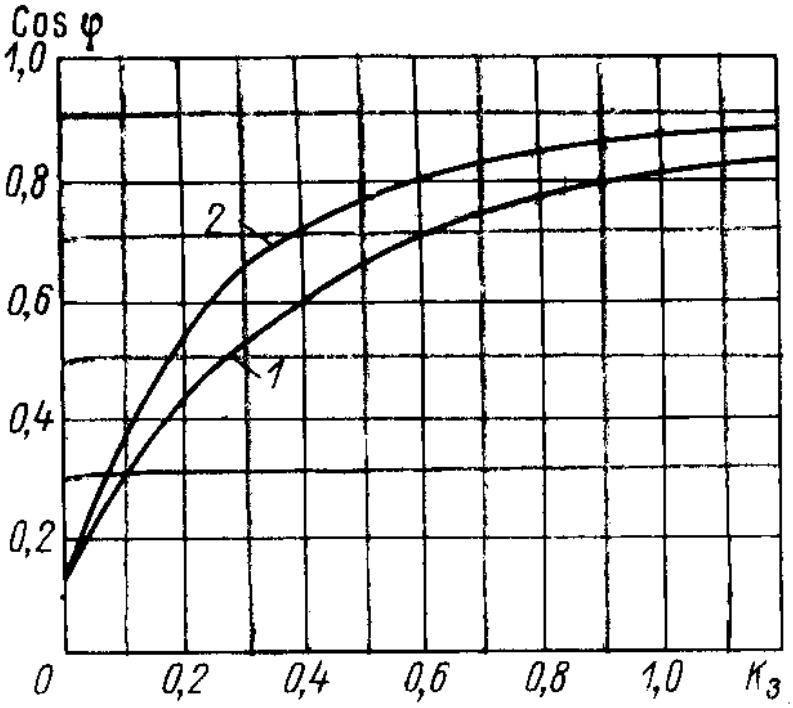
8 Определяем активную потребляемую мощность, Р, кВт, каждого потребителя в каждом режиме, и заносим данные в графы 11, 17, 23, 29, 35.

$$Р = Р_{Н.П.} \cdot m \cdot К_З, \qquad (3)$$

9 Определяем значение потребляемой неактивной мощности для каждого потребителя в каждом режиме, Q, кВА, и заносим в графы 12, 18, 24, 30, 36.

$$Q = Р \cdot \operatorname{tg}\varphi, \qquad (4)$$

где tgφ – находится через соответствующий ему cosφ.



1 – для двигателей мощностью до 10 кВт; 2 – для двигателей мощностью свыше 10 кВт.

Рисунок 1 – Изменение коэффициента мощности cosφ асинхронного двигателя в зависимости от коэффициента загрузки $К_З$.

При заполнении таблицы необходимо учитывать следующие особенности.

В режиме стоянки без грузовых операций (и без пассажиров) на судне находится часть экипажа, занимающаяся профилактическими работами. При этом частично работают некоторые приемники электроэнергии: освещение и отопление, камбуз, средства связи, общесудовые системы, станочное оборудование. Механизмы силовой установки, палубные и другие в режиме стоянки обычно не работают.

В режиме работы с погрузкой работают грузоподъёмные механизмы (краны, лебёдки, грузовые насосы). На судне находится весь экипаж, для которого должны быть все условия обитаемости.

В швартовном режиме судно полностью подготовлено к ходовому режиму, силовая установка работает, на судне находится весь экипаж и пассажиры. Работают якорно-швартовные устройства.

В ходовом режиме работает большая часть приёмников электроэнергии за исключением аварийных, резервных, швартовных, погрузочных, спасательных и других механизмов. При этом создаётся комфорт для экипажа и пассажиров. Работают механизмы, обеспечивающие ход судна. Действуют средства судовождения и связи.

Ходовой режим ледоколов во льдах характеризуется работой крено-дифферентных насосов.

Ходовой промысловый режим добывающих судов характеризуется работой траловых, сейнерных и других лебёдок. Ходовой режим идентичен швартовному, но

швартовный отличается от ходового работой якорно-швартовных устройств.

В качестве аварийного рассматривается режим, который характеризуется возникновением пожара, затоплением помещений, поломке оборудования, обеспечивающего работы генераторных агрегатов и т.п. при сохранении работоспособности генераторов СЭЭС, при этом можно отказаться от работы механизмов и систем, обеспечивающих комфорт экипажу и пассажирам (камбуз, отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха и т.д.). Отключается вентиляция, перекачка топлива и масла в помещениях, где ведётся борьба с пожаром, но обязательно должны работать приёмники электроэнергии, обеспечивающие ход судна, внешнюю и внутреннюю связь, судовождение, а так же противопожарные, осушительные и другие спасательные средства, т.е. потребители II категории.

10 Определяем активную $P_{НР}$, кВт, и реактивную $Q_{НР}$, кВА, мощности непрерывно работающих потребителей. Для этого производим арифметическое сложение численных значений мощностей, указанных в графах 11, 12, 17, 18, 23, 24, 29, 30, 35, 36 для непрерывно работающих потребителей. Данные занести в таблицу Приложения А.

11 Определяем активную $P_{ПР}$, кВт, и реактивную $Q_{ПР}$, кВА, мощности периодически работающих потребителей аналогично непрерывно работающим. Данные занести в таблицу Приложения А.

12 Определяем суммарную активную $P_С$, кВт, и реактивную $Q_С$, кВА, мощности по требуемым режимам. Для этого суммируем их значения, данные заносим в таблицу Приложения А

$$P_С = P_{НР} + P_{ПР}, \quad (5)$$

$$Q_С = Q_{НР} + Q_{ПР}, \quad (6)$$

13 Выбираем коэффициент разновременности $К_Р$, учитывающий различие графиков работы приёмников электроэнергии и вероятность совместимой их работы в данном режиме. Он зависит от соотношения мощности непрерывно и периодически работающих приёмников.

Если $P_{НР}>P_{ПР}$, то $К_Р=1,0\div0,8$.

Если $P_{НР}=P_{ПР}$, то $К_Р=0,8\div0,7$.

Если $P_{НР}<P_{ПР}$, то $К_Р=0,7\div0,6$.

14 Определяем активную $P_{Н.Г.}$, кВт, и реактивную $Q_{Н.Г.}$, кВА, потребляемые мощности генераторов для каждого режима,

$$P_{Н.Г.} = P_С \cdot К_Р \cdot К_П, \quad (7)$$

где $К_П$ – коэффициент потерь мощности в сети (для малых судов – 1,02, для средних - 1,03, для крупных -1,04)

$$Q_{Н.Г.} = Q_С \cdot К_Р, \quad (8)$$

Значения заносим в таблицу Приложения А.

15 Определяем полную потребляемую мощность генераторов $S_{Н.Г.}$, кВА, при средневзвешенном коэффициенте мощности, $\cos\varphi_{СР}$, для каждого режима,

$$S_{Н.Г.} = \sqrt{P_{Н.Г.}^2 + Q_{Н.Г.}^2}, \quad (9)$$

$$\cos\varphi_{СР} = \frac{P_{Н.Г.}}{S_{Н.Г.}}, \quad (10)$$

16 Выбираем генераторы на основании значений нагрузки генераторов $P_{Н.Г.}$, кВт, $Q_{Н.Г.}$, кВА, $S_{Н.Г.}$, кВА, и средневзвешенного коэффициента мощности, $\cos\varphi_{СР}$.

Если $\cos\varphi_{СР}<0,8$, то выбор производится по полной мощности $S_{Н.Г.}$, если $\cos\varphi_{СР} >0,8$, то выбор генераторов производится по активной мощности $P_{Н.Г.}$. При этом к активной или полной мощности необходимо прибавить активную мощность самого мощного эпизодически работающего потребителя данного режима.

17 На основании таблицы нагрузок, приведённой в Приложении А, составляем исходную таблицу для выбора количества и мощности генераторных агрегатов.

Намечаем 2-3 варианта комплектации СЭЭС, таблица 2.

Таблица 2 Исходная таблица для выбора генераторов

Режимы	Стоянка	Швартовный	Ходовой	Аварийный	Рабочий
Мощность, кВт					
Количество и мощность генераторов: I вариант II вариант					

18 Состав электростанции, таблица 3.

Таблица 3 Состав проектируемой электростанции по вариантам

Номер варианта	I вариант	II вариант
Основные генераторы		
Резервные генераторы		
Общее количество генераторов		

19 Составляем таблицу загрузки генераторов, таблица 4.

Таблица 4 Загрузка генераторов по вариантам

Режим работы	I вариант	II вариант
Стоянка		
Швартовный		
Ходовой		
Аварийный		
Рабочий		

Коэффициент загрузки, $К_З$, процент, определяется по формуле:

$$К_З = \frac{P_Р}{P_В} \cdot 100, \qquad (11)$$

где $P_Р$ – расчётная мощность соответствующего режима, кВт;

$P_В$ – общая выбранная мощность генераторов для соответствующего режима, кВт.

20 Пользуясь Приложением Б, таблицей дизель-генераторов, проводим технико-экономическое сравнение намеченных вариантов, данные заносим в таблицу 5.

Таблица 5 Технико-экономическое сравнение намеченных вариантов

Номер варианта	I вариант	II вариант
Количество и мощность генераторов		
Тип дизеля, дизель-генератора и генератора		
Номинальная мощность генератора, кВт		
Расход, $\frac{г}{кВт \cdot ч}$:		

топлива масла		
Срок службы (моторесурс), ч: до первой переборки до капитального ремонта		
Размер места установки, мм		
Масса, кг сухой рабочий		
КПД, процент		

На основании данной таблицы можно сделать вывод: студент должен выбрать вариант и сделать подробное технико-экономическое обоснование выбранного варианта.

ПРИМЕР РАСЧЁТА

1 На основании таблицы нагрузок генераторов научно-исследовательского судна получены следующие данные, которые приведены в таблице 6.

Таблица 6 Мощность по режимам научно-исследовательского судна

Режимы работы судна	Стоянка	Швартовный	Ходовой	Ход с исследовательскими работами	Аварийный
Мощность, кВт	115,8	248,5	215,3	294,7	263

2 Намечаем 2 (можно 3) варианта комплектации судовой электростанции (СЭС) в таблице 7.

Таблица 7 Предварительный выбор вариантов комплектации СЭС

Режимы	Стоянка	Швартовный	Ходовой	Ход с исследовательскими работами	Аварийный
Мощность, кВт	115,8	248,5	215,3	294,7	263
Количество и мощность генераторов: I вариант II вариант	 1×160 2×100	 2×160 3×100	 2×160 3×100	 3×160 4×100	 2×160 3×100

3 Состав судовой электростанции приведён в таблице 8.

Таблица 8 Состав судовой электростанции

Номер варианта	I вариант	II вариант
Основные генераторы	3×160	4×100
Резервные генераторы	1×160	1×100
Общее количество генераторов	4	5

4 Определяем коэффициент загрузки генераторов, $К_З$, процент, по режимам,

Для режима "Стоянка" I варианта

$$К_З = \frac{115{,}8}{160} \cdot 100 = 72{,}4$$

Коэффициенты загрузки остальных режимов определяются аналогично, данные расчётов заносятся в таблицу 9.

Таблица 9 Загрузка генераторов по вариантам

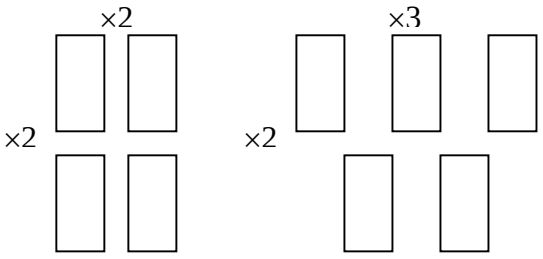
Режим работы	I вариант	II вариант
Стоянка	72,4	57,9
Швартовный	77,7	82,8
Ходовой	67,3	71,8
Ход с исследовательскими работами	61,4	73,7
Аварийный	82,2	87,7

5 Проведём технико-экономическое обоснование наличных вариантов, данные заносим в таблицу 10.

Таблица 10 Технико-экономическое сравнение намеченных вариантов

Номер варианта	I вариант		II вариант	
Количество и мощность генераторов	1×160	4×160	1×100	5×100
Тип дизеля, дизель-генератора и генератора	6чН18/22 ДГРА 200/750 МСС 114-8		6ч15/18 ДГР2А 100/1500 МСК 92-4	
Номинальная мощность генератора, кВт	160	640	100	500
Расход, $\frac{г}{кВт \cdot ч}$: топлива масла	 252 2,25	 1008 9	 265 5,55	 1325 27,75
Срок службы (моторесурс), ч: до первой переборки до капитального ремонта	 12000 45000		 4000 90000	
Размер места установки, мм	5000× 2000	10000× 4000	4100× 1900	8200× 5700
Масса, кг сухой рабочий	 6050	 24200	 2560	 12800
КПД, процент	90		90	

Расположение генераторов по вариантам –



На основании таблиц 4 и 5 можно сделать вывод, что комплектация судовой электростанции научно-исследовательского судна должна быть сделана по I варианту, так как дизель генераторы расходуют масла меньше в 3 раза, топлива меньше приблизительно на 300 $\frac{г}{кВт \cdot ч}$, срок службы до первой переборки в 3 раза больше. КПД несколько выше. Исходя из вышеизложенного, можно пренебречь в 2 раза большей массой (для научно-исследовательского судна это не основной показатель) и в 2 раза меньшим сроком до капитального ремонта.

Коэффициенты загрузки у обоих вариантов приблизительно одинаковые и удовлетворяют оптимальным значениям.

Таким образом, судовая электростанция состоит из генераторов, приведенных в таблице 11.

Таблица 11 Окончательный вариант комплектации СЭС

Назначение генератора	Мощность, кВт	Тип	Количество, шт	Напряжение, В
Основной	160	МСС 114-8	3	400
Резервный	160	МСС 114-8	1	400

2 Выбор преобразователей электроэнергии (трансформаторов)

Выбор трансформаторов осуществляется в основном по трём номинальным параметрам:

- количество фаз;
- входное и выходное напряжение;
- мощность.

Предварительно определяют место установки и тип трансформатора.

В СЭЭС применяют однофазные и трёхфазные трансформаторы.

Однофазные трансформаторы изготавливают на:

- $U_Н$=127 В, 220 В, 380 В, 660 В - первичная обмотка.
- $U_Н$=26 В, 133 В, 230 В, 400 В - вторичная обмотка.

Мощность от 0,25 до 63 кВА.

Трёхфазные трансформаторы изготавливают на:

- $U_Н$=220 В, 380 В, 660 В - первичная обмотка.
- $U_Н$=133 В, 230 В, 400 В - вторичная обмотка.

Мощность от 1,6 до 100 кВА

Выбор трансформаторов по напряжению осуществляют в зависимости от его назначения, выбор по мощности - на основании расчёта.

При расчёте мощности генераторов СЭЭС коэффициент мощности нагрузки трансформаторов принимают в пределах от 0,9 до 1,0. Причём считают, что трансформатор испытывает непрерывную нагрузку.

Условие выбора трансформатора следующее:

$$n \cdot S_{н,т} \geq к_0 \cdot \sum_{i=1}^{п} P_i \qquad (12)$$

где n - число трансформаторов;

$S_{Н.Т.}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$к_0$ - коэффициент одновременности;

P_i - мощность приёмников, получающих питание через трансформатор, кВт.

Если трансформатор питает одноимённые потребители электроэнергии, например освещение, то мощность его выбирают по наибольшей нагрузки, принятой в таблице нагрузок генераторов. Обычно это соответствует рабочему эксплуатационному режиму предложенного судна (например, для траулеров - промысловый режим, для буксиров - ход с возом).

Если трансформатор питает группу разноимённых потребителей, работающих с различной загрузкой в различных режимах работы, то для определения его мощности необходимо составить таблицу нагрузок данного трансформатора по режимам аналогично таблице нагрузок генераторов.

