

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

_____/_____/_____
«__» _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/_____/_____
И.М. Кирпичникова
«__» _____ 2019 г.

Анализ сетевого района 110 кВ с подключением подстанции 110/10 кВ

ПОЯНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР

Руководитель работы

к.т.н., доцент

_____/_____/_____
В.В. Тарасенко
«__» _____ 2019 г.

Автор проекта

студент группы П-471

_____/_____/_____
Т.Х. Гибадатов
«__» _____ 2019 г.

Нормоконтролер

к.т.н., доцент

_____/_____/_____
В.В. Тарасенко
«__» _____ 2019 г.

Челябинск 2019

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
« ____ » _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Гибадатов Тимур Хамитович
(Ф. И.О. полностью)
Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы

Анализ сетевого района 110 кВ с подключением подстанции 110/10 кВ

утверждена приказом по университету от _____ 2019 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

Схема сетевого района 110 кв

Длины линий и марки проводов

Количество, марки и мощности трансформаторов, установленных на подстанциях

Мощности потребителей сети в максимальном режиме нагрузок

Мощности вырабатываемой электроэнергии на электростанциях

Новые нагрузки и генераторы мощностей, для ввода в сетевой район

Климатические условия сетевого района

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1) Расчет режимов сетевого района

2) Разработка подстанции «Нурсултан»

3) Композитные опоры ВЛ

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1) Схема сетевого района с учетом новых объектов 1 лист

2) Схема электрическая ПС Нурсултан 110/10 кВ 1 лист

3) План ПС Нурсултан 110/10 кВ 1 лист

4) Карта расчёта режимов в программе NetWORKS 1 лист

5) Композитные опоры ВЛ 1 лист

Всего 5 листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____

(подпись)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной ра- боты	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполне- нии руководителя
Анализ исходных данных		
Выбор трансформаторов на ре- конструируемой подстанции		
Выбор проводов новых ЛЭП.		
Определение параметров основно- го оборудования		
Оценка балансов активной и реак- тивной мощности в существую- щей сети.		
Проверка состояния действующе- го оборудования сети		
Расчёт режимов сети		
Замена линий		
Выбор схемы РУ ВН		
Расчет токов в нормальном и про- должительном режимах		
Расчет токов короткого замыкания		
Выбор коммутационных аппара- тов, ТВЧ, изоляторов, средств контроля и измерений		
Композитные опоры ВЛ		

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /В.В. Тарасенко/

Студент _____ /Т.Х. Гибадатов/

АННОТАЦИЯ

Гибадатов Т.Х. Анализ сетевого района 110 кВ с подключением подстанции 110/10 кВ – Челябинск: ЮУрГУ, П – 471, 2019 г., стр. 91, илл. 19, табл. 39. Список литературы – 10 наименований. 5 листов чертежей формата А1

В данной работе проведен расчёт режимов сетевого района 110 кВ при различных нагрузках в узлах сети.

По исходным данным был оценен баланс активной и реактивной мощностей, были определены потоки мощности в сети, исходя из которых проверены силовые трансформаторы и линии электропередачи. Был произведён расчет минимального, максимального и послеаварийных режимов работы участка сети и проверка линий электропередач в максимальном и послеаварийном режимах.

По результатам расчёта выявлены перегружаемые ВЛЭП. Для них выбраны рекомендуемые к замене сечения проводов. Выбор проведен по длительно допустимому току и минимально допустимому сечению.

Дополнительно в работе рассматривается вопрос композитные опоры ВЛ.

На листах формата А1 составлены структурная схема режимов сетевого района 110 кВ, электрическая схема подстанции «Нурсултан», план РУ ВН и разрез одной из ячеек. Составлена карта режимов сети в программе NetWORKS и плакат относящийся к спец вопросу.

					<i>13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Гибадатов Т.Х.			Анализ сетевого района 110 кВ с подключением подстанции 110/10 кВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Тарасенко В.В.					5	91
<i>Реценз.</i>						ЮУрГУ Кафедра ЭССиС		
<i>Н. Контр.</i>		Тарасенко В.В.						
<i>Утверд.</i>		Кирпичникова						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 кВ	9
1.1 Действующее оборудование и его параметры.....	10
1.2 Параметры основного электрооборудования.....	11
1.3 Оценка баланса активной и реактивной мощностей сети.	13
1.4 Проверка оборудования ЭС-1 и сети 35 кВ	17
1.5 Проверка трансформаторов ТМТН-6300/110	21
2 ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ СЕТИ 110 КВ.....	23
2.1 Оценка баланса мощностей с учетом ввода новых объектов.....	23
2.2 Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ ЭС-2	26
2.3 Выбор новых трансформаторов.	27
2.4 Выбор конфигурации сети 110 кВ и сечение новых ВЛ.....	30
2.5 Выбор сечений проводов ВЛ для намеченных вариантов подключения .	32
2.6 Выбор варианта развития сети по укрупненным технико-экономическим показателям.....	34
3 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35 КВ.....	36
3.1 Режим максимальных нагрузок.....	36
3.2 Режим минимальных нагрузок.	39
3.3 Послеаварийный режим (по схеме N-1)	41
3.4 Замена перегруженной линии.....	50
4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ «НУРСУЛТАН» 110/10 КВ	52
4.1 Выбор схемы проектируемой подстанции.	52
4.2 Выбор линий электропередач	54
4.3 Кабельная линия на стороне НН	55
4.4 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах	56
4.5 Расчет токов короткого замыкания (КЗ).....	57
4.6 Контрольно-измерительные приборы.....	60
4.7 Распределительное устройство ВН	61
4.8 Распределительное устройство НН.....	69
4.9 Разработка схемы питания собственных нужд.....	80
5 ВЫБОР ОПОР ВЛ	83
6 КОМПОЗИТНЫЕ ОПОРЫ	85

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

1.1	Сравнение механических свойств композитных опор с другими	86
1.2	Основные преимущества и недостатки стоек композитных опор	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		89
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК		90

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Прогресс стоит не на месте, каждый день появляются новые потребности людей, развиваются различные индустрии, что приводит к увеличению производства, в различных сферах. Всё это накладывается на основную отрасль современности – энергетика. Увеличивается количество потребляемой мощности. Любое малейшее изменение в сети приводит к изменению её режима. Нынешние сети требуют повышения передаваемой нагрузки. Как следствие всего этого оборудование требует модернизации, введения новых сетей, новых подстанций, чтобы удовлетворить потребительские способности и не перегружать сеть. Уже существующие подстанции подвергаются реконструкции. Необходимо знать, как разработать новую подстанцию, выбрать её схему и оборудование. Немаловажную роль играет знание оборудования, важно знать какое оборудование устаревает, и какое приходит ему на смену. Потому что, не зная из чего состоит сеть, невозможно её рассчитать.

Именно поэтому требуется уметь правильно составить и рассчитать режим сети. Результат расчёта позволяет провести полный анализ сети. Оценить загрузку линий и оборудования.

