

Аннотация

В выпускной квалификационной работе был разработан проект «Реконструкция электрической части ГПП-2 ООО «Тольяттикаучук», в котором предусматривается замена существующих трансформаторов, воздушных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения на более новые и современные, имеющие большую отключающую способность токов короткого замыкания, что позволит увеличить надежность системы в целом, уменьшить капитальные затраты на установку и их обслуживание.

В введении описано текущее положение электроснабжения в химической промышленности, а в частности на самом предприятии ООО «Тольяттикаучук».

В основной части работы выполнен расчет электрической нагрузки производств и подстанции ГПП-2, выбран тип, число и мощность силовых трансформаторов цехов и подстанции ГПП-2 с учетом компенсации реактивной мощности, рассчитаны токи короткого замыкания, произведен выбор электрических аппаратов и проводников.

В целях обеспечения безопасности был произведен расчет заземления и молнии защиты на ГПП-2, а также описана релейная защита.

Пояснительная записка состоит из 65 листов основного текста и содержит 2 рисунка, 20 таблиц, 7 приложений

Список используемых источников из 31 наименований. Графическая часть работы выполнена на 6 чертежах формата А1.

Содержание

Введение.....	7
1 Характеристика производств запитанных с ГПП-2	8
ООО «Тольяттикаучук».....	8
1.1 Анализ электрооборудования и потребителей вводов В-1-18, В-2-19, В-2-30, В-3-30 и В-2-46	11
2 Расчет электрических нагрузок производств	13
2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов производств, запитанных с ГПП-2 с учетом компенсации реактивной мощности.....	18
2.2 Расчет нагрузки подстанции ГПП-2 по годовому графику нагрузки.....	26
3 Выбор типа , числа и мощности силовых трансформаторов в ГПП-2	29
3.1 Выбор типа силовых трансформаторов.....	29
3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	29
3.3 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции	30
4 Расчет токов короткого замыкания	38
5 Выбор электрических аппаратов и проводников	44
5.1 Выбор комплектных распределительных устройств	44
5.1.1 Выбор выключателей.....	45
5.1.3 Выбор трансформаторов тока.....	47
5.1.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	48
5.2 Выбор жестких шин и изоляторов	49
5.3 Выбор кабелей.....	51
5.4 Выбор реакторов	53
6 Релейная защита.....	56

7 Расчет заземления и молнии защиты для ГПП-2.....	58
Заключение	63
Список использованный источников.....	64
Приложение	66

Введение

Химическая промышленность потребляет значительную часть вырабатываемой в стране электроэнергии. В настоящее время рост и развитие химической промышленности, что неизбежно приведет к возрастанию потребной мощности. В связи с этим усложняются задачи рационального построения схем распределения электроэнергии. Повышаются требования к надежности, экономичности, к удобству и безопасности эксплуатации и к качеству электроэнергии.

Рациональное проектирование цеховых подстанций всех типов по категориям электроприемников, в частности рациональное и экономное построение главных электрических схем, выбор параметров оборудования, а так же оптимальная расстановка – представляет собой сложную и ответственную задачу. Необходимо определить тип, число и мощность силовых трансформаторов, выключателей и другой коммутационной аппаратуры, рациональную их расстановку, а так же решить ряд задач управления эксплуатационного оборудования.

Целью бакалаврской работы является повышение надежности электроснабжения производства СБИ, ИИФ, изопрена и части вспомогательных производств ООО «Тольяттикаучук», в связи с их моральной и физической изношенностью.

Основными задачами реконструкции являются:

- анализ электрооборудования подстанций производств и ГПП-2 и разработка мероприятий по реконструкции;
- расчет электрической нагрузки производств и подстанции ГПП-2,
- выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов производств и подстанции ГПП-2 с учетом компенсации реактивной мощности;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов и проводников.

1 Характеристика производств запитанных с ГПП-2

ООО «Тольяттикаучук»

Предприятие ООО «Тольяттикаучук» располагается на 280 гектарах территории города Тольятти и является дочерним обществом ПАО «СИБУР». Предприятие занимается выпуском бутадиенстирольного каучука, изопренового каучука и бутилкаучука, а также производством углеводородных фракций, продуктов органического и неорганического синтеза, мономеров, полимеров, присадок для автомобильных бензинов.

ООО «Тольяттикаучук» питается десятью вводами с шин генераторного напряжения с ТогТЭЦ 6 кВ и по ЛЭП-110 кВ «Каучук-1» и «Каучук-2», «Каучук-3», «Каучук-4», отпайкой ЛЭП-110 кВ «ЭТЗ», «Ставропольская».

В собственности предприятия находятся четыре главные понизительные подстанции преобразующие 110 кВ в 6 кВ, называемые ГПП-1, ГПП-2, ГПП-3, ГПП-4.

В работе рассматривается подстанция ГПП-2, построенное в 1967 года. Питается ГПП-2 от ЛЭП-110 кВ «Каучук-2» и «Каучук-3».

На подстанции требуется замена существующих силовых трансформаторов, так как нормативный срок эксплуатации превышен (25 лет). Так же производится замена устаревших и сложных в обслуживании масляных выключателей на современные и мало обслуживаемые вакуумные. Оба мероприятия приведут к увеличению надежности подстанции и снижению расходов на её обслуживание.

С ГПП-2 питаются следующие производства и объекты:

- синтетического бутадиен-стирольного каучука (далее СБК) – с подстанций № 46, 53;
- изопентан-изопреновой фракции (далее ИИФ) и изобутилена - с подстанции № 30;
- комплекс каталитический – с подстанции № 30;
- склад сырья - с подстанции № 30;

- изопрена - с подстанций № 18, 19, 22;
- диметилдиоксана - с подстанций № 19, 22;
- склад промежуточных продуктов - с подстанции № 22;
- факельное хозяйство – с подстанции № 22;
- кальций-фосфатных катализаторов - с подстанций № 46, 28;
- формалина - с подстанций №19, 30.

Основными потребителями производств и объектов являются электроприводы различных машин и механизмов, электрическое освещение, электрические нагревательные устройства, в том числе электрические печи.

Перечень электрооборудования подстанции ГПП-2 приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень электрооборудования ГПП-2

№ п/п	Наименование электрооборудования	Тип, марка.	Год выпуска	Количество, шт.
Ввод № 1 - «Каучук-2»				
1	ОПН	ОПН-П/37У-110/88/10/550	2010	1
2	Линейный разъединитель	РД32-150/2000 НУ1	2010	1
3	Выключатель элегазовый	ЭВ 145 РМ-40	2012	1
4	Силовой трансформатор	ТДН-31500/110/6	1967	1
5	Реактор	РБАСМ-6х2000	1970	1
6	Трансформатор	ТМ-100/6/0,4	1977	1
7	Трансформаторный ввод 110 кВ	ГТБТ-110/630	1986	1
8	Емкость для масла	16 м ³	1967	1
Ввод № 2 – «Каучук-3»				
9	ОПН	ОПН-П/37У-110/88/10/550	2010	1
10	Линейный разъединитель	РД32-150/2000 НУ1	2010	1
11	Выключатель элегазовый	ЭВ 145 РМ-40	2012	1
12	Силовой трансформатор	ТДН-31500/110/6	1967	1
13	Реактор	РБАСМ-6х2000	1970	1
14	Трансформатор	ТМ-100/6/0,4	1982	1
15	Трансформаторный ввод 110 кВ	ГТБТ-110/630	1986	1
16	Емкость для масла	16 м ³	1967	1
ЗРУ-6 кВ				
17	Распределительное устройство	КРУ-26Э	1970	41 яч.
18	Щит управления	ППН-550-66	1970	1
19	Выпрямительный агрегат	БПРУ-66	1976	2
20	Здание		1970	1

Из таблицы 1 видно, что электрооборудование на стороне 110 кВ частично заменено. Так выключатель 110 кВ, разъединители и ограничители перенапряжения (далее ОПН) заменяться не будут. Однако силовые трансформаторы и распределительное устройство 6 кВ не заменялись с самого начала строительства подстанции ГПП-2, т.е. нормативный срок их эксплуатации исчерпан и для

сохранения надежности электроснабжения производств требуется их замена. Также необходимо произвести замену трансформаторов собственных нужд.

В таблице 2 представлены данные отходящих фидеров ГПП-2.

Таблица 2 – Технические данные отходящих фидеров ГПП-2

Потребители	№ ф.	Напряжение, кВ	Номинальная мощность, кВт Рн	Тип и сечение кабеля	Номинальный ток, А	Длина, км
1 секция						
В-300-3	1	6,3	4300	ААШВ6-2(3x185)	500	0,3
В-2-30	2	6,3	9389,09	ААШ 4(3x150)	900	0,67
КС-1-53	3	6,3		ААБЛ6 3(3x185)	750	0,4
В-317-2	7	6,3	2900	ААШВ6-2(3x120)	390	0,72
2 секция						
КС-2-53	34	6,3		ААБЛ6 3(3x185)	750	0,4
В-300-1	37	6,3	3300	ААШВ6-2(3x185)	500	0,3
В-317-3	39	6,3	2400	ААШВ6-2(3x120)	390	0,72
В-1-18	41	6,3	5549,18	АСБГ6 3(3x240)	890	1,2
3 секция						
В-317-4	11	6,3	2400	АСБГ6 3(3x185)	500	0,5
В-300-2	13	6,3	4300	ААШВ6-2(3x185)	500	0,3
В-2-46	14	6,3	4728,8	ААШ 2(3x185)+(3x120)	500	0,4
В-3-30	15	6,3	6704,61	ААШ 3(3x185)	750	0,67
4 секция						
В-2-19	20	6,3	4690,6	АСБГ6 3(3x240)	890	0,9
В-317-1	27	6,3	2900	ААШВ6-2(3x240)	390	0,72

Ввода В-300-1, В-300-2, В-300-3, ВВ-317-1, В-317-2, В-317-3 и В-317-4 питает турбокомпрессоры производства СБИ т/к-300/1, т/к-300/2, т/к-300/3, т/к-317-1, т/к-317/2, т/к-317/3 и т/к-317/4 соответственно.

Кабель связи КС-1-53 и КС-2-53 включаются при потере напряжения питающих фидеров №14 и 23 ГПП4 питающих подстанцию №53.

В связи с выходом из строя вводной ячейки СК-21 с ТоТЭЦ питание подстанции №18 осуществляется с ГПП-2 яч. 41 и ГПП-1 яч. 5.

Далее необходимо ввода В-1-18, В-2-19, В-2-30, В-3-30 и В-2-46 рассмотреть более подробно.

1.1 Анализ электрооборудования и потребителей вводов В-1-18, В-2-19, В-2-30, В-3-30 и В-2-46

Ввод В-1-18 является вводом №1 подстанции №18, питающей производство изопрена. Ввод-2-19 является вводом №2 подстанции №19, питающей насосную станцию №47. Ввод В-2-30 и В-3-30 являются вводами №2 и №3 соответственно подстанции №30, питающей производство СБИ, ИИФ и часть вспомогательных цехов. Ввод В-2-46 является вводом №2 подстанции №46, питающей производство СБИ.

В графической части представлены однолинейные схемы вводов В-1-18, В-2-19, В-2-30, В-3-30 и В-2-46. Из однолинейных схем видно, что:

- с ввода В-1-18 запитаны мощные синхронные и асинхронные двигатели, трансформаторы подстанций №10, 18, 19, 22 и 25, а так же ввод №1 подстанции №2, питающей в свою очередь ТП-106 и трансформатор подстанции №22;

- с ввода В-2-19 запитаны мощные синхронные и асинхронные двигатели, трансформатор подстанции №19;

- с ввода № В-2-30 запитаны мощные синхронные и асинхронные двигатели, трансформаторы подстанций №24 и №29;

- с ввода В-3-30 запитаны мощные синхронные и асинхронные двигатели, трансформаторы подстанций №29, 30 и 33;

- с ввода В-2-46 запитаны мощные синхронные и асинхронные двигатели, трансформаторы подстанций №28, 46, 48 и 109.

В таблице 3 представлен перечень электрооборудования подстанций №10, 18, 19, 22, 24, 25, 28, 29, 30, 33, 46, 48, 106 и 109.

Из таблицы 3 видно, что электрооборудование подстанций модернизировалось незначительно. Наблюдается физический и моральный износ электрооборудования.

Поэтому на подстанциях №10, 18, 19, 22, 24, 25, 28, 29, 30, 33, 46, 48, 106 и 109 предлагается заменить:

- существующие силовые трансформаторы с масляной системой охлаждения

Таблица 3 - Перечень электрооборудования подстанций

№ п/п	Наименование электрооборудования	Тип, марка.	Год выпуска	Количество, шт.
ПС-10				
1	Распределительное устройство 0,4 кВ		1968	18 панелей
2	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	1967	2
ПС-18				
3	Распределительное устройство 6 кВ	КСО	1970	32яч.
4	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	12 панелей
5	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	1970	2
ПС-19				
6	Распределительное устройство 6 кВ	КСО	1970	33яч.
7	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	10 панелей
8	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	1970	2
ПС-22				
9	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	18 панелей
10	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	1970	4
ПС-24				
11	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	28 панелей
12	Силовые трансформаторы	ТСЗ-1000/10	2013	2
ПС-25				
13	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	28 панелей
14	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	1970	2
ПС-28				
15	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	20 панелей
16	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	1970	2
ПС-29				
	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	30 панелей
	Силовые трансформаторы	ТМЗ-630/10	1970	4
ПС-30				
1	Распределительное устройство 6 кВ	КРУ-26Э	1970	55яч.
2	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	32 панели
	Силовые трансформаторы	ТМЗ-1000/10	1970	2
ПС-33				
	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	18 панелей
	Силовые трансформаторы	ТМЗ-1000/10	1970	4
ПС-46				
	Распределительное устройство 6 кВ	КРУ-26Э	1970	28яч.
	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	66 панелей
	Силовые трансформаторы	ТМЗ-1000/10	1970	4
ПС-48				
	Распределительное устройство 0,4 кВ		1970	24 панели
	Силовые трансформаторы	ТМЗ-1000/10	1970	2
ПС-106				
	Распределительное устройство 0,4 кВ		2008	10 панели
	Силовые трансформаторы	ТСЗ-400/6	2008	2
ПС-109				
	Распределительное устройство 0,4 кВ		2000	18 панели
	Силовые трансформаторы	ТМЗ-1000/10	2000	2

на силовые трансформаторы с сухой системой охлаждения, что позволит избавиться от масляного хозяйства;

Далее произведем расчет отходящих фидеров подстанции ГПП-2.

2 Расчет электрических нагрузок производств

Методика расчета нагрузок зависит от уровня системы электроснабжения от которой запитываются электроприемники. При определении нагрузок в иерархической структуре систем электроснабжения рассматриваются шесть уровней, различающихся характером электропотребления и, как следствие, способом определения расчетных нагрузок.

К первому уровню электроснабжения относятся силовые распределительные сети. Эти сети представляют собой радиальные линии, питающие отдельные электроприемники от силовых пунктов. Расчетная нагрузка для этих потребителей определяется как максимальная фактическая мощность электроприемника.

Ко второму уровню электроснабжения относят силовые питающие сети. Здесь расчетные нагрузки определяются по методу упорядоченных диаграмм.

К третьему уровню электроснабжения относят шины РУ 0,4 кВ трансформаторных подстанций. За расчетную принимается сумма расчетных нагрузок силовой и осветительной сети с учетом мощности низковольтных компенсирующих устройств, установленных в сети 0,4 кВ данной ТП.

К четвертому уровню относятся шины распределительных подстанций 10/6 кВ. Расчетная нагрузка по РУ принимается как сумма расчетных нагрузок всех ТП и высоковольтных электроприемников, с учетом высоковольтных компенсирующих устройств.

К пятому уровню относят шины РУ 10 кВ центра электропитания предприятия (ГПП и ЦРП).

К шестому уровню относится граница раздела балансовой принадлежности сетей энергосистемы и промышленного предприятия.

В работе использован метод упорядоченных диаграмм, выполняемый в соответствии с [7].

Расчетная нагрузка группы n электроприемников методом упорядоченных диаграмм определяется следующим образом:

1) все электроприемники, подсоединенные к питающей линии разбивают на характерные группы с одинаковым технологическим назначением и коэффициентами использования;

2) отыскиваются по справочнику значения коэффициентов использования $k_{иi} \text{ и } tg\varphi_i$ для электроприемников в группе;

3) вычисляются средняя активная $P_{см}$ и реактивная $Q_{см}$ мощности за наиболее загруженную смену:

$$P_{смi} = k_{иi} \cdot P_{номi}, \quad Q_{см} = P_{смi} \cdot tg\varphi_i \quad (1)$$

4) определяется групповой коэффициент использования $K_{и}$:

$$K_{и} = \frac{P_{смi}}{P_{номi}}; \quad (2)$$

5) вычисляется эффективное число электроприемников $n_{эф}$. Упрощенные варианты определения $n_{эф}$ представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Упрощенные варианты определения $n_{эф}$

n	$K_{Иср}$	m	$P_{ном}$	Формула для $n_{эф}$
< 5	$\geq 0,2$	≥ 3	Переменная	$n_{эф} = \frac{\left(\sum_1^n P_{ном}\right)^2}{\sum_1^n P_{ном}^2}$
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3	Постоянная	$n_{эф} = n$
≥ 5	$\geq 0,2$	< 3	Переменная	$n_{эф} = n$
≥ 5	< 0,2	< 3		$n_{эф}$ не определяется, а $P_M = K_з \cdot P_{ном\Sigma}$, где $K_з$ - коэффициент загрузки, $K_з(ПКР) = 0,75$; $K_з(ДР) = 0,9$; $K_з(АР) = 1$.
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3		$n_{эф} = \frac{2 \sum_1^n P_{ном}}{P_{н.нб}}$
≥ 5	< 0,2	≥ 3		Применяются относительные единицы $n_{эф}$ $= n_{эф} \cdot n$; $n_{эф} = F(n, P)$; $n = \frac{n_1}{n}$; $P = \frac{P_{n1}}{P_{н.н}}$
> 300	$\geq 0,2$	≥ 3	-	$n_{эф} = n$

6) в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется согласно п. 2.11 [7] коэффициент расчетной нагрузки K_p ;

7) определяется расчетная активная P_p и реактивная Q_p нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cmi} ; \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \text{при } n_{\text{эф}} \leq 10 Q_p = 1,1 \quad Q_{cmi} ; \\ \text{при } n_{\text{эф}} > 10 Q_p = 1 \quad Q_{cmi} . \end{aligned} \quad (4)$$

Если электроприемники в группе сильно отличаются по мощности, то при случайном характере включения и отключения их взаимное компенсирующее влияние на пики и провалы группового графика будет меньше, чем при одинаковой номинальной мощности электроприемников. Поэтому под $n_{\text{эф}}$ понимается такое эквивалентное число одинаковых по номинальной мощности и режиму работы электроприемников, которое обуславливает то же расчетное значение коэффициента расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности электроприемников.

В таблице 5 представлены коэффициенты использования.