Обычно через понижающие трансформаторы получают питание такие потребители как освещение, радионавигационное оборудование, камбузное и бытовое оборудование. При этом целесообразно применение параллельной работы одноимённых трансформаторов. Не рекомендуется включать параллельно трансформаторы с соотношением мощностей 1:3.

Число трансформаторов зависит от назначения судна и распределения приёмников электроэнергии на нём.

Согласно требованиям Правил Морского Регистра трансформаторная подстанция (ТП) должна обеспечивать питание всех приёмников в случае отказа самого мощного трансформатора. Чаще всего на судах ставят 2 или 3 трансформатора равной мощности, подключая их к разным секциям ГРЩ, для повышения надёжности.

Выбрав по расчётной мощности необходимое число трансформаторов надо выбрать на один больше, чтобы использовать его в качестве резервного.

Порядок выполнения расчёта

1 Необходимо из общего числа приёмников предложенной СЭЭС выбрать перечень приёмников, получающих питание через понижающий трансформатор. Данные этих приёмников занести в таблицу 12.

Таблица 12

Наименование приёмника	Активная потребляемая мощность, P, кВт	Количество, m, шт	Коэффициент мощности, cosφ	Реактивная мощность, Q, кВА	Полная мощность, S, кВА
1 2 3 … n-1 n					

Количество, активную потребляемую мощность и cosφ берутся из граф 2, 4, 6 таблицы нагрузок генераторов (Приложение А).

2. Определяется реактивная мощность, Q, кВА, приёмников

$$Q = P_{НП} \cdot tg\varphi, \qquad (13)$$

где tgφ - получается из соответствующего cosφ.

Подробно рассчитываются реактивные мощности каждого приёмника из таблицы 12 с расшифровкой.

Например: Определение реактивной мощности камбузного оборудования, Q_1, кВА.

Примечание: Если у какого-либо приёмника cosφ=l (например, освещения), то Q=0, следовательно активная и полная мощности этого приёмника равны P≈S.

Данные расчётов заносят в таблицу 12.

3. Определяется полная мощность, S, кВА. приёмников

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \qquad (14)$$

Подробно рассчитываются полные мощности каждого приёмника из таблицы 12 с расшифровкой.

Например: Определяем полную мощность камбузного оборудования, S_1, кВА.

Данные расчётов заносятся в таблицу 12.

4. Определяется полная мощность трансформаторов

$$n \cdot S_{Н.Т} \geq к_0 \cdot \sum_{i=1}^{n} P_i, \quad (15)$$

где $к_0$ – коэффициент одновремённости работы трансформаторов, $к_0$=1.

$$S_{Н.Т} = к_0 \cdot (S_1 + S_2 + S_3 ..... + S_n), \quad (16)$$

5. По справочным таблицам Приложения В выбираются трансформаторы, данные выбора заносятся в таблицу 13.

Таблица 13

Тип трансформатора	Мощность, кВА	Напряжение, В		Напряжение короткого замыкания, процент	Потери мощности кз, процент	Количество, шт
		Высокое	Низкое			

3 Построение функциональной однолинейной схемы распределения электроэнергии судовой электростанции (СЭС) и судовой электроэнергетической системы (СЭЭС)

К исходным данным, влияющим на выбор схем, относят:

- количество работающих генераторов в возможных режимах работы судна;
- состав и мощность потребителей;
- количество и мощность трансформаторов.

Схемы СЭЭС и СЭС должны удовлетворять требованиям:

1 Надёжности и живучести;

2 Гибкости:

3 Удобству эксплуатации;

4 Экономичности.

1 Надёжность и живучесть обеспечивается:

- резервированием элементов (генераторов, ЛЭП);
- делением ГРЩ на секции;
- упрощением СЭЭС за счёт сокращения количества аппаратов;
- применением селективных автоматических выключателей;
- применением рациональной схемы технического обслуживания;
- автоматизацией управления СЭЭС.

2 Гибкость должна быть такой, чтобы СЭЭС удовлетворяла своему назначению в нормальных и ненормальных режимах работы. Она обеспечивается:

- секционированием сборных шин ГРЩ;
- резервированием линий;
- рациональным подключением потребителей к различным секциям шин ГРЩ;
- применением параллельной работы генераторов, трансформаторов.

3 Удобство эксплуатации обеспечивается:

- выбором, возможно, простой схемы;
- выбором комплектации СЭС, уменьшающей объём профилактических и ремонтных работ и увеличивающей периоды между этими ремонтами:
- применением систем дистанционного и автоматического управления, устройств контроля и защиты, упрощающих поиск неисправностей и прогнозирующих их появление.

4 Экономичность эксплуатации обеспечивается:

- выбором рационального объёма автоматизации:
- выбором оборудования, обеспечивающего наименьшие годовые эксплуатационные расходы по электроснабжению (питание с берега, УТГ, ВГ).

Порядок построения однолинейной схемы распределения электроэнергии следующий:

1 Строятся генераторные секции в соответствии с общим количеством выбранных генераторов, секции разделяются секционными автоматическими выключателями,

2 Необходимо в СЭС иметь секции пониженного напряжения, что обеспечивает раз/селение приёмников электроэнергии, имеющих низкое сопротивление изо-

ляции. Питание трупп приёмников электроэнергии напряжением 200 В осуществляется от собственных трансформаторов, которые подключаются первичными обмотками к разным генераторным секциям для повышения надёжности работы.

3 Распределение приёмников электроэнергии по секциям ГРЩ должно выполнятся с учётом равномерности распределения нагрузки вдоль шин и специфики судна.

4 В СЭС должна быть перемычка, предусматривающая параллельную работу генераторов.

5 Генераторы подключаются к шинам ГРЩ через генераторные автоматические выключатели.

6 Приёмники электроэнергии подключаются к шинам ГРЩ с помощью автоматических выключателей.

7 Одноименные потребители подключаются к разным генераторным секциям для повышения надёжности. Если приёмников несколько, то они нумеруются арабскими цифрами.

8 На схеме устанавливаются тип и мощность генераторов, типы трансформаторов.

В Приложении Г приведён образец однолинейной схемы распределения электроэнергии.

4 Определение расчётных токов и выбор кабелей при одиночной прокладке с проверкой на потерю напряжения в судовой электроэнергетической системе (СЭЭС) постоянного и переменного тока

В СЭЭС наиболее трудоёмкими являются расчёты силовой сети и различных вспомогательных сетей, например сетей освещения, протекание электрического тока по кабелю или проводу неизбежно связано со следующими отрицательными явлениями:

- потери и мощности:
- потери энергии:
- нагревание кабеля и выделение тепла:
- потери напряжения.

Потеря мощности и энергия в кабелях требует увеличения мощности генераторов и повышения расходов топлива, нагревание кабеля вызывает старение изоляции, которое может привести к короткому замыканию (КЗ), а потеря напряжения в кабеле приводит к снижению напряжения на зажимах потреби гелей,

Таким образом, все эти явления носят отрицательный характер и для их устранения можно выбрать кабель большего сечения. Однако, это приводит к перерасходу меди, увеличению массогабаритных показателей кабельных трасс, а, следовательно, увеличивается стоимость электромонтажных работ и общая стоимость проекта. Поэтому, в каждом конкретном расчёте кабельной сети, должны быть выбраны определённые оптимальные сечения кабелей.

При этом может оказаться, что для уменьшения потери напряжения в кабеле, необходимо выбрать сечение больше, чем по условию нагревания или наоборот, В первую очередь это зависит от длины кабельной трассы.

При выборе кабелей обязательно надо учитывать режимы их эксплуатации, которые совпадают с режимом работы приёмника, получающего питание по этому кабелю (длительный, кратковременный, повторно-кратковременный).

Таким образом порядок расчёта силовых электрических сетей следующий:

а) определяют расчётные (рабочие) токи кабеля;

б) определяют режим работы кабеля;

в) выбирают сечение кабеля с необходимым количеством жил, пользуясь таблицами, Приложение Д;

г) производят проверку сети, состоящих из выбранных кабелей, на потери напряжения.

Расчет силовой сети СЭЭС рассматривается на примере схемы, приведенной на рисунке 2.

1 Определяем рабочий ток кабеля, $I_{РАБ}$, А, соединяющий генератор и ГРЩ, выбираем кабель, определяем потери напряжения, $_{\Delta}U$, процент, в нём.

На постоянном токе

$$I_{РАБ} = \frac{P_Г}{U_Г}, \tag{17}$$

$$_{\Delta}U = \frac{200 \cdot P \cdot l}{\gamma \cdot S \cdot U^2}, \tag{18}$$

На переменном токе

$$I_{РАБ} = \frac{P_Г}{\sqrt{3} \cdot U_Г \cdot \cos\varphi}, \quad (19)$$

$$_{\Delta}U = \frac{100 \cdot P \cdot l}{\gamma \cdot S \cdot U^2}, \quad (20)$$

где $P_Г$ - номинальная мощность генератора, Вт;

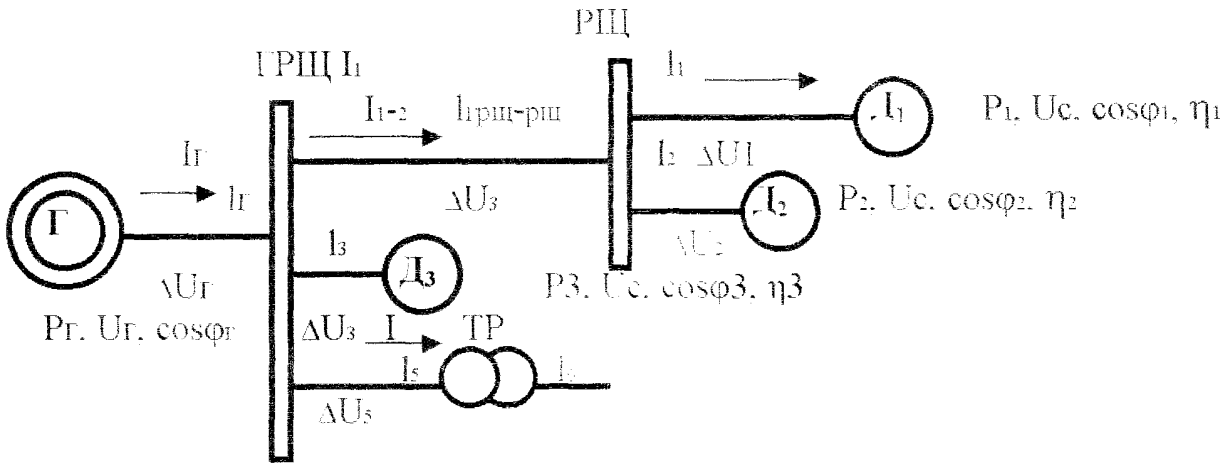
$U_Г$ - номинальное напряжение генератора, В;

cosφ - номинальный коэффициент мощности генератора, $\cos\varphi_Г$=0,8

l - длина выбранного кабеля, м;

γ - удельная проводимость материала, $\frac{м}{Ом \cdot мм^2}$, для меди γ=48;

S - сечение кабеля, мм^2.



Г - генератор; ГРЩ - главный распределительный щит; Д$_1$–Д$_3$ - приёмники электроэнергии; РЩ - распределительный щит; ТР - понижающий трансформатор.

Рисунок 2 - Расчёт силовой сети СЭЭС

ПРИМЕР РАСЧЁТА

Дано: $P_Г$=100 кВт, l=10 м, постоянный ток – $U_Г$=220В, переменный ток – $U_Г$=400 В

На постоянном токе рабочий ток кабеля, $I_{РАБ}$, А

$$I_{РАБ} = \frac{100 \cdot 10^3}{220} = 454{,}5$$

Режим работы - длительный.

По Приложению Д выбираем кабель КНР 2(2×120 мм^2).

На постоянном токе потери напряжения, $_{\Delta}U$, процент

$$_{\Delta}U = \frac{200 \cdot 100 \cdot 10^3 \cdot 10}{48 \cdot 2 \cdot 120 \cdot 220^2} = 0{,}33$$

0,33%<6%, что соответствует Правилам Морского Регистра.

На переменном токе рабочий ток кабеля, $I_{РАБ}$, А

$$I_{РАБ} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0{,}8} = 180{,}4$$

Режим работы – длительный.

По Приложению Д выбираем кабель КНР 3×95 мм^2.

На переменном токе потери напряжения, $_{\Delta}U$, процент

$$_{\Delta}U = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10^3 \cdot 10}{48 \cdot 95 \cdot 400^2} = 1{,}88$$

1,88%<6%, что соответствует Правилам Морского Регистра.

2 Определяем рабочий ток кабеля, $I_{РАБ}$, А, соединяющий ГРЩ – РЩ и приёмники $Д_1$ и $Д_2$, выбираем кабель, определяем потерю напряжения, $_{\Delta}U$, процент, в нём.

3 Рассчитываем участки РЩ – $Д_1$ и РЩ – $Д_2$.

На переменном токе

$$\begin{aligned} I_{РАБ1} &= \frac{P_{П1}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot \cos\varphi_{П1} \cdot \eta_{П1}}, \\ I_{РАБ2} &= \frac{P_{П2}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot \cos\varphi_{П2} \cdot \eta_{П2}}, \end{aligned} \qquad (21)$$

где $P_П$ - номинальная установочная мощность приёмника, Вт;

U_C - номинальное напряжение сети, В;

$\cos\varphi_П$ - номинальный коэффициент мощности приёмника;

$\eta_П$ - коэффициент полезного действия (к.п.д.) приёмника.

На постоянном токе

$$\begin{aligned} I_{РАБ1} &= \frac{P_{П1}}{U_C \cdot \eta_{П1}}, \\ I_{РАБ2} &= \frac{P_{П2}}{U_C \cdot \eta_{П2}}, \end{aligned} \qquad (22)$$

Потери напряжения определяйся по формулам (18) и (20) соответственно.

4 Рассматриваем участок ГРЩ–РЩ на переменном токе. Для определения расчётного тока РЩ необходимо предварительно определить сумму активных I_a, А, и I_p, А, токов потребителей.

$$\begin{aligned} &I_{a1} = I_{РАБ1} \cdot \cos\varphi_1, \\ &I_{a2} = I_{РАБ2} \cdot \cos\varphi_2, \\ &\text{..... ....} \\ &I_{an-1} = I_{РАБn-1} \cdot \cos\varphi_{n-1}, \\ &I_{an} = I_{РАБn} \cdot \cos\varphi_n, \end{aligned} \qquad (23)$$

$$\begin{aligned} &I_{p1} = I_{РАБ1} \cdot \sin\varphi_1, \\ &I_{p2} = I_{РАБ2} \cdot \sin\varphi_2, \\ &\text{..... ....} \\ &I_{pn-1} = I_{РАБn-1} \cdot \sin\varphi_{n-1}, \\ &I_{pn} = I_{РАБn} \cdot \sin\varphi_n, \end{aligned} \qquad (24)$$

где sinφ - получают из соответствующего cosφ.

$$I_a = K_O \cdot (I_{a1} + I_{a2} + ... + I_{an-1} + I_{an}), \qquad (25)$$

$$I_p = K_O \cdot (I_{p1} + I_{p2} + ... + I_{pn-1} + I_{pn}), \qquad (26)$$

где K_O - коэффициент одновременности работы потребителей питающих от РЩ.

$$I_{РЩ} = \sqrt{I_a^2 + I_p^2}, \qquad (27)$$

На постоянном токе.

Для определения расчётного тока РЩ, необходимо найти арифметическую сумму рабочих токов потребителей, питающихся от РЩ, также учитывая коэффициент одновременности.

$$I_{РЩ} = K_O \cdot (I_{РАБ1} + I_{РАБ2} + ... + I_{РАБn-1} + I_{РАБn}), \quad (28)$$

Примечание:

Если коэффициент мощности приёмников, поручающих питание от РЩ на переменном токе, имеет близкие значения, то для получения расчётного тока РЩ переменного тока можно пользоваться формулами постоянного тока.