Цель работы заключается в расчете режимов сетевого района 110 кВ при различных нагрузках и в послеаварийных режимах. Проведение анализа сетевого района, проверка оборудования. Ввод новых потребителей и генераторов мощностей. Разработка подстанции «Нурсултан», которую планируется ввести в сеть.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 кВ

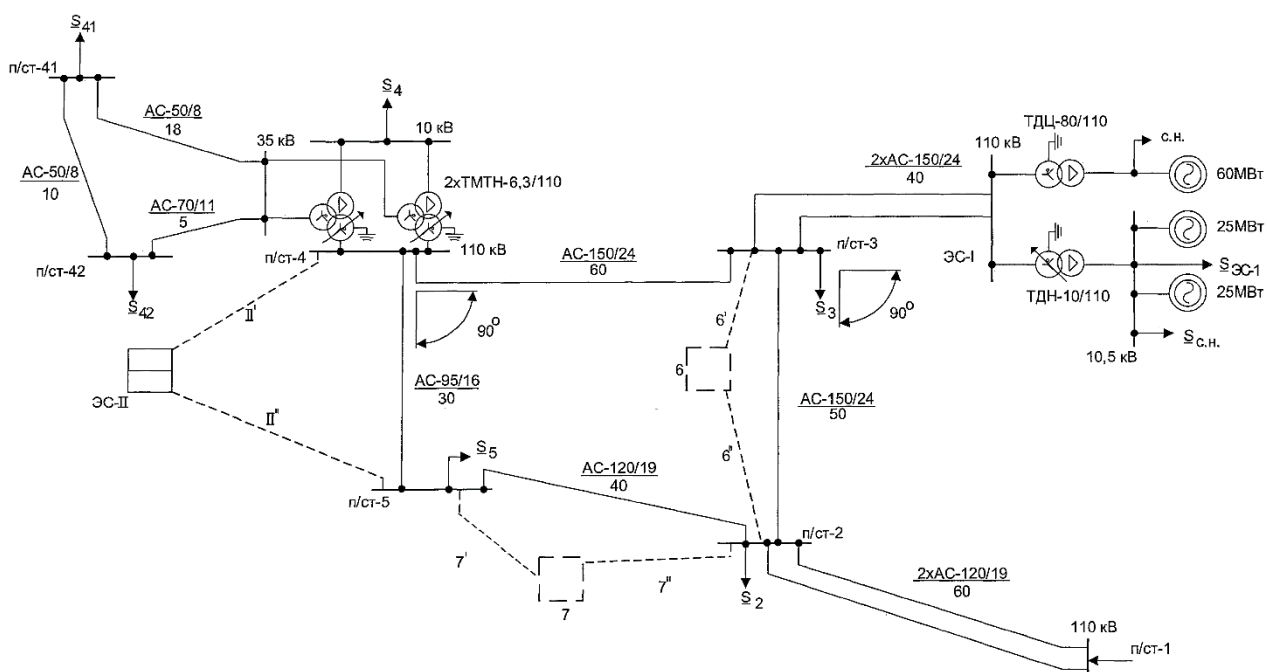


Рисунок 1 – Однолинейная электрическая схема соединений существующей сети

По условию задания все потребители относятся ко второй категории надежности электроснабжения.

К электроприемникам второй категории относятся – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады [2].

						13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			9

1.1 Действующее оборудование и его параметры

В таблице 1 представлены действующие подстанции.

Таблица 1 – Действующие подстанции

№	п/ст	Нагрузка		
		ВН	СН	НН
1	п/ст 1	-	-	-
2	п/ст 2	22+ j11,88	-	-
3	п/ст 3	48+ j26,88	-	-
4	п/ст 4	-	-	18+ j12,96
5	п/ст 41	4+ j1,96	-	-
6	п/ст 42	5+ j2,8	-	-
7	п/ст 5	16+ j7,68	-	-

Число часов использования наибольшей нагрузки во всей $T_{нб} = 6000$ ч.

В таблице 2 представлены действующие электростанции.

Таблица 2 – Действующие электростанции.

№	Эл. станции	P_r , МВт	$S_{нагр}$, МВА
1	ЭС-1	25 × 25 + 60	$S_{эс1} = 30 + j19,2$

Мощность генераторов: $P_{г1} = 60$ МВт, $P_{г2} = 25$ МВт и $P_{г3} = 25$ МВт.

Принимаем, что генераторы работают с номинальным $\cos\varphi = 0,85$, тогда:

$$Q_r = P_r \sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi} - 1}, \quad (1)$$

где P_r – реактивная суммарная мощность ЭС-1.

$$Q_r = 110 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,85^2} - 1} = 68,17 \text{ Мвар.}$$

Таблица 3 – Линии электропередач в сети.

№	ЛЭП	Марка	Число цепей	Длина, км
1	1-2	АС-120/19	2	60
2	2-3	АС-150/24	1	50
3	3-4	АС-150/24	1	60
4	4-5	АС-95/16	1	30
5	3-ЭС1	АС-150/24	2	40
6	5-2	АС-120/19	1	40
7	4-41	АС-50/8	1	18
8	4-42	АС-70/11	1	5
9	41-42	АС-50/8	1	10

1.2. Параметры основного электрооборудования

Таблица 4 – Параметры трансформаторов [4].

№	Марка	$U_{\text{НОМ}}$, кВ			$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{НОМ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$\Delta I_{\text{ХХ}}$, %	$r_{\text{Т}}$, Ом	$x_{\text{Т}}$, Ом	$g_{\text{Т}}$, См	$b_{\text{Т}}$, С
		ВН	СН	НН								
1	ТМТН- 6300/110	115	38,9	11	10,5	58	14	1,2	9,7	228,7	1,06 $\cdot 10^{-6}$	5,72 $\cdot 10^{-6}$
2	ТДН- 10000/110	115	-	11	10,5	60	14	0,7	7,9	138,9	1,06 $\cdot 10^{-6}$	4,78 $\cdot 10^{-6}$
3	ТДЦ- 80000/110	121	-	10,5	10,5	310	70	0,6	0,7	19,2	5,29 $\cdot 10^{-6}$	3,28 $\cdot 10^{-5}$

Рассчитаем активные, индуктивные сопротивления и проводимости ЛЭП.

Таблица 5 – Параметры проводов [4].

№	Марка провода	$r_{\text{уд}}$, Ом/км	$x_{\text{уд}}$, Ом/км	$g_{\text{уд}}$, См/км	$b_{\text{оуд}}$, См/км 10^{-6}
1	АС-150/24	0,204	0,42	-	2,707

Продолжение таблицы 5.

2	АС-120/19	0,244	0,427	-	2,658
3	АС-95/16	0,301	0,434	-	2,611
4	АС-70/11	0,422	0,432	-	-
5	АС-50/8	0,59	0,43	-	-

Активное сопротивление r_l , Ом:

$$r_l = r_{уд} \cdot L, \quad (2)$$

где $r_{уд}$ – это удельное сопротивление линии, Ом/км;

L – это длина ЛЭП, км.