Таблица 5 – Коэффициенты использования электрических нагрузок

№ п/п	Электроприемники	$K_{\text{И}}$
1	Вентиляторы, насосы, компрессоры	0,4-0,8
2	Краны мостовые, кран-балки, тельферы, лифты	0,1-0,35
3	Печи сопротивления с периодической загрузкой	0,6
4	Мелкие нагревательные приборы	0,6
5	Индукционные печи Н.Ч.	0,7
6	Двигат.-генер. индукц. Печей В.Ч.	0,7
7	Сварочный трансформатор дуговой сварки	0,3

Раскроем принцип расчета нагрузок на примере фидера В-2-19. Используя данные приложения В произведем группировку потребителей присоединенных к трансформатору Т-1-19 на характерные группы с одинаковым технологическим назначением и коэффициентом использования и произведем дальнейший расчет в таблице А.1 ,указанной в приложении А. Расчет производится по методу упорядоченных диаграмм.

Из таблицы №6 видно, что трансформатор Т-1-19 работает в режиме перегрузки, коэффициент загрузки трансформатора превышает допустимые 65% перегрузки. Требуется увеличить мощность трансформаторов

В таблице 6 произведем расчет нагрузки фидера В-2-19 с учетом нагрузки высоковольтных двигателей и трансформатора Т-1-19.

Таблица 6 – Расчет нагрузки фидера В-2-19

Наименование ЭП	Напряжение, кВ	Ном. Мощность ЭП	Ки	cosφ	tgφ	Расчетные мощности			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
						активная, кВт $P_p = K_p \sum K_i P_n$	реактивная, квар $Q_p = 1,1 \sum K_i P_n \text{tg}\phi$ при $n \leq 10$ $Q_p = \sum K_i P_n \text{tg}\phi$ при $n > 10$	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
Г-19	6,3	250,00	0,7	0,94	0,363	175	63,525	186,1731	17,08167
Г-17	6,3	250,00	0,7	0,94	0,363	175	63,525	186,1731	17,08167
Н-9	6,3	320,00	0,7	0,94	0,363	224	81,312	238,3016	21,86454
Н-1	6,3	630,00	0,7	0,94	0,363	441	160,083	469,1562	43,0458
Г-16	6,3	250	0,7	0,94	0,363	175	63,525	186,1731	17,08167
Г-15	6,3	250	0,7	0,94	0,363	175	63,525	186,1731	17,08167
Н-4	6,3	630	0,7	0,94	0,363	441	160,083	469,1562	43,0458
Н-6	6,3	630	0,7	0,94	0,363	441	160,083	469,1562	43,0458
Т-1-19 (1000)	6,3	1230,6	0,55	-	0,534	676,872	361,5367	767,3751	70,40784
Г-14	6,3	250	0,7	0,94	0,363	175	63,525	186,1731	17,08167
Итого:	6,3	4690,6	0,66 1	-	0,4004	3098,872	1240,723	3338,023	306,2688

Аналогичным образом произведем расчет нагрузок остальных вводов В-1-18, В-2-30, В-3-30 и В-2-46. Результаты расчета сведены в приложение Б.

Из приложения Г видно, что трансформаторы Т-1-33 и Т-2-46 перегружены, требуется увеличение их мощности.

Далее занесем результаты расчета вводов в таблицу №7 с добавлением нагрузки турбокомпрессоров и получим общую нагрузку подстанции ГПП-2. Из таблицы №7 видно, что по результатам расчета нагрузка на трансформаторы неравномерная, но в масштабах предприятия эта разница незначительна и перераспределения нагрузки не требуется. Тем более, что в настоящее время строится комплекс теплиц. Данные теплицы будут запитаны с ГПП-2.

Таблица 7 – Расчет нагрузки ГПП-2

Наименование ЭП	Напряжение, кВ	Ном. Мощность ЭП	Ки	cos φ	tgφ	Расчетные мощности			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
						активная, кВт $P_p = K_p \Sigma K$ и P_n	реактивная, квар $Q_p = 1, \Sigma K_i P_n \text{tg}\phi$ при $n \leq 10$ $Q_p = \Sigma K_i P_n \text{tg}\phi$ при $n > 10$	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
1 секция									
В-300-3	6,3	4300	0,6	0,95	0,329	2580,000	933,702	2743,756	251,744
В-2-30	6,3	9389,1	0,59	-	0,425	5626,136	2391,056	6113,146	560,891
В-317-2	6,3	2900	0,6	0,95	0,329	1740,000	629,706	1850,440	169,781
2 секция									
В-300-1	6,3	3300	0,6	0,95	0,329	1980,000	716,562	2105,674	193,199
В-317-3	6,3	2400	0,6	0,95	0,329	1440,000	521,136	1531,399	140,508
В-1-18	6,3	5549,2	0,62	-	0,481	3443,607	1655,870	3821,038	350,586
ИТОГО для Т-1	6,3					16809,74 3	6848,031	18151,115	1665,393
3 секция									
В-317-4	6,3	2400	0,6	0,95	0,329	1440,000	521,136	1531,399	140,508
В-300-2	6,3	4300	0,6	0,95	0,329	2580,000	933,702	2743,756	251,744
В-2-46	6,3	4728,8	0,65	-	0,470	3062,035	1440,106	3383,780	310,467
В-3-30	6,3	6704,6	0,57	-	0,454	3854,678	1749,712	4233,206	388,403
4 секция									
В-1-19	6,3	4690,6	0,66	-	0,400	3098,872	1240,723	3338,023	306,269
В-317-1	6,3	2900	0,6	0,95	0,329	1740,000	629,706	1850,440	169,781
ИТОГО для Т-2	6,3					15775,58	6515,085	17067,964	1566,012
ИТОГО по ГПП-2	6,3					32585,32 8	13363,116	35218,979	3231,395

Так как в соответствии с приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 22 февраля 2007 г. № 49 для напряжения 6-20 кВ установлено предельное значение коэффициента реактивной мощности равного $\text{tg}\phi = 0,4$. А так как в соответствии с расчетами приведенными в таблице 7 часть вводов не соответствует нормам, необходимо установить компенсирующие устройства.

Для выполнения вышеизложенного условия произведем установку компенсирующих устройств и замену трансформаторов.

Далее произведем выбор числа и мощности трансформаторов для электроснабжения производств с учетом компенсации реактивной мощности.

2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов производств, запитанных с ГПП-2 с учетом компенсации реактивной мощности

Произведем расчет мощности трансформатора Т-1-19 с учетом установки компенсирующего устройства и увеличением мощности.

К установке предлагаются сухие трансформаторы типа ТСЗ. Основные достоинства сухих силовых трансформаторов с защитным кожухом является пожаробезопасность и безопасность для окружающей среды; стойкость к кратковременным нагрузкам; отсутствие необходимости в обслуживании; бесшумная работа, компактные размеры; длительный срок службы.

Предварительный выбор трансформаторов осуществляем по суммарной расчетной активной и реактивной мощности, представленной в таблице 6:

$$P_{T-1-19}=676,872 \text{ кВт}; \quad Q_{T-1-19}=361,5367 \text{ квар}$$

На данный момент на подстанции установлено два трансформатора типа ТМ-1000/10. По результатам расчета выявлено, что данные трансформаторы работают в режиме перегрузки, поэтому необходимо увеличить мощность трансформаторов на одну ступень выше.

Так как ранее был произведен расчет только для одного трансформатору условно будем считать, что нагрузка второго трансформатора аналогична. Поэтому количество трансформаторов будет равно::

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \times S_{\text{ном.Т}}} = \frac{2 \times 676,872}{0,7 \times 1250} \approx 2 \text{ шт.}$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, о.е.; $K_3 = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформаторов типа ТСЗ; N_T - количество трансформаторов.

Каталожные данные трансформатора типа ТСЗ-1250/6 представлены в таблице 8.

По техническим и экономическим соображениям преимущество у трансформатора производителя «ЧЭТ» г. Чебоксары, так как годовые потери мощности в трансформаторе будут меньше, чем у остальных производителей.

Таблица 8 - Каталожные данные трансформаторов типа ТСЗ-1250/6

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$, кВА	$U_{\text{ном.обмоток}}$, кВ		$U_{\text{кз}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	Производитель	Стоимость, млн. руб.
		ВН	НН						
ТСЗ-1250/6	1250	6	0,4	6	7,65	1,45	0,62	«ЧЭТ»	0,845
ТСЗ-1250/6	1250	6	0,4	6	7,65	1,5	0,62	«КПМ»	0,848
ТСЗ-1250/6	1250	6	0,4	6	7,65	1,5	0,62	«УЗТТ»	0,85

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \times P_{\text{хх}} + K_3^2 \times P_{\text{кз}} = 2 \times 1,45 + 0,7^2 \times 7,65 = 10,397 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = N_T \times I_{\text{хх}} + K_3^2 \times U_{\text{кз}} \times \frac{S_{\text{н}}}{100} = 2 \times 0,62 + 0,7^2 \times 6 \times \frac{1250}{100} = 89 \text{ квар}$$

Расчетная нагрузка корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_p = P_{\Sigma} + \Delta P_T = 2 \times 676,872 + 10,397 = 1364,141 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_{\Sigma} + \Delta Q_T = 2 \times 361,5367 + 89 = 812,0734 \text{ квар}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\text{min}} = 55\% \times Q_p = 446,6404 \text{ квар}$$

1. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 \times Q_{\text{сд}} = 812,0734 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \times P_p = 0,28 \times 1364,141 = 381,96 \text{ квар}$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{сд}} = 0$.

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений мощности: $Q_{\text{э1}} = 381,96 \text{ квар}$

2. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}} = 446,6404 \text{ квар, где } Q_{\text{к}} = 0;$$

$$Q''_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{КД}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{р}} - Q_{\text{э}1} = 446,6404 - 812,0734 - 381,96 = 16,527 \text{ квар}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности: $Q_{\text{э}2} = 446,6404 \text{ квар}$

3. Суммарная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{КУ.max}} = 1,1 \times Q_{\text{р}} - Q_{\text{э}1} = 1,1 \times 812,0734 - 381,96 = 430,1134 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{КУ.min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э}2} = 446,6404 - 446,6404 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\text{э}н} = Q_{\text{э}1} - Q_{\text{р}} - Q_{\text{р}\Sigma} = 381,96 - 812,0734 - 2 \times 361,5367 = 292,96 \text{ квар}$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ:

$$Q_{\text{T}} = \frac{N_{\text{T}} \times K_{\text{з}} \times S_{\text{н.т.}}^2 - P_{\Sigma}^2}{2 \times 0,7 \times 1250} = \frac{2 \times 676,872^2 - 1109^2}{2 \times 0,7 \times 1250} = 1109 \text{ квар}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ:

$$Q_{\text{КУ.н.}} = Q_{\Sigma} - Q_{\text{T}} = 2 \times 361,5367 - 1109 = -385,93 \text{ квар}$$

Так как при установке на низкой стороне КУ будет наблюдаться дефицит реактивной мощности, следовательно их установка нецелесообразна.

Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{\text{КУ.в.}} = Q_{\text{КУ.max}} - Q_{\text{КУ.н.}} = 430,1134 - (-385,93) = 816,0434 \text{ квар}$$

Так как $Q_{\text{КУ.в.}} < 800 \text{ квар}$, то установка КУ на стороне 6/10кВ не целесообразна.

Произведем расчет мощности трансформатора Т-1-33 с учетом установки компенсирующего устройства и увеличением мощности трансформатора.

Предварительный выбор трансформаторов осуществляем по суммарной расчетной активной и реактивной мощности, представленной в таблице Б.1 приложения Б.

$$P_{T-1-33} = 618,87 \text{ кВт}; \quad Q_{T-1-33} = 354,797 \text{ квар}$$

На данный момент на подстанции установлено четыре трансформатора типа ТМЗ-1000/10. По результатам расчета выявлено, что данные трансформаторы работают в режиме перегрузки, поэтому необходимо увеличить мощность трансформаторов на одну ступень выше.

Так как ранее был произведен расчет только для одного трансформатору условно будем считать, что нагрузка трех трансформаторов аналогична. Поэтому количество трансформаторов будет равно::

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \times S_{ном.Т}} = \frac{4 \times 618,870}{0,7 \times 1250} \approx 3 \text{ шт.}$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, о.е.; $K_3 = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформаторов типа ТСЗ; N_T - количество трансформаторов.

Установка трех трансформаторов нецелесообразна, так как трансформаторы работают в парном режиме, поэтому к установке принимается четыре трансформатора ТСЗ-1250/6. Каталожные данные трансформатора типа ТСЗ-1250/6 представлены в таблице 8.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \times P_{xx} + K_3^2 \times P_{K3} = 4 \times 1,45 + 0,7^2 \times 7,65 = 20,794 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = N_T \times I_{xx} + K_3^2 \times U_{K3} \times \frac{S_H}{100} = 4 \times 0,62 + 0,7^2 \times 6 \times \frac{1250}{100} = 178 \text{ квар}$$

Расчетная нагрузка корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_p = P_\Sigma + \Delta P_T = 4 \times 618,870 + 20,794 = 2496,274 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_\Sigma + \Delta Q_T = 4 \times 354,797 + 178 = 1597,188 \text{ квар}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{min} = 59,5\% \times Q_p = 950,33 \text{ квар}$$

1. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 \times Q_{\text{CD}} = 1597,188 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \times P_P = 0,28 \times 2496,274 = 698,957 \text{ квар}$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{CD}} = 0$.

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений мощности: $Q_{\text{э1}} = 698,957$ квар

2. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{э2}} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}} = 950,33 \text{ квар, где } Q_{\text{к}} = 0;$$

$$\begin{aligned} Q''_{\text{э2}} &= Q_{\text{min}} - Q_{\text{KD}} = Q_{\text{min}} - Q_P - Q_{\text{э1}} = \\ &= 950,33 - 1597,188 - 698,957 = 52,099 \text{ квар} \end{aligned}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности: $Q_{\text{э2}} = 950,33$ квар

3. Суммарная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{КУ.max}} = 1,1 \times Q_P - Q_{\text{э1}} = 1,1 \times 1597,188 - 698,957 = 1057,95 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{КУ.min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э2}} = 950,33 - 950,33 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\text{э1}} - Q_P - Q_{\text{P}\Sigma} = 698,957 - 1597,188 - 4 \times 354,797 = 520,957 \text{ квар}$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ:

$$\begin{aligned} Q_T &= \sqrt{N_T \times K_3 \times S_{н.т.}^2 - P_{\Sigma}^2} = \\ &= \sqrt{(4 \times 0,7 \times 1250)^2 - 4 \times 618,87^2} = 2474,27 \text{ квар} \end{aligned}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ:

$$Q_{\text{КУ.н.}} = Q_{\Sigma} - Q_T = 4 \times 354,797 - 2474,27 = -1055,082 \text{ квар}$$

Так как при установке на низкой стороне КУ будет наблюдаться дефицит реактивной мощности, следовательно их установка нецелесообразна.

Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{КУ.в.} = Q_{КУ.max} - Q_{КУ.н.} = 1057,95 - 1055,082 = 2,868 \text{ квар}$$

Так как $Q_{КУ.в.} < 800$ квар, то установка КУ на стороне 6/10кВ не целесообразна.

Произведем расчет мощности трансформатора Т-2-46 с учетом установки компенсирующего устройства и увеличением мощности трансформатора.

Предварительный выбор трансформаторов осуществляем по суммарной расчетной активной и реактивной мощности, представленной в таблицк В.1 приложения В.

$$P_{Т-2-46} = 623,34 \text{ кВт}; \quad Q_{Т-2-46} = 341,259 \text{ квар}$$

На данный момент на подстанции установлено четыре трансформатора типа ТМЗ-1000/10. По результатам расчета выявлено, что данные трансформаторы работают в режиме перегрузки, поэтому необходимо увеличить мощность трансформаторов на одну ступень выше.

Так как ранее был произведен расчет только для одного трансформатору условно будем считать, что нагрузка трех трансформаторов аналогична. Поэтому количество трансформаторов будет равно::

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \times S_{ном.Т}} = \frac{4 \times 623,34}{0,7 \times 1250} \approx 3 \text{ шт.}$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, о.е.; $K_3 = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформаторов типа ТСЗ; N_T - количество трансформаторов.

Установка трех трансформаторов нецелесообразна, так как трансформаторы работают в парном режиме, поэтому к установке принимается четыре трансформатора ТСЗ-1250/6. Каталожные данные трансформатора типа ТСЗ-1250/6 представлены в таблице 9.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \times P_{xx} + K_3^2 \times P_{K3} = 4 \times 1,45 + 0,7^2 \times 7,65 = 20,794 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = N_T \times I_{xx} + K_3^2 \times U_{K3} \times \frac{S_H}{100} = 4 \times 0,62 + 0,7^2 \times 6 \times \frac{1250}{100} = 178 \text{ квар}$$

Расчетная нагрузка корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_P = P_\Sigma + \Delta P_T = 4 \times 623,34 + 20,794 = 2514,154 \text{ кВт}$$

$$Q_P = Q_\Sigma + \Delta Q_T = 4 \times 341,259 + 178 = 1543,036 \text{ квар}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{min} = 67,2\% \times Q_P = 1036,92 \text{ квар}$$

1. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{э}1} = Q_P - 0,7 \times Q_{CD} = 1543,036 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{э}1} = \alpha \times P_P = 0,28 \times 2514,154 = 703,963 \text{ квар}$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{CD} = 0$.

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений мощности: $Q_{\text{э}1} = 703,963 \text{ квар}$

2. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{э}2} = Q_{min} + Q_K = 1036,92 \text{ квар, где } Q_K = 0;$$

$$Q''_{\text{э}2} = Q_{min} - Q_{KD} = Q_{min} - Q_P - Q_{\text{э}1} = \\ = 1036,92 - 1543,036 - 703,963 = 197,847 \text{ квар}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности: $Q_{\text{э}2} = 1036,92 \text{ квар}$

3. Суммарная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KY.max} = 1,1 \times Q_P - Q_{\text{э}1} = 1,1 \times 1543,036 - 703,963 = 993,377 \text{ квар}$$

$$Q_{KY.min} = Q_{min} - Q_{\text{э}2} = 1036,92 - 1036,92 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\text{э}H} = Q_{\text{э}1} - Q_P - Q_{P\Sigma} = 703,963 - 1543,036 - 4 \times 341,259 = 525,963 \text{ квар}$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ:

$$Q_T = \sqrt{N_T \times K_3 \times S_{н.т.}^2 - P_\Sigma^2} =$$

$$= \sqrt{(4 \times 0,7 \times 1250)^2 - 4 \times 623,34^2} = 2456,25 \text{ квар}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ:

$$Q_{КУ.н.} = Q_\Sigma - Q_T = 4 \times 341,259 - 2456,25 = -1091,214 \text{ квар}$$

Так как при установке на низкой стороне КУ будет наблюдаться дефицит реактивной мощности, следовательно их установка нецелесообразна.

Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{КУ.в.} = Q_{КУ.маx} - Q_{КУ.н.} = 993,377 - 1091,214 = -97,837 \text{ квар}$$

Так как при установке на высокой стороне КУ будет наблюдаться дефицит реактивной мощности, следовательно их установка нецелесообразна.

Расчет для остальных трансформаторов производится не будет, так как в соответствии с приложением Г перегрузки не наблюдается. Данные трансформаторы заменяются на трансформаторы с сухой изоляцией аналогичной мощности.