Кабель выбирается в соответствии с полученными расчётными токами по Приложению Д с учётом режимов работы приёмников и необходимого количества жил. Потери напряжения определяют для данного участка сети следующим образом

$$_{\Delta}U_{ОБЩ} = {}_{\Delta}U_3 + {}_{\Delta}U_1, \quad (29)$$

$$_{\Delta}U_{ОБЩ} = {}_{\Delta}U_3 + {}_{\Delta}U_2, \quad (30)$$

Пример расчёта

Дано: P_1=30 кВт, P_2=15 кВт, $\cos\varphi_1$=0,8, $\cos\varphi_1$=0,84, η_1=0,87, η_2=0,89, l_1=15 м, l_2=18 м, U_C=380 В переменного тока, U_C=220 В постоянного тока.

Рассчитываем участок РЩ–$Д_1$ по формулам (21) и (22).

На переменном токе

$$I_{РАБ1} = \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}87} = 65{,}49$$

Режим работы – длительный.

Выбираем кабель КНР 3×16 мм^2.

$$_{\Delta}U_1 = \frac{100 \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 15}{48 \cdot 16 \cdot 380^2} = 0{,}41$$

На постоянном токе

$$I_{РАБ1} = \frac{30 \cdot 10^3}{220 \cdot 0{,}87} = 156{,}7$$

Режим работы – длительный.

Выбираем кабель КНР 2×70 мм^2.

$$_{\Delta}U_1 = \frac{200 \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 15}{48 \cdot 70 \cdot 220^2} = 0{,}55$$

Рассчитываем участок РЩ–$Д_2$ по формулам (21) и (22).

На переменном токе

$$I_{РАБ2} = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0{,}84 \cdot 0{,}89} = 30{,}5$$

Режим работы - длительный.

Выбираем кабель КНР 3×6 мм^2.

$$_{\Delta}U_1 = \frac{100 \cdot 15 \cdot 10^3 \cdot 18}{48 \cdot 6 \cdot 380^2} = 0{,}65$$

На постоянном токе

$$I_{РАБ1} = \frac{15 \cdot 10^3}{220 \cdot 0{,}89} = 76{,}6$$

Режим работы – длительный.

Выбираем кабель КНР 3×16 мм^2.

$$_{\Delta}U_1 = \frac{200 \cdot 15 \cdot 10^3 \cdot 18}{48 \cdot 16 \cdot 220^2} = 1{,}45$$

Рассчитываем участок ГРЩ–РЩ по формулам (23) – (28).

На переменном токе

$$I_{a1} = 65{,}5 \cdot 0{,}8 = 52{,}4$$

$$I_{a2} = 30{,}5 \cdot 0{,}84 = 25{,}6$$

$$I_{p1} = 65{,}5 \cdot 0{,}6 = 39{,}3$$

$$I_{p2} = 30{,}5 \cdot 0{,}54 = 16{,}5$$

$$I_a = 1 \cdot (52{,}4 + 25{,}6) = 78$$

$$I_p = 1 \cdot (39{,}3 + 16{,}5) = 55{,}8$$

$$I_{РЩ} = \sqrt{78^2 + 55{,}8^2} = 95{,}9$$

Режим работы – длительный.

Выбираем кабель КНР 3×25 мм^2.

На постоянном токе

$$I_{РЩ} = 1 \cdot (156{,}7 + 76{,}6) = 233{,}3$$

Режим работы – длительный.

Выбираем кабель КНР 2×120 мм^2.

Определяем потери напряжения по формуле

На переменном токе

$$_{\Delta}U_4 = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot l}{\gamma \cdot S \cdot U}, \quad (31)$$

На постоянном токе

$$_{\Delta}U_4 = \frac{200 \cdot I \cdot l}{\gamma \cdot S \cdot U}, \quad (32)$$

На переменном токе

$$_{\Delta}U_4 = \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 95{,}9 \cdot 20}{48 \cdot 25 \cdot 380} = 0{,}73$$

На постоянном токе

$$_{\Delta}U_4 = \frac{200 \cdot 233 \cdot 20}{48 \cdot 120 \cdot 220}$$

Определяем общие потери напряжения.

На переменном токе

$$_{\Delta}U_{ОБЩ1} = {}_{\Delta}U_4 + {}_{\Delta}U_1,$$

$$_{\Delta}U_{ОБЩ1} = 0{,}73 + 0{,}41 = 1{,}14$$

$$_{\Delta}U_{ОБЩ} = {}_{\Delta}U_4 + {}_{\Delta}U_2,$$

$$_{\Delta}U_{ОБЩ} = 0{,}74 + 0{,}65 = 1{,}39$$

На постоянном токе

$$_{\Delta}U_{ОБЩ1} = {}_{\Delta}U_4 + {}_{\Delta}U_1,$$

$$_{\Delta}U_{ОБЩ1} = 0{,}74 + 0{,}55 = 1{,}29$$

$$_{\Delta}U_{ОБЩ} = {}_{\Delta}U_4 + {}_{\Delta}U_2,$$

$$_{\Delta}U_{ОБЩ} = 0{,}73 + 1{,}45 = 2{,}19$$

5 Определяем рабочий ток кабеля, $I_{РАБ}$, А, соединяющего ГРЩ и $Д_3$, выбираем

кабель и определяем потери напряжения, $_{\Delta}U$, процент, в нём.

ПРИМЕР РАСЧЁТА

Дано: $P_З$=23 кВт, $\cos\varphi_З$=0,79, $\eta_З$=0,81, $l_З$=25 м, $U_С$=380 В переменного тока, $U_С$=220 В постоянного тока.

На переменном токе

$$I_{РАБ} = \frac{23 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0{,}81 \cdot 0{,}79} = 54{,}61$$

Режим работы - кратковременный (60 минут).

Выбираем кабель КНР 3×10 мм^2.

$$_{\Delta}U = \frac{100 \cdot 23 \cdot 10^3 \cdot 25}{48 \cdot 10 \cdot 380^2} = 0{,}83$$

На постоянном токе

$$I_{РАБ} = \frac{23 \cdot 10^3}{220 \cdot 0{,}81} = 129{,}1$$

Режим работы - кратковременный (60 минут).

Выбираем кабель КНР 2×25 мм^2.

$$_{\Delta}U = \frac{200 \cdot 23 \cdot 10^3 \cdot 25}{48 \cdot 50 \cdot 220^2} = 1{,}98$$

6 Определяем рабочий ток кабеля, $I_{РАБ}$, А, на участке ГРЩ - трансформатор, выбираем кабель и определяем потери напряжения, $_{\Delta}U$, процент, в нём.

Рабочий ток для участка ГРЩ - трансформатор определяется по формуле

$$I_{РАБI} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_1}, \quad (33)$$

где S - номинальная мощность трансформатора. ВА;

U_1 - номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, В.

Для участка вторичной обмотки трансформатор - ГРЩ расчёт производится по формуле

$$I_{РАБII} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_2}, \quad (34)$$

где U_2 - номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, В.

Пример расчёта

Дано: понижающий трансформатор – S=100 ВА, U_1=380 В, U_2=230 В, l_5=5 м, l_6=1,5 м.

$$I_{РАБI} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 151{,}9$$

Режим работы - длительный.

Выбираем кабель КНР 3×70 мм^2.

$$I_{РАБII} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251$$

Режим работы - длительный.

Выбираем кабель КНР 3×150 мм^2.

$$_{\Delta}U_{I} = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10^{3} \cdot 2}{48 \cdot 70 \cdot 380^{2}} = 0{,}041$$

$$_{\Delta}U_{II} = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10^{3} \cdot 1{,}5}{48 \cdot 150 \cdot 230^{2}} = 0{,}04$$

Потери напряжения составляют меньше 6 процентов, что соответствует требованиям Правилам Морского Регистра.

Выбранные кабели заносим в кабельную ведомость, Приложение Е.

5 Определение потерь напряжения на участке сети освещения

Для определения потерь напряжения на участке вторичной сети освещения необходимо определить на исходной схеме узловые точки, пронумеровать их арабскими цифрами. В каждой узловой точке необходимо определить наиболее удаленный светильник, пронумеровать его римскими цифрами. Потери напряжения будут определятся на наиболее удаленном от узла светильнике. Затем, для каждого светильника вычерчивается расчетная схема и составляется формула для расчета потерь напряжения на данном участке.

Потери напряжения для первичной и вторичной сетей освещения, согласно требованию Правил Регистра, не должны превышать 10% для сети напряжения до 55 В и 5% для сети напряжения свыше 55 В.

Потери напряжения для сети постоянного и однофазного переменного тока определяются по формуле

$$_{\Delta}U = \frac{2 \cdot 100 \cdot P \cdot l}{\gamma \cdot S \cdot U^2},$$

где P - мощность лампы, Вт;

l – расстояние, м;

γ - удельная проводимость материала проводника, $\frac{м}{Ом \cdot мм^2}$, для меди γ=48;

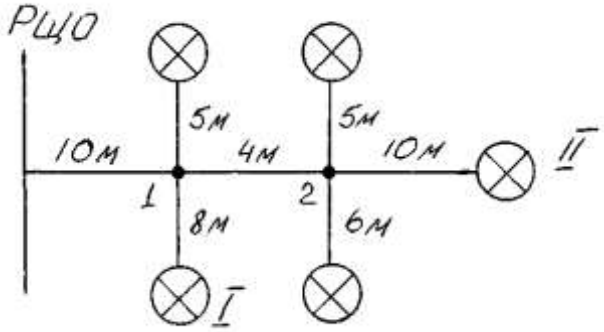
S – площадь поперечного сечения проводника, $мм^2$;

U – напряжение сети, В.

ПРИМЕР РАСЧЕТА:

Определить потери напряжения на участке сети освещения со следующими номинальными данными $P_Л$= 60 Вт, S=1 $мм^2$, U_C=127 В.

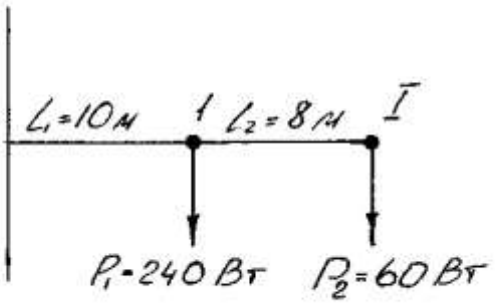
Исходная схема



1. Определяем узловые точки на схеме и наиболее удаленные от них светильники.

2. Составляем расчетные схемы и определяем потери напряжения, ΔU, процент

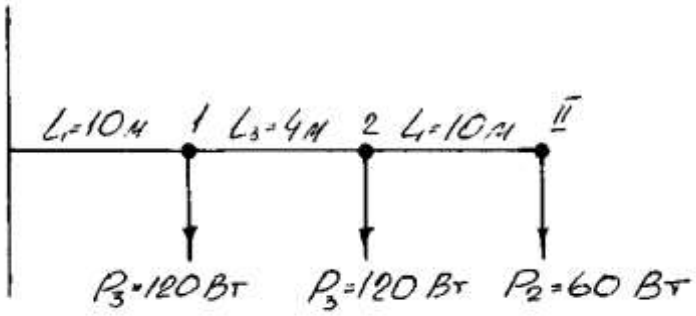
а) для светильника I



$$\Delta U = \frac{200 \cdot P \cdot l}{\gamma \cdot S \cdot U^2}$$

; $\Delta U_1 = \frac{200 \cdot (P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot (l_1 + l_2))}{\gamma \cdot S \cdot U^2} = \frac{200 \cdot (240 \cdot 10 + 60 \cdot (10 + 8))}{48 \cdot 1 \cdot 127^2} = 0{,}9$

б) для светильника II



$$\Delta U_2 = \frac{200 \cdot (P_3 \cdot l_1 + P_3 \cdot (l_1 + l_3) + P_2 \cdot (2 \cdot l_1 + l_3))}{\gamma \cdot S \cdot U^2} = \frac{200 \cdot (120 \cdot 10 + 120 \cdot (10 + 4) + 60 \cdot (2 \cdot 10 + 4))}{48 \cdot 1 \cdot 127^2} = 1{,}1$$

Вывод: Потери напряжения на участке сети освещения находятся в допустимых пределах.

6 Определение расчетных токов и выбор кабеля при групповой прокладке

Судовые кабельные трассы представляют собой, как правило, пучки кабелей. При расположении кабелей в пучках по сравнению с одиночной прокладкой каждого кабеля происходит значительное ухудшение условий их охлаждения, так как уменьшается величина поверхности кабеля, непосредственно соприкасающаяся с окружающей атмосферой. Наряду с этим при пучковой прокладке происходит как бы взаимный подогрев кабелей. По этим причинам температура нагревания кабелей, проложенных в пучках, обычно выше, чем при одиночной прокладке кабелей. Та же проблема возникает при прокладке кабелей в трубах и в желобах.

Во избежание перегрева кабелей сверх допустимой температуры, нормы нагрузки кабелей в пучках должны быть ниже нормы для одиночных кабелей. Поэтому расчет рабочих токов при пучковой прокладке кабелей (в трубе, в желобе) производят следующим образом:

- Определяют рабочий ток кабеля;
- Пересчитывают этот ток с учетом коэффициентов k_1 и k_2

$$I_{РАСЧ} = \frac{I_{РАБ}}{k_1 \cdot k_2}\ , \qquad (35)$$

где $I_{РАБ}$ – действительный расчетный ток, протекающий по кабелю, А;

k_1 – коэффициент, учитывающий уменьшение допустимой нагрузки кабеля при прокладке в трубе (k_1=0,8), в желобе (k_1=0,85), в пучке (однорядном k_1=0,9, двухрядном k_1=0,8, трех- и более рядном k_1=0,6);

k_2 – коэффициент, учитывающий время работы кабеля в сутки

$$k_2 = \sqrt{\frac{24}{t}}\ , \qquad (36)$$

где t – суммарное время работы кабеля под нагрузкой в часах за сутки.

В большинстве случаев кабельные пучки являются смешанными, то есть имеют нагруженные и малонагруженные кабели, поэтому малонагруженные - располагаются внутри пучка, нагруженные ближе к краю.

Произведение $k_1 \cdot k_2$ должно быть меньше единицы или равной ей в пределе. При $к_1 \cdot к_2$ равном единице выбор сечения кабеля при одиночной и пучковой прокладке принимается одинаковым.

7 Выбор и проверка аппаратов защиты

Надёжная работа любой электроустановки полностью зависит от правильного выбора применённых в ней электроаппаратов.

Выбор аппаратов производится по техническим условиям на их поставку, каталогам и справочникам. Необходимо убедиться, что данный аппарат удовлетворяет требованиям Правил Морского Регистра по условиям эксплуатации (температура окружающей среды, влажность и т.д.), конструктивно соответствует месту установки, соответствует номинальным параметрам электроустановки (род тока, напряжение, частота). При установке данного аппарата в схему необходимо, чтобы его номинальные параметры соответствовали рабочим

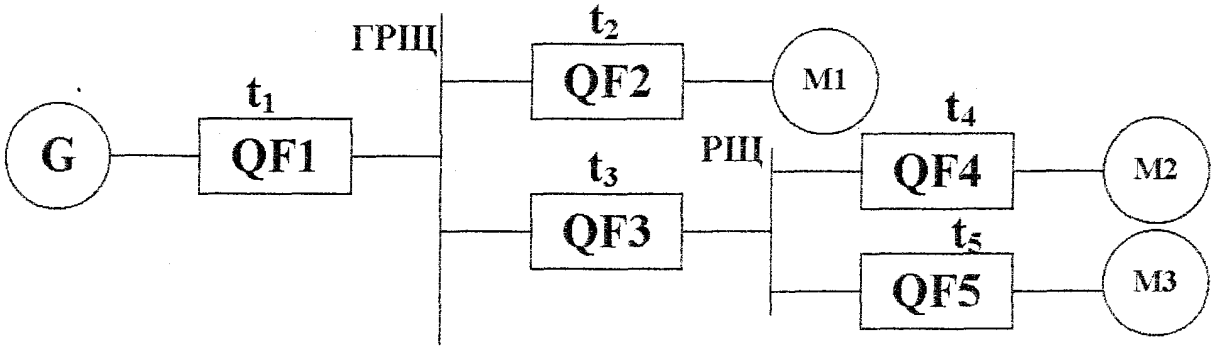
$$U_{Н} \geq U_{РАБ}, \quad (37)$$

$$I_{Н} \geq I_{РАБ}, \quad (38)$$

где $U_{Н}$, $I_{Н}$ - соответственно, номинальные напряжение и ток нагрузки аппарата;

$U_{РАБ}$, $I_{РАБ}$ - рабочее напряжение и ток нагрузки аппарата в данной схеме включения.