Индуктивная сопротивление x_l , Ом

$$x_l = x_{уд} \cdot L, \quad (3)$$

где $x_{уд}$ – это удельное сопротивление линии, Ом/км,

Активная проводимость g_l , См:

$$g_l = g_{уд} \cdot L, \quad (4)$$

где $g_{уд}$ – это удельная проводимость ВЛ, См/км.

Так как напряжение на поверхности провода не превышает критические напряжение $U_{кр} > U_{ном.вл}$, можно сделать вывод о том, что ЛЭП коронировать не будут, поэтому $g_{уд}$ и g_l не учитываем в расчетах.

Емкостная проводимость b_l , См:

$$b_l = b_0 \cdot L, \quad (5)$$

где b_0 – это удельная проводимость ВЛ, См/км.

Учет емкостной проводимости начинается со 110 кВ при расчете установившегося режима. Для кабельной линии емкости учитываются начиная с 6 кВ.

Зарядная мощность линии $Q_з$, МВар:

$$Q_з = U_l^2 \cdot b_l, \quad (6)$$

где U_l – это напряжение ЛЭП, кВ.

Сделаем расчет аналогично для всех ЛЭП, по формулам, представленным выше и результаты занесем в таблицу (6).

Таблица 6 – Параметры ЛЭП.

№	ЛЭП	$r_{л}, \text{ Ом}$	$x_{л}, \text{ Ом}$	$g_{л}, \text{ См}$	$b_{л}, \text{ См}$ 10^{-6}	$Q_{з}, \text{ МВар}$
1	1-2	7,32	12,81	-	318,96	3,86
2	2-3	10,20	21,00	-	67,67	0,819
3	3-4	12,24	25,2	-	81,21	0,982
4	4-5	9,03	13,02	-	39,165	0,473
5	3-ЭС1	4,08	8,4	-	216,56	2,62
6	5-2	9,76	17,08	-	53,16	0,643
7	4-41	10,62	7,74	-	-	-
8	4-42	2,11	2,16	-	-	-
9	41-42	5,9	4,3	-	-	-

1.3 Оценка баланса активной и реактивной мощностей сети.

Оценить баланс мощности нужно для того, чтобы определить избыток или недостаток мощности в имеющей сети, вырабатываемые на электростанциях, определения наличия и величины перетоков активной мощности между существующей сетью и остальной энергосистемой.

Определим величину небаланса активной мощности $\Delta P_{н.б}$:

$$\Delta P_{н.б} = P_{\Sigma \text{нагр}} + P_{\Sigma} + P_{\Sigma \text{с.н}} - P_{\Sigma \text{эс}}, \quad (7)$$

где $P_{\Sigma \text{нагр}}$ – это суммарная мощность нагрузки.

$$P_{\Sigma \text{нагр}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_{41} + P_{42} + P_{ЭС1}, \quad (8)$$

Подставим исходные данные в формулу (8):

$$P_{\Sigma \text{нагр}} = 22 + 48 + 18 + 16 + 4 + 5 + 30 = 143 \text{ МВт.}$$

P_{Σ} – сумма активных потерь активных потерь: в линиях электропередач и в трансформаторах.

$$P_{\Sigma} = P_{\Sigma\text{ЛЭП}} + P_{\Sigma\text{T}}, \quad (9)$$

где $P_{\Sigma\text{ЛЭП}}$ – это сумма активных потерь в линиях электропередач;

$P_{\Sigma\text{T}}$ – это сумма активных потерь в трансформаторах.

Определим сумму потерь активной мощности в линиях электропередач и трансформаторах $P_{\Sigma\text{ЛЭП}}$ и $P_{\Sigma\text{T}}$ (для линий электропередач 35 кВ – 2%, для 110 кВ – 3% от мощности всех нагрузок, для трансформаторов 1,2-1,5 % от мощности всех нагрузок)[4]:

$$P_{\Sigma\text{ЛЭП}} = 0,03(P_{41} + P_{42} + P_{\text{ЭС1}} + P_4) + 0,02(P_2 + P_3 + P_5). \quad (10)$$

$$P_{\Sigma\text{T}} = 0,0135 \cdot P_{\Sigma\text{нагр}}. \quad (11)$$

Подставим значения в формулы (10) и (11).

$$P_{\Sigma\text{ЛЭП}} = 0,03(4 + 5 + 30 + 18) + 0,02(22 + 48 + 16) = 3,43 \text{ МВт.}$$

$$P_{\Sigma\text{T}} = 0,0135 \cdot 153 = 1,93 \text{ МВт.}$$

Подставим получившиеся значения (10) и (11) в формулу (4):

$$\Delta P_{\Sigma} = 3,73 + 2,066 = 5,361 \text{ МВт.}$$

$P_{\Sigma\text{ЭС}}$ – суммарные потери активной мощности на ЭС 1.

$$P_{\Sigma\text{ЭС}} = P_{Г1} + P_{Г2} + P_{Г3}, \quad (12)$$

где $P_{Г1}$, $P_{Г2}$, $P_{Г3}$ – это мощности генераторов, МВт.

$$P_{\Sigma\text{ЭС}} = 60 + 25 + 25 = 110 \text{ МВт.}$$

$P_{\Sigma\text{С.Н}}$ – суммарные потери активной мощности на собственные нужды подстанции.

$$P_{\Sigma\text{С.Н}} = k_c \cdot P_{\text{С.Н}} \cdot P_{\Sigma\text{ЭС}}, \quad (13)$$

где k_c – это коэффициент спроса, равный 0,8 для ТЭЦ [5];

$P_{\text{С.Н}}$ – это мощности генераторов, принимаем 8% от $P_{\text{С.Н}}$ для ТЭЦ [5].

$$P_{\Sigma\text{С.Н}} = 0,8 \cdot 0,08 \cdot 110 = 7,04 \text{ МВт.}$$

Подставим все получившиеся значения (8), (9), (12) и (13) в формулу (7):

$$\Delta P_{\text{н.б}} = 143 + 5,361 + 7,04 - 110 = 45,4 \text{ МВт.}$$

Поскольку величина небаланса активной мощности $\Delta P_{\text{н.б}} = 45,4 \text{ МВт}$ является положительной, можно сделать вывод о том, что в сети присутствует дефицит

										Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР					

активной мощности, а так же перегруженность существующей электростанции. Данный баланс рассчитан для максимальных мощностей.

Произведем оценку баланса реактивной мощности. Определим Величину небаланса реактивной мощности $\Delta Q_{н.б}$:

$$\Delta Q_{н.б} = Q_{\Sigma нагр} + Q_{\Sigma} + Q_{\Sigma с.н} - Q_{\Sigma эс} - Q_{\Sigma комп} - Q_{\Sigma з}, \quad (14)$$

где $Q_{\Sigma комп}$ – это суммарная реактивная мощность компенсаторов и равна 0, так как в нашей схеме отсутствуют компенсаторы;

$Q_{\Sigma нагр}$ – это суммарная мощность потребляемой нагрузки.

$$Q_{\Sigma нагр} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{ЭС1}. \quad (15)$$

Подставим исходные данные в формулу (15):

$$Q_{\Sigma нагр} = 11,88 + 26,88 + 12,96 + 7,68 + 1,96 + 2,8 + 19,2 = 83,36 \text{ МВАр},$$

Q_{Σ} – это сумма реактивных потерь в линиях электропередач и в трансформаторах.

$$\Delta Q_{\Sigma} = Q_{\Sigma ЛЭП} + Q_{\Sigma Т}, \quad (16)$$

где $Q_{\Sigma ЛЭП}$ – это сумма реактивных потерь в линиях электропередач;

$Q_{\Sigma Т}$ – это сумма реактивных потерь в трансформаторах.