В таблице №9 сведены сведения по заменяемым трансформаторам.

Таблица 9 – Сведения заменяемых трансформаторов

№ п/п	Наименование электрооборудования	Тип трансформатора	Тип трансформатора на замену	Количество, шт.
	ПС-10			
1	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	ТСЗ-1000/6	2
	ПС-11			
2	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	ТСЗ-1000/6	2
	ПС-19			
3	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	ТСЗ-1250/6	2
	ПС-22			
4	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	ТСЗ-1000/6	4
	ПС-24			
5	Силовые трансформаторы	ТСЗ-1000/10	Не заменяется	2
	ПС-25			
6	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	ТСЗ-1000/6	2
	ПС-28			
7	Силовые трансформаторы	ТМ-1000/10	ТСЗ-1000/6	2
	ПС-29			
8	Силовые трансформаторы	ТМ-630/10	ТСЗ-630/6	4
	ПС-30			
9	Силовые трансформаторы	ТМЗ-1000/10	ТСЗ-1000/6	2

Продолжение таблицы №9

№ п/п	Наименование электрооборудования	Тип трансформатора	Тип трансформатора на замену	Количество, шт.
	ПС-33			
10	Силовые трансформаторы	ТМЗ-1000/10	ТСЗ-1000/6	4
	ПС-46			
11	Силовые трансформаторы	ТМЗ-1000/10	ТСЗ-1000/6	4
	ПС-48			
12	Силовые трансформаторы	ТМЗ-1000/10	ТСЗ-1000/6	2
	ПС-106			

Из произведенных расчетов видно, что установка компенсирующих устройств на высокой и низкой стороне подстанций нецелесообразна.

Для дальнейшего технико-экономического обоснования выбора силовых трансформаторов подстанции ГПП-2 необходимо произвести расчет по годовому упорядоченному графику подстанции, построенному по показаниям счетчиков электроэнергии четырёх секций и двух трансформаторов собственных нужд подстанции.

2.2 Расчет нагрузки подстанции ГПП-2 по годовому графику нагрузки

Изменение электропотребления во времени определяется технологическими процессами производства и бытовым ритмом жизни населения. Изменение электрической нагрузки во времени представляется графически, аналитически или в табличном виде.

В практике исследования электропотребления применяют показания счетчиков электроэнергии, взятых через равные промежутки времени. Степень соответствия графика, снятого по показаниям счетчика, фактическому зависит главным образом от интервала отсчета Δt (осреднение, постоянство) нагрузки:

$$\Delta t = T/d, \quad (5)$$

в пределах которого её считают неизвестной:

$$P_i = (W_i - W_{i+1})/\Delta t, \quad i = 1, 2, \dots, d, \quad (6)$$

где W_i, W_{i+1} - показания счетчиков активной энергии, снятые через равные промежутки времени Δt ; d - число интервалов постоянства, на которые разбит график электрической нагрузки. Чем меньше интервал Δt (или больше d), тем ближе будет записанный по счетчику график к действительному (естественно при условии достаточной точности отсчетов электроэнергии по счетчику). Последний способ используется лишь для построения графика активной мощности (при отсутствии счетчика кварчасов), от которого путем простого пересчета можно перейти к графикам изменения реактивной, полной мощности и тока (в предположении постоянства напряжений и коэффициента мощности):

$$Q_i = P_i \operatorname{tg} \varphi, \quad S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi}, \quad I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3}U}, \quad i=1, 2, \dots, d, \quad (7)$$

Таким образом, воспользовавшись суточными графиками потребления электроэнергии для четырёх секций и двух трансформаторов собственных нужд подстанции, сведем суточные графики к месячным и представим их в приложении 3.

Снижение потребления нагрузок секций связано с технологическим процессом, с поочередным проведением текущего и капитального ремонта на производствах. Скачек потребления электроэнергии 2 секции связан с выходом из строя ввода СК-21 с ТГТЭЦ и переводом ввода В-1-18 из горячего резерва в рабочее состояние.

Воспользовавшись формулами (7) приведем активные нагрузки к полной мощности, разделив активную мощность на коэффициент мощности. Из годовых показаний счетчиков выявлено, что: для 1 секции $\cos \varphi_{1 \text{ секции}} = 0,98$; для 2 секции $\cos \varphi_{2 \text{ секции}} = 0,88$; для 3 секции $\cos \varphi_{3 \text{ секции}} = 0,89$; для 4 секции $\cos \varphi_{4 \text{ секции}} = 0,86$.

Преобразуем активные мощности каждого графика и сложим упорядоченные графики нагрузок 1 и 2 секций и 3 и 4 секций подстанции ГПП-2 с прибавлением нагрузки трансформаторов собственных нужд. Результат сложения представлен в приложении Г.

Далее суммируем полученные нагрузки каждой ступени $S_{T-1 i}$ и $S_{T-2 i}$, в результате чего получим годовой упорядоченный график нагрузки подстанции ГПП-2. Результат представлен в приложении Г.

Далее по полученным данным произведем выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанции ГПП-2.

3 Выбор типа , числа и мощности силовых трансформаторов в ГПП-2

Рациональное построение схем промышленного электроснабжения зависит от технически и экономически обоснован выбора числа и мощности силовых трансформаторов для главных понизительных подстанций (ГПП) промышленных предприятий. При этом используют методику технико-экономических расчетов, учитывают надежность электроснабжения потребителей, расход цветного металла и потребная трансформаторная мощность.

3.1 Выбор типа силовых трансформаторов

При выборе типа силовых трансформаторов на ГПП желательно использовать трехфазные трансформаторы или автотрансформаторы, а при невозможности – группы из однофазных трансформаторов.

При наличии трех уровней напряжения на предприятии используют трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы.

При необходимости выделения питания ударных, резкопеременных и других специальных электрических нагрузок от общепромышленной нагрузки целесообразно применять трансформаторы с расщепленными обмотками или сдвоенные реакторы.

Трансформаторы должны быть оборудованы устройством регулирования напряжения под нагрузкой. При отсутствии трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой допускается использование регулировочных трансформаторов

3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

При выборе числа трансформаторов руководствуются требованием надежности электроснабжения потребителей, а также минимальными приведенными затратами на трансформаторы с учетом динамики роста электрических нагрузок.

Для потребителей 1-й категории или 2-й категории без резервирования по стороне низшего напряжения выбирают многотрансформаторную подстанцию, для которой допустимая номинальная мощность каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ с учётом допустимой перегрузки в аварийном режиме в общем виде определяется по выражению:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max ПС} \times K_{1-2}}{K_{пер} \times (n-1)}, \quad (8)$$

где K_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории (в среднем для ГПП принимается равным $0,75 \div 0,85$); $K_{пер} = 1,4$ - коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора; n - количество параллельно работающих трансформаторов ГПП.

В соответствие с произведенными расчетами в главе 2.2 максимальная мощность подстанции ГПП-2 составляет $S_{ГПП-2 max} = 28426$ кВА.

$$S_{ном.Т} = \frac{28426 \times 0,8}{1,4 \times (2-1)} = 16243,43 \text{ кВА}$$

Далее применительно к полученному значению $S_{ном.Т}$ подстанции по шкале мощности силовых трансформаторов из справочников выбирается не менее двух ближайших и больших по мощности трансформаторов из условия:

$$S_{(ном.Т2)} > S_{(ном.Т1)} \geq S_{(ном.Т)}. \quad (9)$$

Для дальнейшего рассмотрения применяются следующие силовые трехфазные трансформаторы ТРДН-32000/110/6 и ТРДН-40000/110/6. Трансформатор ТРДН-25000/110/6 рассматриваться не будет, так как снижать мощность нецелесообразно, а так же и потому что планируется сдача в аренду 8000 кВА мощности резидентам.

3.3 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

При установке двух трансформаторов мощность каждого из них выбирается с учетом загрузки трансформатора не более чем 70% от суммарной максимальной нагрузки подстанции на расчетный период.

При расчетах учитывают не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения из-за потребления трансформаторами реактивной мощности.

В первую очередь произведем расчет для подстанции с трансформаторами типа ТРДН-32000/110/6. В таблице 10 представлен технические данные силовых трансформаторов указанной мощности трех производителя.

Таблица 10–Технические данные трансформаторов типа ТРДН-32000/110/6/6

Тип	$S_{ном.Т},$ МВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт	$I_{х},$ %	Производитель	Стоимость, млн. руб.
		ВН	НН						
ТРДН-32000/110	32	115	6,3/6,3	10,5	160	25	0,28	«Гольяттинский трансформатор»	42
ТРДН-32000/110	32	115	6,3/6,3	10,5	145	32	0,78	ОАО «Электро-завод»	43,2
ТРДН-32000/110	32	115	6,3/6,3	10,5	145	32	0,7	«Инвар-Элтранс» (Словакия, Чехия)	58

Из таблицы 10 видно, что трансформатор производителя «Гольяттинский трансформатор» предпочтительны по техническим и экономическим соображениям. Данный производитель территориально находится ближе остальных, следовательно и затраты на транспортировку будут ниже.

Далее произведем расчеты приведенных потерь для трехфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения:

$$P'_T = P'_X + k_{3.В.}^2 \times P'_{к.В.} + k_{3.Н1}^2 \times P'_{к.Н1} + k_{3.Н2}^2 \times P'_{к.Н2}, \quad (10)$$

$$P'_X = \Delta P_X + K_{ип} \times Q_X \quad (11)$$

$$Q_X = \frac{I_X(\%)}{100} \times S_{ном.Т} \quad (12)$$

$$k_{3.В.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}, \quad k_{3.Н1} = \frac{S_{Н1}}{S_{ном.Т}}, \quad k_{3.Н2} = \frac{S_{Н2}}{S_{ном.Т}} \quad (13)$$

$$P'_{к.В.} = P_{к.В.} + K_{ип} \times Q_{к.В.}, \quad P'_{к.Н1} = P'_{к.Н2} = P_{к.Н1} + K_{ип} \times Q_{к.Н1}, \quad (14)$$

$$P_{к.В.} = 0, \quad P_{к.Н1} = P_{к.Н2} = 2 \times \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (15)$$

$$Q_{к.В.} = \frac{U_{к.В.}(\%)}{100} \times S_{ном.Т}, \quad Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{U_{к.Н1,2}(\%)}{100} \times S_{ном.Т}, \quad (16)$$

$$U_{к.В.} = 0,125 \times u_{к.ВН-НН}, \quad U_{к.Н1} = U_{к.Н2} = 1,75 \times u_{к.ВН-НН}. \quad (17)$$

где P'_x - приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода; ΔP_x - потери мощности трансформатора в режиме холостого хода (кВт);

$K_{ип}$ - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания и составляет $0,02 \div 0,2$ кВт/квар. Для расчетов принимаем $K_{ип} = 0,05$ кВт/квар; Q_x - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода (квар); $I_x(\%)$ - ток холостого хода трансформатора, %; $k_{з.в.}$, $k_{з.н1}$, $k_{з.н2}$ - коэффициенты загрузки обмоток трансформаторов высшего и низшего напряжений; $S_B, S_{н1}, S_{н2}$ - расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений;

$P'_{к.в.}, P'_{к.н1}, P'_{к.н2}$ - приведенные потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения; $P_{к.в.}, P_{к.н1}, P_{к.н2}$ - потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки, которые при заданных в справочниках значениях потерь активной мощности между обмотками трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения $\Delta P_{к.ВН-НН}$;

$Q_{к.в.}, Q_{к.н1}, Q_{к.н2}$ - потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения в режиме короткого замыкания, квар;

$U_{к.в.}, U_{к.н1}, U_{к.н2}$ - напряжение короткого замыкания (%) обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой, которые при заданных в справочнике значениях напряжений короткого замыкания между обмотками $u_{к.ВН-НН}$.

Коэффициенты загрузки обмоток трансформаторов высшего и низшего напряжений составляют:

$$k_{з.в.32} = \frac{28426}{32000} = 0,89,$$

$$k_{з.н1\ 32} = \frac{15505,5}{32000} = 0,485, \quad k_{з.н2\ 32} = \frac{12920,5}{32000} = 0,404$$

В соответствии с паспортными данным на данный трансформатор загрузка каждого трансформатора не должна превышать 70% от номинальной мощ-

ности, а в аварийном режиме оставшийся трансформатор обеспечивает питание потребителей с учетом двукратной перегрузки трансформатора (40%).

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода рассчитывается по формуле (12):

$$Q_{x\ 32} = \frac{0,28}{100} \times 32000 = 89,6 \text{ квар}$$

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода рассчитываются по формуле (11):

$$P'_{x\ 32} = 25 + 0,05 \times 89,6 = 29,48 \text{ кВт}$$

Напряжение короткого замыкания обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой определяют по выражению (17):

$$U_{к.в\ 32} = 0,125 \times 10,5 = 1,3125 \%, \\ U_{к.н1\ 32} = U_{к.н2\ 32} = 1,75 \times 10,5 = 18,375 \%$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора определяются по формуле (16):

$$Q_{к.в\ 32} = \frac{1,3125}{100} \times 32000 = 420 \text{ квар}, \\ Q_{к.н1\ 32} = Q_{к.н2\ 32} = \frac{18,375}{100} \times 32000 = 5880 \text{ квар.}$$

Потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузке определяются из выражения (15):

$$P_{к.в\ 32} = 0, P_{к.н1\ 32} = P_{к.н2\ 32} = 2 \times 160 = 320 \text{ кВт},$$

Приведенные потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения определяются по формуле (14):

$$P'_{к.в.\ 32} = 0 + 0,05 \times 420 = 21 \text{ кВт}, \\ P'_{к.н1\ 32} = P'_{к.н2\ 32} = 320 + 0,05 \times 5880 = 614 \text{ кВт}$$

При наличии на подстанциях нескольких трансформаторов, работающих на общие шины, число включенных трансформаторов определяется условием минимума потерь мощности в этих трансформаторах при работе их по заданному графику нагрузки. Для группы параллельных трансформаторов определяется экономическая нагрузка $S_{э}$, ниже которой целесообразно отключать один

из параллельно работающих трансформаторов для неответственных потребителей.

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции определяется по следующей формуле:

$$S_{\Delta} = S_{\text{НОМ.Т}} \times \sqrt{n \times (n-1) \times \frac{P'_x}{P'_k}}, \quad (18)$$

где $P'_{k32} = P'_{к.в. 32} + P'_{к.н1,2 32} = 21 + 614 = 635$ кВт - приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора.

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции с трансформатором ТРДН-32000/110/6 составит:

$$S_{\Delta 32} = 32000 \times \sqrt{2 \times (2-1) \times \frac{29,48}{635}} = 9750,84 \text{ кВА}$$

Для трехфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения годовые потери энергии $\Delta W_{\text{пс}}$ определяются из следующего обобщенного выражения на основании расчетных годовых графиков нагрузки для соответствующих обмоток $S_{B_i}, S_{H1_i}, S_{H2_i}$:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{пс}} = & \Delta W_{x_i} + \Delta W_{k_i} = \Delta W_{x_i} + \Delta W_{к.в. i} + \\ + & \Delta W_{к.н1 i} + \Delta W_{к.н2 i} = (n_i \times P'_x \times T_i) + \sum_{i=1}^k \left(\left(\frac{1}{n} \times P'_{к.в.} \times k_{3.в.i}^2 \times T_i \right) \right. \\ & \left. + \frac{1}{n} \times P'_{к.н1 i} \times k_{3.н1 i}^2 \times T_i + \left(\frac{1}{n} \times P'_{к.н2 i} \times k_{3.н2 i}^2 \times T_i \right) \right), \quad (19) \end{aligned}$$

где i – порядковый номер ступени графика нагрузки, ступени нагрузки целесообразно определять по графику загрузки обмоток высшего напряжения трансформатора; n_i - число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки, определенное с учетом значения экономической нагрузки S_{Δ} ; T_i - продолжительность нахождения нагрузки S_i на i -ой ступени.

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах приведен в приложении 3, отражающей в табличном виде выражение (19).

Далее определяем стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по выражению:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{пс}} \times C_{\text{Э}}, \quad (20)$$

где $C_{\text{Э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, (руб./кВт·ч). Стоимость электроэнергии для ООО «Тольяттикаучук» составляет $C_{\text{Э}} = 2,5$ руб./кВт·ч.

Таким образом стоимость годовых потерь электроэнергии составит:

$$I_{\text{Э} 32} = 1034434,56 \times 2,5 = 2586086,4 \text{ руб.}$$

Экономическую целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \times K + I = E_{\text{н}} \times K + I_0 + I_{\text{Э}}, \quad (21)$$

где K – капитальные затраты на оборудование ПС (в данной курсовой работе учитывается только стоимость трансформаторов ПС), руб.; $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент дисконтирования, принимается равным $E_{\text{н}} = 0,125 \div 0,3$;

I - годовые эксплуатационные издержки, руб.; $I_{\text{Э}}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах; I_0 - годовые отчисления, руб. Определяются по следующему выражению:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \times K \quad (22)$$

где $p_{\text{сум}} = p_{\text{а}} + p_{\text{о р}}$ - суммарный коэффициент отчислений, который состоит из отчислений на амортизацию и обслуживание и ремонт.

Для силового электрооборудования 35-150 кВ $p_{\text{сум}} = 0,094$. Таким образом годовые отчисления составят:

$$I_0 32 = 0,094 \times 42 = 3,948 \text{ млн.руб.}$$

Приведенные затраты составят:

$$Z_{\text{пр} 32} = 0,3 \times 42000000 \times 2 + 2586086,4 \times 2 + 2586086,4 = 32958259,2 \text{ руб.}$$

Произведем расчет для подстанции с трансформаторами типа ТРДН-40000/110/6/6. В таблице 11 представлены технические данные силовых трансформаторов трех производителей..

Таблица 11 - Технические данные трансформаторов типа ТРДН-40000/110/6/6

Тип	$S_{\text{ном.Т, МВА}}$	$U_{\text{ном.ОБМОТОК, кВ}}$		$U_{\text{к, \%}}$	$\Delta P_{\text{к, кВт}}$	$\Delta P_{\text{х, кВт}}$	$I_{\text{х, \%}}$	Производитель	Стоимость, млн. руб.
		ВН	НН						
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3	10,5	170	22	0,28	«Тольяттинский трансформатор»	60
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3	10,5	175	24	0,3	ОАО «Электро-завод»	62
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3	10,5	128	24	0,2	«Инвар-Элтранс» (Словакия, Чехия)	88

По техническим соображениям преимущество у производителя «Инвар-Элтранс», но стоимость данного трансформатора значительно выше отечественных аналогов. Поэтому выбираем производителя «Тольяттинский трансформатор», его технические и экономические показатели приемлемы.

