

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/6 кВ
химзавода

Обучающийся

Ю.В. Татаров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

В бакалаврской работе рассмотрены основные аспекты разработки и реализации мероприятий по техническому перевооружению действующей главной понизительной подстанции на химическом предприятии.

По результатам замеров потребления электрической мощности потребителями подстанции, определены максимальные нагрузки на подстанции, по результатам которых определена необходимая номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции. Произведено сравнение нескольких вариантов установки на ГПП трансформаторов различной мощности и выбран оптимальный как по первоначальным затратам, так и по затратам во время эксплуатации и минимальным потерям электрической энергии.

Произведён расчёт максимального значения тока металлического трёхфазного короткого замыкания и его ударного значения на сторонах высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции.

В соответствии с номинальными параметрами в месте установки и требованиями по окружающей среде эксплуатации выбрано основное электрооборудование подстанции, которое было проверено на устойчивость к разрушающему воздействию определённых ранее токов коротких замыканий.

Для отходящих линий напряжением 6 кВ выбраны новые терминалы микропроцессорной релейной защиты и определены их уставки.

Произведён расчёт системы защитного заземления подстанции и системы защиты от поражения электрооборудования ударами молний.

Выпускная квалификационная работа состоит из основной записки, включающей в себя 62 страницы текста, 2 графических рисунка, 5 итоговых таблиц с результатами проведенных вычислений. Графическая часть работы выполнена отдельно на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика объекта реконструкции	6
2 Расчёт максимальных нагрузок, получающих питание от ГПП предприятия	7
3 Определение мощности трансформаторов на ГПП и их числа.....	17
3.1 Первый вариант размещения на главной поразительной подстанции предприятия 3 силовых трансформаторов типа ТРДН-25000/110/6/6	18
3.2 Второй вариант размещения на главной поразительной подстанции предприятия 3 силовых трансформаторов типа ТРДН-40000/110/6/6	23
4 Расчёт токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП	29
5 Разработка мероприятий по замене устаревшего электрооборудования трансформаторной подстанции	34
5.1 Выбор и проверка электрооборудования на стороне высокого напряжения главной понизительной подстанции химпредприятия.....	35
5.2 Выбор и проверка электрооборудования на стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции химпредприятия.....	41
6 Определение уставок микропроцессорной защиты Сириус-2Л для защиты линий от ГПП до цеховых трансформаторных подстанций.....	48
6.1 Определение значения сопротивлений для элементов, входящих в схему замещения	48
6.2 Определение значений токов КЗ	52
6.3 Расчет параметров максимальной токовой отсечки.....	54
6.4 Определение уставок МТЗ	54
7 Определение параметров системы заземления подстанции.....	56
Заключение	59
Список используемых источников.....	61

Введение

«СЭС ПП по сравнению с электроэнергосистемой с одной стороны проще из-за низких классов напряжения, меньшей длины сетей и меньшей передаваемой мощности, а с другой стороны сложнее из-за огромного количества используемого электрооборудования, различных технологических установок по преобразованию электроэнергии в другие виды энергии. Эти электротехнологические установки определяют требования к системе электроснабжения и ее будущие параметры» [1].

При передаче электрической энергии от места её производства месту потребления необходимо учитывать некоторые особенности, которые присущи этому процессу:

- от момента производства до момента потребления электрической энергии проходит ничтожно малое количество времени, то есть эти процессы можно считать практически одновременными;

- все процессы в системе электроснабжения предприятия протекают с очень высокой скоростью, развитие короткого замыкания и его отключение занимает десятые доли секунды и невозможно в ручном режиме, поэтому для защиты электрических сетей используются средства автоматики;

- функционирование системы электроснабжения влияет на все остальные аспекты производства, без её нормальной работы невозможно осуществление технологического процесса, при этом сами электроприёмники способны оказывать значительное влияние на работу соседних потребителей электрической энергии [2, 3].

При разработке мер по реконструкции электрические части поразительной подстанции особое внимание будет уделено замене устаревшего морально и физически электрооборудования на современные образцы, на стороне высокого напряжения предполагается установка автоматической перемычки с целью уменьшения загрузки силового

трансформатора при отключении второго во время аварийного процесса или при выводе его в ремонт.

Устаревшие вентильные разрядники, размещённые на подстанции ещё со времен её строительства, предлагается заменить на современные нелинейные ограничители перенапряжений.

На стороне низкого напряжения главной позитивной подстанции предполагается замена устаревших ячеек на современные комплектные распределительные устройства, снабженные микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики.

Цель работы заключается в обоснованном выборе новых электрических аппаратов для установки на сторонах высокого и низкого напряжения трансформаторной подстанции, призванных повысить надежность электроснабжения и снизить время возможного перерыва подачи электрической энергии.

1 Краткая характеристика объекта реконструкции

Предприятие химической промышленности «Тольяттикаучук» с 2019 года принадлежит ПАО «Татнефть». В соответствии с инвестиционной программой нового собственника планируется проведение глубокой реконструкции на объектах электроэнергетики.

Главная понизительная подстанция номер 1 химического предприятия была построена в начале шестидесятых годов прошлого века.

Питание подстанции промышленного предприятия осуществляется от других подстанций электроэнергетической системы по кольцевой схеме, питание подаётся по линиям напряжением 110 кВ от ПС «Левобережная» и ПС «Васильевская».

На подстанции установлено два силовых трансформатора, защита которых от внутренних повреждений осуществляется при помощи высоковольтных масляных выключателей, установленных на стороне 110 кВ, при этом оба блока работают раздельно, то есть перемычки между ними нет.

Питание цеховых трансформаторных подстанций предприятия от главной поразительной подстанции осуществляется по кабельным линиям по смешанным схемам.

Из-за большого возраста электрооборудования, установленного на подстанции нередко случаи возникновения аварийных ситуаций, что приводит к перерывам электроснабжения потребителей. В ходе реализации мероприятий по реконструкции подстанции планируется заменить ячейки на напряжении 6 кВ на новые, заменить разъединители и высоковольтные выключатели на стороне высокого напряжения подстанции, установить новые шкафы релейной защиты для защиты отходящих линий и изменить схему открытого распреустройства 110 кВ на схему с автоматической перемычкой для снижения загрузки силовых трансформаторов в послеаварийном режиме.

Вывод по разделу. В разделе приводится краткая характеристика реконструируемой подстанции ГПП №1 химического предприятия.

2 Расчёт максимальных нагрузок, получающих питание от ГПП предприятия

Увеличение передаваемой мощности через силовые трансформаторы ГПП связано в первую очередь с расширением технологического процесса, появлением новых мощных электроприемников и строительством новых цеховых трансформаторных подстанций, которые будут подключены к данной ГПП.

«Электроприемники, получающие питание от одного узла системы электроснабжения (НКУ, шины ТП и т.д.) или относящиеся к одному цеху, корпусу, образуют группу ЭП.

ЭП каждой группы разбиваются на подгруппы. Состав подгрупп зависит от целей расчета. Если определяется нагрузка в целом по корпусу, предприятию с целью определения общего числа, мощности трансформаторных подстанций, то подгруппы формируются без учета территориального расположения ЭП по их режимам работы (в подгруппу включаются ЭП с одинаковыми коэффициентами использования и мощности). При формировании схемы питающей сети низкого напряжения определяются узлы питания электро-приемников (НКУ, шинопроводы), а также состав ЭП каждого узла с учетом их территориального расположения» [4, 5].

«Принимаются следующие обозначения:

- p_n - номинальная мощность единичного ЭП;
- P_n - суммарная номинальная мощность подгруппы ЭП;
- $P_{н.г}$ - суммарная номинальная мощность группы ЭП;
- k - число подгрупп;
- n_i - число ЭП в i -й подгруппе;
- n - число электроприемников в группе

Коэффициенты K_n , $\cos\varphi$, $\operatorname{tg}\varphi$ для группы ЭП обозначаются с индексом «Г».

Последовательность расчета следующая.

Для каждой подгруппы определяются суммарная номинальная P_{ni} , Q_{ni} и промежуточная активная и реактивная мощности P_{pi} , Q_{pi} [5]:

$$P_{ni} = \sum_{i=1}^{n_1} p_{ni}; \quad (1)$$

$$P_{pi} = K_{ni} P_{ni}; \quad (2)$$

$$Q_{pi} = K_{ni} P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i = P_{pi} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (3)$$

«где p_{ni} - номинальная мощность i -го электроприемника;

K_{ni} - коэффициент использования ЭП i -й подгруппы;

P_{ni} - суммарная номинальная мощность ЭП i -й подгруппы;

$\operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициент реактивной мощности, соответствующий коэффициенту мощности i -й подгруппы.

Все остальные параметры определяются для группы в целом.

Определяются суммарная номинальная мощность, промежуточная активная и реактивная мощности группы ЭП» [5]:

$$P_{н.г} = \sum_{i=1}^k P_{н.i}; \quad (4)$$

$$P_{п.г} = \sum_{i=1}^k K_{ni} P_{ni} = \sum_{i=1}^k P_{pi}; \quad (5)$$

$$Q_{п.г} = \sum_{i=1}^k K_{ni} P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i = \sum_{i=1}^k Q_{pi}. \quad (6)$$

Определяются групповые коэффициенты использования и реактивной мощности:

$$K_{н.г} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{ni} P_{ni}}{\sum_{i=1}^n p_{ni}} = \frac{P_{п.г}}{P_{н.г}}; \quad (7)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{\sum_{i=1}^n K_{ni} P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i}{\sum_{i=1}^n K_{ni} P_{ni}} = \frac{Q_{п.г}}{P_{п.г}}. \quad (8)$$

Групповой $\cos \varphi_{г}$ определяется по $\operatorname{tg} \varphi_{г}$.