Соблюдение условия (37) необходимо во избежание электрического пробоя изоляции аппарата, а выполнение условия (38) необходимо во избежание перегрева аппарата. Рабочие напряжения и токи определяют на основании расчёта электрической схемы, в которой они устанавливаются, а номинальные напряжения и токи аппаратов принимают из каталогов. Защита сетей электроэнергии обычно осуществляется по отдельным участкам, с этой целью строится схема защиты силовой сети распределения электроэнергии от токов перегрузки и коротких замыкании (КЗ). На основании однолинейной схемы распределения электроэнергии строится схема защиты, в которой учитываются все возможные участки защиты.



QF1 - генераторный автоматический выключатель (серия ВА74, t=0,18; 0,38; 0,63; 1,0 секунды); QF2, QF3 - селективные автоматические выключатели (серия А3700Ср. t=0,l; 0.25; 0,4 секунды); QF4, QF5 - установочные автоматические выключатели (серии А3700Бр, АК50, АС25. t=0,04 секунды).

Рисунок 3 - Схема защиты силовой сети распределения электроэнергии от токов перегрузки и КЗ.

Одним из основных требований, предъявляемых к защите, является её селективность, то есть в последнюю очередь должен отключиться аппарат ближайший к источнику питания, таким образом, должно соблюдаться условие

$$t_1 \rangle (t_2 = t_3) \rangle (t_4 = t_5)$$

Например:

1 с>0,4 с>0,04 с

Однако, не всегда мощность, а значит и рабочие токи позволяют установить селективные автоматические выключатели на участках «ГРЩ – Ml» и «ГРЩ – РЩ», в этом случае, основным условием становится надёжность защиты и допускается установка быстродействующих автоматических выключателей. Автоматические выключатели выбираются по Приложению Ж.

1. Выбираем автоматический выключатель на участке «генератор – ГРЩ» из условия (38)

$$I_{Н.Р.} \geq I_{РАБ}$$

где $I_{Н.Р.}$ - номинальный ток расцепителя, А;

$I_{РАБ}$ - рабочий ток данного участка электрической сети, А.

Выбираем по Приложению А автоматический выключатель серии ВА74 со следующими номинальными данными:

- $I_{Н.В.}$ - номинальный ток выключателя, А:
- $I_{УД.Д.}$ - предельно допустимый ударный ток короткого замыкания, кА;
- I^2t - термическая устойчивость автоматического выключателя. $А^2с$;
- $I_Д$ - действующее значение тока короткого замыкания, кА.

Определяем ток трогания расцепителя, $I_{ТР.Р.}$, А

$$I_{ТР.Р.} = k_2 \cdot I_{Н.Р.}, \quad (39)$$

где k_2 - кратность тока, протекающего через расцепитель, показывает зону короткого замыкания (КЗ).

Кратность тока k_2 для автоматических выключателей основных серий следующая:

ВА74 – k_2=2÷8

А3700Ср – k_2=2÷10

А3700Бр, АК50, АС25 – k_2=10

2. Выбираем автоматический выключатель на участке «ГРЩ – Ml» из условия

$$I_{Н.Р.} \geq I_{РАБ}$$

Выбираем по приложению автоматический выключатель со следующим номинальными данными:

$I_{Н.В.}$, $I_{УД.Д.}$, тип расцепителя

Определяем ток трогания расцепителя, $I_{ТР.Р.}$, А

$$I_{ТР.Р.} = k_2 \cdot I_{Н.Р.}$$

Проверяем автоматический выключатель по условию (40) с целью исключения ложных срабатываний при бросках пускового тока.

$$I_{ТР.Р.} \geq 1{,}2 \cdot I_{П.Д.}, \quad (40)$$

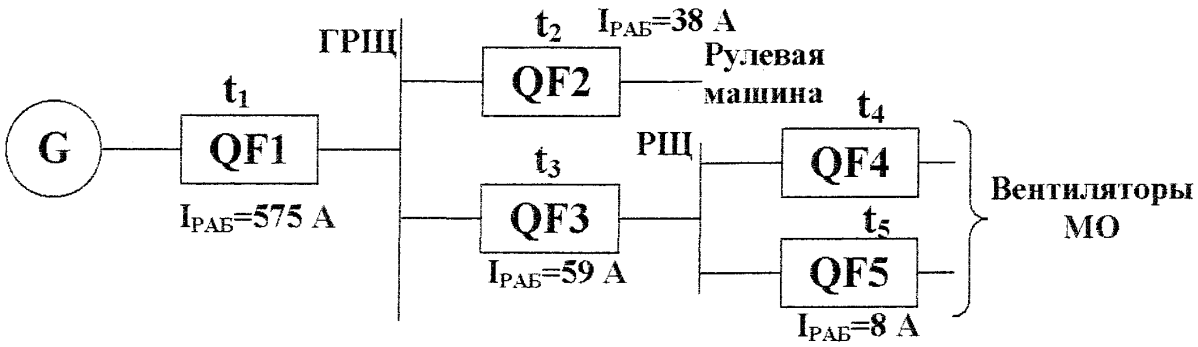
Пусковой ток двигателя определяется из формулы

$$I_{П.Д.} = (5 \div 7) \cdot I_{Н.Д.}, \quad (41)$$

Если условие (40) выполняется, то ложных срабатываний при бросках пускового тока не будет.

Автоматические выключатели QF3, QF4, QF5 выбираются аналогично, согласно порядку, указанному в пункте 2.

ПРИМЕР РАСЧЁТА



QF1 - автоматический выключатель ВА74; QF2, QF3 - автоматические выключатели А3700Ср; QF4, QF5 - автоматические выключатели А3700Бр, АК50, АС25

$$t_1 = 1c \rangle (t_2 = t_3) = 0{,}4c \rangle (t_4 = t_5) = 0{,}04c$$

Рисунок 4 – Схема селективности защиты СЭЭС

1. Выбираем автоматический выключатель на участке «Генератор G – ГРЩ»

$$I_{Н.Р.} \geq I_{РАБ}$$

$$I_{Н.Р.} = 625 \ \text{А}; \qquad I_{РАБ} = 575 \ \text{А}$$

$$625 \rangle 575$$

Выбираем автоматический выключатель ВА74-40 со следующими номинальными данными: $I_{Н.В.}$=800 А; $I_{УД.Д.}$=110 кА; $I^2t=1300 \cdot 10^6$ $А^2с$; $I_Д$=45 кА.

Определяем ток трогания расцепителя, $I_{ТР.Р.}$, А

$$I_{ТР.Р.} = k_2 \cdot I_{Н.Р.}$$

$$I_{ТР.Р.} = 5 \cdot 625 = 3125$$

Определяем количество автоматических выключателей и данные заносим в ведомость автоматических выключателей.

2. Выбираем автоматический выключатель на участке «ГРЩ - рулевая машина»

$$I_{Н.Р.} = 40 \ \text{А}; \qquad I_{РАБ} = 38 \ \text{А}$$

$$40\text{А} \rangle 38\text{А}$$

Выбираем автоматический выключатель А3724Ср со следующим номинальными данными: $I_{Н.В.}$=80 А; $I_{УД.Д.}$=15 кА; ППРК

Определяем ток трогания расцепителя, $I_{ТР.Р.}$, А

$$I_{ТР,Р,} = 9 \cdot 40 = 360$$

Определяем пусковой ток, $I_{П.Д.}$, А.

$$I_{П.Д.} = (5 \div 7) I_Н (I_{РАБ})$$

$$I_{П.Д.} = 6 \cdot 38 = 228$$

Сравниваем пусковой ток двигателя с током автоматического выключателя во избежание ложных срабатываний при пуске по условию

$$I_{ТР.Р.} \geq 1{,}2 \cdot I_{П.Д.}$$

$$380 \rangle 1{,}2 \cdot 228 = 273{,}6$$

Количество - 1шт. Данные заносим в ведомость автоматических выключателей.

3. Выбираем автоматический выключатель на участке «ГРЩ-РЩ»

$$I_{Н.Р.} = 63 \ \text{А}; \qquad I_{РАБ} = 59 \ \text{А}$$

$$63А \rangle 59А$$

Выбираем автоматический выключатель А3724Ср со следующим номинальными данными: $I_{Н.В.}$=80 А; $I_{УД.Д.}$=15 кА; ППРК

Определяем ток трогания расцепителя, $I_{ТР.Р.}$, А

$$I_{ТР,Р,} = 8 \cdot 63 = 504$$

Определяем пусковой ток, $I_{П.Д.}$, А

$$I_{П.Д.} = 5 \cdot 59 = 295$$

Сравниваем пусковой ток двигателя с током автоматического выключателя во избежание ложных срабатываний при пуске

$$504 \rangle 1{,}2 \cdot 295 = 354$$

Количество - 1шт. Данные заносим в ведомость автоматических выключателей.

4. Выбираем автоматический выключатель на участке «РЩ - вентиляторы МО»

$$I_{Н.Р.} = 10 \ \ А; \qquad I_{РАБ} = 8 \ \ А$$

$$10А \rangle 8А$$

Выбираем автоматический выключатель АК50-3М со следующим номинальными данными: $I_{Н.В.}$=50 А; $I_{УД.Д.}$=9 кА; $I_{Д}$=5 кА.

Определяем ток трогания расцепителя, $I_{ТР.Р.}$, А

$$I_{ТР,Р,} = 10 \cdot 10 = 100$$

Определяем пусковой ток $I_{П.Д.}$ А

$$I_{П.Д.} = 7 \cdot 8 = 56$$

Сравниваем пусковой ток двигателя с током автоматического выключателя во избежание ложных срабатываний при пуске

$$100 \rangle 1{,}2 \cdot 56 = 67{,}2$$

Количество - 2 шт. Данные заносим в ведомость автоматических выключателей.

Все автоматические выключатели проектируемой энергосистемы выбираются аналогично, данные выбора заносятся в ведомость автоматических выключателей, приведенную в Приложении И.

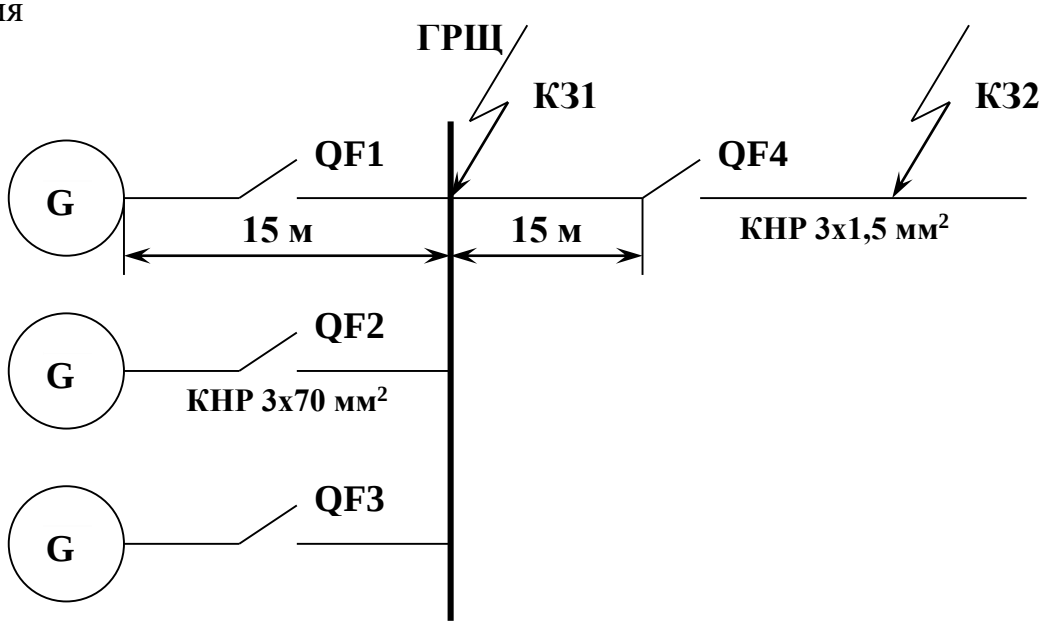
8 Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания методом расчётных кривых

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в СЭЭС переменного тока со следующими исходными данными: СЭЭС укомплектована четырьмя генераторами серии МСК 92–4, P=100 кВт, U=400 В.

Расчёт токов короткого замыкания начинают с составления исходной схемы СЭЭС. В эту схему включаются все длительно параллельно работающие генераторы с указанием их типов, мощностей и других основных данных, приведённых в исходных данных и в приложениях А и Б (то есть все генераторы СЭЭС без резервного). На схеме указывается длина кабеля, его сечение и жильность, тип автоматического выключателя, по необходимости, тип шин трансформаторов тока, напряжения и все аналогичные элементы, сопротивления которых необходимо учитывать.

Расстояние от генератора до ГРЩ приводится в соответствии с исходными данными. Расстояние от ГРЩ до возможной точки короткого замыкания на кабеле потребителя принимают для средних и крупных судов 10÷15 метров, для малых судов 5÷10 метров. На рисунке 5 приведён пример исходной схемы для расчёта токов короткого замыкания

P=100 кВт
S=125 кВ
U=400 В
n=1500 $\frac{об}{мин}$

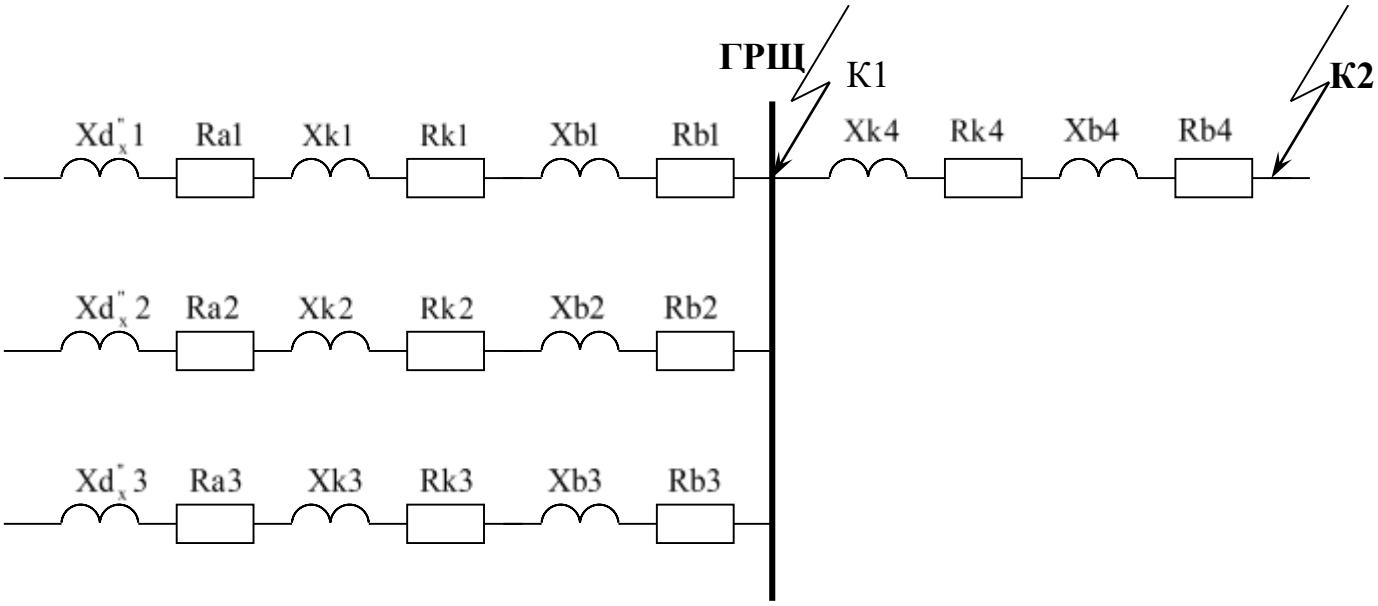


G1 – G3 – синхронные генераторы серии МСК 92–4; QF1 – QF3 – автоматические выключатели серии ВА74–40; QF4 – автоматический выключатель серии А37-76 Бр

Рисунок 5 – Исходная схема для расчёта

На схему наносятся предполагаемые точки короткого замыкания с таким учётом, чтобы были проверены все защитные коммутационные аппараты. При параллельной работе двух и более генераторов, проверку их автоматических выключателей надо производить по току короткого замыкания на шинах ГРЩ, точка К1, также можно проверить секционными выключателями. Автоматические выключатели на кабелях, отходящих от ГРЩ, проверяют в точке К2, которую располагают на расстоянии 5÷10 метров, как было указано выше, по длине кабеля. Также её можно расположить на выходном зажиме автоматического выключателя QF4. Этот автоматический выключателей расположен на распределительных секциях ГРЩ, находится под действием токов короткого замыкания всех параллельно работающих генераторов, то

есть у него наиболее тяжёлые условия работы. На основании исходной схемы СЭЭС составляем расчётную схему для определения токов короткого замыкания, приведённую на рисунке 6. В неё включаются сверхпереходные сопротивления и активные сопротивления обмоток статора генератора, также все другие активные и реактивные сопротивления элементов схемы.