Произведем аналогичный расчет по формулам (10-22):

$$k_{3.в.40} = \frac{28426}{40000} = 0,711,$$

$$k_{3.н1\ 40} = \frac{15505,5}{40000} = 0,388, \quad k_{3.н2\ 40} = \frac{12920,5}{40000} = 0,323$$

$$Q_{\text{х}\ 40} = \frac{0,28}{100} \times 40000 = 112 \text{ квар}$$

$$P'_{\text{х}\ 40} = 22 + 0,05 \times 112 = 27,6 \text{ кВт}$$

$$U_{\text{к.в}\ 40} = 0,125 \times 10,5 = 1,3125 \%,$$

$$U_{\text{к.н1}\ 40} = U_{\text{к.н2}\ 40} = 1,75 \times 10,5 = 18,375 \%$$

$$Q_{\text{к.в}\ 40} = \frac{1,3125}{100} \times 40000 = 525,2 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{к.н1}\ 40} = Q_{\text{к.н2}\ 40} = \frac{18,375}{100} \times 40000 = 7350 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{к.в}\ 40} = 0, \quad P_{\text{к.н1}\ 40} = P_{\text{к.н2}\ 40} = 2 \times 170 = 340 \text{ кВт},$$

$$P'_{\text{к.в}\ 40} = 0 + 0,05 \times 525,2 = 26,26 \text{ кВт},$$

$$P'_{\text{к.н1}\ 40} = P'_{\text{к.н2}\ 40} = 340 + 0,05 \times 7350 = 707,5 \text{ кВт}$$

$$S_{\text{э}\ 40} = 40000 \times 2 \times (2-1) \times \frac{27,6}{(26,26+707,5)} = 10971,16 \text{ кВА}$$

$$И_{\text{э}\ 40} = 1082684,76 \times 2,5 = 2706711,9 \text{ руб.}$$

$$И_{\text{о}\ 40} = 0,094 \times 60 = 5,64 \text{ млн.руб.}$$

$$З_{\text{пр}\ 40} = 0,3 \times 60000000 \times 2 + 5640000 \times 2 + 2706711,9 = 49986711,9 \text{ руб.}$$

В таблице Д.1 приложения Д представлен расчет потерь электроэнергии в трансформаторах по выражению (19).

Для дальнейшего рассмотрения выбираются трансформаторы ТРДН-32000/110/6/6 так как их приведенные затраты меньше приведенных затрат трансформаторов ТРДН-40000/110/6/6.

4 Расчет токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания (КЗ) в сети или элементах электрооборудования в следствие повреждении изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании тока КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определять токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения тока КЗ.

Расчетным видом КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное КЗ. Однако для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики требуется определение и несимметричных токов в КЗ.

Расчет токов КЗ в установках напряжением выше 1 кВ имеет ряд особенностей:

- активные сопротивления элементов электроснабжения при определении токов КЗ не учитывают, если выполняются условия $R_{\Sigma} < (X_{\Sigma}/3)$, где R_{Σ} и X_{Σ} - суммарные активные и реактивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки КЗ;

- при определении тока КЗ учитывают подпитку от двигателей высокого напряжения: подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном, так и в отключаемом токе КЗ; подпитку от асинхронных двигателей только в ударном токе КЗ.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения и на ее основе схему замещения.

Расчётная схема и схема замещения показаны на рисунке Е1, в приложении Е.

Подстанция ГПП-2 питается от двух вводов: «Каучук-2» и «Каучук-3», проводами АСКП-240 (длина 6,65 км) Из справочников известно:

$$\text{АСКП-240 } x_{\text{уд.}}=0,39 \text{ Ом/км}$$

Вычисление сопротивлений производится в относительных единицах. Так сопротивление системы составит:

$$X_{\text{б, С}}=S_{\text{б}}S_{\text{к}}=1000520=1,92$$

Сопротивление линии находится по следующему выражению:

$$X_{*_{\text{б, л}}}=x_{\text{уд.}} \times l \times \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} \quad (23)$$

$$X_{*_{\text{б, л}}}=0,39 \times 6,65 \times \frac{1000}{115^2}=0,2$$

При расчете сопротивления трансформатора, представим его условно в виде одной обмотки:

$$X_{*_{\text{б, Т}}}=\frac{U_{\text{к\%}}}{100} \times \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.Т}}}=\frac{10,5}{100} \times \frac{1000}{32}=3,3$$

Расчет симметричного короткого замыкание до точки К1. Результирующее сопротивление до точки К1:

$$X_{*_{\text{рез б К1}}}=X_{*_{\text{б, С}}}+X_{*_{\text{б, л}}} \quad (24)$$

$$X_{*_{\text{рез б К1}}}=1,92+0,2=2,12$$

$$\text{Базисный ток: } I_{\text{б}}=\frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{б}}}=\frac{1000}{\sqrt{3} \times 115}=5,02 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{п, о}}^3=\frac{E_{*_{\text{б}}}''}{X_{*_{\text{рез б}}}} \times I_{\text{б}} \quad (25)$$

$$I_{\text{п, о К1}}^3=\frac{1}{2,12} \times 5,02=2,37 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания находится так:

$$i_{\text{уд}}=\sqrt{2} \times I_{\text{п, о}} \times k_{\text{уд}} \quad (26)$$

$$i_{\text{уд К1}}=\sqrt{2} \times 2,37 \times 1,8=6,03 \text{ кА}$$

Расчет симметричного короткого замыкание до точек К2 и К3. Силовой трансформатор на низкой стороне имеет две расщепленные обмотки одинако-

вого сопротивления, в следствие с чем токи короткого замыкания протекающие в них будут равны. Поэтому расчет производится для одной ветви, вторая ветвь расщепленной обмотки имеет аналогичные данные.

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{*рез \ б \ К2} = X_{*рез \ б \ К1} + X_{*б, \ Т} \quad (27)$$

$$X_{*рез \ б \ К2} = 2,12 + 3,3 = 5,42$$

$$\text{Базисный ток: } I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \times U_{б}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания и ударный ток определяется по выражениям (25-26):

$$I_{п, о \ К2}^3 = \frac{1}{5,42} \times 91,64 = 16,91 \text{ кА}$$

$$i_{уд \ К2} = \sqrt{2} \times 16,91 \times 1,8 = 43,05 \text{ кА}$$

Расчет несимметричных коротких замыканий до точки К1. Для расчета составляются схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности. Данные схемы представлены на рисунке 1.

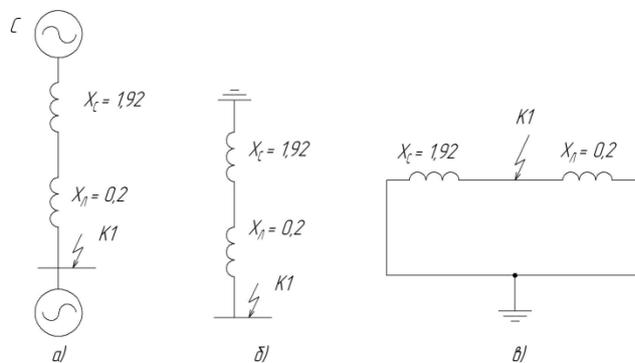


Рисунок 1 – Схема замещения прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательности

Сопротивление прямой последовательности оставит:

$$X_{1\Sigma} = X_{*б, \ С} + X_{*б, \ Л} = 2,12 \quad (28)$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности и равно: $X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 2,12$

Сопротивление нулевой последовательности составит:

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_{*6, C} \times X_{*6, Л}}{X_{*6, C} + X_{*6, Л}} = 0,181$$

Расчет тока прямой последовательности для несимметричных коротких замыканий определяется по следующей формуле:

$$I_k^n = \frac{E_{*6}''}{X_{1\Sigma} + \Delta X^n} \quad (29)$$

Для определения самого опасного вида несимметричного короткого замыкания воспользуемся коэффициентом тяжести, определяемым по формуле:

$$K_T = \frac{m}{1 + \frac{\Delta X^n}{X_{1\Sigma}}} \quad (30)$$

Расчет коэффициентов тяжести произведем в таблице 12.

Таким образом, самым опасным видом несимметричного короткого замыкания является двухфазное короткое замыкание на землю, следовательно:

$$I_k^{(1,1)} = \frac{1}{2,12 + 0,167} = 0,44$$

Таблица 12 - Расчет коэффициентов тяжести аварии

Вид к. з.	ΔX^n	m^n	K_T
Однофазное	$X_{2\Sigma B-2} + X_{0\Sigma} = 2,301$	3	1,44
Двухфазное	$X_{2\Sigma} = 2,12$	$\bar{3}$	0,87
Двухфазное на землю	$\frac{X_{2\Sigma} \times X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = 0,167$	$\bar{3} \times \frac{1}{1 - \frac{X_{2\Sigma} \times X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} = 1,67$	1,55

Начальное значение периодической составляющей при любом виде короткого замыкания определяется:

$$I_{п,о}^{(n)} = m^n \times I_k^n \times I_6 \quad (31)$$

$$I_{п,о}^{(1,1)} = 1,67 \times 0,44 \times 5,02 = 3,7 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания по выражению (26) составит:

$$i_{уд} = \bar{2} \times 3,7 \times 1,8 = 9,32 \text{ кА}$$

Расчет несимметричных коротких замыканий до точек К2 и К3. Расщепленные обмотки силового трансформатора соединены в треугольник, следовательно токи нулевой последовательности будут равны нулю: $X_{0\Sigma} = 0$

Схемы для расчета несимметричного тока короткого замыкания до точки К2 представлены на рисунке 2.

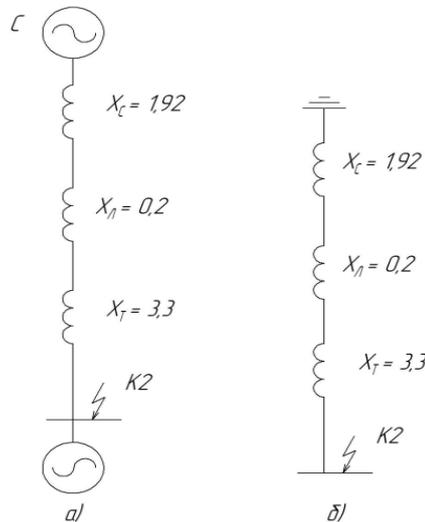


Рисунок 2 - Схема замещения прямой (а) и обратной (б) последовательности

Сопротивление прямой последовательности оставит:

$$X_{1\Sigma} = X_{*6, C} + X_{*6, L} + X_{*6, T} = 5,42$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности и равно: $X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 5,42$

Расчет коэффициентов тяжести произведем в таблица 13.

Таблица 13 - Расчет коэффициентов тяжести аварии

Вид к. з.	ΔX^n	m^n	K_T
Однофазное	$X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma} = 5,42$	3	1,5
Двухфазное	$X_{2\Sigma} = 5,42$	$\bar{3}$	0,87
Двухфазное на землю	$\frac{X_{2\Sigma} \times X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = 0$	$\bar{3} \times \frac{1 - \frac{X_{2\Sigma} \times X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}{1} = \bar{3}$	$\bar{3}$

Таким образом, самым опасным видом несимметричного короткого замыкания является двухфазное короткое замыкание на землю, следовательно:

$$I_k^{(1,1)} = \frac{1}{5,42+0} = 0,185$$

Начальное значение периодической составляющей при двухфазном коротком замыкании на землю и ударный ток составят:

$$I_{п,о}^{(1,1)} = \sqrt{3} \times 0,185 \times 91,64 = 29,3 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 29,3 \times 1,8 = 74,55 \text{ кА}$$

Сведем рассчитанные токи короткого замыкания в таблицу 14.

Таблица 14 - Сводная таблица токов короткого замыкания

Напряжение, кВ	Точка КЗ	$I_{п,о}^{(3)}$, кА	$I_{п,о}^{(1)}$, кА	$I_{п,о}^{(2)}$, кА	$I_{п,о}^{(1,1)}$, кА
110	К1	2,37	3,41	2,1	3,7
6	К2	16,91	25,36	14,643	29,3
6	К3	16,91	25,36	14,643	29,3

Таким образом для дальнейшего выбора электрических аппаратов и проводников будет использоваться самый опасный вид короткого замыкания – двухфазное КЗ на землю.

5 Выбор электрических аппаратов и проводников

Электрооборудование выбирается по характеру продолжительного режима (нормальный, послеаварийный и ремонтный режимы) и по условиям кратковременных режимов (аварийный режим), определяющим из которых, является режим короткого замыкания.

Выбор электрических аппаратов и проводников производится на основе сформулированных для них расчетных условий и данных электропромышленности о параметрах и технико-экономических характеристиках выпускаемого и осваиваемого перспективного электрооборудования.

Аппараты должны также соответствовать условиям окружающей среды

Как правило, все элементы системы электроснабжения выбирают по номинальным параметрам и проверяют по устойчивости при сквозных токах короткого замыкания и перенапряжениях.

5.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Помещение ГПП-2 по габаритным параметрам и нормативно-техническим требованиям допускает использование комплектных распределительных устройств (далее КРУ) двухстороннего обслуживания, установленных в два ряда. К установке на ГПП-2 принимаются КРУ производителя ЗАО «Группа Компаний «Электроцит»-ТМ Самара». Так как данное предприятие территориально расположено ближе остальных к заводу ООО «Тольяттикаучук» и выпускаемая им продукция отличается высоким качеством и надежностью работы.

Выбраны КРУ-СЭЩ-70 на номинальное напряжение 6 кВ и номинальный ток 630-2500 А с следующей комплектацией:

- выключатель вакуумный с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/2500 У2, $I_{ном} = 2500$ А;

- выключатель вакуумный с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/1600 У2, $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$;

- выключатель вакуумный с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/630 У2, $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$;

-трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-70, $I_{1\text{ном.}}=2500 \text{ А}$, $K_{\text{эд}}=35$, $K_{\text{T}}=18$, $t_{\text{T}}=1 \text{ с}$, $Z_{2\text{ ном.}}=2,4 \text{ Ом}$, $S_{2\text{ном}}=60 \text{ ВА}$;

-трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-70, $I_{1\text{ном.}}=1500 \text{ А}$, $K_{\text{эд}}=35$, $K_{\text{T}}=26$, $t_{\text{T}}=3 \text{ с}$, $Z_{2\text{ ном.}}=2,4 \text{ Ом}$, $S_{2\text{ном}}=40 \text{ ВА}$;

- трансформатор напряжения типа НОЛ-СЭЩ-6, $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$, класс точности 0,5; $S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$.

Произведем проверку комплектного электрооборудования КРУ-СЭЩ-70.

5.1.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей осуществляется по параметрам таблицы 3.1 указанной в приложении 3.

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \times \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ср}}} \quad (32)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \times \frac{32000}{\sqrt{3} \times 6,3 \times 2} = 2053 \text{ А}$$

Для выбора и проверки аппаратов и проводников принимается к расчету наибольшее начальное значение периодической составляющей рассчитанной в пункте 4: $I_{\text{п,о}}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}$; $i_{\text{уд}} = 76,61 \text{ кА}$.

В расчете принимается продолжительность короткого замыкания $t_{\text{откл.}} = 0,01 \text{ с}$. Расчет термической стойкости производится по следующей формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 \times t_{\text{откл.}} + T_{\text{а}} \quad (33)$$
$$B_{\text{к}} = 30,1^2 \times 0,01 + 0,12 = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания равно:

$$i_{a, \tau} = \sqrt{2} \times I_{п, о}^n \times e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (34)$$

Времени $\tau = t_{рз} + t_{с.в} = 0,02 + 0,03 = 0,05$ с

$$i_{a, \tau} = \sqrt{2} \times 30,1 \times e^{\frac{0,05}{0,12}} = 28,1 \text{ кА}$$

Для вводных и секционной ячейки выбирается выключатель вакуумный с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЦ-Э-6-40/2500 У2. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 14.

Таблица 14 - Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель ВВУ-СЭЦ-Э-6-40/2500	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2053 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{п,о}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 28,1 \text{ кА}$	$i_{a,ном.} = \sqrt{2} \times \beta_{нор.}/100) \times I_{откл.ном.} =$ $= \sqrt{2} \times 0,5 \times 40 = 28,3 \text{ кА}$
$I_{п,о}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{н.р.с.} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 76,61 \text{ кА}$	$i_{н.р.с.} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 117,8 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$t_{откл} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \times t_{откл.} = 40^2 \times 0,1 = 160 \text{ кА}^2 * \text{с}$

В ходе сравнения расчетных данных с каталожными выявлено, что данный выключатель соответствует всем параметрам и применяется к установке вводных и секционных ячейках.

Далее произведем проверку выключателя ввода В-300-3. Расчетный ток для данного фидера указан в таблице.

$$I_{max} = 1,4 \times \frac{S_{ном. \text{ В-300-3}}}{\sqrt{3} \times U_{ср}} = 1,4 \times 251,744 = 352,442 \text{ А}$$

Для выбора и проверки аппаратов и проводников принимается к расчету наибольшее начальное значение периодической составляющей рассчитанной в п. 4: $I_{п,о}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}$; $i_{уд} = 76,61 \text{ кА}$.

Термическая стойкость и максимальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания составляет:

$$B_k = 30,1^2 \times 0,01 + 0,12 = 117,8 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$$i_{a, \tau} = \sqrt{2} \times 30,1 \times e^{\frac{0,05}{0,12}} = 28,1 \text{ кА}$$

Выбран выключатель вакуумный с электромагнитным приводом типа ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/630 У2. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 15.

Таблица 15 - Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/630	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 352,442 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{п.о}}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{a, \tau} = 28,1 \text{ кА}$	$i_{a, \text{ном.}} = \sqrt{2} \times \beta_{\text{нор.}} / 100 \times I_{\text{откл.ном.}} =$ $= \sqrt{2} \times 0,5 \times 40 = 28,3 \text{ кА}$
$I_{\text{п.о}}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{\text{н п.с.}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 76,61 \text{ кА}$	$i_{\text{н п.с.}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\text{откл}} < t_{\text{T}}, \text{ то } B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{откл.}} = 40^2 \times 0,1 = 160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В ходе сравнения расчетных данных с каталожными, выявлено, что данный выключатель соответствует всем параметрам и применяется к установке в ячейку ввода В-300-3.

Аналогичным образом проверяются остальные ячейки с вводами. В итоге к установке в ячейек КРУ-СЭЩ-70 принимаются 15 шт. вакуумных выключателей типа ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/1600 и 10 шт. ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/630.

5.1.3 Выбор трансформаторов тока

Условия выбора трансформаторов тока представлены таблице 3.2 в приложении 3.

Максимальный расчетный ток в цепи трансформатора тока равен номинальному току с 40% перегрузкой:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \times \frac{S_{\text{ном. Т}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} = 1,4 \times \frac{32000}{\sqrt{3} \times 6,3 \times 2} = 2053 \text{ А}$$

Устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-70, со следующими техническими данными:

$I_{1\text{ном.}}=2500 \text{ А}$, $K_{\text{эд}}=35$, $K_{\text{T}}=18$, $t_{\text{T}}=1 \text{ с}$, $Z_{2\text{ном.}}=2,4 \text{ Ом}$, $S_{2\text{ном.}}=60 \text{ ВА}$. В таблице 18 приведено сравнение каталожных и расчетных данных, таблица представлена в приложении 3.

Далее трансформатор тока проходит проверку по вторичной нагрузке. Выбрав схему включения и определившись с электрооборудованием подключаемым к обмоткам трансформатора тока, определяем нагрузку для наиболее загруженной фазы. Вторичная нагрузка сведена в таблице 3.3. Таблица представлена в приложении 3.