«Определяется эффективное число электроприемников $n_{э}$. Эффективное число электроприемников группы различных по мощности и режиму работы ЭП - это такое число однородных по режиму работы ЭП одинаковой мощности, которое обуславливает такую же величину расчетной нагрузки, как и данная рассматриваемая группа ЭП.

При незначительном числе ЭП в группе (НКУ, распределительные шинопроводы и пр.) $n_{э}$ определяется по формуле» [6]

$$n_{э} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{ni})^2}{\sum_{i=1}^n P_{ni}^2} = \frac{P_{п.г}^2}{\sum_{i=1}^n P_{ni}^2}. \quad (9)$$

«При значительном числе ЭП в группе (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, цех, корпус, предприятие) допускается использовать упрощенную формулу» [6]

$$n_{э} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ni}}{P_{н.м}} = \frac{2 P_{п.г}}{P_{н.м}}, \quad (10)$$

где $p_{н.м}$ - номинальная максимальная мощность ЭП группы.

«Найденное по формуле (9) или (10) значение $n_{э}$ округляется до ближайшего меньшего целого числа. Если в результате расчетов $n_{э} > n$, принимается $n_{э} = n$

Определяются расчетные коэффициенты активной и реактивной мощности K_p и $K_{p.p}$. Значения коэффициентов зависят от $n_{э}$, $K_{и.г}$ и T_0 . Для НКУ, распределительных шинопроводов ($T_0 = 10$ мин) значения K_p определяются по таблице из справочного пособия или по номограммам. Для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов ($T_0 = 2,5$ ч) значения K_p принимаются по справочной таблице.

Значения коэффициента $K_{p,p}$ принимаются исходя из условий:

- НКУ, распределительный шинопровод, кабельная или воздушная линия 0,38 кВ - при $n \leq 10$ принимается $K_{p,p} = 1,1$, при $n > 10$ принимается $K_{p,p} = 1,0$;

- Магистральный шинопровод, шины цеховых ТП, цех, корпус, предприятие в целом $K_{p,p} = K_p$ » [6].

Находим значения расчетных мощностей P_p , Q_p , S_p и ток I_p ЭП группы [7]:

$$P_p = K_p \sum_{i=1}^k K_{ni} P_{ni} = K_p P_{п.г}; \quad (11)$$

$$Q_p = K_{p,p} \sum_{i=1}^K K_{ni} P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i = K_{p,p} Q_{п.г}; \quad (12)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (13)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_H}, \quad (14)$$

где U_H - номинальное напряжение сети.

По представленной выше методике производим расчёт электрических нагрузок для каждого из распределительных пунктов, полученные результаты по расчёту нагрузок сводим в таблицу 1.

Выводы по разделу. Определены групповые номинальные нагрузки по вновь вводимым в эксплуатацию электроприемникам. По каждому распределительному пункту определены значения среднесменной нагрузки, найдены число эффективных электроприемников, определены расчётные коэффициенты и найдены значения расчётной активной, реактивной и полной мощностей. Путём суммирования расчётных нагрузок для каждого из распредпунктов получено значение итоговой мощности, на которую увеличивается потребление мощности от ГПП предприятия.

Таблица 1 – Результаты расчета электрических нагрузок для каждого из распределительных пунктов

Дополнительные ЭП	n, шт	Нагр. прив к ПВ 100%		m	$K_{и}$	$\cos\varphi$ $/\tan\varphi$	$P_C,$ кВт	$Q_C,$ квар	$n_{\text{Э}}$	K_M	$P_P,$ кВт	$Q_P,$ квар	$S_P,$ кВА	$I_P,$ А
		$P_H,$ кВт	$P_{H\Sigma},$ кВт											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Распредпункт №1														
Насос маслоподачи	5	10	50	-	0.65	0.8/0.75	32.5	24.37	-	-	-	-	-	-
Эл. прием. ТВУ 1-3	8	1	8		0.65	0.8/0.75	5.2	3.9						
Эл.двиг. задвижки	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
Эл.двиг. задвижки	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
Эл. прием. РМН-5	10	3	30		0.65	0.8/0.75	19.5	14.62						
Эл. прием. ПМН-5	3	96	288		0.3	0.35/2.58	86.4	222.9						
Итого по 1му распредпункту	30	96/1	398	>3	0.39	0.57/1.75	157.9	276.5	9	1.47	232.1	276,5	468	711
Распредпункт №2														
Насос маслоподачи	5	10	50	-	0.65	0.8/0.75	32.5	24.37	-	-	-	-	-	-
Эл. прием. ТВУ 4-6	8	1	8		0.65	0.8/0.75	5.2	3.9						
Эл.двиг. задвижки	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
Эл.двиг. задвижки	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
Эл. прием. РМН-6	10	3	30		0.65	0.8/0.75	19.5	14.6						
Эл. прием. ПМН-6	3	96	288		0.3	0.35/2.58	86.4	222.9						
Итого по 2му распредпункту	30	96/1	398	>3	0.39	0.57/1.75	157.9	276.5	9	1.47	232.1	276,5	468	711

Продолжение таблицы 1

Дополнительные ЭП	n, шт	Нагр. прив к ПВ 100%		m	K _и	cosφ /tgφ	P _с , кВт	Q _с , квар	n _э	K _м	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
		P _н , кВт	P _{нз} , кВт											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Распредпункт №2а														
Насос маслоподачи	3	10	30	-	0.65	0.8/0.75	19.5	14.6	-	-	-	-	-	-
Эл. прием. ТВУ - 7	4	1	4		0.65	0.8/0.75	2.6	1.95						
Эл. двиг. задвижки	1	5,5	5.5		0.65	0.8/0.75	3.57	2.67						
Эл. двиг. задвижки	1	5,5	5.5		0.65	0.8/0.75	3.57	2.67						
Эл. прием. РМН-7	5	3	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
Эл. прием. ПМН-7	1	96	96		0.3	0.35/2.58	28.8	74.3						
Итого по 2а распредпункту	15	96/1	156	>3	0.43	0.65/1.52	67.79	103.5	5	1.76	119.3	103,5	217.5	329
Распредпункт №3														
Насосная устан. 315	2	132	264	-	0.65	0.8/0.75	171.6	128.7	-	-	-	-	-	-
Электроагрегат №12	2	200	400		0.65	0.8/0.75	260	195						
Насосная устан. 307	2	20	40		0.65	0.8/0.75	26	19.5						
Электроагрегат №6	1	2,8	2.8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.3						
Насосная устан. 325	4	14	56		0.65	0.8/0.75	36.4	27.3						
Электроагрегат №19	1	2,8	2.8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
Насосная устан. 328	2	7	14		0.65	0.8/0.75	9.1	6.82						
Электроагрегат №17	4	4,5	18		0.65	0.8/0.75	11.7	8.77						
Электроагрегат №5	2	4,5	9		0.65	0.8/0.75	5.85	4.3						
Электроагрегат №16	5	2,8	14		0.65	0.8/0.75	9.1	6.82						
Электроагрегат №15	2	10	20		0.65	0.8/0.75	13	9.75						
Электроагрегат №23	2	17	34		0.65	0.8/0.75	22.1	16.5						
Итого по 3му распредпункту	24	200/2.8	856.6	>3	0.65	0,8/0.75	559.4	426.2	9	1.28	716	426,2	900.1	1367

Продолжение таблицы 1

Дополнительные ЭП	n, шт	Нагр. прив к ПВ 100%		m	K _и	cosφ /tgφ	P _с , кВт	Q _с , квар	n _э	K _м	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
		P _н , кВт	P _{нз} , кВт											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Распредпункт №5														
Эл. прием. ВС-1	1	8	8	-	0.65	0.8/0.75	5.2	3.9	-	-	-	-	-	-
Сварочн. установка	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.7	7.27						
Эл. прием. ВС-2	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.7	7.27						
Сварочн. установка	1	0,8	0,8		0.65	0.8/0.75	0.52	0.39						
Эл. прием. ВС-3	1	0,8	0,8		0.65	0.8/0.75	0.52	0.39						
Тельфер	1	3	3		0.65	0.8/0.75	1.95	1.46						
Эл. прием. АВС-4	1	3	3		0.65	0.8/0.75	1.95	1.46						
Гидравл. пресс	1	3	3		0.65	0.8/0.75	1.95	1.46						
Эл. прием. АВС-2														
Шлифовальная установка	1	4	4		0.12	0.4/2.3	0.48	1.104						
Эл. прием. АВС-3	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
Электроножницы	1	3	3		0.12	0.4/2.3	0.36	0.82						
Эл. прием. АВС-1	1	1,7	1,7		0.65	0.8/0.75	1.1	0.82						
Эл. прием. АВС-1	1	2,1	2,1		0.12	0.4/2.3	0.2	0.46						
Сверл. установка	1	2,3	2,3		0.17	0.65/1.17	0.3	0.5						
Эл. прием. АВС-5	2	2,3	4.6		0.12	0.4/2.3	0.5	1.15						
Вентиляция нажд.														
Установка по обработке деталей	1	2,2	2,2		0.24	0.65/1.17	0.52	0.6						
	2	7	14		0.15	0.8/0.75	2.1	1.57						
Наждачная уст.	1	24	24		0.3	0.35/2.58	7.2	18.57						
Вентиляция свар.	1	75	75		0.3	0.35/2.58	22.5	58.05						
Итого по 5му распредпункту	21	75/0.8	184.3	>3	0.37	0.53/1.56	68.89	107.8	5	1.76	121.2	107,8	224.5	341