Xd_*", Ra – реактивное сверхпереходное и активное сопротивления обмоток статора; Xk", Rk – реактивное и активное сопротивления кабелей; Xb", Rb – реактивное и активное сопротивления автоматических выключателей.

Рисунок 6 – Расчётная схема

Исходные данные по сопротивлениям приведены в приложениях К, Л, М и Н, все данные необходимо предварительно привести к базисным условиям. За базисную мощность принимается суммарная мощность всех генераторов схемы, а за базисное напряжение – напряжение генератора. Для определения токов короткого замыкания необходимо знать полное (эквивалентное) сопротивление. Поэтому расчётную схему необходимо преобразовать относительно каждой заданной точки короткого замыкания.

Порядок расчёта

Строим исходную и расчётную схему для расчёта токов короткого замыкания.

1. Определяем базисную мощность генераторов, $S_Б$, кВА

$$S_Б = \sum_{i=1}^{n} S_{Г.НОМ}, \qquad (42)$$

где $S_{Г.НОМ}$ – номинальная мощность генераторов, кВА;

n – количество генераторов исходной схемы, шт.

$$S_Б = \sum_{i=1}^{n} 125 = 375$$

2. Принимаем базисное напряжение равным номинальному напряжению генератора, $U_Б$, В

$$U_Б=400$$

3. Определяем базисный ток, $I_Б$, А

$$I_Б = \frac{S_Б}{\sqrt{3}\cdot U_Б}, \quad (43)$$

$$I_Б = \frac{375\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 400} = 541{,}3$$

4. Пользуясь Приложениями К и Л определяем активное и индуктивное сопротивления обмоток статора генератора, Ra, Ом, и Xd_*, о.е.

$$Ra=0.0303$$

$$Xd_*=0{,}176$$

5. Определяем активное и индуктивное сопротивления кабелей, пользуясь приложением В. Значение сопротивления из Приложения М необходимо пересчитать, так как они приведены в $\frac{Ом}{км}$ по формуле

$$\frac{Rk\cdot(X_К)\cdot L}{1000}, \quad (44)$$

Данные заносятся в таблицу 14

Таблица 14

Участок схемы	Элемент схемы	Длина, м	Сечение жил, мм^2	R, Ом	X, Ом
Генератор – ГРЩ	кабель	15	3х70	0,00464	0,00114
ГРЩ – потребитель	кабель	15	3х1,5	0,2160	0,00165

6. Определяем активное и индуктивное сопротивления автоматических выключателей, пользуясь Приложением Н. Значения сопротивления в таблице приведены в мОм, поэтому данные необходимо разделить на 1000. Данные заносим в таблицу 15.

Таблица 15

Участок схемы	Элементы схемы	Тип автоматического выключателя	$I_{НР}$, А	$I_{НР}$. А	$I_{УД.Д}$, А	R, Ом	X, Ом
Генератор–ГРЩ	Автоматический выключатель	ВА74–40	190	800	50	0,00017	0,00014
ГРЩ–потребитель	Автоматический выключатель	А3776Бр	20	25	10	0,01015	0,0038

7. Пересчитываем сверхпереходное индуктивное сопротивление статора, Xd_*”, о.е., по отношению к базисным условиям

$$Xd''_* = Xd'' \frac{S_Б}{S_Г}, \quad (45)$$

$$Xd''_* = 0{,}176\frac{375\cdot 10^3}{125\cdot 10^3} = 0{,}528$$

8. Индуктивные и активные сопротивления, приведённые в Ом пересчитываем в относительные единицы по формуле

$$B_* = B\frac{S_Б}{U_Б^2}, \quad (46)$$

где B_* - переведённая величина в относительные единицы, о.е.;

B – переводимая величина, Ом.

8.1 Определяем активное сопротивление обмотки статора, r_*, о.е., по формуле (46)

$$R_* = 0{,}0303\frac{375\cdot 10^3}{400^2} = 0{,}07102$$

8.2 Остальные активные и индуктивные сопротивления кабелей и автоматических выключателей пересчитываем аналогично по формуле (46) данные расчётов заносим в таблицу 16.

Таблица 16

Ra_*, о.е.	Xa_*", о.е.	$Rk1_*$, о.е.	$Xk1_*$, о.е.	$Rb1_*$, о.е.	$Xb1_*$, о.е.	$Rk4_*$, о.е.	$Xk4_*$, о.е.	$Rb4_*$, о.е.	$Xb4_*$, о.е.
0,07102	0,5280	0,01088	0,00267	0,0004	0,00033	0,50625	0,00387	0,02379	0,00891

9. Определяем общее активное , $R1_*$, о.е., и индуктивное, $X1_*$, о.е., сопротивления генераторных ветвей

Полная мощность 1 генератора равна мощности 2 и 3 генераторов, поэтому их активные и реактивное полное сопротивление равны

$$R1_* = Ra1_* + Rk1_* + Rb1_*, \quad (47)$$

$$X1_* = Xd''_{1*} + Xk1_* + Xb1_*, \quad (48)$$

Суммарные значения активных и индуктивных сопротивлений остальных генераторов равны между собой

10.Определяем общее активное, $R4_*$, о.е., и индуктивное, $X4_*$, о.е., сопротивление ветви потребителей ГРЩ–П

$$R4_* = Rk4_* + Rb4_*, \quad (49)$$

$$X4_* = Xk4_* + Xb4_*, \quad (50)$$

11.Данные, полученные в пунктах 9 и 10 сводим в таблицу 17 и преобразуем расчётную схему, приведённую на рисунке 6 в схему показанную на рисунке 7

Таблица 17

$R1_*$, о.е.	$X1_*$, о.е.	$R4_*$, о.е.	$X4_*$, о.е.
0,53928	0,07402	0,50331	0,01278

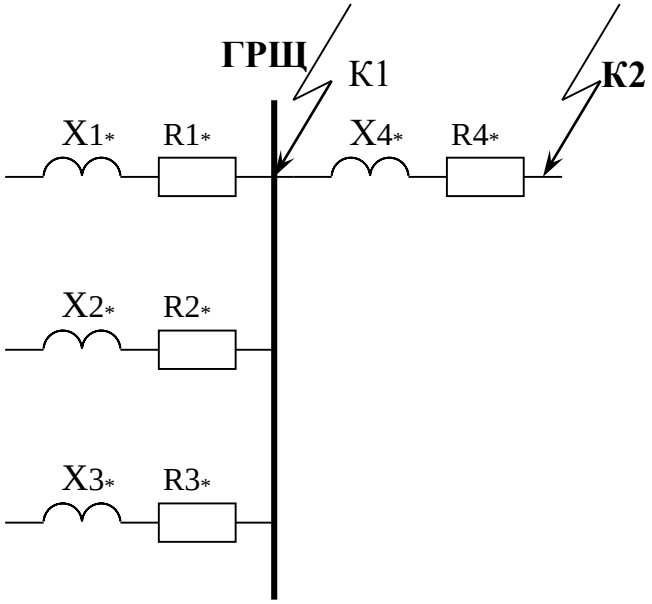


Рисунок 7 – Расчётная схема

12.Генераторы работают параллельно, поэтому при расчёте токов короткого замыкания электродвижущие силы (ЭДС) всех параллельно работающих генераторов принимаются одинаковыми

$$E_1=E_2=E_3=E, \tag{51}$$

где E_1 – ЭДС первого генератора, В;

E_2 – ЭДС второго генератора, В;

E_3 – ЭДС третьего генератора;

E – общая ЭДС, В.

Поэтому ветви $X1_*$, $R1_*$, $X2_*$, $R2_*$ и $X3_*$, $R3_*$ оказываются включёнными параллельно. Заменяем эти ветви одной и преобразуем расчётную схему, показанную на рисунке 7 в схему приведённую на рисунке 8

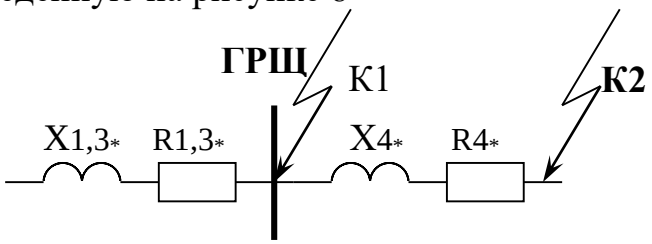


Рисунок 8 – Расчётная схема

13.Так как все генераторы однотипные. То значения $X1_*$, $R1_*$, $X2_*$, $R2_*$ и $X3_*$, $R3_*$ практически одинаковые, и метод проводимости можно не применять, а величины эквивалентных сопротивлений определить следующим образом

$$R1,3_* = \frac{R1_*}{3}, \tag{52}$$

$$R1,3_* = \frac{0,53928}{3} = 0,17976$$

$$X1,3_* = \frac{X1_*}{3}, \tag{53}$$

$$X1,3_* = \frac{0,07402}{3} = 0,02467$$

14.Определяем полное результирующее активное, Rp_*, о.е., и реактивное, Xp_*, о.е., сопротивления генераторной ветви

$$Rp_*=R1,3_*, \quad (54)$$

$$Rp_*=0,17976$$

$$Xp_*=X1,3_*, \quad (55)$$

$$Xp_*=0,02467$$

15.Примечание: Если генераторы не одинаковые, то расчёт проводится методом проводимостей

15.1 Определяем проводимости активную, $q1_*$, о.е., и реактивную, $в1_*$, о.е., генераторных ветвей

$$q1_* = \frac{R1_*^2}{R1_*^2 + X1_*^2}, \quad (56)$$

$$в1_* = \frac{X1_*^2}{R1_*^2 + X1_*^2}, \quad (57)$$

$$q1,2,3_*=q1_*+q2_*+q3_*=3q1_*, \quad (58)$$

$$в1,2,3_*=в1_*+в2_*+в3_*=3в1_*, \quad (59)$$

15.2 Определяем полную проводимость, $У1,2,3_*$, о.е., эквивалентной цепи

$$У1,2,3_* = \sqrt{q1,2,3_*^2 + в1,2,3_*^2}, \quad (60)$$

15.3 Определяем активное, $R1,2,3_*$, о.е., и реактивное, $X1,2,3_*$, о.е., сопротивления эквивалентной цепи

$$R1,2,3_* = \frac{q1,2,3_*}{У1,2,3_*^2}, \quad (61)$$

$$X1,2,3_* = \frac{в1,2,3_*}{У1,2,3_*^2}, \quad (62)$$

15.4 Определяем результирующее активное, Rp_*, о.е., и реактивное, Xp_*, о.е., сопротивления эквивалентной цепи по формулам (54) и (55)

16.Преобразуем расчётную схему, приведённую на рисунке 8, в расчётную схему, показанную на рисунке 9, находим полное сопротивление, $Zp1_*$, о.е., для точки К1

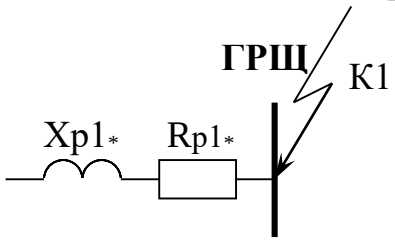


Рисунок 9 – Расчётная схема

$$Zp1_* = \sqrt{Rp1_*^2 + Xp1_*^2}, \quad (63)$$

$$Zp1_* = \sqrt{0,17976^2 + 0,02467^2} = 0,18144$$

17.С помощью графика зависимости ударного коэффициента, $К_{УД}$, от соотношения, $\frac{Xp}{Rp}$, приведённого в Приложении П, определяем ударный коэффициент

$$\frac{Xp1_*}{Rp1_*}, \quad (64)$$

$$\frac{0,02467}{0,17976}=0,13723$$

$$К_{уд}=1,01$$

18.Пользуясь графиком расчётных кривых, приведённым в Приложении Р, определяем периодическую составляющую тока короткого замыкания в следующие моменты времени, t, с: 0,0; 0,01; ∞

- I_0 – ток в момент времени t=0 с, из графика I_0=5,5 о.е.;
- $I_{0,01}$ – ток в момент времени t=0,01 с, из графика $I_{0,01}$=4,4 о.е.;
- I_∞ – ток в момент времени t=∞ с, из графика I_∞=3,7 о.е..

19.Определяем ударный ток генератора, $I_{уд.г.1*}$, о.е., для точки К1

$$I_{уд.г.1*}=\sqrt{2}\cdot\left(I_{0,01}+I_0\cdot\left(К_{уд}-1\right)\right), \quad (65)$$

$$I_{уд.г.1*}=\sqrt{2}\cdot\left(4,4+5,5\cdot\left(1,01-1\right)\right)=6,3$$

20.Определяем полное сопротивление двигателя, $Z_{дв1}$, о.е., для точки К1

$$Z_{дв1}=\frac{1}{К_П}\cdot\frac{S_Б}{S_{дв}}, \quad (66)$$

где $К_П$ – кратность пускового тока, $К_П$=5;

$S_{дв}$ – мощность двигателя, определяется по загрузке генератора.

$$Z_{дв1}=\frac{1}{5}\cdot\frac{357}{0,75\cdot357}=0,267$$

21.Переводим действующий ударный ток генератора, $I_{уд.г.1*}$ из относительных единиц, о.е., в амперы, А

$$I_{уд.г.1}=I_{уд.г.1*}\cdot I_Б, \quad (67)$$

$$I_{уд.г.1}=6,3\cdot541,3=3410,19$$

22.Определяем действующее значение токов эквивалентного двигателя, $I_{дв1}$, о.е., для точки К1

$$I_{дв1}=\frac{E}{Z_{дв1}}, \quad (68)$$

где Е – противо-ЭДС обмотки статора двигателя, Е=0,9

$$I_{дв1}=\frac{0,9}{0,267}=3,37$$

23.Определяем ударный ток, $I_{уд1}$, А, с учётом подпитки, для точки К1

$$I_{уд1}=\sqrt{2}\cdot I_Б\cdot\left(I_{0,01}+I_0\cdot\left(К_{уд}-1\right)+I_{дв1}\right), \quad (69)$$

$$I_{уд1}=\sqrt{2}\cdot541,3\cdot\left(4,4+5,5\cdot\left(1,01-1\right)+3,37\right)=5972,3$$

24.Определяем значение установившегося тока, I_∞, А, для точки К1

$$I_\infty=\sqrt{2}\cdot I_Б\cdot\left(I_\infty+I_0\cdot\left(К_{уд}-1\right)+I_{дв1}\right), \quad (70)$$

$$I_\infty=\sqrt{2}\cdot541,3\cdot\left(3,7+5,5\cdot\left(1,01-1\right)+3,37\right)=5438,0$$

25.Определяем полное активное и индуктивное сопротивление ветви потребителей, $Rp2_*$, о.е., и $Xp2_*$, о.е., для точки К2. По расчётной схеме приведённой на рисунке 8

$$Rp2_*=R1,3_*+R4_*, \quad (71)$$

$$Rp2_*=0,17976+0,50331=0,68307$$

$$Xp2_*=X1,3_*+Xp4_*, \quad (72)$$

$$Xp2_*=0,02467+0,01278=0,03745$$

26.Преобразуем расчётную схему, приведённую на рисунке 8 в схему, показанную на рисунке 10, находим полное сопротивление $Zp2_*$, о.е., для точки К2

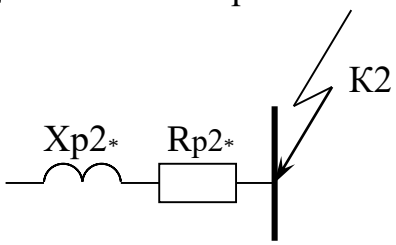


Рисунок 10 – Расчётная схема

$$Zp2_* = \sqrt{Rp2_*^2 + Xp2_*^2}, \quad (73)$$

$$Zp1_* = \sqrt{0,68307^2 + 0,03745^2} = 0,68410$$

27.Пользуясь Приложением П, определяем ударный коэффициент

$$\frac{0,03745}{0,68307} = 0,0548$$

$$К_{УД} = 1,002$$

28.Пользуясь расчётными кривыми, приведёнными в Приложении Р, по результирующему сопротивлению $Zp2_*$ определяем периодические составляющие и соответствующие моменты времени

$t=0$ с – $I_0=1,48$ о.е.;

$t=0,01$ с – $I_{0,01}=1,38$ о.е.;

$t=\infty$ – $I_\infty=1,7$ о.е.