Из расчетов таблицы 3.3 видно, что наиболее загружена фаза А, следовательно, общее сопротивление фазы составит:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{14.4}{5^2} = 0,576 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов находится по условию (п.6 таблицы 17):

$$R_{\text{пр}} = 2,4 - 0,576 - 0,1 = 1,724 \text{ Ом}$$

Сечение проводов с медными жилами при длине 40 м составит:

$$s = \frac{0,0175 \times 40}{1,724} = 0,41 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм².

5.1.3 Выбор трансформаторов напряжения

Условия выбора трансформаторов напряжения сведены в таблице 16.

Таблицы 16 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

№	Условие выбора и проверки
1	Номинальное напряжение: $U_{\text{ном.}} \leq U_{\text{сет.ном.}}$
2	Конструкция и схема соединения обмоток, класс точности с учетом допустимой вторичной нагрузки
3	<p>Вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном.}}$ где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, [ВА]. Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда</p> $S_{2\Sigma} = \left(S_{\text{ном.}} \times \cos\varphi \right)^2 + \left(S_{\text{ном.}} \times \sin\varphi \right)^2 = P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2$

Далее в таблице 17 представлена вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

$$S_{2\Sigma} = 13,7^2 + 5,3^2 = 14,7 \text{ ВА}$$

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	СВ3020-100	4	1	1	0	1	4	-
Блок Серам	«Серам»	2,5	3	1	0	1	7,5	-
Счетчик активной и реактивной энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	1,9	3	0,38	0,925	1	2,166	5,3
ИТОГО							13,7	5,3

Для установки в КРУ выбран трансформатор напряжения типа НОЛ-СЭЩ-6 с классом точности 0,5Si и номинальной мощностью 50ВА. Таким образом, $S_{2\Sigma} = 14,7 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$, следовательно условие выполняется и трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

5.2 Выбор жестких шин и изоляторов

Выбор сечения жестких шин производится по экономической плотности тока: $s_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{ном}}}{J_{\text{ЭК}}}$ (за исключением сборных шин; сетей напряжением до 1 кВ).

В таблице 3.4 представлены условия выбора и проверки жестких шин. Таблица представлена в приложении 3.

Производится выбор шин в цепи трансформатора со стороны 6 кВ и изоляторов к ним. Максимальные расчетные токи короткого замыкания по п.4:

$$I_{\text{п,о}}^{(1,1)} = 30,1 \text{ кА}, \quad i_{\text{уд}} = 76,61 \text{ кА}, \quad B_{\text{к}} = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчетные токи продолжительных режимов ранее рассчитывались и составляют: $I_{\text{ном}} = 1466,3 \text{ А}$; $I_{\text{max}} = 2053 \text{ А}$.

Сечение медных шин по экономической плотности тока составит:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{ном.}}}{J_{\text{эк}}} = \frac{2053}{1,8} = 1140,56 \text{ мм}^2$$

Принимаем шины прямоугольного сечения $(120 \times 10) \text{ мм}^2 I_{\text{доп}} = 2650 \text{ А}$.

По условиям нагрева в продолжительном режиме работы шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 2053 \text{ А} \leq I_{\text{дл. доп.}} = 2650 \text{ А}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$S_{\text{min}} = \frac{\overline{B}_k}{C_T} = \frac{117,8 \cdot 10^6}{170} = 64 \text{ мм}^2$$

Шины термически стойки, так как: $s_{\text{min}} = 64 \leq s = 1200$.

Частота собственных колебаний шины составит:

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 1 \cdot 10^{-8}}{9,7} = 11,61 \text{ Гц}$$

где $l = 1 \text{ м}$ - длина пролета между изоляторами;

$J = \frac{hb^3}{12} = \frac{12 \cdot 1^3}{12} = 1 \text{ см}^4 = 1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$ - момент инерции поперечного сечения

ны; $E = 10 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ - модуль упругости материала шины;

$r_1 = 4,73$ - параметр основной собственной частоты шины;

$m = 10,69 \text{ кг/м}$ - масса шины на единицу длины.

Так как частота собственных колебаний получилась меньше 200 Гц, то возникнет механический резонанс, поэтому, изменяя длину, добиваемся того, чтобы резонанс был исключен, т.е. $f_0 > 200 \text{ Гц}$:

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,24^2} \cdot \frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 1 \cdot 10^{-8}}{9,7} = 201,64 \text{ Гц}$$

Далее производим проверку шин на электродинамическую стойкость. Рассчитывается максимальное напряжение в материале шины высокой жесткости при двухфазном коротком замыкании на землю составит:

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot 0,24^2 \cdot 76610^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot 0,4} = 7,043 \text{ МПа,}$$

где $a = 0,4$ м - расстояние между фазами; $l_{из} = 0,24$ м - длина пролета; $k_{\phi} = 1,0$ - коэффициент формы, определяется по кривым из справочников; $k_{расп} = 1,0$ - коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников, справочная величина; $\lambda = 12$ - коэффициент, зависящий от условия закрепления шины; $W = \frac{hb^2}{6} = \frac{12 \cdot 1^2}{6} = 2 \text{ см}^3 = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ – момент сопротивления поперечного сечения шины.

Условие по механической прочности шины марки МГМ соблюдается, т.е.

$$\sigma_{раб} = 7,043 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 172 \text{ МПа}$$

Выбор изоляторов. Выбираем опорный изолятор типа ОСК2-10-А-4УХЛ1 высотой $H_{из} = 215$ мм. Максимальная нагрузка на изолятор составит:

$$F_{расч}^{(2)} = \frac{2 \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l_{из} (i_{уд}^2)^2 k_{\phi} k_{расп} = \frac{2 \cdot 10^{-7}}{0,4} \cdot 0,24^2 \cdot 76610^2 \cdot 1 \cdot 1 = 169,03 \text{ Н.}$$

Изолятор удовлетворяет условиям электродинамической стойкости, т.к.

$$F_{расч} = 169,03 \text{ Н} \leq F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \frac{H_{из}}{H} = 0,6 \cdot 2000 \cdot \frac{0,215}{0,285} = 905,3 \text{ Н,}$$

где $F_{разр} = 2000$ Н - разрушающая нагрузка на изгиб, взята из каталога производителя; $H = H_{из} + b + \frac{h}{2} = 215 + 10 + \frac{120}{2} = 285$ мм.

5.3 Выбор кабелей

Условия выбора кабельных линий представлены в таблице 3.5, указанной в приложении 3.

Существуют изоляции полиэтиленовые, пластиковые, резиновые и бумажные.

Широкое применение в городах получили силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Данные кабели предназначены для прокладки в каналах или траншеях с установкой дополнительной защиты от повреждения кабеля, так как конструкция не допускает использование стальных защитных покровов.

Кабельные линии с изоляцией из ПВХ пластиката не распространяют горения, но имеют пониженные диэлектрические характеристики, что приводит к увеличению потерь в изоляции.

Кабели с бумажной изоляцией не рекомендуется применять, так как у них высокая пожароопасность.

Кабели с изоляцией из обычной резины обладают рядом недостатков, например, рабочая температура жилы не более 65 °С, низкий срок службы. Для устранения этих недостатков зарубежные производители разработали новые материалы - этиленпропиленовая (ЭПР) и кремнийорганическая резины. Кабели с этиленпропиленовой резиной используются для прокладки по воздуху и в земле. В нашей стране кабели с этиленпропиленовой резиной рекомендуются для прокладки на нефтехимических предприятиях.

Кабельное хозяйство предприятия ООО «Тольяттикаучук» находится в плачевном состоянии, большинство кабельных линий эксплуатируется свыше 35 лет, в основном бумажная изоляция. В итоге подобного упущения наблюдаются неоднократные повреждения кабелей, что в итоге привело к недовыпуску продукции или к необратимым нарушениям в технологическом процессе. Дальнейшая эксплуатация подобных кабельных линий снижает надежность электроснабжения производств, поэтому предлагается заменить все отходящие линии от ГПП-2.

Так как ООО «Тольяттикаучук» предприятие взрывоопасное, то в соответствии с гл. 7.3. ПУЭ применение кабелей с медными жилами и бронированные стальными лентами.

Пользуясь исходными данными, произведем расчет сечения кабелей для всех отходящих фидеров подстанции ГПП-2. Расчет представим в таблице И.1, приложение И.

Все силовые кабели прокладываются открыто в воздухе. Максимальная температура жил кабеля ВБШвнг(А)-LS составляет 70°С. Из ПУЭ принимаем $k_1 = 0,75$; $k_2 = 1,29$. Термическая стойкость с продолжительностью короткого замыкания $t_{откл.} = 0,2$ с составляет:

$$B_k = 30,1^2 \times 0,2 + 0,12 = 289,9 \times 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Из таблицы 8 [4]: $C_T = 120 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$

Таким образом выбранные кабели прошли проверку на термическую стойкость и применяются к монтажу.

5.4 Выбор реакторов

Условия выбора реакторов представлены в таблице 18.

Таблицы 18 – Условия выбора и проверки ректоров

№	Условие выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном.}}$
2	Номинальному току	$I_p \leq I_n$
3	По индуктивному сопротивлению	

Индуктивное сопротивление реактора выбирается в основном по условию ограничения тока КЗ. Для выбора индуктивного сопротивления реактора задаются типом выключателя. Который должен быть установлен на присоединении, т.е. требуется ограничить ток КЗ так, чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальными токами отключения $I_{\text{откл.ном.}}$.

Результирующее сопротивление цепи КЗ до места установки реактора можно определить по выражению:

Результирующее сопротивление цепи короткого замыкания до места установки реактора можно определить по выражению, Ом:

$$X_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{п.о}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \times 29,3} = 0,124 \text{ Ом.}$$

Требуемое сопротивление цепи короткого замыкания. Ом, для снижения тока короткого замыкания до величины $I_{\text{п.о. треб}}$:

$$X_{\text{рез. треб.}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{п.о. треб}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \times 18,1} = 0,201 \text{ Ом,}$$

где $I_{\text{п.о. треб}}$ – наименьшее значение требуемого тока короткого замыкания за реактором определенного по двум условиям:

а) исходя из отключающей способности выключателей, устанавливаемых в КРУ:

$$I_{\text{п.о.треб}} = \frac{I_{\text{откл.ном}}(1+\beta_{\text{нор}})}{1+e^{\frac{-\tau}{T_a}}} = \frac{20 \times (1+0,5)}{1+e^{\frac{-0,05}{0,12}}} = 18,1 \text{ кА}$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,04 = 0,05$ с, $t_{\text{рз}} = 0,01$ с – время действия релейной защиты; $t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя; $\beta_{\text{нор}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (%), которое определяется по известным кривым; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с, для цепей защищаемых реактором. $T_a = 0,23$ с;

б) исходя из обеспеченности термической стойкости силовых кабелей электросети.кА:

$$I_{\text{п.о.треб}} = \frac{s_{\text{стан}} C_T \times 10^{-3}}{t_{\text{откл}} + T_a},$$

где $s_{\text{стан}}$ – стандартное сечение кабеля, предварительно выбранное по экономической плотности тока, мм²; C_T – функция, значения которой приведены в ГОСТ Р 52736-2007 «Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания». Для кабеля до 10 кВ с медными лами $C_T = 140 \text{ А} \times \text{с}^{\frac{1}{2}} / \text{мм}^2$.

Сечение кабельной линии по экономической плотности тока находится по следующей формуле:

$$s_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{ном.}}}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{1466,3}{2} = 733,14 \text{ мм}^2,$$

где $J_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², для заданных условий работы. Выбираемое по табл. 1.3.36 ПУЭ-6. Для данного примера $J_{\text{ЭК}} = 2 \text{ А/мм}^2$. $s_{\text{стан}} = 120 \times 6,5 = 780 \text{ мм}^2$.

$$I_{\text{п.о.треб}} = \frac{780 \times 140 \times 10^{-3}}{0,05 + 0,12} = 264,85 \text{ кА}$$

Разность полученных значений сопротивлений дает требуемое сопротивление реактора, Ом:

$$X_{\text{треб. реакт}} = X_{\text{резтреб}} - X_{\text{рез}} = 0,201 - 0,124 = 0,077 \text{ Ом}$$

По каталогу производителя «Свел-РосЭнергоТранс» выбирается реактор с ближайшим индуктивным сопротивлением – выбран токоограничивающий трехфазный реактор с естественным охлаждением на $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$, $X_{\text{реакт}} = 0,1 \text{ Ом}$ типа РТСТ 10-2500-0,1 УХЛЗ.

После выбора реактора рассчитывается ток короткого замыкания за реактором:

$$I_{\text{п.о.}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times (X_{\text{рез}} + X_{\text{реакт}})} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \times (0,124 + 0,201)} = 11,2 \text{ кА.}$$

Выбранный реактор проверяется:

4) на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}},$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток при трехфазном коротком замыкании за реактором;

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times I_{\text{п.о.}} \times k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times 11,2 \times 1,8 = 28,511 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} = 66,2 \text{ кА} \text{ – из каталога РТСТ 10-2500-0.1 УХЛЗ.}$$

Данное условие выполняется.

5) на термическую стойкость

$$W_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{T}},$$

где I_{T} , t_{T} – номинальные параметры реактора; $I_{\text{T}} = 19,5 \text{ кА}$, $t_{\text{T}} = 0,05 \text{ с}$.

$$W_{\text{к}} = I_{\text{T}}^2 \times t_{\text{T}} = 19,012 \text{ кА.}$$

6) по остаточному напряжению

$$U_{\text{ост}} \% = X_{\text{реакт}} \frac{\sqrt{3} \times I_{\text{п.о.}}}{U_{\text{ном}}} 100 = 0,1 \frac{\sqrt{3} \times 11,2}{6,3} 100 = 68\%$$

Значение $U_{\text{ост}} \%$ по условиям работы потребителей должно быть не менее 65-70%. Данное условие выполняется.

6 Релейная защита

Посредством элементов релейной защиты выявляются места возникновения короткого замыкания и быстрое их отключение от остальной неповрежденной части электрической установки или электрической сети. Так же выявляются нарушения нормальных режимов работы оборудования с подачей предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

В работе рассматривается защита силовых трансформаторов 32 МВА, вводных и секционных выключателей и отходящих линий.

Для силовых трехобмоточных трансформаторов предусматривается следующая основная защита:

а) продольная дифференциальная токовая защита от всех видов замыканий на вводах и в обмотках сторон с заземленной нейтралью, а также от многофазных замыканий и в обмотках сторон с изолированной нейтралью с действием на отключение ввода 6 кВ и 110 кВ;

б) газовые защиты трансформатора и контактора РПН с действием на отключение ввода 110 и 6 кВ;

в) дифференциальная токовая защита дополнительных элементов (добавочный трансформатор, синхронный компенсатор, участки ошиновки).

Так же предусматриваются резервные защиты. Эти защиты резервируют основные защиты и реагируют на внешние КЗ, действуя на отключение с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель одной из сторон низшего напряжения (обычно той, где установлены защиты), со второй – все выключатели объекта.

Резервные защиты от замыканий на землю выполняются в виде МТЗ нулевой последовательности.

Так же предусматриваются защиты, действующие на сигнал. Кэтим относятся:

а) защита напряжения нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне низшего напряжения (НН), работающей в режиме с изолированной нейтралью; применяется когда возможна работа с отключенным выключателем на стороне низшего напряжения;

б) МТЗ от симметричного перегрева для трансформаторов с односторонним питанием устанавливается только со стороны питания (если одна из обмоток имеет мощность 60%, то защита от перегруза устанавливается и на этой стороне), для автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием защита от перегруза устанавливается на каждой стороне объекта; защита выполняется с токовым реле в одной фазе и независимой выдержкой времени действующей на сигнал;

в) газовая защита, действующая на сигнал при медленном выделении газа.

Таким образом для трансформаторов предусматривается защита от внешних многофазных КЗ, выполнены в виде токовой направленной защиты обратной последовательности и дополнительной к ней МТЗ с пуском напряжения от трехфазных КЗ, дистанционной защиты, МТЗ с комбинированным пуском напряжения стороны низшего напряжения, питаемой от трансформаторов тока на стороне низшего напряжения, встроенных в бак трансформатора.

Данные виды защит на ГПП-2 реализованы на базе SeramT40, Seram 49T, SeramT87 (диф. защита).

Защита стороны 6 кВ выполнена двух ступенчатой МТЗ, на отходящих линиях установлены токовая отсечка (ТО) и МТЗ с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Потребители ГПП-2 по надежности электроснабжения относятся к 1 и 2 категории, предусматривается автоматическое включение резерва (АВР); АВР трансформаторов собственных нужд; автоматическое включение обогрева счетчиков и помещений с трансформаторами собственных нужд.

Для реализации данных защит предлагается защита на базе Seram 20, данная защита зарекомендовала себя как надежная и безотказная.

7 Расчет заземления и молнии защиты для ГПП-2

Все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, должны заземляться. В зависимости от места размещения заземлителей относительно заземляемого оборудования различают два типа заземляющих устройств: выносное и контурное.

При контурном заземляющем устройстве электроды заземлителя размещают по контуру (периметру) площадки, на которой находится заземляемое оборудование, а также внутри этой площадки.

В открытых электроустановках корпуса присоединяют непосредственно к заземлителю проводами. В зданиях прокладывается магистраль заземления, к которой присоединяются заземляющие провода. Магистраль заземления соединяют с заземлителем не менее чем в двух местах.

В качестве заземлителей используют естественные и искусственные заземлители. Мы используем искусственные заземлители, к ним относятся: стержни из угловой стали, стальные трубы, прутковая сталь.

При выносном заземляющем устройстве заземлитель вынесен за пределы площадки, на которой размещено заземляемое оборудование.

При контурном заземляющем устройстве электроды заземлителя размещают по контуру (периметру) площадки, на которой находится заземляемое оборудование. А также внутри этой площадки.

В качестве заземлителей в первую очередь следует использовать естественные заземлители в виде проложенных под землей металлических коммуникаций (за исключением трубопроводов для горючих и взрывчатых веществ, труб теплотрасс). Металлических конструкций зданий, соединенных с землей. Свинцовых оболочек кабелей, обсадных труб артезианских колодцев, скважин и т.д.

Если сопротивление естественных заземлителей удовлетворяет требуемым нормам R_3 , то устройство искусственных заземлителей не требуется. Если

R_3 не удовлетворяет требованиям норм, тогда используют искусственные заземлители.

Заземлители забивают в ряд или по контуру на такую глубину, при которой от верхнего конца заземлителя до поверхности земли остается 0,5-0,8 м. Расстояние между вертикальными заземлителями должно быть не менее 2,5-3 м. Для соединения вертикальных заземлителей между собой применяют стальные полосы толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм² или стальной провод диаметром не менее 6 мм. Полосы (горизонтальные заземлители) соединяют с вертикальными заземлителями сваркой.

Нормируемые сопротивления заземляющих устройств приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Нормируемые сопротивления заземляющих устройств

Наибольшие допустимые сопротивления заземляющих устройств R_3 , Ом	Характеристики электроустановок
$R_3 \leq 0,5$	Для электроустановок напряжением выше 1 кВ и при расчетном токе замыкания на землю $I_3 > 500$ А.
$R_3 = \frac{250}{I_3} \leq 10$	Для электроустановок напряжением выше 1 кВ и при расчетном токе замыкания на землю $I_3 < 500$ А.
$R_3 \leq 4,0$	В электроустановках напряжением 380/220 В.