Продолжение таблицы 1

Дополнительные ЭП	n, шт	Нагр. прив к ПВ 100%		m	K _и	cosφ /tgφ	P _с , кВт	Q _с , квар	n _э	K _м	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
		P _н , кВт	P _{нΣ} , кВт											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Распредпункт №7														
Насосная уст. 155	2	2,8	5.6	-	0.65	0.8/0.75	3.6	2.7	-	-	-	-	-	-
Эл. прием. АВС - 14	2	25	50		0.65	0.8/0.75	32.5	24.3						
Насосная уст. 175	3	11	33		0.65	0.8/0.75	21.45	16.08						
Эл. прием. АВС – 9	2	30	60		0.65	0.8/0.75	39	29.25						
Насосная уст. 137	1	32	32		0.65	0.8/0.75	20.8	15.6						
Эл. прием. АВС – 8	1	7,5	7.5		0.65	0.8/0.75	4.87	3.6						
Насосная уст. 404	1	7,5	7,5		0.65	0.8/0.75	4.87	3.6						
Эл. прием. АВС – 7	1	7,5	7,5		0.65	0.8/0.75	4.87	3.6						
Насосная уст. 4	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.3						
Эл. прием. АВС – 6	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.3						
Электроагрегат №7	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.3						
Электроагрегат №7а	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.3						
Электроагрегат №8	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
Электроагрегат №6	1	0,8	0,8		0.65	0.8/0.75	0.52	0.39						
Электроагрегат №10	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
Электроагрегат №5	1	0,8	0,8		0.65	0.8/0.75	0.52	0.39						
Электроагрегат №4	1	7,5	7,5		0.65	0.8/0.75	4.87	3.6						
Итого по 7му распредпункту	22	30/0.8	243	>3	0.65	0,8/0.75	180.5	127.7	16	1.18	212.9	150.6	260.7	395

Продолжение таблицы 1

Дополнительные ЭП	n, шт	Нагр. прив к ПВ 100%		m	K _и	cosφ /tgφ	P _с , кВт	Q _с , квар	n _э	K _м	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
		P _н , кВт	P _{нз} , кВт											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Распредпункт №8														
Насосная устан. 5	2	5	10	-	0.65	0.8/0.75	6.5	4.87	-	-	-	-	-	-
Электроагрегат №12	2	25	50		0.65	0.8/0.75	32.5	24.3						
Насосная устан. 9	2	30	60		0.65	0.8/0.75	39	29.2						
Электроагрегат №11	2	20	40		0.65	0.8/0.75	26	19.5						
Насосная устан. 16	2	55	110		0.65	0.8/0.75	71.5	53.6						
Электроагрегат №10	2	25	50		0.65	0.8/0.75	32.5	24.3						
Насосная устан. 24	3	27	81		0.65	0.8/0.75	52.65	39.48						
Электроагрегат №11	2	13	26		0.65	0.8/0.75	16.9	12.6						
Насосная устан. 27	2	2,8	5.6		0.65	0.8/0.75	3.64	2.73						
Электроагрегат №10	2	5,5	11		0.65	0.8/0.75	7.15	5.36						
Насосная устан. 34	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
Электроагрегат №9	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
Насосная устан. 41	1	4	4		0.65	0.8/0.75	2.6	1.95						
Электроагрегат №8	1	8	8		0.65	0.8/0.75	5.2	3.97						
Насосная устан. 42	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
Электроагрегат №22	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
Насосная устан. 53	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
Электроагрегат №21	1	15	15		0.65	0.8/0.75	9.75	7.31						
Электроагрегат №14	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
Насосная устан. 47	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
Электроагрегат №13	1	2,8	2,8		0.65	0.8/0.75	1.82	1.36						
Итого по 8му распредпункту	32	55/2.8	504	>3	0.65	0,8/0.75	360.1	269.8	19	1.15	414.1	310.3	517.4	786

Продолжение таблицы 1

Дополнительные ЭП	n, шт	Нагр. прив к ПВ 100%		m	K _и	cosφ /tgφ	P _с , кВт	Q _с , квар	n _э	K _м	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
		P _н , кВт	P _{нз} , кВт											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Распредпункт №9														
Насосная уст. 108	2	55	110	-	0.65	0.8/0.75	71.53.3	53.6	-	-	-	-	-	-
Электросмеситель	1	5,5	5.5		0.65	0.8/0.75	.57	2.67						
Насосная устан. 125	2	13	26		0.65	0.8/0.75	16.9	12.6						
Насосная устан. 275	2	11	22		0.65	0.8/0.75	14.3	10.7						
Насосная устан. 126	2	11	22		0.65	0.8/0.75	14.3	10.7						
Насосная устан. 18	3	7,5	22.5		0.65	0.8/0.75	14.62	10.9						
Насосная устан. 139														
Насосная устан. 15	3	1,5	4.5		0.65	0.8/0.75	2.92	2.19						
Насосная устан. 141	3	75	225		0.65	0.8/0.75	146.2	109.6						
Насосная устан. 2	1	10	1		0.65	0.8/0.75	0.65	0.4						
Насосная устан. 134	1	4	4		0.65	0.8/0.75	2.6	1.95						
Насосная устан. 22	1	3,6	3,6		0.65	0.8/0.75	2.34	1.75						
Электродвигатель	1	4	4		0.65	0.8/0.75	2.6	1.95						
клапана на линии	1	1,7	1,7		0.65	0.8/0.75	1.1	0.82						
Насосная устан. 11	1	1,7	1,7		0.65	0.8/0.75	1.1	0.82						
Насосная устан. 600	1	4,5	4,5		0.65	0.8/0.75	2.92	2.19						
Итого по 9му распредпункту	25	75/1.5	453	>3	0.65	0,8/0.75	311.9	222.5	12	1.23	383.6	273.7	471.2	716
Итого без учета освещения	199	200/0,8	3192,9	>3	0.58	0.74/0.91	1864.3	1710. 5	32	1.13	2106.7	1932.8	2733. 4	4154.2
Система внутр. освещения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,8	24,8	47,7	72,4
Итого с освещением производства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2147,5	1957,6	2905, 9	4415,8

3 Определение мощности трансформаторов на ГПП и их числа

«Выбор числа трансформаторов на подстанции зависит от категории потребителей по степени надежности электроснабжения и от величины расчетной мощности.

Для питания потребителей первой категории предусматриваются двух- или трех трансформаторные подстанции с АВР по стороне вторичного напряжения.

Для потребителей второй категории рекомендуются двух- или трех трансформаторные подстанции, однотрансформаторные могут быть применены, если время замены вышедшего из строя трансформатора не превышает одних суток, а требуемая степень резервирования обеспечивается по связям вторичного напряжения от других подстанций.

Для потребителей третьей категории применяются однотрансформаторные подстанции. При значительной сосредоточенной нагрузке электроприемников третьей категории возможен вариант двухтрансформаторной подстанции без устройств АВР, с полной загрузкой трансформаторов в нормальном режиме и отключением части потребителей в послеаварийном режиме» [8, 9].

Находим требуемую номинальную мощность силовых трансформаторов на главной приблизительно подстанции с учетом доли потребителей 1 категории в общей нагрузке, процента допустимой перегрузки силовых трансформаторов в послеаварийном режиме и их количества, устанавливаемого на подстанции:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{ПП} \frac{1}{K_{пер} (n-1)}, \quad (15)$$

где « K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории;

$K_{пер}$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора;

n – количество параллельных работающих трансформаторов ПС» [8];

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 58780 \cdot \frac{1}{1,4(3-1)} = 16794 \text{ кВА}$$

Поскольку полученное значение получилось больше 16 МВА, то выбираем следующий по шкале мощностей трансформатор мощностью 25 и следующий 40 МВА. Трансформаторы данной мощности выпускаются с расщепленной обмоткой низкого напряжения для уменьшения как рабочих токов, так и токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения. Номинальное напряжение на стороне низкого напряжения трансформаторной подстанции выбираем равным 6 кВ, поскольку на данное напряжение проложены отходящие от подстанции линии и выполнены цеховые трансформаторные подстанции.

3.1 Первый вариант размещения на главной поразительной подстанции предприятия 3 силовых трансформаторов типа ТРДН-25000/110/6/6

Воспользовавшись доступной на сайте завода-изготовителя силовых трансформаторов информацией, данных из каталогов технической продукции и таблиц, приведённых в справочной литературе, определяем параметры выбранного силового трансформатора: номинальная мощность трансформатора $S_{ном} = 25$ МВА, напряжение КЗ $U_k = 9,5\%$, потери мощности трансформатора в режиме КЗ $\Delta P_k = 115$ кВт, потери мощности трансформатора в режиме ХХ $\Delta P_x = 25$ кВт, ток ХХ $I_x = 0,5\%$, цена за 1 единицу по данным коммерческого предложения равна 28 млн.руб.