Определим сумму потерь реактивной мощности в линиях электропередач и трансформаторах $Q_{\Sigma ЛЭП}$ и $Q_{\Sigma Т}$, (для линий электропередач 35 кВ – 1-2 % при 110кВ – 4-6% от модуля полной передаваемой по линии мощности, 5-9 % от мощности, проходящей через трансформатор)[4]:

$$Q_{\Sigma ЛЭП} = 0,015(Q_{41} + Q_{42} + Q_{ЭС1} + Q_4) + 0,05(Q_2 + Q_3 + Q_5). \quad (17)$$

$$Q_{\Sigma Т} = 0,07 \cdot Q_{\Sigma нагр}. \quad (18)$$

Подставим исходные данные в формулы (17) и (18):

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\Sigma ЛЭП} &= 0,015(1,96 + 2,8 + 19,2 + 12,96) + 0,05(11,8 + 26,88 + 7,68) = \\ &= 2,876 \text{ МВАр}. \end{aligned}$$

$$Q_{\Sigma} = 2,876 + 5,835 = 8,711 \text{ МВАр}.$$

$Q_{\Sigma эс}$ – это сумма потерь реактивной мощности на ЭС 1:

$$Q_{\Sigma эс} = P_{\Sigma эс} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (19)$$

где $P_{\Sigma эс}$ – это сумма мощности генераторов;

$tg\varphi$ определяем по формуле (20).

$$tg\varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi} - 1} \quad (20)$$

Подставим исходные данные в формулу (20):

$$tg\varphi = \sqrt{\frac{1}{0,85^2} - 1} = 0,62$$

Подставим полученные данные в формулу (19):

$$Q_{\Sigma\text{эс}} = 110 \cdot 0,62 = 68,2 \text{ МВАр.}$$

$Q_{\Sigma\text{с.н}}$ – это сумма потерь реактивной мощности на собственные нужды подстанции.

$$Q_{\Sigma\text{с.н}} = P_{\Sigma\text{с.н}} \cdot tg\varphi_{\text{с.н}}, \quad (21)$$

где $tg\varphi_{\text{с.н}}$ – это расход реактивной мощности на собственные нужды оценивается коэффициентом мощности механизмов собственных нужд и равен 0,062-0,075 [6].

$$Q_{\Sigma\text{с.н}} = 7,04 \cdot 0,69 = 4,858 \text{ МВар.}$$

$Q_{\Sigma\text{з}}$ – мощность генерируемая линиями (зарядная).

$$Q_{\Sigma\text{з}} = Q_3 \cdot L_{\Sigma} \quad (22)$$

где, Q_3 – это реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями, для одноцепных линий 110 кВ можно брать 30 кВАр/км [7];

L_{Σ} – это суммарная длина линии 110 кВ:

$$L_{\Sigma} = 2 \cdot L_{12} + L_{23} + 2 \cdot L_{3\text{эс}1} + L_{34} + L_{45} + L_{52}. \quad (23)$$

Подставим исходные данные в формулу (23):

$$L_{\Sigma} = 2 \cdot 60 + 50 + 2 \cdot 40 + 60 + 30 + 40 = 380 \text{ км.}$$

Тогда определим зарядную мощность:

$$Q_{\Sigma\text{з}} = 0,03 \cdot 380 = 11,4 \text{ МВ.}$$

Подставим все получившиеся значения (15), (16), (19), (21) и (22) в формулу (14):

$$\Delta Q_{\text{н.б}} = 83,36 + 8,711 + 4,858 - 68,2 - 0 - 11,4 = 17,328 \text{ МВАр.}$$

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Так как $\Delta Q_{н.б} > 0$ в режиме максимальных нагрузок реактивная мощность будет потребляться из энергосистемы по линии «п/ст 1» - «п/ст 2», что также может привести к снижению напряжения на подстанции ниже допустимого, то есть существующая сеть имеет дефицит реактивной мощности.

1.4 Проверка оборудования ЭС-1 и сети 35 кВ

В ходе развития сети будет модернизироваться часть сети 110 кВ, введены подстанции «п/ст-6» и «п/ст-7» и электростанция «ЭС-2». При этом сохраняется сеть 35 кВ и электростанция «ЭС-1», так как не предполагается их модернизация и реконструкция, тогда проверим загрузку линий 35кВ в максимальном режиме и загрузку трансформаторов «ЭС-1»

Проверка загрузки трансформаторов на электростанции «ЭС-1

Проверим электростанцию по выдачи ею установленной мощности и по электроснабжению потребителя $S_{ЭС-1}$ 10 кВ в максимальных и минимальных режимах.

Проверка ТДЦ 80000/110. (Трансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, 80000 кВА - номинальная мощность, 110 кВ – класс напряжения обмотки ВН).

Определим мощность генератора:

$$S_{уст} = P_{Г ном} - P_{с.н} + j(Q_{Г ном} - Q_{с.н}), \quad (24)$$

где, $P_{Г ном}$ и $Q_{Г ном}$ – это номинальная активная [МВт] и реактивная мощности генератора [МВАр].

$$\begin{aligned} S_{уст} &= 60 - (0,08 \cdot 0,8 \cdot 60) + j(0,62 \cdot 60 - (0,08 \cdot 0,8 \cdot 60 \cdot 0,69)) \\ &= 56,16 + j34,55. \end{aligned}$$

$$|S_{уст}| = \sqrt{56,16^2 + 34,55^2} = 65,937 \text{ МВА.}$$

Можем сделать вывод, что трансформатор ТДЦ 80000/110 не перегружен, расчетная мощность не превышает номинальную мощность трансформатора.

Проверим трансформаторы ТДН 10000/110. (Трансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регу-

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

лированием напряжения под нагрузкой (РПН), 10000 кВА - номинальная мощность, 110 кВ – класс напряжения обмотки ВН).

Рассчитаем два варианта загрузки трансформатора – режим максимальной выдачи в сеть и режим максимального потребления.

Режим минимальных нагрузок.