Согласно ПУЭ расчет заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше производится по допустимому сопротивлению заземления $R_3=0,5$ Ом. Это приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала. Опыт эксплуатации РУ 110 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины R_3 .

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей; соединительных полос; полос, расположенных вдоль рядов оборудования; выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Расстояние между полосами должно быть не более 30 м.

Сложный заземлитель заменяется расчетной квадратной моделью при условии равенства их площадей S , общей длины L_s горизонтальных проводников, глубины их заложения t , числа и длины вертикальных заземлителей и глубины их заложения. В реальных условиях удельное сопротивление грунта неодинаково по глубине. Как правило, верхние слои имеют большее удельное сопротивление, а нижние – меньшее сопротивление. Увлажненные слои – меньшее сопротивление. В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной h_1 с удельным сопротивлением ρ_1 , нижний с удельным сопротивлением ρ_2 .

Таблица 20 - Допустимые напряжения прикосновения

Длительность воздействия, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	Более 1 до 3
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения. В	500	400	200	130	100	65

Заземляющее устройство на ОРУ-11кВ ГПП-2 было выполнено в 1967 году. Заземляющее устройство проходит ежегодное испытание согласно утвержденному графику, в результате которого сопротивление данного устройства не соответствует нормам поэтому требуется его замена.

Расчет производится в следующем порядке:

1) зная наибольшее допустимое напряжение прикосновения (таблица №10.2) $U_{пр.доп.} = 500$ В для $\tau = t_{рз} + t_{с.в} = 0,01 + 0,07 = 0,08$ с – длительность воздействия. Определяет напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп.}}{k_{\Pi}} = \frac{500}{0,17} = 2941,2 \text{ Ом,}$$

где k_{Π} – коэффициент напряжения прикосновения; для сложных заземлителей определяется по формуле:

$$k_{\Pi} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_{г}}{a S}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,88}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot 12 \cdot 20}\right)^{0,45}} = 0,17,$$

где $l_B = 5$ м – длина вертикального заземлителя, м;

$L_{\Gamma} = 128$ м – длина горизонтальных заземлителей, м;

$A=5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$S=240$ м² – площадь заземляющего устройства, м²;

M – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 следующим образом:

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	10
M	0,36	0,50	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,8	0,82

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{\text{ч}}$ и сопротивлению растекания тока от ступней $R_{\text{с}}$:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88$$

В расчетах принимают $R_{\text{ч}}=1000$ Ом, $R_{\text{с}}=1,5 \cdot \rho_{\text{в.с.}}$, где $\rho_{\text{в.с.}}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли, Ом*м. $\rho_{\text{в.с.}} = 84$ Ом * м

2) так как $U_3 = I_3 R_3$, то сопротивление заземляющего устройства должна быть, Ом:

$$R_{3,\text{доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{2941,2}{9100} = 0,32 \text{ Ом,}$$

где I_3 – расчетный ток однофазного короткого замыкания в рассматриваемой установке. $I_3 = 9,1$ кА.

3) определяют общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель, Ом:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\bar{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}},$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со сторонами:

$$\bar{S} = \sqrt{12 \cdot 20} = 15,5 \text{ м.}$$

Число ячеек по сторонам квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \bar{S}} - 1 = \frac{128}{2 \cdot 15,5} - 1 = 3,1;$$

принимаем $m = 3$.

Длина полос в расчетной модели

$$L'_{\Gamma} = 2 \bar{S} m + 1 = 124 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\bar{S}}{m} = 5,17 \text{ м.}$$

Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура при условии $\frac{a}{l_B} = 1$:

$$n_B = \frac{\bar{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{15,5 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 12,4$$

принимаем $n_B = 12$.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B n_B = 5 \cdot 12 = 60 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_B + t}{\bar{S}} = \frac{5 + 0,7}{15,5} \cdot 0,368 > 0,1,$$

тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\bar{S}} = 0,385 - 0,25 \frac{5 + 0,7}{15,5} = 0,293.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_{\text{э}}}{\bar{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,293 \frac{84}{15,5} + \frac{84}{124 + 60} = 2,044 \text{ Ом,}$$

что больше $R_{3, \text{доп}} = 0,32 \text{ Ом.}$

На ОРУ-110 кВ имеются молниеотводы, выполненные 1967 году стальными стержнями и установленными на верхней отметке четырех порталов на высоте 11 м, под защищаемую зону которых полностью подпадает вся территория ГПП-2. Поэтому расчет молниеотводов не выполняется.

Заключение

При выполнении работы на тему «Реконструкция электрооборудования подстанции ГПП-2 ООО «Тольяттикаучук»» выполнен расчет электрической нагрузки производств и подстанции ГПП-2 без учета и с учетом компенсации реактивной мощности, выбран тип, число и мощность силовых трансформаторов с учетом экономичных режимов их работы.

Произведен выбор числа и мощности трансформаторов производств. Трансформаторы с масляной системой охлаждения типа ТМ заменены на трансформаторы с воздушной системой охлаждения типа ТСЗ.

Расчетным путем было определено, что для подстанции ГПП-2 экономически выгодна мощность силовых трансформаторов 32 МВА. Существующие двухобмоточные силовые трансформаторы были заменены на силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения типа ТРДН-32000/110/6/6 производителя ООО «Тольяттинский трансформатор».

Был произведен расчет токов короткого замыкания на напряжение выше 1 кВ. В результате чего был выявлен самый тяжелый вид короткого замыкания—двухфазное замыкание на землю. По данному виду короткого замыкания производился дальнейший выбор электрических аппаратов и проводников.

Для ограничения токов короткого замыкания расчетным путем приняты к установке токоограничивающие трехфазные реактор с естественным охлаждением типа РТСТ 10-2500-0,1 УХЛЗ

В ЗРУ-6 кВ ГПП-2 были приняты к установке ячейки КРУ-СЭЩ-70, укомплектованные вакуумными выключателями ВВУ от производителя ЗАО «Группа компаний «Электрощит-ТМ Самара».

Итогом выполнения данной работы является повышение надежности электроснабжения производства СБИ, ИИФ, изопрена и части вспомогательных производств ООО «Тольяттикаучук».

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2010 г. – М.: КРОНУС, 2010. – 488 с.
2. ГОСТ 12.0.003-74*. - Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. –Введ. 1976-01-01. - Госуд. комитет по стандартам; М.: Изд-во стандартов,2004. – 4 с.
3. ГОСТ Р 52719-2007. – Трансформаторы силовые. Общие технические указания. – Введ. 2007-04-09. Госуд. комитет по стандартам; М.: Изд-во стандартов,2007. – 41 с.
4. ГОСТ Р 52735-2007. – Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – Введ. 2007-07-12. Госуд. комитет по стандартам; М.: Изд-во стандартов,– 36 с.
5. ГОСТ Р 52736-2007. – Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – Введ. 2007.07.12. Госуд. комитет по стандартам; М.: Изд-во стандартов,– 40 с.
6. ГОСТ Р 12.1.019-2009 – Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
7. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания РД 153-34.0-20.527-98.
8. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: МЭИ, 2004. – 41 с.
9. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е изд., с изм. и доп.). – М.: Энергоатомиздат, 2000. - 91 с.
10. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие/В.В. Вахнина. -Изд. 2-е, стер.- Тольятти: ТГУ, 2011. - 69 с.

11. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования/В.В.Вахнина, В.Л.Горячева, Ю.В.Степкина – Тольятти: ТГУ, 2004. - С.92.
12. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебно–методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования/В.В.Вахнина, А.Н.Черненко – Тольятти: ТГУ, 2007. - С.54.
13. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок: учеб.пособие/ В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти ТГУ, 2008. – 91 с.
14. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М.: Энергия, 2006. – Т.4,6.
15. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ. – М.: Изд-во НТК «Электропроект», 2000.
16. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения/ Г.Н. Ополева, - М.:ФОРУМ-ИНФРА-М, 2006. – 480 с.
17. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб.пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. – М.: Академия, 2006. – 416 с.
18. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Под научной редакцией Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 355 с.
19. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2010. – 448 с.
20. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы с нарушением симметричной работы СЭС.: учеб.метод. пособие для курсового проектир. / В.В. Сенько. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 40 с.

21. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в СЭС.:учеб.метод. пособие / В.В. Сенько. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 59 с.
22. Системы электроснабжения : учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Ростов н/Д : Феникс, 2011. – 382 с. : ил. – (Высшее образование).
23. Справочная книга электрика / под ред. В.И. Григорьева, - М.: Колос, 2004. – 746с.
24. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
25. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб.пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006. - 150 с.
26. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования/ Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков, - Тольятти: ТГУ, 2007. – 124 с.
- 27.Yokogawa Electric, hardware reference year 2015-16 [Электронныйресурc].<http://www.yokogawa.com/>;
- 28.Honeywell Sensing and Control product catalog 2015 [Электронный ресурc].<http://sensing.honeywell.com/>;
- 29.Toshiba Semiconductor Company operating instructions manual publication 1-3 [Электронный ресурc].<http://toshiba.semicon-storage.com/ap-en/top.html>
- 30 .Shoulder Electronics Ltd. Manual for the design of substations edition 2 [Электронный_ресур].<http://www.shoulder.cn/en/home.aspx>.
- 31.Asea Brown Boveri Ltd. (ABB).product catalog 2015 [Электронный ресурc]. <http://www.abb.com/>

Приложение

Приложение А

Таблица А1 – Расчет нагрузки трансформатора Т-1-19 подстанции №19

Исходные данные				Справ. данные			Расчетные величины			пэ	Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
Цеховые данные		Ном. мощность, кВт										Ки	cosφ	tgφ	
Наименование ЭП	Кол. ЭП, шт.	одно-го ЭП	общая Pн=пpн												
Насос	1	132	132	0,5	0,89	0,512	66	33,79							
Насос	1	10	10	0,6	0,88	0,54	6	3,24							
Насос	4	55	220	0,5	0,89	0,512	110	56,32							
Насос	9	18,5	166,5	0,6	0,89	0,512	99,9	51,15							
Насос	8	13	104	0,6	0,88	0,54	62,4	33,70							
Насос	1	2,2	2,2	0,6	0,86	0,593	1,32	0,78							
Насос	4	15	60	0,6	0,89	0,512	36	18,43							
Насос	3	22	66	0,6	0,88	0,54	39,6	21,38							
Насос	2	20	40	0,6	0,88	0,54	24	12,96							
Насос	4	30	120	0,5	0,88	0,54	60	32,40							
Лебедка	1	2,8	2,8	0,14	0,87	0,567	0,392	0,22							
Насос	2	5,5	11	0,6	0,88	0,54	6,6	3,56							
Насос	2	8	16	0,6	0,86	0,593	9,6	5,69							
Насос	9	4,5	40,5	0,6	0,86	0,593	24,3	14,41							
Насос	1	1,1	1,1	0,6	0,86	0,593	0,66	0,39							
Вентсистема	2	22	44	0,4	0,86	0,593	17,6	10,44							
Насос	1	5,5	5,5	0,6	0,89	0,512	3,3	1,6896							
Вентсистема	5	4	20	0,6	0,86	0,593	12	7,116							
Вентсистема	2	15	30	0,6	0,87	0,567	18	10,21							

Продолжение таблицы А.1

Исходные данные							Расчетные величины			пэ	Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
Цеховые данные		Справ. данные		Ки	cosφ	tgφ	КиPн	КиPнтgφ	m			активная, кВт $P_p = K_p \Sigma K_{иPн}$	реактивная, квар $Q_p = 1,1 \Sigma K_{иPнтgφ}$ при $n \leq 10$ $Q_p = \Sigma K_{иPнтgφ}$ при $n > 10$	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
Наименование ЭП	Кол. ЭП, шт.	Номинальная мощность, кВт													
Насос	1	3	3	0,6	0,88	0,54	1,8	0,97							
Насос	1	11	11	0,6	0,88	0,54	6,6	3,56							
Насос	1	75	75	0,6	0,89	0,512	45	23,04							
Вентсистема	1	8	8	0,6	0,86	0,593	4,8	2,85							
ИТОГО без освещения	66	132/1,1	1188,6	0,552	-	0,531	655,872	348,31	m>3	66	1	655,872	348,31	742,6208	68,1366
Освещение			42	0,5	0,85	0,63						21	13,23		
Итого с освещ.			1230,6	0,55	-	0,534						676,872	361,5367	767,3751	70,40784

Приложение Б

Таблица Б.1-Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах типа ТРДН-32000/110/6/6

i	S_{Bi} , кВА	S_{H1i} , кВА	S_{H2i} , кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт×ч	$k_{з.в.i}$	$k_{з.н1.i}$	$k_{з.н2.i}$	$\Delta W_{к.в i}$, кВт×ч	$\Delta W_{к.н1 i}$, кВт×ч	$\Delta W_{к.н2 i}$, кВт×ч
1	28426	15505,5	12920,5	2	672	39621,12	0,89	0,48	0,40	5567,88	48437,22	33633,06
2	28373,45	15452,95	12920,5	2	48	2830,08	0,89	0,48	0,40	396,24	3436,39	2402,36
3	28238,71	15318,21	12920,5	2	24	1415,04	0,88	0,48	0,40	196,24	1688,36	1201,18
4	25986,41	15318,21	10668,2	2	672	39621,12	0,81	0,48	0,33	4653,19	47274,15	22929,26
5	25341,1	14672,99	10668,2	2	48	2830,08	0,79	0,46	0,33	316,07	3098,25	1637,80
6	24040,1	14454,6	9585,5	2	24	1415,04	0,75	0,45	0,30	142,22	1503,36	661,12
7	23735,83	14454,6	9281,23	2	648	38206,08	0,74	0,45	0,29	3743,46	40590,61	16734,95
8	23709,63	14428,4	9281,23	2	48	2830,08	0,74	0,45	0,29	276,68	2995,82	1239,63
9	23253,53	13972,3	9281,23	2	24	1415,04	0,73	0,44	0,29	133,07	1404,71	619,81
10	22868,6	13972,3	8896,3	2	24	1415,04	0,71	0,44	0,28	128,70	1404,71	569,47
11	22312,33	13972,3	8340,03	2	648	38206,08	0,70	0,44	0,26	3307,91	37927,06	13512,90
12	21547,5	13207,47	8340,03	2	48	2830,08	0,67	0,41	0,26	228,52	2510,26	1000,96
13	20938,52	12613,59	8324,93	2	48	2830,08	0,65	0,39	0,26	215,79	2289,59	997,33
14	20409,39	12613,59	7795,8	2	648	38206,08	0,64	0,39	0,24	2767,73	30909,42	11806,87
15	19471,89	11676,09	7795,8	2	48	2830,08	0,61	0,36	0,24	186,62	1961,89	874,58
16	19113,66	11542,16	7571,5	2	24	1415,04	0,60	0,36	0,24	89,91	958,57	412,49
17	18877,66	11542,16	7335,5	2	672	39621,12	0,59	0,36	0,23	2455,58	26839,96	10840,94
18	18837,86	11502,36	7335,5	2	48	2830,08	0,59	0,36	0,23	174,66	1903,94	774,35
19	18102,89	11376,85	6726,04	2	672	39621,12	0,57	0,36	0,21	2258,16	26076,65	9114,37
20	17582,38	10856,31	6726,07	2	24	1415,04	0,55	0,34	0,21	76,08	848,04	325,52
21	16805,25	10079,21	6726,04	2	48	2830,08	0,53	0,31	0,21	139,00	1461,95	651,03
22	15217,14	10079,21	5137,93	2	672	39621,12	0,48	0,31	0,16	1595,60	20467,31	5318,44
23	14059,04	9529,21	4529,83	2	24	1415,04	0,44	0,30	0,14	48,64	653,38	147,64
24	13981,74	9451,91	4529,83	2	24	1415,04	0,44	0,30	0,14	48,11	642,82	147,64

Продолжение таблицы Б.1

i	S_{Bi} , кВА	S_{H1i} , кВА	S_{H2i} , кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт×ч	$k_{з.в.i}$	$k_{з.н1.i}$	$k_{з.н2.i}$	$\Delta W_{к.в i}$, кВт×ч	$\Delta W_{к.н1 i}$, кВт×ч	$\Delta W_{к.н2 i}$, кВт×ч
25	13894,04	9451,91	4442,13	2	672	39621,12	0,43	0,30	0,14	1330,20	17998,94	3975,49
26	13777,18	9451,91	4325,27	2	24	1415,04	0,43	0,30	0,14	46,71	642,82	134,61
27	11903,48	7578,21	4325,27	2	720	42451,2	0,37	0,24	0,14	1046,09	12396,65	4038,29
28	10410,63	6587,61	3823,02	2	24	1415,04	0,33	0,21	0,12	26,67	312,25	105,16
29	9954,87	6339,85	3615,02	2	696	41036,16	0,31	0,20	0,11	707,24	8386,98	2726,90
30	9452,87	6339,85	3113,02	1	24	707,52	0,30	0,20	0,10	43,98	578,41	139,46
31	6797,71	4232,55	2565,16	1	720	21225,6	0,21	0,13	0,08	682,30	7734,02	2840,73
						494556,48				33029,27	355334,47	151514,34
										$\Delta W_{ki} = 539878,08$		
						$\Delta W_{nc} = 1034434,56$						

Приложение В

Таблица В.1- Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах типа ТРДН-40000/110/6