Определяем значение потерь активной и реактивной мощностей в силовом трансформаторе главной поразительной подстанции в ненагруженном режиме работы [10, 11]:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (16)$$

где « K_{un} – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания и составляет;
 ΔQ_x – потери реактивной мощности трансформатора в режиме ХХ» [10];

$$\Delta P_x' = 25 + 0,05 \times 125 = 31,25 \text{ кВт},$$

реактивной мощности

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (17)$$

$$\Delta Q_x = 0,5 \times 25000 / 100 = 125 \text{ квар},$$

Определяем значение потерь активной и реактивной мощностей в силовом трансформаторе главной поразительной подстанции под нагрузкой:

- в обмотке высокого напряжения:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (18)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 9,5 \times 25000 / 100 = 2375 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (19)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \times 9,5 = 1,2 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \times \Delta Q_{к.в}, \quad (20)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \times 2375 = 118,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- в обмотке низкого напряжения:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (21)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 16,625 \times 25000 / 100 = 4156,3 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (22)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \times 9,5 = 16,625 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ун} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (23)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 230 + 0,05 \cdot 4156,3 = 437,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (24)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \times 115 = 230 \text{ кВт}.$$

Находим коэффициент загрузки каждой из обмоток силового трансформатора в послеаварийном режиме, когда через него протекает нагрузка всей подстанции. Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения определяем с учётом того, что через неё протекает половина мощности трансформатора, так как число обмоток равно двум:

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (25)$$

где « S_B , $S_{H1,2}$ – расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений» [10];

$$K_{з.в} = \frac{61780}{25000} = 2.47.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (26)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{30890}{25000} = 1.24.$$

Находим полное значение потерь активной мощности в силовом трансформаторе с учётом потерь в режиме холостого хода и с учётом коэффициента загрузки каждой из обмоток силового трансформатора в нагрузочном режиме:

$$P_m = \Delta P_x + K_{з.г}^2 \cdot \Delta P_{к.г} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2} , \quad (27)$$

$$P_m = 31.25 + 2.47^2 \cdot 118.8 + 1.24^2 \cdot 437.8 + 1.24^2 \cdot 437.8 = 2093.3 \text{ кВт} .$$

Потери электроэнергии по подстанции определяем с учетом числа работающих трансформаторов на каждой ступени годового графика, а также продолжительности работы силового трансформатора на данной ступени:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i +$$

$$+ \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{з.гi}^2 \cdot \Delta P'_{к.г} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (28)$$

где « i – порядковый номер ступени графика нагрузки;

n_i – число трансформаторов ПС, находящихся в работе на i -ой ступени годового графика нагрузки;

K_z – коэффициенты загрузки обмоток соответствующего напряжения трансформатора на i -ой ступени;

T_i – продолжительность нахождения нагрузки на i -ой ступени» [10].

Полученные результаты, в которые входят нагрузки по каждой из обмоток силового трансформатора, количество работающих трансформаторов на каждой ступени годового графика нагрузки, продолжительность данной ступени, а также сведения о потерях электрической энергии в режиме холостого хода и короткого замыкания заносим в таблицу номер 2.

Таблица 2 - Результаты расчетов для трансформатора типа ТРДН-25000/110/6/6

<i>i</i> ступень графика	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	61.780	30.890	30.890	3	2000	187500	2.471	1.236	1.236	483457	445608	445608
2	52.712	26.356	26.356	3	1000	93750	2.108	1.054	1.054	175972	162195	162195
3	42.845	21.423	21.423	3	1700	159375	1.714	0.857	0.857	197645	182171	182171
4	32.505	16.253	16.253	3	2300	215625	1.300	0.650	0.650	153912	141862	141862
5	20.601	10.300	10.300	3	1760	165000	0.824	0.412	0.412	47306	43603	43603
$\Sigma \Delta W_{xi} = 821250$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 3009171$		

Умножая суммарное значение потерь электрической энергии в трансформаторах подстанции на стоимость одного киловатт-часа электрической энергии, передаваемой через подстанцию, получаем стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W_{ПС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_э, \quad (29)$$

где « ΔW_{nc} – годовые потери электроэнергии в трансформаторах;

$C_э$ – стоимость $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии» [10].

$$I_{\Delta W_{ПС}} = (821250 + 3009171) \times 1,726 = 6611 \text{ тыс. руб.}$$

Находим величину приведённых затрат в которых учитывается стоимость силовых трансформаторов с нормативным коэффициентом, эксплуатационные издержки в последующие года эксплуатации и стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$Z_{прив} = E_n \times K + I = E_n \times K + I_э + I_{\Delta W_{ПС}} \quad (30)$$

где « K – капитальные затраты на оборудование ПС;

E_n – нормативный коэффициент дисконтирования;

I – годовые эксплуатационные издержки» [10];

$$Z_{прив} = 0,15 \times 84000 + 7896 + 6611 = 27107 \text{ тыс. руб.}$$

3.2 Второй вариант размещения на главной поразительной подстанции предприятия 3 силовых трансформаторов типа ТРДН-40000/110/6/6

Воспользовавшись доступной на сайте завода-изготовителя силовых трансформаторов информацией, данных из каталогов технической продукции

и таблиц, приведённых в справочной литературе, определяем параметры выбранного силового трансформатора: $S_{ном} = 40$ МВА, $U_{к} = 10,5\%$, $\Delta P_{к} = 160$ кВт, $\Delta P_{x} = 35$ кВт, $I_{x} = 0,5\%$, цена за 1 единицу по данным коммерческого предложения равна 44,8 млн.руб.

Определяем значение потерь активной и реактивной мощностей в силовом трансформаторе главной поразительной подстанции в ненагруженном режиме работы:

$$\Delta P_{x}' = \Delta P_{x} + K_{un} \cdot \Delta Q_{x}, \quad (31)$$

$$\Delta P_{x}' = 35 + 0,05 \times 200 = 45 \text{ кВт},$$

реактивной мощности

$$\Delta Q_{x} = I_{xx\%} + S_{ном.m} / 100, \quad (32)$$

$$\Delta Q_{x} = 0,5 \times 40000 / 100 = 200 \text{ квар},$$

Определяем значение потерь активной и реактивной мощностей в силовом трансформаторе главной поразительной подстанции под нагрузкой:

- в обмотке высокого напряжения:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.m} / 100, \quad (33)$$

$$\Delta Q_{к.в} = 10,5 \times 40000 / 100 = 4200 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (34)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \times 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \times \Delta Q_{к.в}, \quad (35)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \times 4200 = 210 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- обмотка 6 кВ:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (36)$$

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

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (37)$$

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

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (38)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 320 + 0,05 \cdot 7350 = 697,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (39)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \times 160 = 320 \text{ кВт}.$$

Находим коэффициент загрузки каждой из обмоток силового трансформатора в послеаварийном режиме, когда через него протекает нагрузка всей подстанции. Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения определяем с учётом того, что через неё протекает половина мощности трансформатора, так как число обмоток равно двум:

$$K_{з.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (40)$$

$$K_{з.б} = \frac{61780}{40000} = 1.54.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (41)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{30890}{40000} = 0.77.$$

Находим полное значение потерь активной мощности в силовом трансформаторе с учётом потерь в режиме холостого хода и с учётом коэффициента загрузки каждой из обмоток силового трансформатора в нагрузочном режиме:

$$\begin{aligned} P_m^{\dot{}} &= \Delta P_x^{\dot{}} + K_{3.6}^2 \cdot \Delta P_{к.6}^{\dot{}} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}} , & (42) \\ P_m^{\dot{}} &= 45 + 1.54^2 \cdot 210 + 0.77^2 \cdot 687.5 + 0.77^2 \cdot 687.5 = 1366 \text{ кВт} . \end{aligned}$$

Полученные результаты, в которые входят нагрузки по каждой из обмоток силового трансформатора, количество работающих трансформаторов на каждой ступени годового графика нагрузки, продолжительность данной ступени, а также сведения о потерях электрической энергии в режиме холостого хода и короткого замыкания заносим в таблицу номер 3.

Умножая суммарное значение потерь электрической энергии в трансформаторах подстанции на стоимость одного киловатт-часа электрической энергии, передаваемой через подстанцию, получаем стоимость потерь электроэнергии:

$$\begin{aligned} I_{\Delta W_{ПТС}} &= \Delta W_{nc} \cdot C_3 , & (43) \\ I_{\Delta W_{ПТС}} &= (788400 + 2891593) \times 1,726 = 6352 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Находим величину приведённых затрат в которых учитывается стоимость силовых трансформаторов с нормативным коэффициентом, эксплуатационные издержки в последующие года эксплуатации и стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$\begin{aligned} Z_{прив} &= E_n \times K + I = E_n \times K + I_3 + I_{\Delta W_{ПТС}} & (44) \\ Z_{прив} &= 0,15 \times 134400 + 12634 + 6352 = 39145 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Таблица 3 - Полученные результаты для трансформаторов ТРДН-40000/110/6/6, в которые входят нагрузки по каждой из обмоток силового трансформатора, количество работающих трансформаторов на каждой ступени годового графика нагрузки, продолжительность данной ступени, а также сведения о потерях электрической энергии в режиме холостого хода и короткого замыкания

i ступень графика	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	61.780	30.890	30.890	2	2000	180000	1.545	0.772	0.772	500951	410004	410004
2	52.712	26.356	26.356	2	1000	90000	1.318	0.659	0.659	182340	149236	149236
3	42.845	21.423	21.423	2	1700	153000	1.071	0.536	0.536	204796	167616	167616
4	32.505	16.253	16.253	2	2300	207000	0.813	0.406	0.406	159481	130528	130528
5	20.601	10.300	10.300	2	1760	158400	0.515	0.258	0.258	49018	40119	40119
$\Sigma \Delta W_{xi} = 788400$							-			$\Sigma \Delta W_{кBi} = 2891593$		

Выводы по разделу.

В результате произведённого сравнения 2 вариантов установки на подстанции силовых трансформаторов различной мощности было установлено, что капитальные затраты на реализацию варианта с трансформаторами мощностью 25 МВА на 38% меньше, чем затраты на вариант с силовыми трансформаторами мощностью 40 МВА.

Во столько же раз у первого варианта меньше и годовые эксплуатационные издержки.

Единственным минусом являются относительно большие годовые потери электроэнергии, затраты на которые у первого варианта превышают значение полученное у второго варианта на 5%, что не оказывает существенного влияния на итоговую величину приведённых затрат, которые в первом варианте на 30% ниже чем на втором, поэтому для реализации выбираем вариант с установкой на главной приближительной подстанции предприятия 3 силовых трансформаторов мощностью 25 МВА с напряжением на стороне высокого напряжения 110 кВ и напряжением на расщепленной обмотке низкого напряжения 6 кВ.