По условию для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения мощности до 0,7:

$$S_{уст} = 2 \cdot P_{Г\text{ ном}} - 0,7 \cdot P_{ЭС1} - 2 \cdot P_{с.н} + j(2 \cdot Q_{Г\text{ ном}} - Q_{с.н} - 0,7 \cdot Q_{ЭС}). \quad (25)$$

Подставим, полученные в предыдущих пунктах, данные:

$$S_{уст} = 2 \cdot 25 - 0,7 \cdot 30 - 0,08 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 25 + j(2 \cdot 25 \cdot 0,62 - 0,08 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 25 \cdot 0,69 - 30 \cdot 0,62 \cdot 0,7) = 25,8 + j15,352.$$

$$|S_{уст}| = \sqrt{25,8^2 + 15,352^2} = 30,022 \text{ МВА.}$$

Режим максимального потребления.

$$S_{уст} = P_{Г\text{ ном}} - P_{ЭС1} - P_{с.н} + j(Q_{Г\text{ ном}} - Q_{с.н} - Q_{ЭС}). \quad (26)$$

Подставим, полученные в предыдущих пунктах, данные:

$$S_{уст} = 25 - 30 - 0,08 \cdot 0,8 \cdot 25 + j(25 \cdot 0,62 - 0,08 \cdot 0,8 \cdot 25 \cdot 0,69 - 30 \cdot 0,62) = -6,6 - j4,804.$$

$$S_{уст} = \sqrt{(-6,6)^2 + (-4,804)^2} = 8,163 \text{ МВА.}$$

Данный трансформатор будет перегружаться при выдачи максимальной мощности в сеть, что потребует отключить часть потребителей, поэтому необходима замена трансформатора.

Проверка загрузки ВЛ 35 кВ в максимальном режиме

Сеть 35 кВ эксплуатируется всегда в разомкнутом состоянии, так как не имеет направленных релейных защит, способных правильно определить место повреждения, следовательно, рассчитать загрузку линии можно без использования специальных программ. Рассмотрим ситуации, при которых возможна максимальная нагрузка на каждой из 3х линий и выполним перебор вариантов режима сети при отключении одной из ВЛ 35 кВ.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Если отключена линия «4-41», тогда загрузка ВЛ «41-42» будет определяться по формуле (27):

$$S_{л4142} = S_{41} + 3 \cdot I_{л}^2 \cdot Z_{л} = S_{41} + \left(\frac{S_{41}}{U_{л}} \right)^2 \cdot Z_{4142}, \quad (27)$$

где $I_{л}$ – ток линии сети 35 кВ;

$Z_{л}$ сопротивление линии сети 35кВ;

$U_{л}$ напряжение сети равное 35кВ.

$$S_{л4142} = 4 + j1,96 + \left(\frac{4 + j1,96}{35} \right)^2 \cdot 5,9 + j4,3 = 4,004 + j2,078.$$

Найдем ток линии $I_{л4142}$, А:

$$I_{л4142} = \left| \frac{S_{л}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} \right|, \quad (28)$$

где, $S_{л}^*$ – это комплексное сопряженное значение нагрузки и равно $4,004 + j2,078$.

$$I_{л4142} = \left| \frac{4,004 + j2,078}{\sqrt{3} \cdot 35} \right| = 74,414 \text{ А.}$$

Тогда коэффициент загрузки найдем по формуле (29):

$$k_{загр} = \frac{I_{л4142}}{I_{пред}}, \quad (29)$$

где, $I_{пред}$ – это длительно допустимый, предельный ток, справочное значение для АС-50/8 равно 210 А.

$$k_{загр} = \frac{0,074}{210} = 0,354 \text{ А.}$$

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

Определим загрузку ВЛ «4-42»:

$$S_{л442} = S_{4142} + S_{42} + \left(\frac{S_{4142} + S_{42}}{U_{л}} \right)^2 \cdot Z_{442}. \quad (30)$$

Подставим исходные данные в формулу (30):

$$S_{л442} = (4,011 + j2,315) + (5 + j2,8) + \left(\frac{(4,011 + j2,315) + (5 + j2,8)}{35} \right)^2 \cdot 2,11 + j2,16 = 8,947 + j5,13.$$

Найдем ток линии $I_{л442}$, А:

$$I_{л442} = \left| \frac{S_{л442}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} \right|, \quad (31)$$

где, $S_{л442}^*$ - это комплексное сопряженное значение нагрузки.

$$I_{л442} = \left| \frac{8,947 + j5,13}{\sqrt{3} \cdot 35} \right| = 170,127 \text{ А.}$$

Тогда коэффициент загрузки найдем по формуле (32):

$$k_{загр} = \frac{I_{л442}}{I_{пред}}, \quad (32)$$

где, $I_{пред}$ – это длительно допустимый, предельный ток, справочное значение для АС-70/11 равно 265 А.

$$k_{загр} = \frac{0,17}{265} = 0,642 \text{ А.}$$

Аналогично рассчитаем еще два варианта режима сети при отключении ВЛ «4-42» и ВЛ «41-42», все результаты расчетов приведены в таблице (6)

Таблица 7 – Перебор вариантов режима сети

№	Отключ. ВЛ	Загрузка ВЛ «4-41»	$K_{загр}$	Загрузка ВЛ «41-42»	$K_{загр}$	Загрузка ВЛ «4-42»	$K_{загр}$
1	4-41	-	-	$S_{л} = 4,004 + j2,078 ;$ $I_{л} = 74,4 \text{ А}$	0,354	$S_{л} = 8,947 + j5,13 ;$ $I_{л} = 170,1 \text{ А}$	0,642

Продолжение таблицы 7

2	4-42	$\dot{S}_л = 8,009 + j6,082 ;$ $I_л = 177,94 \text{ A}$	0,847	$\dot{S}_л = 4,984 + j2,995 ;$ $I_л = 95,917 \text{ A}$	0,457	-	-
3	41-42	$\dot{S}_л = 4,98 + j2,878;$ $I_л = 94,88 \text{ A}$	0,452	-	-	$S_л = 4,006 + j2,173;$ $I_л = 75,178 \text{ A}$	0,284

Для каждой линии $K_{загр} < 1$, можно сделать вывод о том, что реконструкцию линий делать не нужно, так как в случае отключения одной линии другие будут не перегружены.

Воспользуемся таблицей и определим точку размыкания сети 35 кВ, для этого достаточно подсчитать потери в линиях для каждого из трех случаев:

$$|\Delta S_1| = |3 \cdot I_{4142}^2 \cdot z_{4142} + 3 \cdot I_{442}^2 \cdot z_{442}|. \quad (33)$$

$$|\Delta S_2| = |3 \cdot I_{441}^2 \cdot z_{441} + 3 \cdot I_{4142}^2 \cdot z_{4142}|. \quad (34)$$

$$|\Delta S_3| = |3 \cdot I_{441}^2 \cdot z_{441} + 3 \cdot I_{442}^2 \cdot z_{442}|. \quad (35)$$

Подставим исходные данные в формулы (33), (34) и (35):

$$|\Delta S_1| = |0,281 + j0,259| = 0,382 \text{ МВА.}$$

$$|\Delta S_2| = |1,172 + j0,854| = 1,45 \text{ МВА.}$$

$$|\Delta S_3| = |0,209 + j0,16| = 0,303 \text{ МВА.}$$

Третий вариант имеет наименьшие потери, поэтому принимаем его за рабочий. Точка потокораздела между подстанциями «41-42».