29.Определяем ударный ток генератора, $I_{УД.Г.2*}$, о.е., для точки К2 по формуле (24)

$$I_{УД.Г.2*} = \sqrt{2} \cdot (1,38 + 1,48 \cdot (1,002 - 1)) = 1,96$$

30.Определяем полное сопротивление двигателя, $Z_{ДВ*}$, для точки К2 по формуле (25)

$$Z_{ДВ2} = 0,267$$

31.Определяем остаточное напряжение на зажимах двигателя, $_{\Delta}U1$, о.е., для точки К2

$$_{\Delta}U1=I_0 \cdot Zp2_*, \quad (74)$$

$$_{\Delta}U1=1,48 \cdot 0,6840=1,01232$$

Примечание: Если противо-ЭДС двигателей (на схеме это один эквивалентный двигатель потребителя) окажется больше остаточного напряжения $_{\Delta}U$ на шинах ГРЩ, то все они переходят в генераторный режим работы и посылают в точку короткого замыкания дополнительный ток $I_{УД.Д.}$, действующее напряжение которого определяется формулой (34)

$$I_{ДВ} = \frac{E - {}_{\Delta} U}{Z_{ДД}}, \quad (75)$$

32.Определяем действующее значение тока эквивалентного двигателя, $I_{ДВ}$, о.е., для точки К2

$$I_{ДВ} = \frac{E}{Z_{ДД}}, \quad (76)$$

$$I_{ДВ} = \frac{0,9}{0,267} = 3,37$$

33.Определяем ударный ток двигателя, $I_{УД.ДВ*}$, о.е.

$$I_{УД.ДВ*} = \sqrt{2} \cdot I_{ДВ}, \quad (77)$$

$$I_{УД.ДВ} = \sqrt{2} \cdot 3,37 = 4,77$$

$I_{УД.ДВ}$ – это ток подпитки от всех двигателей энергосистемы, пришедших при коротком замыкании в генераторный режим

34.Определяем действующий ударный ток, $I_{УД}$, о.е.

$$I_{УД*} = I_{УД.Г.*} + I_{УД.ДВ.*}, \quad (78)$$

$$I_{УД*} = 1,96 + 4,77 = 6,37$$

35.Переводим ударный ток из относительных единиц в амперы

$$I_{УД.А2} = I_{УД*} \cdot I_{Б}, \quad (79)$$

$$I_{УД.А2} = 6,37 \cdot 541,3 = 3448,1$$

Полученные значения токов в пунктах 23, 24 и 34 сравниваем со справочными значениями токов автоматических выключателей ВА74–40и А3776Бр, соответственно, по условиям (80) и (81)

- на динамическую устойчивость

$$I_{УД.Р} \le I_{УД.ДОП} \text{ [А]} \quad (80)$$

- на термическую устойчивость

$$I_{\infty}^2 \cdot t_{Ф} \le I^2 \cdot t_{ДОП} \text{ [А}^2\text{·с]} \quad (81)$$

где $t_{Ф}$ – фиктивное время короткого замыкания, с, для сетей трёхфазного переменного тока $t_{Ф}$=2 с.

9 Выбор сборных шин ГРЩ

1 В таблице нагрузок генераторов проектируемой судовой электроэнергетической системы (СЭЭС) необходимо найти самый загруженный эксплуатационный режим судна. В качестве исходных данных для определения тока нагрузки, протекающего по шинам ГРЩ, берется активная нагрузка генераторов, $P_Н$, и средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi_{СР}$.

2 Определяем рабочий ток $I_{РАБ}$, А, самого загруженного эксплуатационного режима

$$I_{РАБ} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot \cos\varphi_{СР}}, \quad (82)$$

где U_C - напряжение на шинах ГРЩ, В.

3 По Приложению С выбираем размеры сторон прямоугольника, шины, h, см и b, см. Определяем расстояние между шинами, a, см.

4 Определяем соотношения

$$\frac{a-b}{h+b};\ \frac{b}{h}$$

На основании данных, полученных при расчете, определяем коэффициент формы шин, $К_Ф$, по графику в Приложении Т.

5 Определяем силу, приложенную к единице длины ширины, f, $\frac{Н}{см}$

$$f = K \cdot K_Ф \cdot i_{КЗ}^2 \cdot \frac{1}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (83)$$

где К - коэффициент, для случая трехфазного короткого замыкания в СЭЭС переменного тока К=1,76; для двухфазного короткого замыкания в СЭЭС постоянного тока К=2,04;

$i_{КЗ}^2$ - значение ударного тока короткого замыкания в СЭЭС переменного тока и максимальное значение тока короткого замыкания в СЭЭС постоянного тока.

6 Определяем момент сопротивления шин, W, $см^3$

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (84)$$

7 Определяем наибольший допускаемый пролет между опорами шин, $l_{МАХ}$, см

$$l_{МАХ} = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{ДОП} \cdot W}{f}}, \quad (85)$$

где $\sigma_{ДОП}$ - допустимое напряжение в шине, $\frac{Н}{см^2}$

Для меди $\sigma_{ДОП}$=14000 $\frac{Н}{см^2}$

8 Определяем максимальный изгибающий момент шины, М, Н·см

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (86)$$

9 Определяем максимальное расчетное напряжение в шине, $\sigma_Р$, $\frac{Н}{см^2}$

$$\sigma_Р = \frac{M}{W}, \quad (87)$$

10 Сравниваем максимальное расчетное напряжение $\sigma_Р$ с допустимым по

условию

$$\sigma_{Р} \le \sigma_{ДОП}, \quad (88)$$

Делаем вывод об электродинамической устойчивости шин.

11 Определяем значение параметра конечной температуры нагрева шин, $А_К$

$$A_К = A_Н + \frac{i_\infty^2}{S_2} \cdot t_Ф, \quad (89)$$

где $А_Н$ - параметр, характеризующий начальную температуру шин, $\frac{А^2 \cdot с}{мм}$. Температура определяется по графику, приведенному в Приложении У;

i_∞ - установившееся значение тока короткого замыкания, А;

S - площадь поперечного сечения шин, мм^2;

$t_Ф$ - фиктивное время короткого замыкания, с, t≈2 с.

12 Сравниваем рассчитанную и допустимую температуру нагрева шин по условию:

$$\nu_{Р} \le \nu_{ДОП}, \quad (90)$$

где $\nu_Р$ - расчетная температура;

$\nu_{ДОП}$ - допустимая температура, град.

Для медных шин $\nu_{ДОП}$=300°С, для шин из алюминия и кабелей с резиновой изоляцией $\nu_{ДОП}$=200°С.

Делаем вывод об электротермической устойчивости шин.

Литература

1. Баранов А.П. Судовые автоматизированные электроэнергетические системы, - Л.: Судостроение, 1986;
2. Крепак О.Ф. Судовая светотехника, - Л.: Судостроение, 1981;
3. Яковлев Г.С. Судовые электроэнергетические системы, - Л.: Судостроение, 1987.

Приложение А
Таблица нагрузок генераторов

Приемник электроэнергии	n*	Номинальные параметры приёмника				Параметры приемника в режимах																											
		Рн.у кВт	cos	КПД	Рн.п кВт	Граф раб.	Кз	cos	m	P кВт	Q кВА	Граф раб.	Кз	cos	m	P кВт	Q кВА	Граф раб.	Кз	cos	m	P кВт	Q кВА	Граф раб.	Кз	cos	m	P кВт	Q кВА	Граф раб.	Кз	cos	m	P кВт	Q кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Рнр, Qнр																																			
Рпр, Qпр																																			
Рс, Qс																																			
Кр																																			
Кп																																			
Нагрузка	Активная Рнг и реактивная Qнг																																		
	Полная Sнг																																		
генераторов	при среднем коэф. мощ. cos																																		
Кол-во и мощность работающих	генераторов, кВт																																		
Загрузка генераторов по активной мощности, в процентах																																			
Кол-во и мощность резервных	генераторов, кВт																																		

Приложение Б

Таблица дизель-генераторов

Марка ДГ	Дизель			Генератор				Агрегат					
									Расход, г/(кВт·ч)				
	Марка	Мощность, л.с.	Моторесурс, часов, до первой переборки и до капитального ремонта	Марка	Мощность, кВт	КПД, процент	Напряжение, В	Мощность, кВт	топливо	масло	Масса, кг, сухой рабочий	Габариты агрегата, дина, ширина, высота, мм	Минимальные размеры места установки, длина и ширина, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ДГР25/1500	4ч10.5 13 (к-962)	40	4000 12000	МСК 82-4 МСК 82-4	30	85,5	230	25	310	6,3	1285 1330	200х810х1370	3500х1200
4ДМ13М	4ч10.5 13	40	4000 12000	МСС 82-4	30	85	230 400	25	310	6,7	1470 1530	2670х835х1285	4200х1200
ДГА50М1-9	6ч12/14	80	7000 18000	МСК 83-4 МСК 83-4	50	87	230 400	50	290	3,5	1920 1972	2485х907х1440	4000х1300
ДГА50М1-9р аварийный	6ч12/14	80	4000 12000	МСС 83-4	50	87,5	230 400	50	291	3,7	2100 2178	3340х787х1550	4900х1300
ДГР75М1/1500 (400 Гц)	6чН12/14	115	5500 16000	ГП475/400-М101	75	85	230	75 65	296	3,3	2300 2365	2565х820х1600	4100х1200
ДГР75М1/1600-1	6чН12/14	115	5500 16000	МСК 91-4	75	86,7	230 400	75 65	287	3,3	2200 2265	2700х1000ж1515	4300х1700
АДГФ100-1500	6ч15/18 (7Д6)	150	4000 26 лет	МСС 92-4	100	91	400	100	278	2,7	300	5100х1150х1650	6500х2100
ДГР2А100/1500	6ч15/18	150	4000 90000	МСК 92-4	100	90	230 400	100	265	5,55	2560	2740х915х1450	4100х1900
ДГРА200/750	6чН18/22	225	12000 45000	МСС 114-8	160	91	230 400	150 135	252	2,25	6050	3530х1004х1975	5000х2000
ДГРА200/750	6чН18/22	300	8000 40000	МСС 115-8	200	92	400	200 600	248	3,25 2,60	6970 7200	3015х1040х2045	4500х2500
ДГР2А200/1500	12ч15/18 (7Д12А1)	300	3500 7500	МСК 103-4	200	90,5	400	200	277	5,5	3750 3800	3030х960х1466	4500х2400

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ДГР2А300/750	8ч23 30-2	450	8000 30000	МСС 375-750	300	90,4	230 400	300	25,52	2,7	11000	3120х1375х2040	4600х2800
ДГР300/1500 (ДГАС-300)	12чН18 20 М400 М50	440	3000 8000	МСК 113-4	300	91,6	400	300	267	13,6	5900	3100х1080х2175	4600х2600
ДГР320/500	6чН25 34-3	470	18000 55000	ГМС 13-14-12	320	92,5	400	320	240	2,3	16700 17300	5495х1750х2725	7000х3200
ДГР320/500-2	8чН25 34-2	600	14000 55000	ГМС 14-29-12	400	92,8	400	400	223	2,1	202000 20850	6253х1900х2925	7600х3500
ДГР500/500	8чН25 34-3	727	12000 60000	ГМС 14-41-12 ОМ4	500	93,5	400	500	24,28	2,3	20360 21750	6355х1900х2225	7800х3500
АДГР500/1500-1 (АДГ-500)	18чН18 20 (М821м)	740	3500 60000	МСК 625-1500	500	92	400	500	286	13,2	6630 6687	3955х1920х1880	5500х3000
ДГР800/1500 (АСАГ-800/1)	42чН16 17 (М580)	1170	3500 10000	МСК 1250-1500	800	93	400	800	282	11,3	13500 13720	4850х1890х2140	6400х3400
ДГР100/750 (ДД230)	6ч18/22	137,5	4000 30000	ГСС 103-8М	74				120	3,0	5380	3550х100х1735	
ДГР150/750 (ДД205)	6чН18 22	207,5	3000 30000	ГСС 114-8М	10				120	3,0	6050	3530х100х1820	
ДГР300/500	6ч25 34-2	275	3500 40000	МСС 275-500	147				124	3,0	15000	5290х1500х2600	
ДГР200/500	6чН25 34	415	3500 40000	МСС 375-500	220				118	3,0	16260	5360х1750х2600	