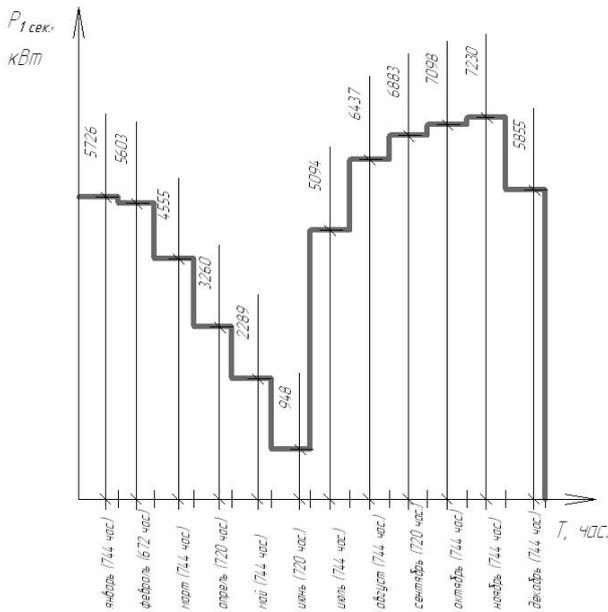
i	S_{Bi} , кВА	S_{H1i} , кВА	S_{H2i} , кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт×ч	$k_{з.в.i}$	$k_{з.н1.i}$	$k_{з.н2.i}$	$\Delta W_{к.в i}$, кВт×ч	$\Delta W_{к.н1 i}$, кВт×ч	$\Delta W_{к.н2 i}$, кВт×ч
1	28426	15505,5	12920,5	2	672	37094,4	0,89	0,48	0,40	6962,51	55813,25	38754,70
2	28373,45	15452,95	12920,5	2	48	2649,6	0,89	0,48	0,40	495,48	3959,68	2768,19
3	28238,71	15318,21	12920,5	2	24	1324,8	0,88	0,48	0,40	245,40	1945,47	1384,10
4	25986,41	15318,21	10668,2	2	672	37094,4	0,81	0,48	0,33	5818,71	54473,06	26420,93
5	25341,1	14672,99	10668,2	2	48	2649,6	0,79	0,46	0,33	395,24	3570,06	1887,21
6	24040,1	14454,6	9585,5	2	24	1324,8	0,75	0,45	0,30	177,85	1732,29	761,79
7	23735,83	14454,6	9281,23	2	648	35769,6	0,74	0,45	0,29	4681,11	46771,75	19283,35
8	23709,63	14428,4	9281,23	2	48	2649,6	0,74	0,45	0,29	345,98	3452,03	1428,40
9	23253,53	13972,3	9281,23	2	24	1324,8	0,73	0,44	0,29	166,40	1618,61	714,20
10	22868,6	13972,3	8896,3	2	24	1324,8	0,71	0,44	0,28	160,94	1618,61	656,19
11	22312,33	13972,3	8340,03	2	648	35769,6	0,70	0,44	0,26	4136,47	43702,60	15570,65
12	21547,5	13207,47	8340,03	2	48	2649,6	0,67	0,41	0,26	285,76	2892,52	1153,38
13	20938,52	12613,59	8324,93	2	48	2649,6	0,65	0,39	0,26	269,83	2638,25	1149,21
14	20409,39	12613,59	7795,8	2	648	35769,6	0,64	0,39	0,24	3460,99	35616,31	13604,82
15	19471,89	11676,09	7795,8	2	48	2649,6	0,61	0,36	0,24	233,36	2260,65	1007,76
16	19113,66	11542,16	7571,5	2	24	1324,8	0,60	0,36	0,24	112,43	1104,54	475,30
17	18877,66	11542,16	7335,5	2	672	37094,4	0,59	0,36	0,23	3070,65	30927,15	12491,81
18	18837,86	11502,36	7335,5	2	48	2649,6	0,59	0,36	0,23	218,41	2193,87	892,27
19	18102,89	11376,85	6726,04	2	672	37094,4	0,57	0,36	0,21	2823,77	30047,60	10502,31
20	17582,38	10856,31	6726,07	2	24	1324,8	0,55	0,34	0,21	95,13	977,17	375,09
21	16805,25	10079,21	6726,04	2	48	2649,6	0,53	0,31	0,21	173,82	1684,58	750,16
22	15217,14	10079,21	5137,93	2	672	37094,4	0,48	0,31	0,16	1995,26	23584,07	6128,33
23	14059,04	9529,21	4529,83	2	24	1324,8	0,44	0,30	0,14	60,83	752,87	170,13
24	13981,74	9451,91	4529,83	2	24	1324,8	0,44	0,30	0,14	60,16	740,71	170,13

Продолжение таблицы В.1

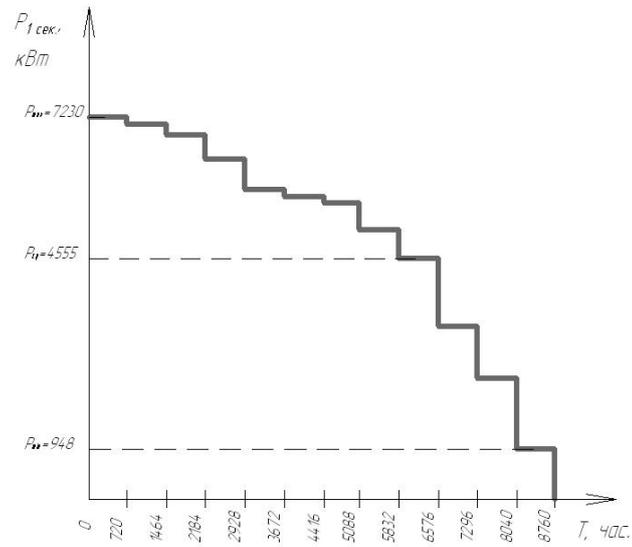
i	S_{Bi} , кВА	S_{H1i} , кВА	S_{H2i} , кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт×ч	$k_{э.в.i}$	$k_{э.н1.i}$	$k_{э.н2.i}$	$\Delta W_{к.в.i}$, кВт×ч	$\Delta W_{к.н1 i}$, кВт×ч	$\Delta W_{к.н2 i}$, кВт×ч
25	13894,04	9451,91	4442,13	2	672	37094,4	0,43	0,30	0,14	1663,38	20739,82	4580,87
26	13777,18	9451,91	4325,27	2	24	1324,8	0,43	0,30	0,14	58,41	740,71	155,11
27	11903,48	7578,21	4325,27	2	720	39744	0,37	0,24	0,14	1308,11	14284,41	4653,24
28	10410,63	6587,61	3823,02	1	24	662,4	0,33	0,21	0,12	66,71	719,60	242,35
29	9954,87	6339,85	3615,02	1	696	19209,6	0,31	0,20	0,11	1768,79	19328,30	6284,30
30	9452,87	6339,85	3113,02	1	24	662,4	0,30	0,20	0,10	55,00	666,49	160,69
31	6797,71	4232,55	2565,16	1	720	19872	0,21	0,13	0,08	853,20	8911,75	3273,32
						443145,6				42220,06	419468,80	177850,29
										$\Delta W_{ki} = 639539,16$		
						$\Delta W_{ис} = 1082684,76$						

Приложение Г

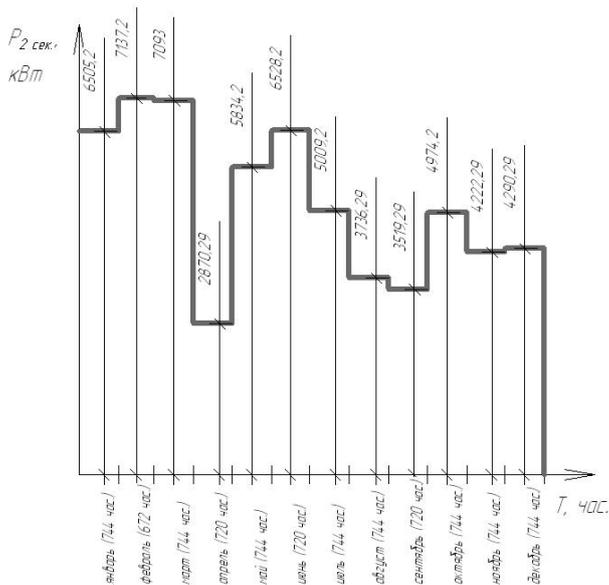
Упорядоченные годовые графики подстанции ГПП-2 по секциям



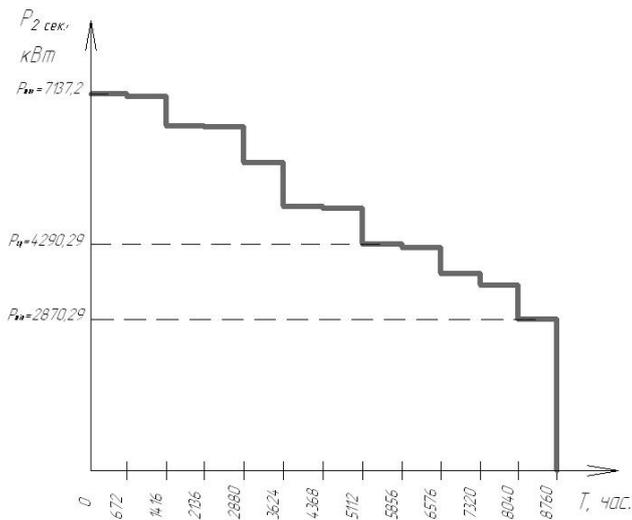
а)



б)

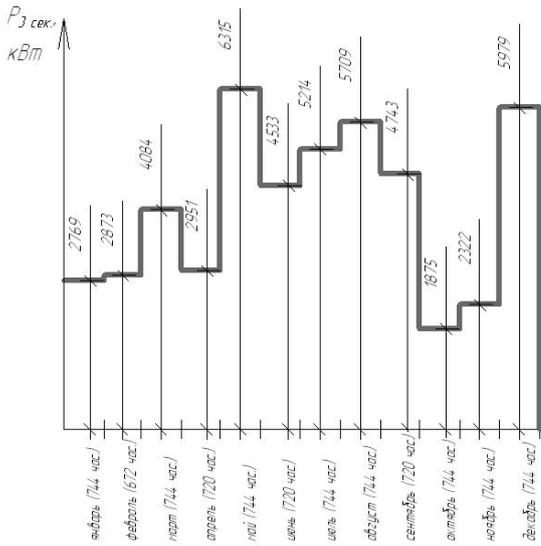


в)

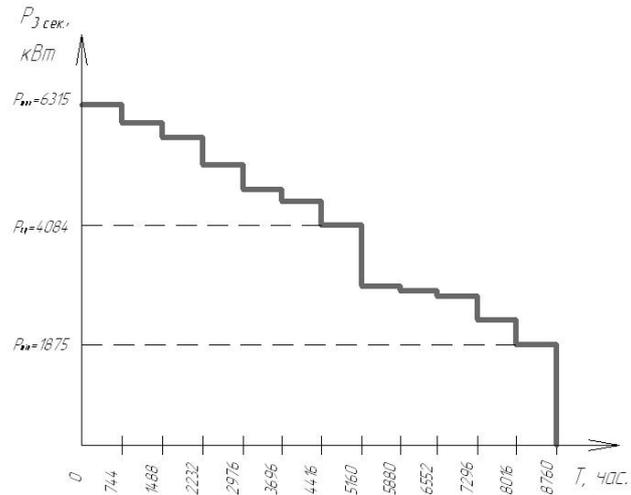


г)

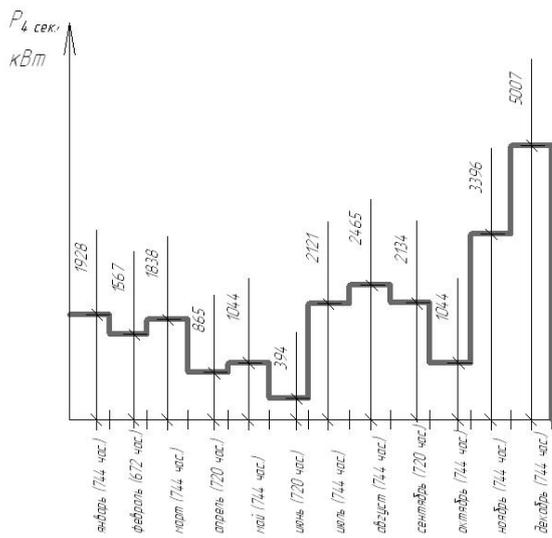
а) усредненный график годовой нагрузки по месяцам 1 секции; б) упорядоченный по продолжительности график 1 секции; в) усредненный график годовой нагрузки по месяцам 2 секции; г) упорядоченный график по продолжительности 2 секции;



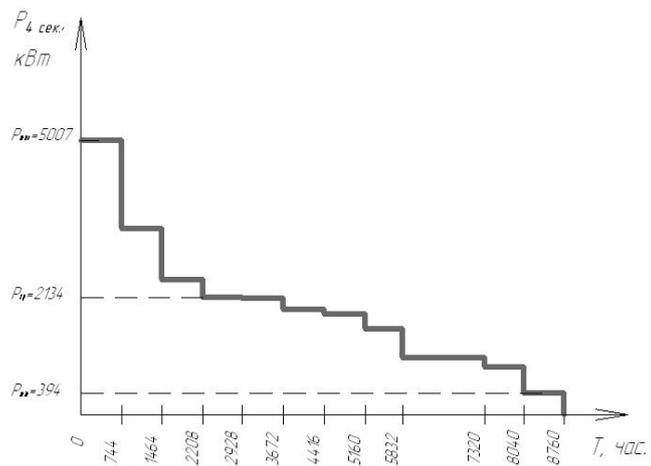
д)



ж)



з)

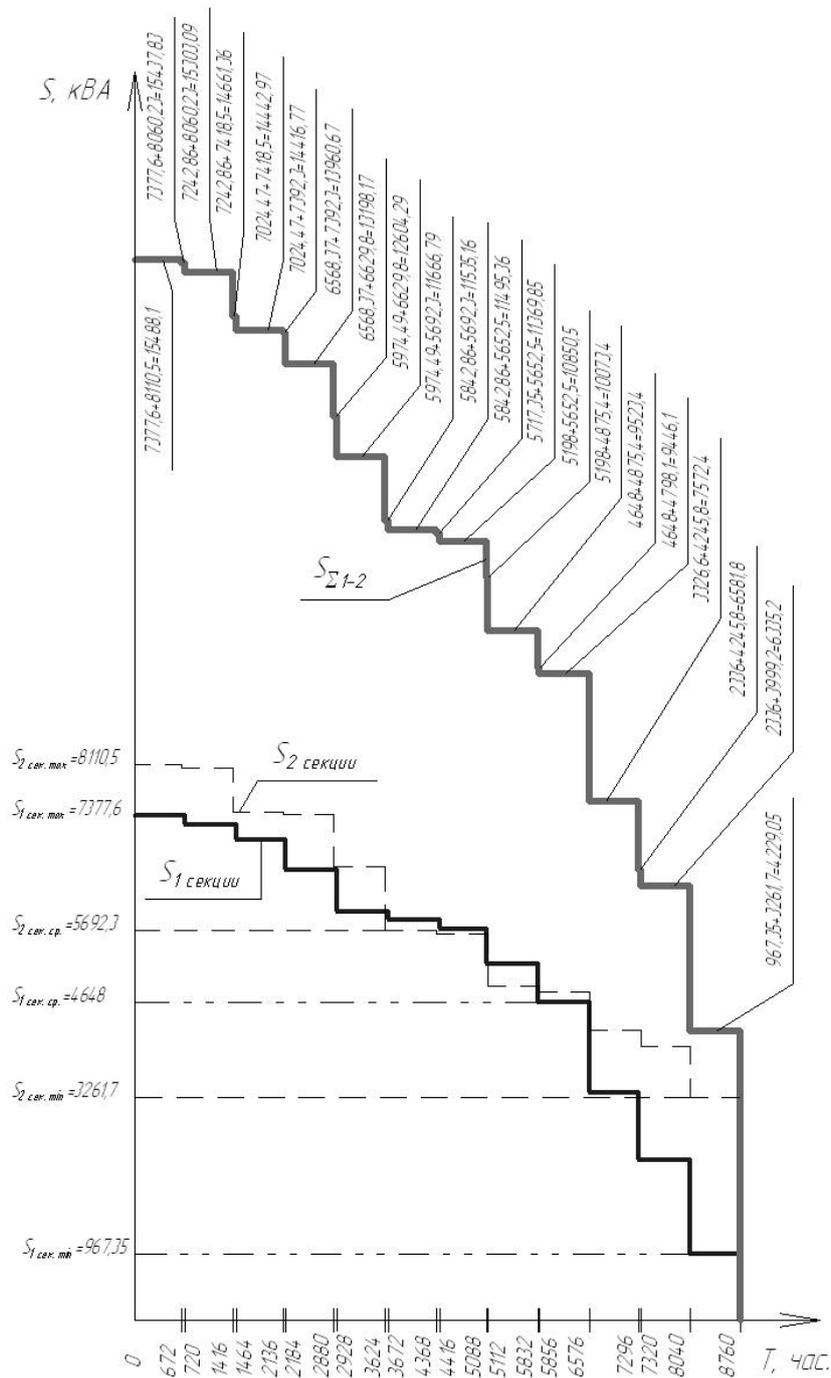


и)

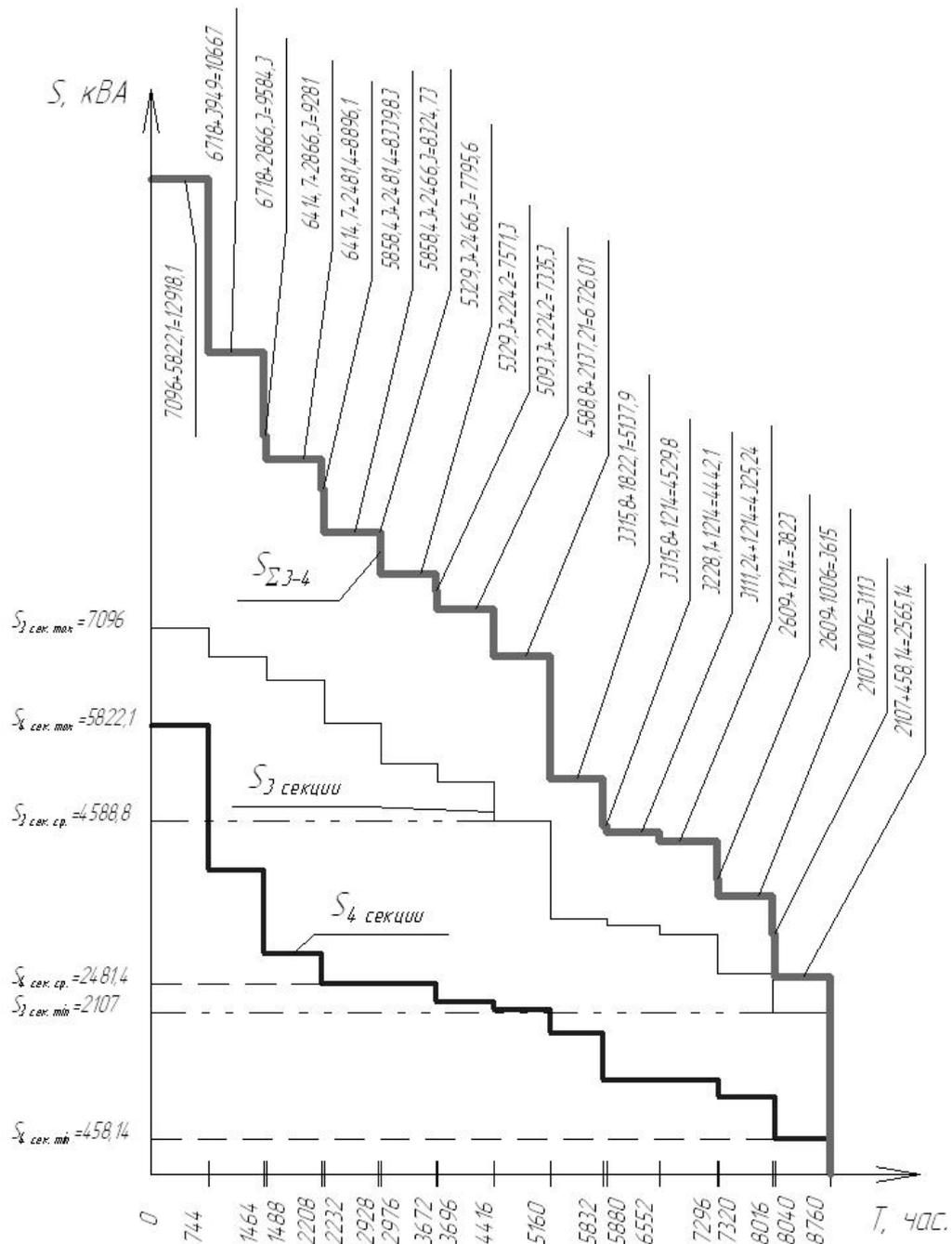
д) усредненный график годовой нагрузки по месяцам 3 секции; ж) упорядоченный по продолжительности график 3 секции; з) усредненный график годовой нагрузки по месяцам 4 секции; и) упорядоченный график по продолжительности 4 секции;