1.5 Проверка трансформаторов ТМТН-6300/110

ТМТН - 6300/110 – трансформатор трехфазный, с естественной циркуляцией масла, трехобмоточный, одна из обмоток выполнена с устройством регулирования под нагрузкой (РПН), 6300 кВА – номинальная мощность, 110кВ класс напряжения.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Для анализа достаточности данных трансформаторов необходимо определить коэффициент загрузки $K_{\text{загр}}$ и коэффициент перегрузки $K_{\text{перегр}}$.

Определим мощность нагрузки $S_{\text{н}}$:

$$S_{\text{н}} = |S_{\text{п/ст}}| = |S'_4 + S''_4|, \quad (36)$$

где S'_4 – это максимальные потери в линиях формула (34);

S''_4 – это полная мощность п/ст 4.

Подставим имеющиеся значения в формулу (36):

$$S_{\text{н}} = (1,172 + j0,854) + (18 + j(12,96)) = |19,172 + j13,814| = 23,63 \text{ МВА.}$$

Найдем коэффициент загрузки $K_{\text{загр}} \leq 0,7$:

$$K_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{н}}}{2 \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (37)$$

Подставим имеющиеся значения в формулу (37):

$$K_{\text{загр}} = \frac{23,63}{2 \cdot 6,3} = 1,875.$$

Найдем коэффициент перегрузки $K_{\text{пер}} \leq 1,4$:

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{н}}}{U_{\text{ном}}}. \quad (38)$$

Подставим имеющиеся значения в формулу (38):

$$K_{\text{пер}} = \frac{23,63}{6,3} = 3,751.$$

Коэффициент загрузки $K_{\text{загр}}$ и коэффициент перегрузки $K_{\text{пер}}$ превышают допустимые значения, можно сделать вывод о том, что мощности данных трансформаторов не достаточно, необходимо снижение допустимого числа часов работы подстанции с одним трансформатором, но так как, потребители относятся ко второй категории надежности электроснабжения, то при несоблюдении записанных выше соотношений необходима замена трансформаторов.

2 ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ СЕТИ 110 КВ.

2.1 Оценка баланса мощностей с учетом ввода новых объектов.

Проведем проверку баланса мощности с учетом введения новых объектов в сеть, добавив мощности новых объектов (электростанцию ЭС-2, подстанцию п/ст 6 и подстанцию п/ст 7) в формулы (7), (8), (9), (12), (13), (14), (15), (16), (19), (21) и (22).

Небаланс активной мощности:

$$\Delta P_{н.62} = P_{\Sigma\text{нагр}2} + P_{\Sigma 2} + P_{\Sigma\text{с.н}} + P_{\Sigma\text{с.н}2} - P_{\Sigma\text{Эс}} - P_{\Sigma\text{Эс}2},$$

где, $P_{\Sigma\text{Эс}2}$ – это суммарная активная мощность, вырабатываемая на ЭС-2;

$P_{\Sigma\text{с.н}2}$ – активная мощность собственных нужд ЭС-2;

$P_{\Sigma\text{нагр}2}$ – суммарная нагрузка с учетом введения новых объектов;

$P_{\Sigma 2}$ – суммарная потери в линиях и трансформаторах с учетом введения новых объектов.

Рассчитаем суммарную нагрузку с учетом новых объектов:

$$P_{\Sigma\text{нагр}2} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_{41} + P_{42} + P_{\text{Эс}1} + P_{\text{Эс}2} + P_6 + P_7.$$

Подставим исходные данные в формулу (8) учитывая новые нагрузки:

$$P_{\Sigma\text{нагр}2} = 22 + 48 + 18 + 16 + 4 + 5 + 30 + 40 + 39 + 18 = 240 \text{ МВт.}$$

Определим суммарные потери в линиях и трансформаторах:

$$P_{\Sigma 2} = P_{\Sigma\text{ЛЭП}2} + P_{\Sigma\text{Т}2},$$

где, $P_{\Sigma\text{ЛЭП}2}$ – это суммарные потери в линиях с учетом новых объектов;

$P_{\Sigma\text{Т}2}$ – это суммарные потери в трансформаторах с учетом новых объектов.

$$P_{\Sigma\text{ЛЭП}2} = 0,03(P_{41} + P_{42} + P_{\text{Эс}1} + P_4) + 0,02(P_2 + P_3 + P_5 + P_{\text{Эс}2} + P_6 + P_7).$$

$$P_{\Sigma\text{Т}2} = 0,0135 \cdot P_{\Sigma\text{нагр}}.$$

Подставим исходные данные в формулы (10) и (11) учитывая новые нагрузки:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma\text{ЛЭП}2} &= 0,03(4 + 5 + 30 + 18) + 0,02(22 + 48 + 16 + 40 + 39 + 18) \\ &= 5,37 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

$$P_{\Sigma\text{Т}2} = 0,0135 \cdot 240 = 3,24 \text{ МВт.}$$

$P_{\Sigma\text{Эс}2}$ – это сумма потерь активной мощности на ЭС 2:

									Лист
									23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

$$P_{\Sigma \text{ЭС}2} = P_{Г1} + 2 \cdot P_{Г2}, \quad (39)$$

Где $P_{Г1}=110$ и $2 \cdot (P_{Г2}, = 60)$, – это мощности генераторов ЭС 2, МВт.

Подставим исходные данные в формулу (39):

$$P_{\Sigma \text{ЭС}2} = 110 + 2 \cdot 60 = 230 \text{ МВт.}$$

$P_{\Sigma \text{С.Н}2}$ - это сумма потерь активной мощности на собственные нужды подстанции:

$$P_{\Sigma \text{С.Н}2} = k_c \cdot P_{\text{С.Н}} \cdot P_{\Sigma \text{ЭС}2}. \quad (40)$$

Подставим исходные данные в формулу (40):

$$P_{\Sigma \text{С.Н}2} = 0,8 \cdot 0,08 \cdot 230 = 14,72 \text{ МВт.}$$

Подставим все получившиеся значения (8), (9), (12), (13), (39) и (40) в формулу (7) учтя новые нагрузки:

$$\Delta P_{\text{н.б}} = 240 + 8,61 + 7,04 + 14,72 - 110 - 230 = -69,63 \text{ МВт.}$$

Поскольку величина небаланса активной мощности $\Delta P_{\text{н.б}} = -69,63$ является отрицательной, можно сделать вывод, что в сети присутствует запас генерируемой активной мощности, который позволяет в дальнейшем подключить новых потребителей.

Далее произведем оценку баланса реактивной мощности.