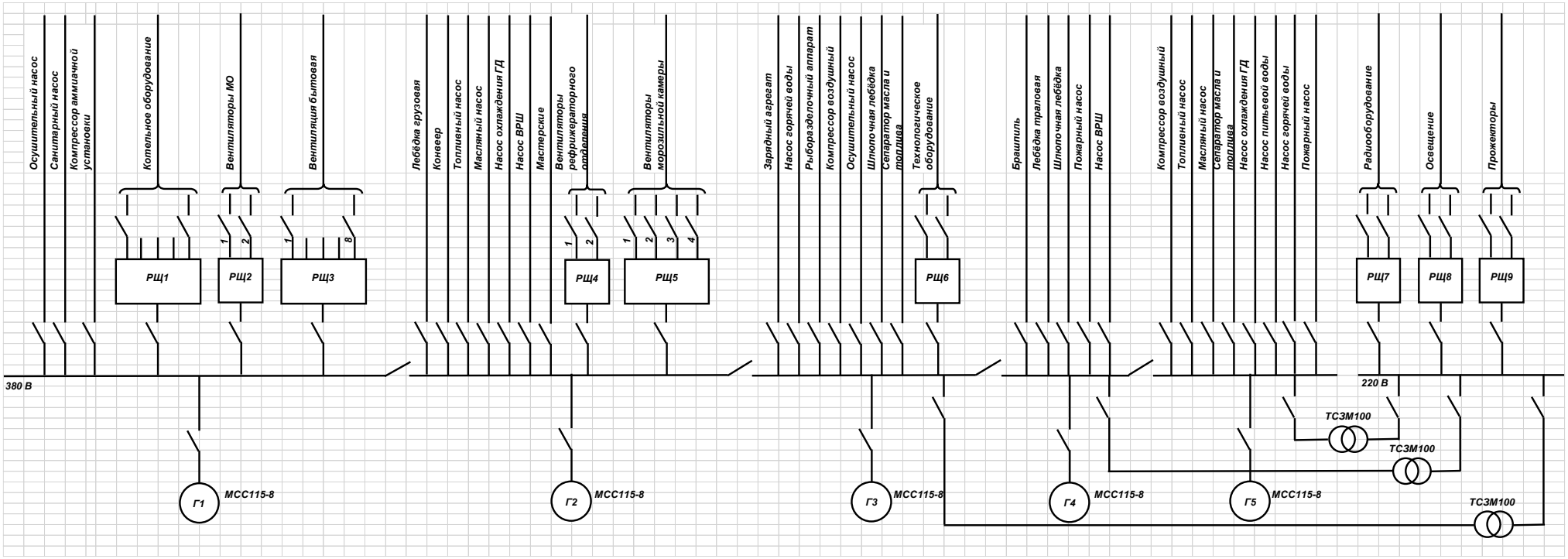
Приложение В

Основные параметры одно и трёхфазных силовых трансформаторов напряжения

Тип	Мощность, кВА	Напряжение, В		Напряжение короткого замыкания, процент	Потери мощности при коротком замыкании, процент
		высокое	низкое		
ОСВМ-0,63	0,63	127-220-380	133-115-25	3,8	2,9
ОСВМ-1,0	1,0	127-220-380	133-115-25	3,7	2,4
ОСВИ-1,6	1,6	127-220-380	133-115-25	3,25 3,55	2,8
ОСЗМ-2,5	2,5	127-220-380	133-115-25	3,9	3,3
ОСЗМ-4,0	4,0	127-220-380	133-115-25	4,2 3,55	3,0
ОСЗМ-6,3	6,3	220-380	133-115	3,9	2,9
ОСЗМ-10	10,0	220-380	133-115	3,2	2,8
ТСВМ-2,5	2,5	220-380	133-230	2.9	2,6
ТСВМ-6,3	6,3	220-380	133-230	2,9	2,4
ТСВМ-10	10,	220-380	133-230	2,7	2,2
ТСЗМ-4	4,0	220-380	133-230	3,7	2,5
ТСЗМ-6,3	6,3	220-380	133-230	3,6	2,9
ТСЗМ-10	10,0	220-380	133-230	3,4	2,4
ТСЗМ-16	16,0	220-380	133-230	3,2	2,7
ТСЗМ-25	25,0	220-380	133-230	3,1	2,2
ТСЗМ-40	40,0	220-380	133-230	3,2	2,5
ТСЗМ-63	63,0	220-380	133-230	3,7	2,4
ТСЗМ-100	100,0	380	230	3,8	2,2

Приложение Г

Однолинейная схема распределения электроэнергии



Приложение Д

Значение электрических нагрузок одиночно проложенных кабелей марок КНР* и КНРЭ**, соответствующие нагреву токопроводящей жилы до +65°С и температуре окружающего воздуха +40°С

Число жил и сечение, мм^2	Предельно-допустимый ток, А, в режиме					
	длительном	кратковременном, мин			повторно-кратковременном (ПВ), процент	
		15	30	60	25	40
1	2	3	4	5	6	7
1х1,0	18	24	21	19	36	28
1х1,5	24	33	28	26	48	38
1х2,5	32	44	39	35	64	51
1х4	42	58	51	47	84	66
1х6	52	77	66	60	108	85
1х10	75	110	94	79	150	118
1х16	100	151	128	114	200	158
1х25	135	221	180	158	270	213
1х35	165	275	223	195	330	260
1х50	194	328	266	223	388	307
1х70	250	447	352	303	500	395
1х95	304	563	447	375	608	480
1х120	348	670	528	447	696	550
1х150	405	825	633	526	810	640
1х185	454	980	720	698	908	716
1х240	541	1200	918	742	1082	855
2х1	16	23	20	18	32	25
2х1,5	20	29	25	23	40	25
2х2,5	27	41	35	31	54	33
2х4	36	56	47	42	72	57
2х6	45	75	61	53	90	71
2х10	60	107	86	75	120	95
2х16	79	146	116	99	158	125
2х25	100	200	156	130	200	158
2х35	123	250	199	162	246	194
2х50	152	346	258	208	304	240
2х70	183	425	321	258	366	289
2х95	219	548	406	322	438	346
2х120	249	673	480	378	498	394
3х1	14	21	18	16	28	22
3х1,5	18	27	23	20	36	28
3х2,5	24	37	31	25	48	38
3х4	32	53	43	39	64	51
3х6	40	67	55	48	80	63
3х10	55	102	81	69	110	87

1	2	3	4	5	6	7
3x16	70	132	104	89	140	111
3x25	95	198	151	125	190	150
3x35	118	262	194	157	236	186
3x50	146	332	256	204	292	231
3x70	178	415	318	258	356	282
3x95	214	645	412	330	428	338
3x120	245	685	446	377	490	387
3x150	281	800	586	454	562	444
3x185	316	960	687	527	632	500
3x240	372	1120	865	651	744	588

* - кабель в найритовой оболочке с резиновой изоляцией жил.

** - кабель в найритовой оболочке с резиновой изоляцией жил и экранирующей медной оплёткой.

Приложение Е

Кабельная ведомость

Адрес кабеля	$I_{РАБ}$, А	Марка, количество жил, сечение мм^2	$_{\Delta}U$, проценты	Длина, L, м	Примечание
1	2	3	4	5	6

Приложение Ж

Основные параметры трёхполюсных автоматических выключателей серии ВА74 переменного тока (400 В, 50 Гц)

Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток расцепителя, А	Предельно-допустимый ударный ток КЗ, кА	Термическая устойчивость, $\times 10^6$, $А^2 \cdot с$	Действующее значение тока КЗ в момент расхождения контактов, кА
ВА74-40	800	130	30	51	20
		190 260 375 500 625 800	50 55 63 70 110 110	100 170 340 580 1300 1300	45
ВА74-43	1600	1250 1260	110	3000	
ВА74-45	3000	2000 2500 3000	120	3000	50
ВА74-48	5500	4000 5500	120		

Основные параметры трёхполюсных автоматических выключателей серии АК50 и АС25 переменного тока (400 В, 50 Гц)

Тип	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток расцепителя, А	Предельно-допустимый ударный ток, кА	Действующее значение тока КЗ, кА
АК50-3М АК50-3МГ	50	1; 2; 4; 5; 6; 8; 10; 16; 20; 25; 30; 40; 50	9000	5000
АС35-3МГ	25	0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,2; 4,5; 6,3; 8,0; 10; 12; 16; 20; 25	3200	2000

Примечание: М – выключатель с электромагнитным расцепителем мгновенного действия; МГ – выключатель с электромагнитным расцепителем, имеющим гидравлический замедлитель.

Основные параметры трёхполюсных автоматических выключателей серии А3700р переменного тока (400 В, 50 Гц)

Тип	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток расцепителя, А	Предельно-допустимый ударный ток КЗ, кА	Тип расцепителя
А3724СР	80 160 250	40, 50, 63, 80 80, 100, 125, 160 160, 200, 250	15	ППРК
А3734СР	250 400	160, 200, 250 250, 320, 400	50	
А3744СР	400 630	250, 320, 400 400, 500, 630	60	
	25	16 20 25	5,5 10 15	ЭТР и ЭМР
А3776Бр	63	32 40 50 63	20 20 30 30	
	160	80 100 125 160	45 60 60 75	
А3786Бр	250	160 200, 250	65 75	
А3796Бр	250 320 400 500 630	250 320 400 500 630	65 100 100 100 100	
А3714Бр	40 80 160	20, 25, 32, 40 40, 50, 63, 80 80, 100, 125, 160	18 36 75	ППР и ЭМР
А3724Бр	250	160, 200, 250	75	
А3734Бр	250 400	160, 200, 250 250, 320, 400	125	
А3744Бр	400 630	250, 320, 400 400, 500, 630	100	
А3772Бр	25 63 160	25 63 160	16 36 75	ЭМР
А3782Бр	250	250	75	
А3792Бр	630	630	125	

Примечание: Ср – селективный выключатель, отвечающий требованиям Регистра; Бр – быстродействующий выключатель, отвечающий требованиям Регистра; ППРК – полупроводниковый расцепитель комбинированный; ЭТР – электротепловой расцепитель; ЭМР – электромагнитный расцепитель; ППР – полупроводниковый расцепитель.

Приложение И

Ведомость автоматических выключателей

Адрес участка сети с автоматическим выключателем	$I_{РАБ}$, А	$I_{Н.Р}$, А	$I_{Н.В}$, А	$I_{ТР.Р}$, А	Серия автоматического выключателя	$I_{УД.Д}$, кА	$I_{Д}$, кА	Тип расцепителя	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Приложение К

Основные параметры синхронных генераторов серии МСК частотой 50 Гц

Тип	Мощность		Ток статора, А, при напряжении		Частота вращения, об/мин	x_S	x_d	x_d’	x_d”	r_a при температуре 75^0С, Ом	τ_d', с	Масса, кг
	кВ·А	кВт	230 В	400 В		в относительных единицах						
МСК-82-4	37,5	30	93,5	54,2	1500	0,108	2,228	0,258	0,178	0,0465	0,148	530
МСК-83-4	62,5	50	157	90		0,0813	2,0813	0,21	0,143	0,0296	0,159	620
МСК-91-4	94	75	234	135,5		0,089	2,149	0,245	0,185	0,0359	0,166	720
МСК-92-4	125	100	312	180		0,078	2,158	0,202	0,176	0,0303	0,16	850
МСК-102-4	187,5	150	467	270		0,0763	1,996	0,186	0,124	0,0284	0,16	1410
МСК-103-4	250	200	–	361		0,055	1,915	0,23	0,176	0,0254	0,233	1520
МСК-113-4	375	300	–	542		0,0524	1,602	0,2	0,122	0,0185	0,31	2300
МСК-500-1500	500	400	–	722		0,0457	1,666	0,2	0,108	0,0197	0,34	2650
МСК-625-1500	625	500	–	902		0,098	2,178	0,228	0,167	0,0145	0,36	3585
МСК-750-1500	750	600	–	1084		0,086	2,306	0,236	0,15	0,013	0,39	3960
МСК-940-1500	940	750	–	1360		0,091	2,111	0,231	0,158	0,0126	0,43	4600
МСК-1250-1500	1250	1000	–	1800		0,093	2,053	0,213	0,15	0,0114	0,36	6055
МСК-1560-1500	1560	1250	–	2260		0,069	2,039	0,194	0,127	0,0093	0,39	6670
МСК-1875-1500	1875	1500	–	2710		0,056	1,976	0,176	0,11	0,0084	0,37	7535
МСК375-1000	375	300	940	542	1000	0,097	1,8	0,177	0,148	0,0063	0,18	3470
МСК500-1000	500	400	1250	722		0,083	1,76	0,18	0,133	0,0038	0,24	4275
МСК625-1000	625	500	1560	905		0,095	1,54	0,24	0,161	0,0031	0,24	5200
МСК790-1000	790	630	–	1140		0,084	1,52	0,21	0,145	0,0021	0,34	5560
МСК1000-1000	1000	800	–	1450		0,078	1,72	0,24	0,152	0,0016	0,37	6200

Приложение Л

Основные параметры синхронных генераторов серий МСС и ГМС частотой 50 Гц

Тип	Мощность		Ток статора, А, при напряжении		Частота вращения, об/мин	x_S	x_d	x_d’	x_d”	r_a при температуре 75^0С, Ом	τ_d', с	Масса, кг
	кВ·А	кВт	230 В	400 В		в относительных единицах						
МСС82-4	37,5	30	94	54	1500	0,108	2,23	0,258	0,178	0,0512	0,148	455
МСС83-4	62,5	50	156	91		0,086	2,25	0,236	0,155	0,069	0,177	545
МСС91-4	94	75	233	135		0,075	1,8	0,21	0,155	0,0446	0,192	730
МСС92-4	125	100	312	181		0,071	1,93	0,21	0,152	0,0264	0,2	830
МСС102-4	200	160	500	289		0,067	2,23	0,2	0,22	0,0205	0,21	1410
МСС103-4	250	200	625	361		0,05	1,65	0,14	0,087	0,0093	0,25	1545
МСС103-8	125	100	312	181	750	0,085	1,91	0,235	0,136	0,0238	0,211	1330
МСС114-8	200	160	500	289		0,082	1,44	0,21	0,158	0,0095	0,23	2000
МСС115-8	250	200	625	361		0,084	1,53	0,23	0,17	0,00693	0,24	2200
МСС375-750	375	300	960	543		–	–	–	–	–	–	–
ГМС-13-26-12	250	200	625	361	500	0,08	1,1	0,18	0,12	0,0041	0,006	3700
ГМС-13-21-12	313	250	–	452		0,084	1,2	0,2	0,13	0,01	0,006	3900
ГМС-13-41-12	400	320	–	580		0,075	1,1	0,18	0,12	0,006	0,007	4300
ГМС-14-29-12	500	400	–	722		0,085	1,1	0,2	0,13	0,005	0,01	4900
ГМС-14-41-12	625	500	–	902		0,073	1,0	0,17	0,11	0,003	0,01	5600

Приложение М

Индуктивное и активное сопротивления кабелей при температуре 65^0С

Сечение жилы, мм	Частота тока 50 Гц		Частота тока 400 Гц	
	x*	r**	x*	r**
0,75	–	28,8	–	28,8
1	0,118	21,6	0,94	21,6
1,5	0,110	14,4	0,89	14,4
2,5	0,108	8,65	0,86	8,65
4	0,101	5,4	0,81	5,4
6	0,095	3,6	0,76	3,6
10	0,092	2,16	0,74	2,16
16	0,087	1,35	0,70	1,35
25	0,085	0,85	0,68	0,874
35	0,082	0,617	0,65	0,629
50	0,078	0,432	0,62	0,449
70	0,076	0,309	0,60	0,337
95	0,075	0,227	0,60	0,263
120	0,073	0,18	0,59	0,225
150	0,073	0,144	0,59	0,193
185	0,073	0,118	0,59	0,169
240	0,073	0,092	0,58	0,146

Примечание: Пересчёт активных сопротивлений на другие температуры нагрева следует производить по формуле $r_t=t_{65}[1+0,004\cdot(t-65)]$.