4 Расчёт токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП

«Для определения токов КЗ составляется расчетная схема электроустановки - это упрощенная электрическая схема установки с указанием всех ее элементов и параметров, которые влияют на ток КЗ и должны быть учтены во время расчета. Расчетная схема, как правило, составляется для нормального режима работы с перспективой не менее чем на 5 лет после ввода ее в эксплуатацию. На расчетную схему наносятся все расчетные точки КЗ.

При расчете токов КЗ в установках напряжением до 1 кВ на величину тока влияют переходные сопротивления контактов аппаратов, сопротивления трансформаторов тока, коротких участков шин и т.д., поэтому они включаются в расчетную схему.

К расчетному виду КЗ относят КЗ, при котором возникают наиболее тяжелые условия работы аппаратов и проводников. Расчетная продолжительность КЗ определяется в случаях, когда выбор проводников и аппаратов производится по периодической составляющей тока КЗ, изменяющейся во времени, или когда определяется термическое действие тока КЗ на проводники и аппараты» [12, 13].

На рисунке 1 представлена расчётная схема для определения значений токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП, в которую входит внешняя энергосистема, высоковольтная воздушная линия электропередачи, связывающая подстанцию энергосистемы и главную понизительную подстанцию химического предприятия, силовой трансформатор, установленный на ГПП. На схему наносятся расчётные точки короткого замыкания.

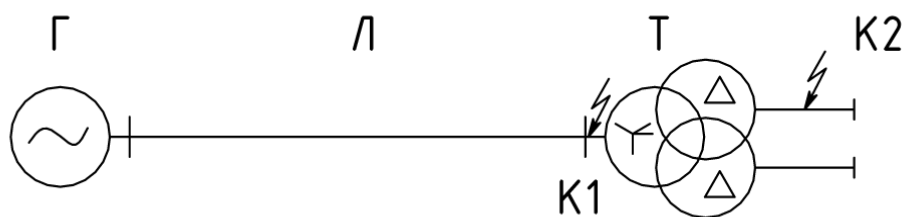


Рисунок 1 - Расчётная схема для определения значений токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП

На рисунке 2 приведена схема замещения, в которой внешняя энергосистема и линия электропередачи замещаются собственными индуктивными сопротивлениями, а силовой трансформатор представлен сопротивлениями каждой из обмоток.

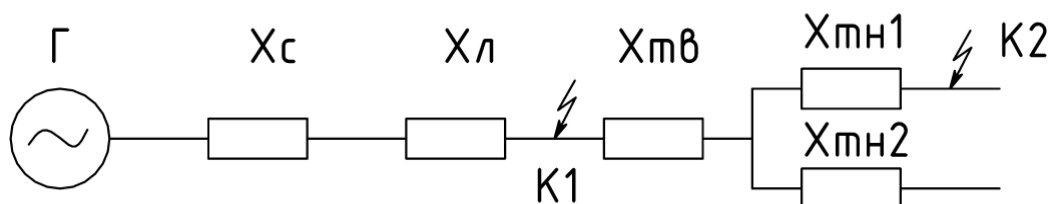


Рисунок 2 - Схема замещения для определения значений токов короткого замыкания на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП

Вначале собирают известные паспортные данные по элементам, входящим в схему замещения.

Так, для внешней энергосистемы задаются средненоминальное значение напряжения $U_{cp} = 115$ кВ; и мощность короткого замыкания $S_k = 2100$ МВА, базисная мощность $S_b = 1000$ МВА;

Высоковольтная питающая линия с удельным сопротивлением $x_{y0} = 0,124$ Ом/км и протяженностью $L = 5.5$ км.

Для выбранного в предыдущем разделе силового трансформатора понадобится его номинальная мощность и напряжение короткого замыкания:
 $S_n = 25 \text{ МВА}$; $U_k = 9.5 \%$.

Находим значение сопротивления внешней энергосистемы:

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_n}; \quad (45)$$

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{1000}{2100} = 0.476.$$

«Сопротивление ВЛ» [14]:

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = \frac{x_{уд}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{сн}^2}; \quad (46)$$

$$x_{ВЛ.\bar{b}} = 0.124 \cdot 5.5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.052.$$

«Сопротивление СТ» [14]:

$$x_{Т.В.\bar{b}} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_n}; \quad (47)$$

$$x_{Т.В.\bar{b}} = \frac{1.1875}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0.475.$$

$$x_{Т.Н.\bar{b}} = \frac{U_{к.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_n}; \quad (48)$$

$$x_{Т.Н.\bar{b}} = \frac{16.625}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 6.650.$$

Определим значение суммы индуктивных сопротивлений элементов, расположенных в расчетной схеме до расчетной т. К1:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{b}} + x_{ВЛ.\bar{b}}; \quad (49)$$

$$x_{рез1} = 0.476 + 0.052 = 0.528.$$

Находим базисный ток для расчетов в т. К1:

$$I_{\sigma.k1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (50)$$

$$I_{\sigma.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

Рассчитаем значение тока трехфазного КЗ в расчетной т. К1:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}^{\wedge}}{x_{рез1}} \cdot I_{\sigma}; \quad (51)$$

где « E_{σ}^{\wedge} » – сверхпереходная ЭДС;

$x_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки КЗ» [14];

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{0.528} \cdot 5.02 = 9.513 \text{ кА.}$$

Определим ударный ток КЗ в расчетной т. К1:

$$i_{уд.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^{(3)} \cdot k_{уд}; \quad (52)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент;

$$i_{уд.k1} = \sqrt{2} \cdot 9.513 \cdot 1.8 = 24.215 \text{ кА.}$$

Определим значение суммы индуктивных сопротивлений элементов, расположенных в расчетной схеме до расчетной т. К2:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.В.б} + x_{Т.Н.б}; \quad (53)$$

$$x_{рез2} = 0.528 + 0.475 + 6.65 = 7.653.$$

Находим базисный ток для расчетов в т. К2:

$$I_{\sigma.к2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (54)$$

$$I_{\sigma.к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.643 \text{ кА.}$$

Рассчитаем значение тока трехфазного КЗ в расчетной т. К2:

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}}{x_{рез2}} \cdot I_{\sigma.к2}; \quad (55)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{1}{7.653} \cdot 91.643 = 11.975 \text{ кА.}$$

Определим ударный ток КЗ в расчетной т. К2:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot K_{уд}; \quad (56)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 11.975 \cdot 1.85 = 31.331 \text{ кА.}$$

Выводы по разделу.

Произведены расчёты токов коротких замыканий на сторонах высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции химического предприятия, определены максимальные значения тока металлического трёхфазного короткого замыкания и его амплитудного ударного значения на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП.

5 Разработка мероприятий по замене устаревшего электрооборудования трансформаторной подстанции

«Все аппараты должны проверяться по условиям продолжительного режима работы (нормального или послеаварийного) и по условиям короткого замыкания» [12].

«По условиям продолжительного режима работы выбираются номинальный ток и номинальное напряжение аппарата» [12]:

$$I_n \geq I_{pa}$$

$$U_n \geq U_{nc}$$

где I_n , U_n – номинальные ток и напряжение выбираемого аппарата (паспортные данные);

I_{pa} – расчетный ток наиболее тяжелого послеаварийного режима в цепи аппарата;

U_{nc} – номинальное напряжение сети.

По режиму КЗ выполняется проверка:

- на коммутационную способность;
- термическую стойкость;
- электродинамическую стойкость.

Проверка на коммутационную способность выполняется для аппаратов, предназначенных для включения и отключения цепей в продолжительных режимах работы (выключатели нагрузки) или во всех режимах работы, в том числе, режимах КЗ (выключатели). Выключатели, кроме того, могут использоваться для работы в циклах АПВ, ОАПВ, АВР и др. Во включенном положении коммутационные аппараты должны быть способны пропускать сквозной ток КЗ» [12].

5.1 Выбор и проверка электрооборудования на стороне высокого напряжения главной понизительной подстанции химпредприятия

5.1.1 Выбор высоковольтных выключателей

Исходя из опыта эксплуатации высоковольтных выключателей на других подстанциях промышленного предприятия принимаем к установке на стороне высокого напряжения высоковольтный выключатель ВГТ-110Ш-40/2500.

В таблице 4 приведены результаты выбора по номинальным параметрам и проверки на коммутационную способность и стойкость к токам короткого замыкания предварительно выбранного высоковольтного выключателя. В таблице приведены формулы, по которым производится сравнение значений, полученных расчётным путём для данного типа выключателя, а также его паспортные данные, определённые из каталога производителя.

Таблица 4 – Результаты выбора по номинальным параметрам и проверки на коммутационную способность и стойкость к токам короткого замыкания предварительно выбранного высоковольтного выключателя

Пункт выбора	Расчетное условие	Результаты расчетов	Каталожное значение
Выбор по номинальному напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, кВ$	110	110
Выбор номинального тока аппарата	$I \leq I_{ном}, А$	176	2500
Проверка на коммутационную способность	$I_{н.т} \leq I_{ном.откл}, кА$	9,5	40
Электродинамическая стойкость аппарата	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, кА$	24,2	102

Продолжение таблицы 4

Пункт выбора	Расчетное условие	Результаты расчетов	Каталожное значение
Стойкость выбираемого аппарата к тепловому воздействию тока КЗ	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	13,1	152

Полученные расчётные значения либо равны, либо менее приведённых в каталоге, что указывает на правильность выбора электрического аппарата. Таким образом, предварительно выбранный высоковольтный выключатель ВГТ-110Ш-40/2500 может быть установлен на ГПП химического предприятия.

5.1.2 Выбор разъединителя

Исходя из опыта эксплуатации разъединителей на других подстанциях промышленного предприятия принимаем к установке на стороне высокого напряжения разъединители РГП-СЭЦ-110/1250.