Величину небаланса реактивной мощности $\Delta Q_{\text{н.б}}$ определим по формуле (14) учтя новые нагрузки:

$$\Delta Q_{\text{н.б}2} = Q_{\Sigma \text{нагр}2} + \Delta Q_{\Sigma 2} + Q_{\Sigma \text{С.Н}} + Q_{\Sigma \text{С.Н}2} - Q_{\Sigma \text{ЭС}} - Q_{\Sigma \text{ЭС}2} - Q_{\Sigma \text{КОМП}} - Q_{\Sigma 32}$$

где, $Q_{\Sigma \text{ЭС}2}$ – это суммарная реактивная мощность, вырабатываемая на ЭС-2;

$Q_{\Sigma \text{С.Н}2}$ – реактивная мощность собственных нужд ЭС-2;

$Q_{\Sigma \text{нагр}2}$ – суммарная нагрузка с учетом введения новых объектов;

$Q_{\Sigma 2}$ – суммарная потери в линиях и трансформаторах с учетом введения новых объектов;

$Q_{\Sigma 32}$ – мощность генерируемая в линиях с учетом введения новых объектов.

Рассчитаем суммарную нагрузку с учетом новых объектов:

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{\text{ЭС}1} + Q_{\text{ЭС}2} + Q_6 + Q_7.$$

Подставим исходные данные в формулу (15) учтя новые нагрузки:

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = 11,88 + 26,88 + 12,96 + 7,68 + 1,96 + 2,8 + 19,2 + 19,2 + 19,89 \\ + 9,72 = 132,17 \text{ МВАр.}$$

Определим суммарные потери в линиях и трансформаторах:

$$Q_{\Sigma 2} = Q_{\Sigma \text{ЛЭП}2} + Q_{\Sigma \text{T}2},$$

где $Q_{\Sigma \text{ЛЭП}2}$ – это суммарные потери в линиях с учетом новых объектов;

$Q_{\Sigma \text{T}2}$ – это суммарные потери в трансформаторах с учетом новых объектов.

$$Q_{\Sigma \text{ЛЭП}2} = 0,015(Q_{41} + Q_{42} + Q_{\text{ЭС}1} + Q_4) + 0,05(Q_2 + Q_3 + Q_5 + Q_{\text{ЭС}2} + \\ Q_6 + Q_7).$$

$$Q_{\Sigma \text{T}2} = 0,0135 \cdot P_{\Sigma \text{нагр}2}.$$

Подставим исходные данные в формулы (17) и (18) учтя новые нагрузки:

$$Q_{\Sigma \text{ЛЭП}2} = 0,015(1,96 + 2,8 + 19,2 + 12,96) \\ + 0,05(11,8 + 26,88 + 7,68 + 19,2 + 19,89 + 9,72) \\ = 5,316 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta Q_{\Sigma 2} = 5,316 + 9,252 = 14,568 \text{ МВАр.}$$

$Q_{\Sigma \text{ЭС}2}$ – это сумма потерь реактивной мощности на ЭС 2:

$$Q_{\Sigma \text{ЭС}2} = P_{\Sigma \text{ЭС}2} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (41)$$

Подставим исходные данные в формулу (41):

$$Q_{\Sigma \text{ЭС}2} = 230 \cdot 0,62 = 142,6 \text{ МВАр.}$$

$Q_{\Sigma \text{с.н}2}$ – это сумма потерь реактивной мощности на собственные нужды подстанции:

$$Q_{\Sigma \text{с.н}2} = P_{\text{с.н}2} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{с.н}}. \quad (42)$$

Подставим исходные данные в формулу (42):

$$Q_{\Sigma \text{с.н}2} = 14,72 \cdot 0,69 = 10,157 \text{ МВАр.}$$

Определим зарядную мощность генерируемая линиями $Q_{\Sigma 3}$, (зарядная) :

$$Q_{\Sigma 3} = Q_3 \cdot L_{\Sigma 2},$$

Где $L_{\Sigma 2}$ – это суммарная длина линий с учетом новых объектов 110 кВ :

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$L_{\Sigma 2} = 2 \cdot L_{12} + L_{23} + 2 \cdot L_{3 \text{ ЭС1}} + L_{34} + L_{45} + L_{52} + L_{4 \text{ ЭС2}} + L_{5 \text{ ЭС2}} + L_{63} + L_{62} + L_{74} + L_{75}.$$

Подставим исходные данные в формулу (20) учтя новые длины линий:

$$L_{\Sigma 2} = 2 \cdot 60 + 50 + 2 \cdot 40 + 60 + 30 + 40 + 60 + 70 + 30 + 40 + 40 + 40 = 660 \text{ км.}$$

Тогда определим зарядную мощность:

$$Q_{\Sigma 3} = 0,03 \cdot 660 = 19,8 \text{ МВАр.}$$

Подставим все получившиеся значения (15), (16), (19), (21), (22), (41) и (42) в формулу (14) учтя новые нагрузки:

$$\Delta Q_{н.62} = 83,36 + 8,711 + 4,858 + 10,157 - 68,2 - 142,601 - 0 - 11,4 = -58,566.$$

Так как $\Delta Q_{н.62} < 0$ в режиме максимальных нагрузок в сети имеется запас по генерации реактивной мощности при этом генераторы либо работают с меньшим $\cos\varphi$ (чем 0,85) либо вырабатывается дополнительная реактивная мощность, которая поступает в энергосистему по линии связи п/ст 1 – п/ст2.

2.2 Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ ЭС-2

Оценим экономически выгодный класс напряжения выдачи электроэнергии электростанции. Для этого воспользуемся формулой Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (43)$$

где L - это длина линии от ЭС-1 до самой ближней п/ст (п/ст 4) 60 км;

P - это активная мощность передаваемая по цепи ЭС-2 п/ст 4.

$$P = \frac{(P_{Г1'} + 2 \cdot P_{Г2'}) - (P_{\text{ЭС2}} + P_4)}{2}. \quad (44)$$

Подставим исходные значения в формулу (44):

$$P = \frac{(110 + 2 \cdot 60) - (18 + 40)}{2} = 86 \text{ МВт.}$$

Подставим получившиеся значения в формулу (43):

										13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							26

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{86}}} = 142,8 \text{ кВ.}$$

Выбираем ближайшее наименьшее напряжение $U = 110 \text{ кВ}$, такой вариант не требует модернизации действующих подстанций и дополнительных капиталовложений. Так как мощности генераторов более 50 МВт, а также не предполагается потребитель с напряжением 6-10 кВ, то выберем блочную схему для электростанции ЭС-2:

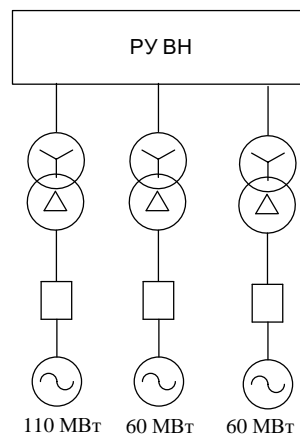


Рисунок 2 – Новая схема электростанции ЭС-2

2.3 Выбор новых трансформаторов.

Выбор трансформаторов на ЭС 2.

При выборе должно соблюдаться условие:

$$S_{\text{Т ном}} > S_{\text{Г уст}}, \quad (45)$$

где, $S_{\text{Т ном}}$ – это номинальная мощность трансформатора, МВА;

$S_{\text{Г уст}}$ – установленная мощность генератора.