x* - сопротивление трёхжильного кабеля;

r** - сопротивление одной жилы кабеля

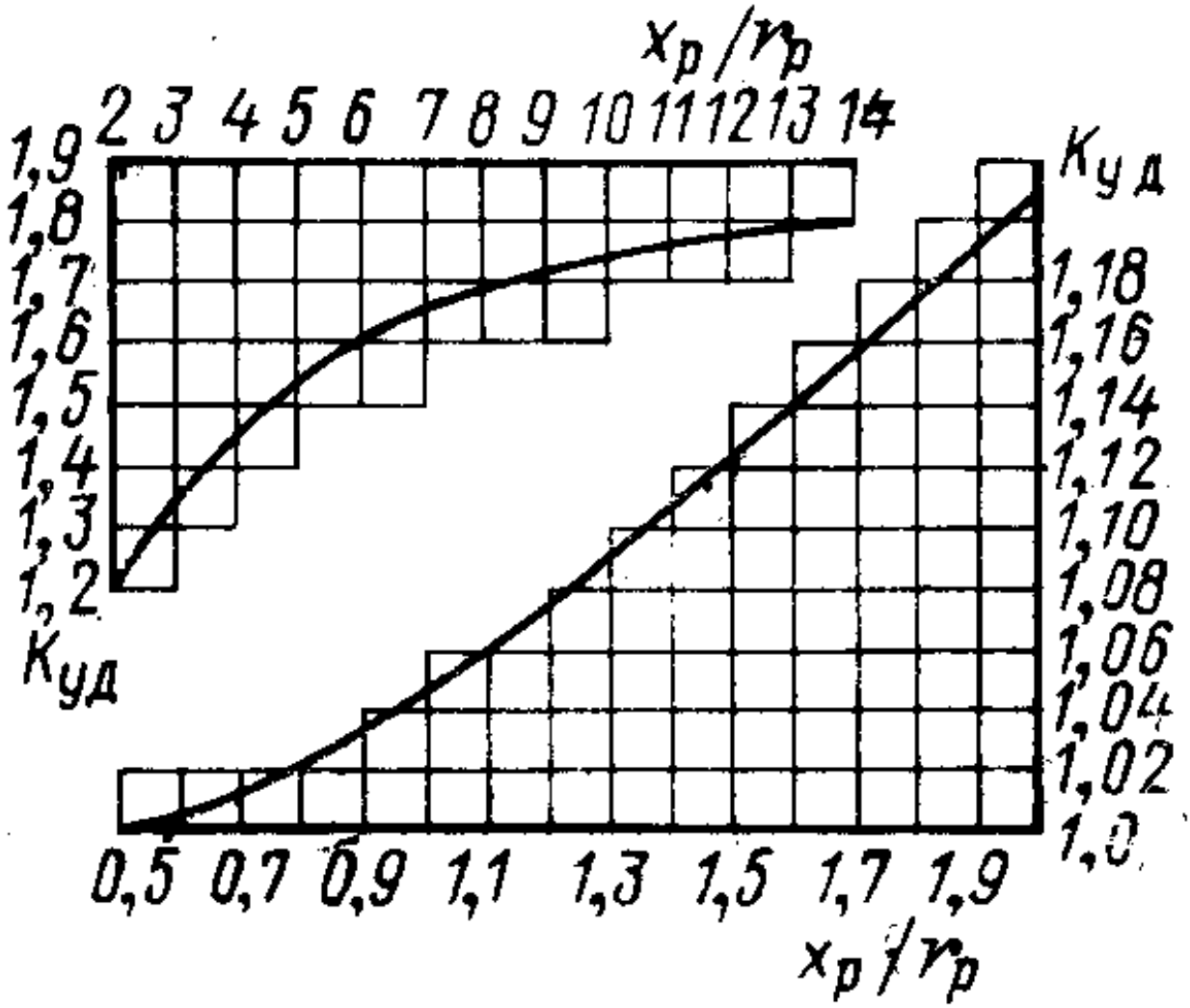
Приложение Н

Индуктивные и активные сопротивления автоматических выключателей при температуре 65^0С (50 Гц)

Номинальный ток, А		Сопротивление, мОм	
автомата	расцепителя	активное	индуктивное
50	2	751,35	390
	2,5	451,35	200
	3	341,35	170
	4	191,35	63
	5	127,36	39
	6	78,35	37
	8	52,5	15,8
	10	34,35	8,2
	12,5	22,85	6,4
	15	18,35	5,9
	20	10,15	3,8
	25	7,45	3,6
	30	6,35	1,65
	40	4,65	1,58
	45	4,25	1,33
	50	3,55	0,68
100	15	11	4,36
	20	8,33	2,85
	25	4,58	1,34
	30	4,07	1,61
	40	2,69	1,33
	50	1,65	0,74
	60	1,386	0,762
	80	0,859	0,438
	100	0,736	0,338
200	120	0,507	0,422
	160	0,35	0,190
	200	0,386	0,216
600	250	0,167	0,138
	320	0,150	0,128
	400	0,127	0,115
	500	0,096	0,130
	600	0,082	0,107
800	800	0,06	0,105
1500	1500	0,045	0,1

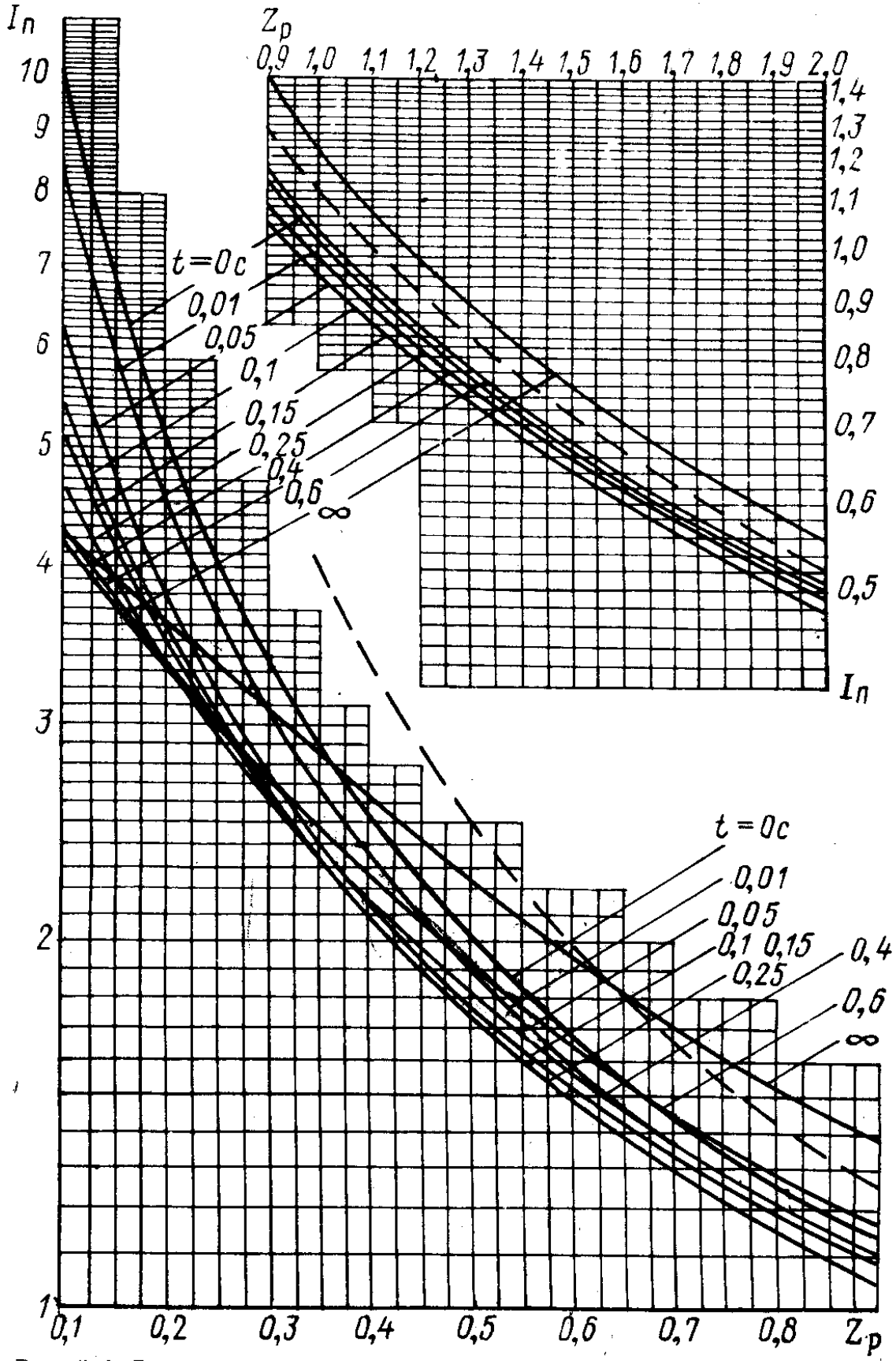
Приложение П

Зависимость ударного коэффициента $K_{УД}$ от отношения $\frac{x_P}{r_P}$



Приложение Р

Расчётные кривые для определения периодической составляющей тока короткого замыкания СЭЭС в зависимости от результирующего сопротивления цепи короткого замыкания и времени



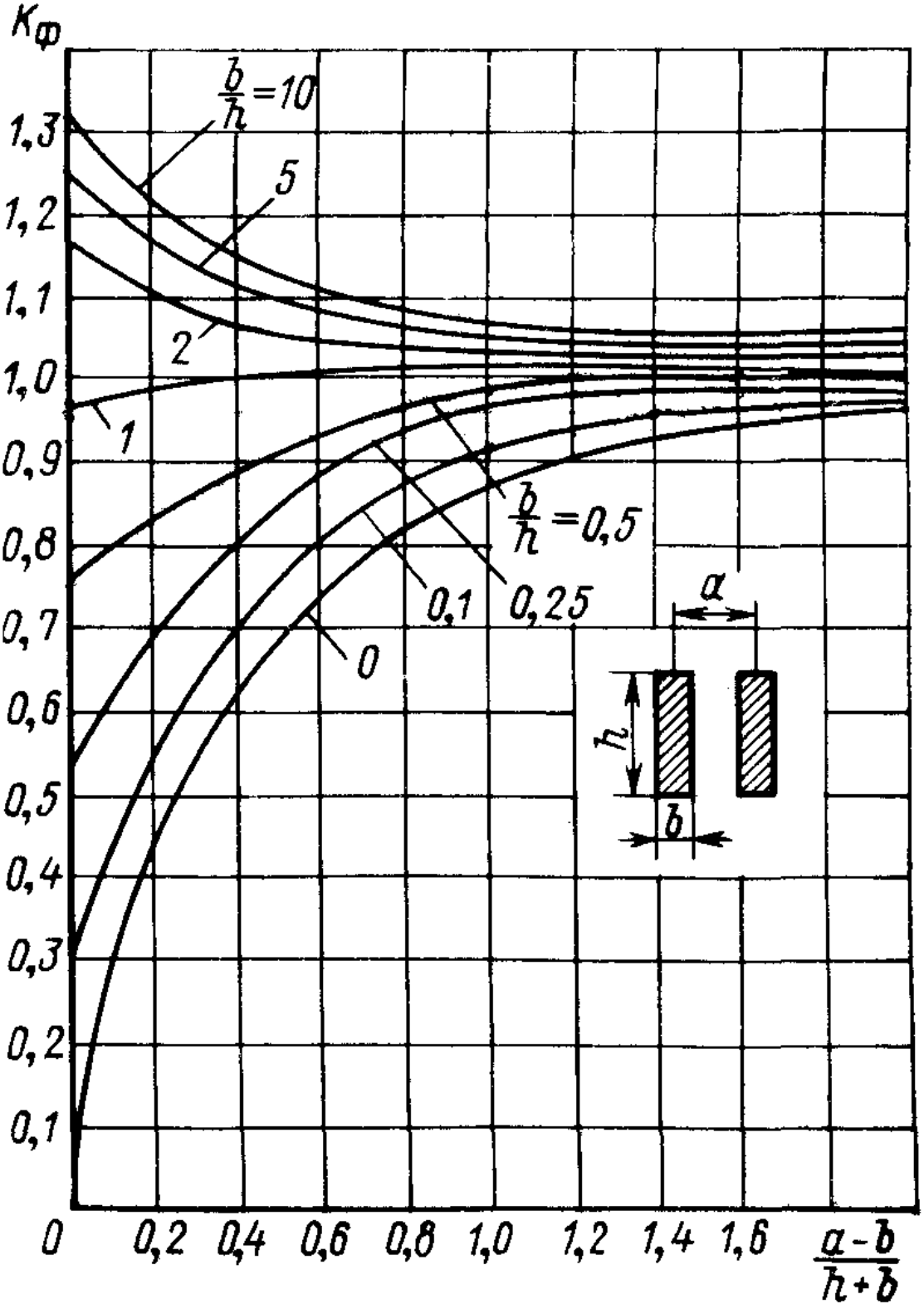
Приложение С

Нормы электрических нагрузок на медные шины
при температуре нагревания до 90°С

Размер большой стороны шины, мм	Ток, I, А, при размере малой стороны шины, мм										
	1	2	3	4	5	6	8	10	12	15	20
10	80	118	150	180	205	235	-	-	-	-	-
15	118	171	214	255	290	330	395	460	-	-	-
20	157	225	281	332	337	420	500	575	647	-	-
25	194	278	348	408	460	515	610	697	782	932	-
30	231	333	410	485	545	603	713	815	900	1025	1250
40	307	439	540	635	713	788	923	1040	1170	1325	1590
50	382	548	675	780	877	959	1125	1270	1400	1590	1890
60	460	630	770	867	993	1084	1273	1425	1560	1775	2080
80	580	820	1005	1164	1293	1413	1630	1825	1970	2200	2510
100	725	1023	1247	1442	1594	1727	2000	2240	2400	2675	3140

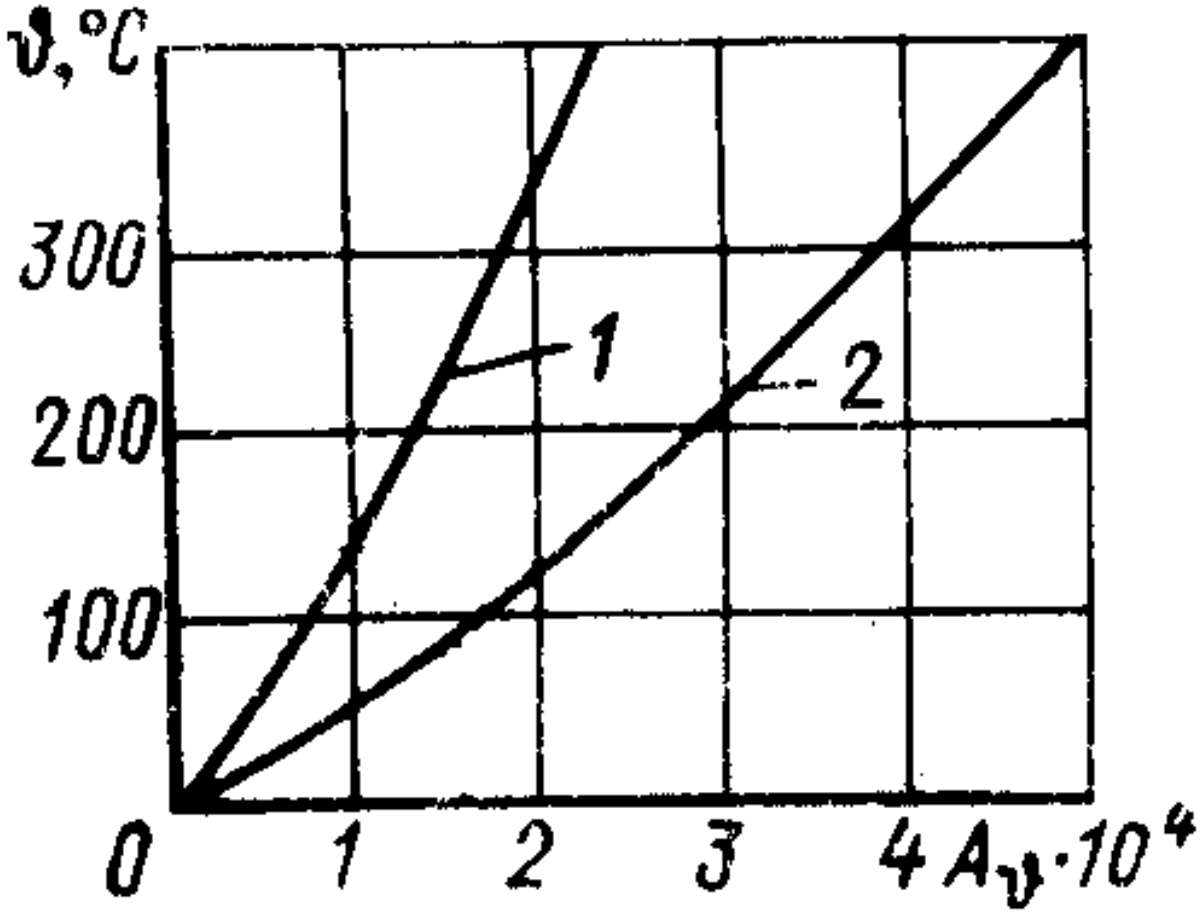
Приложение Т

Кривые для определения коэффициента формы шин, $К_з$



Приложение У

Кривые для определения температуры нагревания токопроводов



1 – для алюминиевых шин;
2 – для медных шин.