Далее приведены результаты выбора по номинальным параметрам и проверки на стойкость к токам короткого замыкания предварительно выбранного разъединителя. Приведены формулы, по которым производится сравнение значений, полученных расчётным путём для данного типа разъединителя, а также его паспортные данные, определённые из каталога производителя:

- номинальное напряжение выбираемого аппарата должно либо соответствовать, либо быть большим номинального значения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (57)$$

где « $U_{сети}$ - напряжение сети в месте установки» [5];

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- выбор номинального тока аппарата:

$$I_{max} < I_n, \quad (58)$$

$$176 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

- предельный сквозной ток короткого замыкания, указанный в каталоге производителя должен быть больше амплитудного значения ударного тока короткого замыкания:

$$i_{y\delta} \leq i_{np.c}, \quad (59)$$

где « $I_{np.c}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ;

$i_{np.c}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ» [5];

$$24.2 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- термическая устойчивость аппарата:

$$B_k \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (60)$$

где « $t_{np.c}$ - длительность протекания тока» [5];

$$13.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Полученные расчётные значения либо равны, либо менее приведённых в каталоге, что указывает на правильность выбора электрического аппарата. Таким образом, предварительно выбранный разъединитель

РГП-СЭЩ-110/1250 может быть установлен на ГПП химического предприятия.

5.1.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Исходя из опыта эксплуатации трансформаторов тока на других подстанциях промышленного предприятия принимаем к установке на стороне высокого напряжения трансформаторы тока ТВТ110-1-200/5.

Далее приведены результаты выбора по номинальным параметрам и проверки на стойкость к токам короткого замыкания предварительно выбранного трансформатора тока. Приведены формулы, по которым производится сравнение значений, полученных расчётным путём для данного типа трансформатора тока, а также его паспортные данные, определённые из каталога производителя:

- номинальное напряжение выбираемого аппарата должно либо соответствовать, либо быть большим номинального значения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (61)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- для того чтобы выбранный трансформатор тока соответствовал заданному классу точности, его номинальный ток должен быть ближайшим большим максимального значения тока в месте установки:

$$I_{\max} \leq I_{н.тг}, \quad (62)$$
$$176 \text{ А} \leq 200 \text{ А};$$

- предельный сквозной ток короткого замыкания, указанный в каталоге производителя должен быть больше амплитудного значения ударного тока короткого замыкания:

$$i_{уд} \leq i_{э\lambda дин.ст} , \quad (63)$$

$$24.2 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- произведение квадрата тока термической стойкости на время отключения тока короткого замыкания должно превышать значение расчётного теплового импульса:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл} , \quad (64)$$

где « K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока» [5];

$$13.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- сопротивление подключенных ко вторичной цепи приборов не должно превышать установленного значения для выбранного класса точности измерительного трансформатора тока:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (65)$$

где « $Z_{2ном.}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока» [5];

При проведении расчётов допустимо принимать активное значение сопротивления приближённо равным полному значению $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k , \quad (66)$$

где « R_k – переходное сопротивление контактов;

$R_{пр}$ – сопротивление проводов;

$R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов» [5];

Во вторичной цепи трансформатора тока, установленного на стороне высокого напряжения главной понизительной подстанции, подключается только амперметр с номинальной мощностью, не превышающей 0,1 ВА. Находим значение активного сопротивления данного прибора путём деления мощности на квадрат тока:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (67)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.1}{5^2} = 0.004 \text{ Ом}.$$

Сопротивление проводника определяем, как разность между максимально допустимым значением сопротивления и известными значениями сопротивления приборов и контактных соединений:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.004 - 0.1 = 1.096 \text{ Ом}.$$

По найденному значению сопротивления определяем сечение проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (68)$$

где « ρ – удельное сопротивление материала провода;

l_p – расчетная длина проводов» [5];

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.096} = 0.958 \text{ мм}^2.$$

Округляем полученное значение в большую сторону до минимально допустимого сечения медного проводника по механической прочности 2.5 мм².

Полученные расчётные значения либо равны, либо менее приведённых в каталоге, что указывает на правильность выбора электрического аппарата. Таким образом, предварительно выбранный трансформатор тока ТВТ110-1-200/5 может быть установлен на стороне ВН ГПП химического предприятия.

5.2 Выбор и проверка электрооборудования на стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции химпредприятия

5.2.1 Выбор высоковольтных выключателей

Исходя из опыта эксплуатации высоковольтных выключателей на других подстанциях промышленного предприятия принимаем к установке на стороне высокого напряжения высоковольтный выключатель ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ2.

В таблице 5 приведены результаты выбора по номинальным параметрам и проверки на коммутационную способность и стойкость к токам короткого замыкания предварительно выбранного высоковольтного выключателя. В таблице приведены формулы, по которым производится сравнение значений, полученных расчётным путём для данного типа выключателя, а также его паспортные данные, определённые из каталога производителя.

Таблица 5 - Результаты выбора по номинальным параметрам и проверки на коммутационную способность и стойкость к токам короткого замыкания предварительно выбранного высоковольтного выключателя

Пункт выбора	Расчетное условие	Результаты расчетов	Каталожное значение
Выбор по номинальному напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, кВ$	6	10
Выбор номинального тока аппарата	$I \leq I_{ном}, А$	1604	2000
Проверка на коммутационную способность	$I_{н.т} \leq I_{ном.откл}, кА$	12	20
Электродинамическая стойкость аппарата	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, кА$	31,3	80
Термическая устойчивость аппарата	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t, кА^2 \cdot с$	23	99,2

Полученные расчётные значения либо равны, либо менее приведённых в каталоге, что указывает на правильность выбора электрического аппарата. Таким образом, предварительно выбранный высоковольтный выключатель ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ2 может быть установлен на ГПП химического предприятия.

5.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Исходя из опыта эксплуатации трансформаторов тока на других подстанциях промышленного предприятия принимаем к установке на стороне низкого напряжения трансформаторы тока ТЛШ-10-2000/5.

Далее приведены результаты выбора по номинальным параметрам и проверки на стойкость к токам короткого замыкания предварительно выбранного трансформатора тока. Приведены формулы, по которым производится сравнение значений, полученных расчётным путём для данного типа трансформатора тока, а также его паспортные данные, определённые из каталога производителя:

- номинальное напряжение выбираемого аппарата должно либо соответствовать, либо быть большим номинального значения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (69)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- выбор номинального тока аппарата:

$$I_{\max} \leq I_{н.т.т}, \quad (70)$$

$$1604 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$

- электродинамическая стойкость аппарата:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (71)$$

$$31.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- термическая устойчивость аппарата:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (72)$$

$$23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 99.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- величина допустимой вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (73)$$

В расчетах принимается $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к} , \quad (74)$$

Во вторичной цепи трансформатора тока, установленного на стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции, подключаются только амперметр и счетчик электроэнергии с номинальной мощностью, не превышающей 0,75 ВА. Находим значение активного сопротивления данных приборов путём деления мощности на квадрат тока:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (75)$$

$$R_{приб} = \frac{0.75}{5^2} = 0.03 \text{ Ом} .$$

Сопротивление проводника определяем, как разность между максимально допустимым значением сопротивления и известными значениями сопротивления приборов и контактных соединений:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{к} ,$$

$$R_{пр} = 1.2 - 0.03 - 0.1 = 1.07 \text{ Ом} .$$

По найденному значению сопротивления определяем сечение проводника:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} , \quad (76)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{1.07} = 0.654 \text{ мм}^2.$$

Округляем полученное значение в большую сторону до минимально допустимого сечения медного проводника по механической прочности 2.5 мм².

Полученные расчётные значения либо равны, либо менее приведённых в каталоге, что указывает на правильность выбора электрического аппарата. Таким образом, предварительно выбранный трансформатор тока ТЛШ-10-2000/5 может быть установлен на стороне НН ГПП химического предприятия.

5.2.3 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Далее приведены результаты выбора по номинальным параметрам и проверки на максимальную подключенную нагрузку во вторичные цепи. Приведены формулы, по которым производится сравнение значений, полученных расчётным путём для данного типа трансформатора напряжения, а также его паспортные данные, определённые из каталога производителя:

- номинальное напряжение выбираемого аппарата должно либо соответствовать, либо быть большим номинального значения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (77)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

- класс точности прибора выбирается в соответствии с решаемыми задачами;

- мощность подключенных ко вторичной цепи приборов не должно превышать установленного значения для выбранного класса точности измерительного трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (78)$$

где « $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения» [5];

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (79)$$

Исходя из опыта эксплуатации трансформаторов напряжения на других подстанциях промышленного предприятия принимаем к установке на стороне низкого напряжения трансформаторы напряжения НАМИТ–6–2 работающие в классе точности 0.5. Во вторичной цепи трансформатора напряжения, установленного на стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции, подключаются вольтметр, ваттметр, варметр, и счетчики электроэнергии со всех отходящих фидеров одной секции с номинальной мощностью, не превышающей 7,65 ВА:

$$7.65 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Полученные расчётные значения либо равны, либо менее приведённых в каталоге, что указывает на правильность выбора электрического аппарата. Таким образом, предварительно выбранный трансформатор напряжения НАМИТ–6–2 может быть установлен на стороне НН ГПП химического предприятия.

5.2.4 Выбор предохранителя

Далее приведены результаты выбора по номинальным параметрам предварительно выбранного предохранителя. Приведены формулы, по которым производится сравнение значений, полученных расчётным путём для данного типа предохранителя, а также его паспортные данные, определённые из каталога производителя:

- номинальное напряжение выбираемого аппарата должно либо соответствовать, либо быть большим номинального значения в месте установки:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (80)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- выбор номинального тока аппарата:

$$I_{раб} \leq I_M, \quad (81)$$

$$I_{раб} = \frac{\sum S_{приб}}{\sqrt{3}U_M}, \quad (82)$$

$$I_{раб} = \frac{0,0765}{1,73 \cdot 6,3} = 0,007 \text{ А} < I_M = 3,2 \text{ А}$$

По полученным расчетным данным для защиты измерительных трансформаторов напряжения устанавливаемых на секциях шин со стороны низкого напряжения главный позитивной подстанции выбираем предохранители ПКТ–101–10.