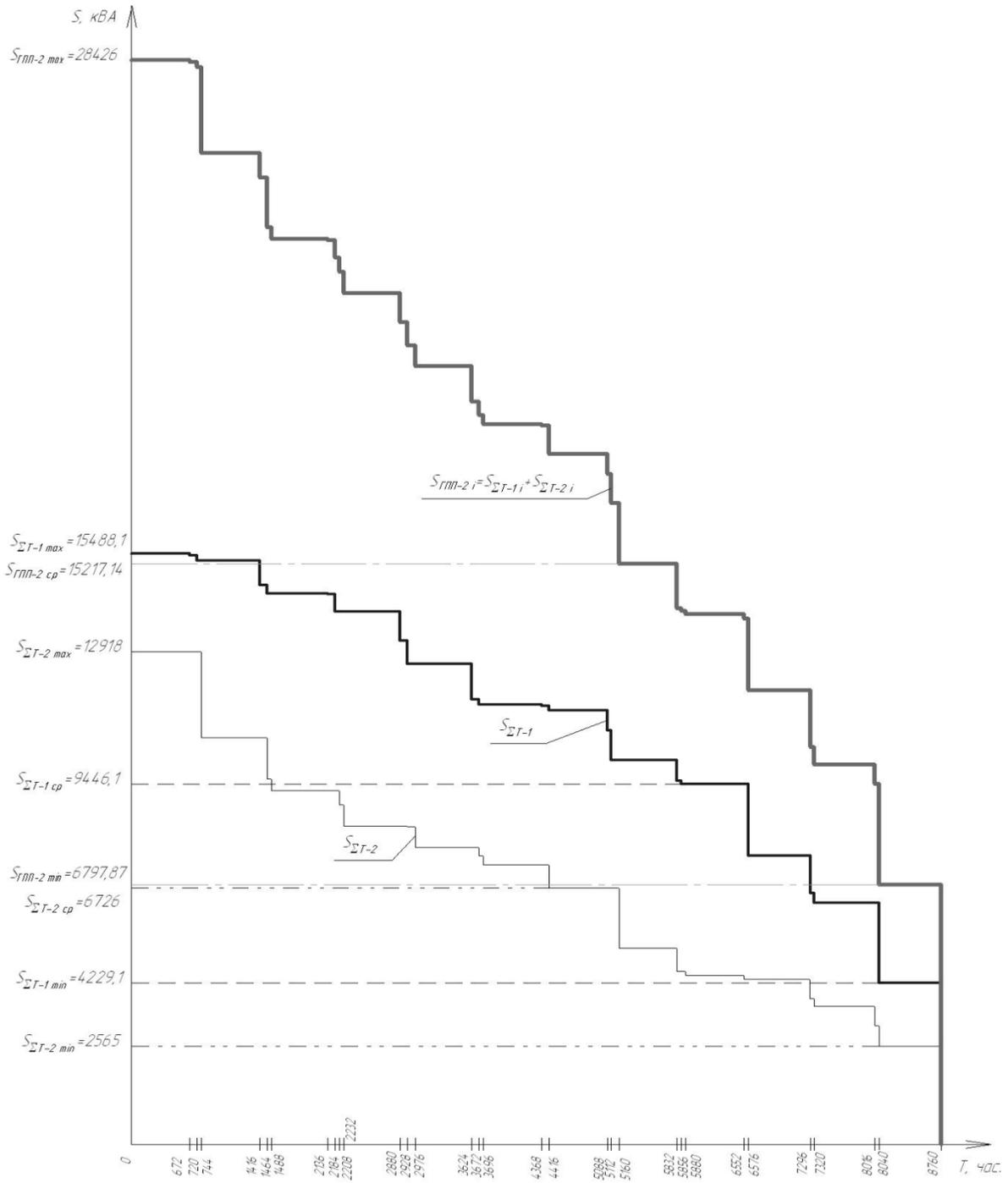
Продолжение приложения Г

Суммированная упорядоченная годовая нагрузка по продолжительности 1 и 2 секций подстанции ГПП-2



Суммированная упорядоченная годовая нагрузка по продолжительности 3 и 4 секций
подстанции ГПП-2





Годовой график нагрузки по продолжительности
подстанции ГПП-2

Приложение Д

Таблица Д.1 – Расчет кабельных линий

№ ввода	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.но}}$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{ном.}}}{J_{\text{ЭК}}}$	Марка, число x сечение жил	$I_{\text{дл.доп.}} = k_1 k_2 I_{\text{доп.ном.}} \leq I_{\text{дл.доп.ном.}}$	$S_{\text{min}} = \frac{\overline{B_k}}{C_T} \leq s.$
В-300-3	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{500}{2} = 250 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-2-30	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{900}{2} = 450 \text{ мм}^2 \approx 3 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 3х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 3 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 885,3 \text{ А} \leq 915 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
КС-1-53	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{720}{2} = 360 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 185 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х185 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 350 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 677,25 \text{ А} \leq 700 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-317-2	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{390}{2} = 195 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 120 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х120 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 260 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 503,1 \text{ А} \leq 520 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
КС-2-53	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{720}{2} = 360 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 185 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х185 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 350 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 677,25 \text{ А} \leq 700 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-300-1	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{500}{2} = 250 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-317-3	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{390}{2} = 195 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 120 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х120 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 260 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 503,1 \text{ А} \leq 520 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-1-18	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{890}{2} = 445 \text{ мм}^2 \approx 3 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 3х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 3 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 885,3 \text{ А} \leq 915 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-317-4	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{500}{2} = 250 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-300-2	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{500}{2} = 250 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-2-46	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{500}{2} = 250 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 590,2 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-3-30	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{720}{2} = 360 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 185 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х185 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 350 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 677,25 \text{ А} \leq 700 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-3-30	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{720}{2} = 360 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 185 \text{ мм}^2$	ВБШВНГ-LS-6 2х(3х185 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 350 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 677,25 \text{ А} \leq 700 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$

Продолжение таблицы Д.1

№ вво- да	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{ном.}}}{J_{\text{ЭК}}}$	Марка, число x сечение жил	$I_{\text{дл.доп.}} = k_1 k_2 I_{\text{доп.ном.}} \leq I_{\text{дл.доп.норм.}}$	$S_{\text{min}} = \frac{\overline{B}_k}{C_T} \leq s.$
В-2-19	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{890}{2} = 445 \text{ мм}^2 \approx 3 \times 150 \text{ мм}^2$	ВБШВнг-LS-6 3х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 3 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 885,3 \text{ A} \leq 915 \text{ A}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-317-1	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{390}{2} = 195 \text{ мм}^2 \approx 2 \times 120 \text{ мм}^2$	ВБШВнг-LS-6 2х(3х120 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 260 \cdot 2 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 503,1 \text{ A} \leq 520 \text{ A}$	$S_{\text{min}} = \frac{289,9 \times 10^6}{120} = 141,9 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$

Приложение Е

Расчет нагрузки вводов В-1-18, В-2-30, В-3-30 и В-2-46

Расчет нагрузки вводов В-1-18

Наименование ЭП	Напряжение, кВ	Ном. Мощность ЭП	Ки	cosφ	tgφ	Расчетные мощности			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
						активная, кВт $P_p = K_p \Sigma K_i P_n$	реактивная, квар $Q_p = 1,1 \Sigma K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $p \leq 10$ $Q_p = \Sigma K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $p > 10$	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
В-1-2	6,3	615,380	0,716	-	0,565	440,686	248,877	506,107	48,758
Т-1-18 (1000)	6,3	688,800	0,683	-	0,516	470,790	242,967	529,789	51,039
Т-4-22 (1000)	6,3	720,00	0,536	-	0,516	385,92	199,1347	434,2682	39,84478
СД-37	6,3	630,00	0,7	0,94	0,363	441	160,083	469,156	43,046
СД-34	6,3	630,00	0,7	0,94	0,363	441	160,083	469,156	43,046
АД-20-1	6,3	250	0,7	0,94	0,363	175	63,525	186,173	17,082
Т-3-19 (1000)	6,3	1090,00	0,563	-	0,543	614	333,348	698,654	64,103
Т-2-10 (1000)	6,3	701,2	0,521	-	0,51	365,325	186,316	410,093	37,627
Т-1-25	6,3	223,8	0,491	-	0,56	109,886	61,536	125,943	11,555
Итого:	6,3	5549,18	0,621	-	0,481	3443,607	1655,870	3821,038	350,5861

Расчет нагрузки вводов В-2-30

Наименование ЭП	Напряжение, кВ	Ном. Мощность ЭП	Ки	cosφ	tgφ	Расчетные мощности			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
						активная, кВт $P_p = K_p \Sigma K_i P_n$	реактивная, квар $Q_p = 1,1 \Sigma K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $p \leq 10$ $Q_p = \Sigma K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $p > 10$	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
СД-301-2 БК-3	6,3	1600,00	0,600	0,940	0,363	960,000	383,328	1033,702	99,586
СД-301-4 БК-3	6,3	1600,00	0,600	0,940	0,363	960,000	383,328	1033,702	99,586
15-3 АД-12 БК-2	6,3	800,00	0,600	0,940	0,363	480,000	191,664	516,851	49,793
М-148-2 БК-4	6,3	315,00	0,600	0,940	0,363	189,000	75,468	203,510	19,606
Т-2-29 (1000)	6,3	936,770	0,595	-	0,562	557,612	313,501	639,698	61,628
В-7-5 (И-16)	6,3	630,00	0,600	0,940	0,363	378,000	150,935	407,020	39,212
Т-1-24 (1000)	6,3	707,320	0,596	-	0,527	421,524	222,008	476,414	45,897
АД-403-2 БК-3	6,3	2800,00	0,600	0,940	0,363	1680,000	670,824	1808,979	174,275
Итого:	6,3	9389,09	0,599	-	0,425	5626,136	2391,056	6113,146	588,935

Продолжение приложения Е

Расчет нагрузки вводов В-3-30

Наименование ЭП	Напря- жение, кВ	Ном. Мощ- ность ЭП	Ки	cosφ	tgφ	Расчетные мощности			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
						активная, кВт $P_p = K_p \sum K_i$ P_n	реактивная, квар $Q_p = 1,1 \sum K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $n \leq 10$ $Q_p = \sum K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $n > 10$	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
Т-3-29 (630)	6,3	779,83	0,451	-	0,540	351,41	189,892	399,435	36,649
15-2 СД-13 (БК-2)	6,3	800,00	0,650	0,940	0,363	520,00	207,636	559,922	51,374
АД-403- 3 (БК-3)	6,3	2800,00	0,650	0,940	0,363	1820,00	726,726	1959,727	179,808
Н-70-3 (БК-4)	6,3	315,00	0,650	0,940	0,363	204,75	81,757	220,469	20,228
Т-1-30 (1000)	6,3	970,01	0,350	-	0,556	339,648	188,905	388,646	35,659
Т-1-33 (1000)	6,3	1039,77	0,595	-	0,573	618,870	354,797	713,359	65,452
Итого:	6,3	6704,61	0,575	-	0,454	3854,678	1749,712	4233,206	388,403

Расчет нагрузки вводов В-2-46

Наименование ЭП	Напря- жение, кВ	Ном. Мощ- ность ЭП	Ки	cosφ	tgφ	Расчетные мощности			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
						активная, кВт $P_p = K_p \sum K_i$ P_n	реактивная, квар $Q_p = 1,1 \sum K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $n \leq 10$ $Q_p = \sum K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $n > 10$	полная, кВА $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	
Т-2-28 (1000)	6,3	833,00	0,662	-	0,507	551,350	279,650	618,216	56,722
Т-2-109 (1000)	6,3	784,60	0,512	-	0,552	401,715	221,747	458,854	42,101
Т-2-48 (1000)	6,3	483,30	0,612	-	0,560	295,630	165,481	338,793	31,085
Т-2-46 (1000)	6,3	927,90	0,672	-	0,547	623,340	341,259	710,641	65,202
107-2	6,3	1200,00	0,700	0,940	0,363	840,000	304,920	893,631	81,992
703-2	6,3	500,00	0,700	0,940	0,363	350,000	127,050	372,346	34,163
Итого:	6,3	4728,80	0,648	-	0,470	3062,035	1440,106	3383,780	310,467

Приложение 3

Таблица 3.2 Условия выбора трансформаторов тока

№	Условие выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$
2	Номинальный длительный (рабочий) ток	$I_{ном.} \leq I_{1ном.}$ где $I_{ном.}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток нагрузки трансформатора тока; $I_{1ном.}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогу);
3	Электродинамическая стойкость	$i_{уд} \leq K_{эд} \times \sqrt{2} \times I_{1ном.}$ где $K_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости трансформатора тока.
4	Термическая стойкость	$B_k \leq K_T^2 \times I_{1ном.}^2 \times t_T$ где K_T - кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу);
5	Конструкция и класс точности	
6	Вторичная нагрузка	$Z_2 \leq Z_{2 ном.}$ где $Z_{2 ном.}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности; Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$, $R_2 = R_{приб.} + R_{пр} + R_k$, где R_k - переходное сопротивление контактов. $R_k = 0,1$ Ом; $R_{пр}$ - сопротивление проводов; $R_{приб.}$ - сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока: $R_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_2^2}$, где $S_{приб.}$ - полная мощность, потребляемая подключенными приборами (сумма полной мощности всех подключенных приборов); I_2 - ток вторичной обмотки трансформатора тока, определяемый нагрузкой подключенных приборов. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие: $R_{приб.} + R_{пр} + R_k \leq Z_{2 ном.}$, откуда $R_{пр} \leq Z_{2 ном.} - R_{приб.} - R_k$. Зная $R_{пр}$, можно определить сечение соединительных проводов: $s = \frac{\rho \times l_p}{R_{пр}}$, где ρ - удельное сопротивление материала провода. На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше применяются провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$ Ом * мм ² /м), в остальных случаях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$ Ом * мм ² /м); l_p - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока. По условию прочности сечение для медных жил должно быть не менее 2,5 мм ² , для алюминиевых – 4,0 мм ² , но не более 6 мм ² .

Таблица 3.3 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-70	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6$ кВ	$U_{сет.ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 2053$ А	$I_{ном} = 2500$ А
$i_{уд} = 76,61$ кА	$K_{эд} \times \sqrt{2} \times I_{1ном.} = 35 \times \sqrt{2} \times 2,5 = 123,744$ кА
$B_k = 117,8$ кА ² * с	$K_T^2 \times I_{1ном.}^2 \times t_T = 18^2 \times 2,5^2 \times 1 = 2025$ кА ² * с

Таблицы 3.1 – Условия выбора и проверки выключателей

№	Условие выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{ном} \leq U_{сет,ном.}$
2	Номинальный ток	$I_{ном,дл.} \leq I_{ном.}$
3	Отключающая способность:	
3.1	Симметричный ток отключения	$I_{н,τ} \leq I_{откл,ном.}$
3.2	Отключение аperiodической составляющей тока короткого замыкания	$i_{а,τ} \leq i_{а,ном.} = \bar{2} \times \beta_{нор.}/100) \times I_{откл,ном.}$, где $i_{а,τ}$ – ном. допустимое значение аperiodической составляющей в отключенном токе для времени $\tau = t_{рз} + t_{с,в}$; $\beta_{нор.}$ – нормативное значение содержания аperiodической составляющей в отключенном токе, %
3.3	если условие $I_{н,τ} \leq I_{откл,ном.}$ соблюдается, но при этом $i_{а,τ} > i_{а,ном.}$, то проверку по отключающей способности производят по полному току короткого замыкания	$\bar{2} \times I_{н,τ} + i_{а,τ} \leq \bar{2} \times I_{откл,ном.} \times (1 + \beta_{нор.}/100)$
4	Электродинамическая стойкость:	$I_{п,о}^n \leq I_{н р.с.}, i_{уд} \leq i_{н р.с.}$ где $I_{н р.с.}$ – действующее знач. предельного сквозного тока КЗ; $i_{н р.с.}$ – амплитудное знач. предельного сквозного тока КЗ;
5	Термическая стойкость	$B_k \leq I_T^2 \times t_T$, если $t_{откл} < t_T$, то $B_k \leq I_T^2 \times t_{откл.}$, где I_T – предельный ток термической устойчивости; t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.

Таблицы 3.4 – Условия выбора и проверки жестких шин

№	Условие выбора и проверки	
1	по длительно допустимому току из условия нагрева	$I_{max} \leq I_{дл,доп.}$
2	на термическую стойкость при коротком замыкании	$\theta_{к.з.} \leq \theta_{доп,к.з.} \text{ или } s_{min} = \frac{\bar{B}_k}{C_m} \leq s$, где $\theta_{к.з.}$ – температура шин при нагреве током короткого замыкания; $\theta_{доп,к.з.}$ – допустимая температура нагрева шин при коротком замыкании (каталожные данные); s_{min} – минимальное сечение при термической стойкости; s – выбранное сечение;

№	Условие выбора и проверки	
3	на электродинамическую стойкость при коротком замыкании	$\sigma_{раб} \leq \sigma_{дон}$ <p>где $\sigma_{дон}$ - допустимое напряжение на материале шин, Па; Максимальное напряжение в материале шины высокой жесткости при двухфазном коротком замыкании:</p> $\sigma_{раб} = \frac{2 \cdot 10^{-7} l_{уз} (i_{yo}^2)^2 k_{\phi} k_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a},$ <p>где a - расстояние между фазами, м; $l_{уз}$ - длина пролета, м; k_{ϕ} - коэффициент формы, определяется по кривым из справочников; $k_{расп}$ - коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников, справочная величина; λ - коэффициент, зависящий от условия закрепления шины; W – момент сопротивления поперечного сечения шины, м³. При проектировании новых конструкций РУ с жесткими шинами, производится определение частоты собственных колебаний из выражения:</p> $f_0 = \frac{r_1^2}{2\pi l^2} \cdot \frac{EJ}{m},$ <p>где l - длина пролета между изоляторами, м; J - момент инерции поперечного сечения шины, м⁴; E – модуль упругости материала шины, Па; r_1 - параметр основной собственной частоты шины; m – масса шины на единицу длины. кг/м.</p>

Таблицы 3.5 – Условия выбора и проверки кабельных линий выше 1 кВ

№	Условие выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$
2	Конструкция	
3	Экономическая плотность тока	$S_{эк} = \frac{I_{ном.}}{J_{эк}}$
4	Допустимый ток	$I_{продол.расч.} \leq I_{дл.доп.}$ <p>где $I_{дл.доп.}$ – длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом проложенных в земле кабелей k_1 и на температуру окружающей среды k_2: $I_{дл.доп.} = k_1 k_2 I_{доп.ном.}$, где k_1, k_2 - коэффициенты, находятся по справочникам или ПУЭ;</p>
5	Термическая стойкость	$s_{min} = \frac{\overline{B}_k}{C_T} \leq s.$