Выводы по разделу.

Произведён выбор по номинальным параметрам и проверка на стойкость к термическому и электродинамическому воздействию токов коротких замыканий основного электрооборудования главной понизительной подстанции химического предприятия. Так на стороне высокого напряжения были выбраны новые высоковольтные выключатели, разъединители и измерительные трансформаторы тока, на стороне низкого напряжения выбраны новые современные ячейки КРУ Самарского завода электроцит типа КРУ-СЭЩ-70, выбраны и проверены высоковольтные выключатели, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, а также предохранители для защиты измерительных трансформаторов напряжения.

6 Определение уставок микропроцессорной защиты Сириус-2Л для защиты линий от ГПП до цеховых трансформаторных подстанций

В ходе реконструкции планируется замена устаревших релейных защит на современные микропроцессорные устройства, так для защиты линий, прокладываемых от главной понизительной подстанции химзавода до цеховых трансформаторных подстанций, выбираем современные микропроцессорные блоки Сириус-2Л.

«В устройстве реализованы следующие функции:

- защита и автоматика, предусмотренная требованиями правил устройства электроустановок и технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- программирование уставок и настроек терминала;
- индикация положения высоковольтного выключателя и контроль функционирования его цепей управления;
- расчет точки аварии на воздушной ЛЭП;
- передача по каналам связи сведений о возникновении нештатной ситуации;
- внутренняя диагностика;
- самоблокировка при выявлении внутренних неполадок;
- защита устройства от перенапряжений» [14, 15].

6.1 Определение значения сопротивлений для элементов, входящих в схему замещения

Из результатов предыдущего раздела, в котором были определены токи короткого замыкания находим значения сопротивлений внешней системы и ток короткого замыкания, соответствующие режимам наибольшей и наименьшей нагрузки в системе:

$$Z_{min} = 0,273 \text{ Ом} \quad I_{кз_{max}} = 14070 \text{ А}$$

$$Z_{max} = 0,364 \text{ Ом} \quad I_{кз_{min}} = 10554 \text{ А}$$

Сопротивление линий 1 и 2 $Z_{л1}$ и $Z_{л2}$ соответственно

$$Z_{л1} = \sqrt{(r_{л1})^2 + (x_{л1})^2} \quad (83)$$

$$Z_{л1} = \sqrt{(0,183)^2 + (0,08)^2} = 0,2 \text{ Ом}$$

$$r_{л1} = r_o \cdot l_1 \quad (84)$$

$$r_{л1} = 0,167 \cdot 1,1 = 0,183$$

Параметры линии 1 для расчета активного сопротивления:

$$l_1 = 1,1 \text{ км}; r_o = 0,167; S = 185 \text{ мм}^2$$

$$x_{л1} = x_o \cdot l_1 \quad (85)$$

$$x_{л1} = 0,073 \cdot 1,1 = 0,08$$

Параметры линии 1 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_o = 0,073; S = 185 \text{ мм}^2; l_1 = 1,1 \text{ км}$$

$$Z_{л2} = \sqrt{(r_{л2})^2 + (x_{л2})^2} \quad (86)$$

$$Z_{л2} = \sqrt{(0,127)^2 + (0,07)^2} = 0,144 \text{ Ом}$$

$$r_{л2} = r_o \cdot l_2 \quad (87)$$

$$r_{л2} = 0,129 \cdot 0,985 = 0,127$$

Параметры линии 2 для расчета активного сопротивления:

$$r_o = 0,129; S_{каб} = 240 \text{ мм}^2; l_2 = 0,985 \text{ км}$$

$$x_{л2} = x_o \cdot l_2 \quad (88)$$

$$x_{л2} = 0,071 \cdot 0,985 = 0,07$$

Параметры линии 2 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_o = 0,071; S_{каб} = 240 \text{ мм}^2; l_2 = 0,985 \text{ км}$$

Расчет сопротивлений линий 3 и 4 $Z_{л3}$ и $Z_{л4}$ соответственно:

$$Z_{л3} = \sqrt{(r_{л3})^2 + (x_{л3})^2} \quad (89)$$

$$Z_{л3} = \sqrt{(0,049)^2 + (0,0148)^2} = 0,051 \text{ Ом}$$

$$r_{л3} = r_o \cdot l_3 \quad (90)$$

$$r_{л3} = 0,258 \cdot 0,19 = 0,049$$

Параметры линии 3 для расчета активного сопротивления:

$$r_o = 0,258; S_{каб} = 120 \text{ мм}^2; l_3 = 0,19 \text{ км}$$

$$x_{л3} = x_o \cdot l_3 \quad (91)$$

$$x_{л3} = 0,078 \cdot 0,19 = 0,0148$$

Параметры линии 3 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_o = 0,078; S_{каб} = 120 \text{ мм}^2; l_3 = 0,19 \text{ км}$$

$$Z_{л4} = \sqrt{(r_{л4})^2 + (x_{л4})^2} \quad (92)$$

$$Z_{л4} = \sqrt{(0,047)^2 + (0,017)^2} = 0,05 \text{ Ом}$$

$$r_{л4} = r_o \cdot l_4 \quad (93)$$

$$r_{л4} = r_o \cdot l_4 = 0,206 \cdot 0,23 = 0,047$$

Параметры линии 4 для расчета активного сопротивления:

$$r_o = 0,206; S_{\text{каб}} = 150 \text{ мм}^2; l_4 = 0,23 \text{ км}$$

$$x_{л4} = x_o \cdot l_4 \quad (94)$$

$$x_{л4} = 0,076 \cdot 0,23 = 0,017$$

Параметры линии 4 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_o = 0,076; S_{\text{каб}} = 150 \text{ мм}^2; l_4 = 0,23 \text{ км}$$

Расчет сопротивления линии 5 $Z_{л5}$

$$Z_{л5} = \sqrt{(r_{л5})^2 + (x_{л5})^2} \quad (95)$$

$$Z_{л5} = \sqrt{(0,0556)^2 + (0,0205)^2} = 0,059 \text{ Ом}$$

$$r_{л5} = r_o \cdot l_5 \quad (96)$$

$$r_{л5} = 0,206 \cdot 0,27 = 0,0556$$

Параметры линии 5 для расчета активного сопротивления:

$$r_o = 0,206; S_{\text{каб}} = 150 \text{ мм}^2; l_5 = 0,27 \text{ км}$$

$$x_{л5} = x_o \cdot l_5 \quad (97)$$

$$x_{л5} = 0,076 \cdot 0,27 = 0,0205$$

Параметры линии 5 для расчета индуктивного сопротивления:

$$x_o = 0,076; S_{\text{каб}} = 150 \text{ мм}^2; l_5 = 0,27 \text{ км}$$

Определение полного внутреннего сопротивления трансформатора с номинальной мощностью $S_{\text{ном}} = 400 \text{ кВА}$

$$Z_{\text{мп}} = \frac{U_{\text{кmax}} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном тр}}} \quad (98)$$

$$Z_{\text{мп}} = 4,05 \text{ Ом}$$

6.2 Определение значений токов КЗ

$I_{K3(1)}$ на стороне 6 кВ комплектной трансформаторной подстанции №1

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} \quad (99)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 = 0,708 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (100)$$

$$I_{K3(1)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,708} = \frac{6300}{1,224} = 5147 \text{ А}$$

$$I_{K3(1)} = 5147 \text{ А}$$

$I_{K3(2)}$ на стороне НН комплектной трансформаторной подстанции №1

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{mp-p} \quad (101)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 4,05 = 4,758 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (102)$$

$$I_{K3(2)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,758} = \frac{6300}{8,23} = 765 \text{ А}$$

$$I_{K3(2)} = 765 \text{ А}$$

$I_{K3(3)}$ на стороне 6 кВ комплектной трансформаторной подстанции №2

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} \quad (103)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 = 0,805 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (104)$$

$$I_{K3(3)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,805} = \frac{6300}{1,4} = 4500 \text{ A}$$

$$I_{K3(3)} = 4500 \text{ A}$$

$I_{K3(4)}$ на стороне НН комплектной трансформаторной подстанции №2
(номинальная мощность трансформаторов на ТП $S = 630 \text{ кВА}$)

$$\sum Z = Z_P + Z_{обл} + Z_{mp-p} \quad (105)$$

$$\sum Z = 0,805 + 3,14 = 3,945 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(4)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (106)$$

$$I_{K3(4)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 3,945} = \frac{6300}{6,824} = 923 \text{ A}$$

$$I_{K3(4)} = 923 \text{ A}$$

$I_{K3(5)}$ на стороне 6 кВ комплектной трансформаторной подстанции №3

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + Z_{л5} \quad (107)$$

$$\sum Z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 + 0,059 = 0,864 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(5)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (108)$$

$$I_{K3(5)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,864} = \frac{6300}{1,49} = 4228 \text{ A} \approx 4200 \text{ A}$$

$$I_{K3(5)} = 4200 \text{ A}$$

$I_{K3(6)}$ на стороне НН комплектной трансформаторной подстанции №3
(номинальная мощность трансформаторов на ТП $S_{ном} = 400 \text{ кВА}$)

$$\sum Z = Z_P + Z_{обл} + Z_{mp-p} \quad (109)$$

$$\sum Z = 0,864 + 4,05 = 4,914 \text{ Ом}$$

$$I_{K3(6)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (110)$$

$$I_{K3(6)} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,914} = \frac{6300}{19,9} = 316 \text{ А}$$

$$I_{K3(6)} = 316 \text{ А}$$

6.3 Расчет параметров максимальной токовой отсечки

$$\sum S_{\text{НОМ}} = (2 \times 400) + (400 + 630) + (2 \times 400) = 2630 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{\sum S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (111)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{2630}{10,2} = 257 \text{ А}$$

Отстройка максимальной токовой отсечки от величины броска тока намагничивания

$$I_{\text{CO}} = (3:4) \cdot I_{\text{НОМ}} = (3:4) \cdot 257 \geq 770 \text{ А} \div 1000 \text{ А}$$

Определяем ток срабатывания отсечки I_{CO} в зависимости от значения I_{K3} в конце линии

$$I_{\text{CO}} = 1,5 \times I_{\text{K3}} \quad (112)$$

$$I_{\text{CO}} = 1,5 \cdot 923 \text{ А} = 1384 \text{ А} \approx 1400 \text{ А}$$

6.4 Определение уставок МТЗ

Находим значения тока пуска защиты при подключении дополнительной нагрузки [16, 17]

$$\begin{aligned}
 I_{\text{раб}} &= 215 \text{ A} \\
 I_{\text{раб 1.}} &= 215 + 15 = 230 \text{ A} \\
 I_{\text{сз}} &= \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot I_{\text{раб1.}} \\
 I_{\text{сз}} &= \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 230 = 450 \text{ A}
 \end{aligned}
 \tag{113}$$

Для данной кабельной линии величина длительно допустимого тока с учётом температуры окружающей среды и способы прокладки составляет $I_{\text{доп}} = 440 \text{ A}$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 440 \text{ A} = 858 \text{ A}$$

По полученным значениям в результате расчётов находим диапазоны для выбора уставок:

Для МТО:

$$I_{\text{со}} \geq 1000 \text{ A} \div 1400 \text{ A} \quad t = 0,0 \text{ с.}$$

Для МТЗ:

$$I_{\text{сз}} \geq 450 \text{ A} \div 860 \text{ A} \quad t = 0,6 \text{ с.}$$

Выводы по разделу.

Выполнены расчеты по замене устаревших релейных защит на современное микропроцессорные устройства, так для защиты линий, прокладываемых от главной понизительной подстанции химзавода до цеховых трансформаторных подстанций, выбраны современные микропроцессорные блоки Сириус-2Л для которых определены уставки.

7 Определение параметров системы заземления подстанции

«Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Такое заземление называется защитным, предназначение которого заключается в том, чтобы создать путь току в землю с возможно малым сопротивлением и устранить опасные перенапряжения, т.е. обеспечить безопасность для людей» [11].

Проектирование заземляющих устройств выполняется в соответствии с нормированием по допустимому напряжению прикосновения либо по допустимому сопротивлению растекания.

Находим значение активного сопротивления одного вертикального заземлителя устанавливаемого в контуре заземления подстанции:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + 1}{4 \cdot t' - 1}\right) \right] \quad (114)$$

где « $\rho_{расч}$ – расчетное удельное сопротивление грунта для стержневых заземлителей,
 l – длина вертикального заземлителя;
 d – диаметр стержневого заземлителя;
 t_o – глубина заложения вершины вертикального заземлителя» [11];

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[\lg\left(\frac{10}{0,95 \cdot 0,05}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{17,8}{7,8}\right) \right] = 22,89 \text{ Ом.}$$

Определяем требуемое количество вертикальных заземлителей для размещения и в контуре заземления:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c}, \quad (115)$$

$$N_c = \frac{22,89}{0,5 \cdot 0,78} = 58,6 \approx 59 \text{ шт.}$$

«Определим сопротивление горизонтальной соединительной полосы»
[18-20]:

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{L} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t} \right), \quad (116)$$

где « L – длина горизонтального заземлителя;

b – ширина полосы горизонтального заземлителя;

t – глубина заложения горизонтального заземлителя» [11];

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot 1450}{200} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 200^2}{0,04 \cdot 0,5} \right) = 5,44 \text{ Ом}$$

Соединение вертикальных заземлителей в единый контур осуществляется при помощи металлической горизонтальной полосы, сопротивление которой находим по формуле:

$$R_{ПК} = \frac{R_{II}}{n_{II}}, \quad (117)$$

где « η_z – коэффициент использования горизонтального заземлителя»
[11];

$$R_{ПК} = \frac{5,44}{0,27} = 20,15 \text{ Ом.}$$

Определяем итоговое значение сопротивления контура заземления, которое составляет:

$$R = \frac{R_{\text{ПК}} \cdot R_3}{R_{\text{ПК}} + R_3}, \quad (118)$$

$$R = \frac{20,15 \cdot 0,5}{20,15 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Уточним необходимое число вертикальных заземлителей для установки в контуре заземления подстанции:

$$N_c' = \frac{R_c}{R \cdot n_c}, \quad (119)$$

$$N_c' = \frac{22,89}{0,49 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

Выводы по разделу.

Произведены расчёты системы заземления главной понизительной подстанции химпредприятия, определено количество и тип вертикальных искусственных заземлителей, их сечение, количество и шаг установки, а также параметры соединительной металлической полосы. Общее количество вертикальных заземлителей необходимое для обеспечения требуемого значения сопротивления заземления составляет 60 штук.

Заключение

Цель бакалаврской работы заключалась в обоснованном выборе новых электрических аппаратов для установки на сторонах высокого и низкого напряжения трансформаторной подстанции, призванных повысить надежность электроснабжения и снизить время возможного перерыва подачи электрической энергии.

Приведена краткая характеристика реконструируемой подстанции ГПП №1 химического предприятия.

Определены групповые номинальные нагрузки по вновь вводимым в эксплуатацию электроприемникам. По каждому распределительному пункту определены значения среднесменной нагрузки, найдены число эффективных электроприемников, определены расчётные коэффициенты и найдены значения расчётной активной, реактивной и полной мощностей. Путём суммирования расчётных нагрузок для каждого из распредпунктов получено значение итоговой мощности, на которую увеличивается потребление мощности от ГПП предприятия.

В результате произведённого сравнения 2 вариантов установки на подстанции силовых трансформаторов различной мощности было установлено, что капитальные затраты на реализацию варианта с трансформаторами мощностью 25 МВА на 38% меньше, чем затраты на вариант с силовыми трансформаторами мощностью 40 МВА.

Во столько же раз у первого варианта меньше и годовые эксплуатационные издержки.

Единственным минусом являются относительно большие годовые потери электроэнергии, затраты на которые у первого варианта превышают значение полученное у второго варианта на 5%, что не оказывает существенного влияния на итоговую величину приведённых затрат, которые в первом варианте на 30% ниже чем на втором, поэтому для реализации выбираем вариант с установкой на главной приближительный подстанции

предприятия 3 силовых трансформаторов мощностью 25 МВА с напряжением на стороне высокого напряжения 110 кВ и напряжением на расщепленной обмотке низкого напряжения 6 кВ.

Произведены расчёты токов коротких замыканий на сторонах высокого и низкого напряжения главной понизительной подстанции химического предприятия, определены максимальные значения тока металлического трёхфазного короткого замыкания и его амплитудного ударного значения на сторонах высокого и низкого напряжения ГПП.

Произведён выбор по номинальным параметрам и проверка на стойкость к термическому и электродинамическому воздействию токов коротких замыканий основного электрооборудования главной понизительной подстанции химического предприятия. Так на стороне высокого напряжения были выбраны новые высоковольтные выключатели, разъединители и измерительные трансформаторы тока, на стороне низкого напряжения выбраны новые современные ячейки КРУ Самарского завода электрощит типа КРУ-СЭЩ-70, выбраны и проверены высоковольтные выключатели, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, а также предохранители для защиты измерительных трансформаторов напряжения.

Выполнены расчеты по замене устаревших релейных защит на современное микропроцессорные устройства, так для защиты линий, прокладываемых от главной понизительной подстанции химзавода до цеховых трансформаторных подстанций, выбраны современные микропроцессорные блоки Сириус-2Л для которых определены уставки.

Произведены расчёты системы заземления главной понизительной подстанции химпредприятия, определено количество и тип вертикальных искусственных заземлителей, их сечение, количество и шаг установки, а также параметры соединительной металлической полосы. Общее количество вертикальных заземлителей необходимое для обеспечения требуемого значения сопротивления заземления составляет 60 штук.

Список используемых источников

1. Абрамова Е. Я. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие. Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2012. 106 с.
2. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
3. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.
4. Защита и управление в системах автоматизации подстанции [Электронный ресурс] : официальный интернет сайт. URL: <https://new.abb.com/substation-automation/ru> (дата обращения: 11.12.2021).
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
6. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
7. Мельников М.А. Внутривзаводское электроснабжение: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2014. 180 с.
8. Пилипенко В.Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2014. 124 с.
9. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.
10. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.99-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства

ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.

11. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

12. Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики [Электронный ресурс] : учебное пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2014. 447 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/34715.html> (дата обращения: 16.02.2022).

13. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.

14. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.

15. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учеб. пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.

16. Banerjee G. K. Electrical and electronics engineering materials. PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 360 p.

17. Czapp S., Borowski K. Verification of safety in low-voltage power systems without nuisance tripping of residual current devices // Electric Power Systems Research. 2019. № 172, pp. 260-268.

18. Orfanos N., Mitzelos D., Sagani A., Dedoussis V. Life-cycle environmental performance assessment of electricity generation and transmission systems // Renewable Energy. 2019. № 139, pp. 1447-1462.

19. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. Cengage Learning, 2014. 400 p.

20. Zhu J., Chen P., Qiu M., Liu C., Liu J., Zhang H., Zhang H., Ding K. Experimental investigation of a high temperature superconducting pancake consisted of the REBCO composite cable for superconducting magnetic energy storage system // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2019. № 29 (5), pp. 59-63.