Для каждого блока определяем $|S_{\text{Г уст}}|$ по формуле (24):

$$|S_{\text{Г уст}}| = |P_{\text{Г ном}} - P_{\text{сн}} + j(Q_{\text{Г ном}} - Q_{\text{сн}})|$$

Для блока 110 МВт:

$$\begin{aligned} S_{\text{Г уст}1} &= |110 - 14,72 + j(0,62 \cdot 110 - 10,157)| = |95,28 + j58,043| \\ &= 111,567 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Для блока 60 МВт:

$$S_{г\text{уст}2} = |60 - (0,8 \cdot 0,08 \cdot 60) + j(0,62 \cdot 60 - 0,069 \cdot 3,84)|$$

$$= |56,16 + j34,55| = 65,937 \text{ МВА}$$

Для блока 110 МВт выбираем трансформатор ТДЦ 125000/110 (Трансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, 125000 кВА – это номинальная мощность, 110 кВ - класс напряжения обмотки ВН)

Для блоков 60 МВт выбираем два трансформатора ТДЦ 80000/110

Выбор трансформаторов на новых п/ст:

$$S_{п/ст} = \frac{P_{п/ст}}{\cos(tg\varphi)}, \quad (46)$$

$$S_{расч} = \frac{S_{п/ст}}{1,4}, \quad (47)$$

$$S_{расч} \leq S_{т\text{ ном}}, \quad (48)$$

где $S_{п/ст}$ – полная мощность п/ст;

$P_{п/ст}$ - активная мощность п/ст;

$S_{т\text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

На п/ст 6:

$$S_{п/ст\ 6} = \frac{39}{0,89} = 43,77 \text{ МВА},$$

$$S_{расч} = \frac{43,77}{1,4} = 31,271 \text{ МВА},$$

Выбираем трансформатор ТРДН 40000/110 (трансформатор трехфазный с расщепленной обмоткой НН, с принудительной циркуляцией масла и воздуха, с РПН)

$$31,271 \leq 40.$$

На п/ст 7:

$$S_{п/ст\ 7} = \frac{18}{0,88} = 20,45 \text{ МВА},$$

$$S_{расч} = \frac{20,45}{1,4} = 14,61 \text{ МВА}.$$

									13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						28

Выбираем трансформатора ТДН 16000/110 (трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, используется регулирование под нагрузкой, 16000 кВА – это номинальная мощность, 110 кВ - класс напряжения обмотки ВН)

$$14,61 \leq 16.$$

2.4 Замена старых трансформатора.

Замена трансформатора на ЭС-1 ТДН 10000/110 для блоков 2x25 МВт

Исходя из пункта 1.4 выбираем трансформатор ТДН 40000/110 (трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, используется регулирование под нагрузкой, 40000 кВА – это номинальная мощность, 110 кВ - класс напряжения обмотки ВН)

$$30,022 \leq 40.$$

Замена трансформаторов ТМТН 6300/110 на п/ст 4

При выборе должно соблюдаться условие:

$$S_{\text{Т ном}} \geq \frac{S_{\text{п/ст4}}}{K_{\text{перег}}}, \quad (49)$$

где $S_{\text{п/ст4}}$ и $K_{\text{перег}}$ берем из п. 1.4, тогда:

$$S_{\text{Т ном}} \geq \frac{23,63}{1,4} = 16,879.$$

Выбираем трансформатор ТДТН 25000/110 (Трансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трехобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой, 25000 кВА – это номинальная мощность, 110 кВ - класс напряжения обмотки ВН).

$$16,879 \leq 25.$$

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

2.4 Выбор конфигурации сети 110 кВ и сечение новых ВЛ

Выбор конфигурации сети осуществляется на основе экономического критерия, таким критерием является минимум приведенных затрат, чтобы выбрать оптимального варианта сети достаточно:

1. Перебрать возможные варианты подключения объектов;
2. Отбросить варианты, при которых капитальные затраты будут максимальны;
3. Выбрать сечения новых ВЛ в оставшихся вариантах сети;
4. Рассчитать приведенные затраты в каждом варианте

Для большинства электростанций связь с энергосистемой должна осуществляться минимум по двум независимым линиям, при этом в случае отключение одной линии другая должна пропускать все мощность. Предполагаем к рассмотрению 3 варианта.

Рассмотрим варианты развития электростанции ЭС-2.

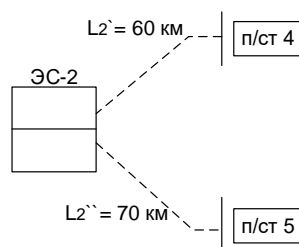


Рисунок 3 – Варианты развития ЭС-2

Вариант 1: $\left\{ \begin{array}{l} \text{ВЛ ЭС2} - \text{п/ст4} \\ \text{ВЛ ЭС2} - \text{п/ст4} \end{array} \right\}$

Вариант 2: $\left\{ \begin{array}{l} \text{ВЛ ЭС2} - \text{п/ст4} \\ \text{ВЛ ЭС2} - \text{п/ст5} \end{array} \right\}$

Вариант 3: $\left\{ \begin{array}{l} \text{ВЛ ЭС2} - \text{п/ст5} \\ \text{ВЛ ЭС2} - \text{п/ст5} \end{array} \right\}$

Выбираем самый экономически выгодный вариант 1, но в дальнейшем при программном расчете выяснилось, что данный вариант не подходит, так как по ВЛ от ЭС-2 до п/ст4 и по ВЛ от п/ст 4 до п/ст 5 будут проходить большие мощности,

поэтому целесообразно добавить в работу ВЛ соединяющую ЭС -2 и п/ст 5. Приведенные затраты рассчитаны в пункте 2.6 и занесены в таблицу 11.

На рисунке 8 рассмотрим варианты развития подстанции п/ст 6.

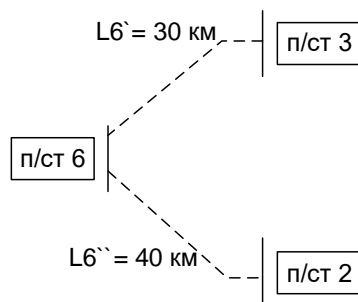


Рисунок 4 – Варианты развития п/ст 6

Для потребителей второй категории должно быть два независимых источника питания, при этом двухцепную ЛЭП можно рассматривать в качестве токовых источников, но это в том случае, если данная подстанция строиться как тупиковая.

Будем считать, что подстанция п/ст 6 проектируется как тупиковая и назовем её «Нурсултан» для дальнейшей разработки. Рассмотрим 2 варианта развития:

Вариант 1: { п/ст 6 – п/ст 3
п/ст 6 – п/ст 3

Вариант 2: { п/ст 6 – п/ст 2
п/ст 6 – п/ст 2

Выбираем первый вариант, так как он самый экономически выгодный.

Приведенные затраты рассчитаны в пункте 2.6 и занесены в таблицу 11.

На рисунке 9 рассмотрим варианты развития подстанции п/ст Новая.

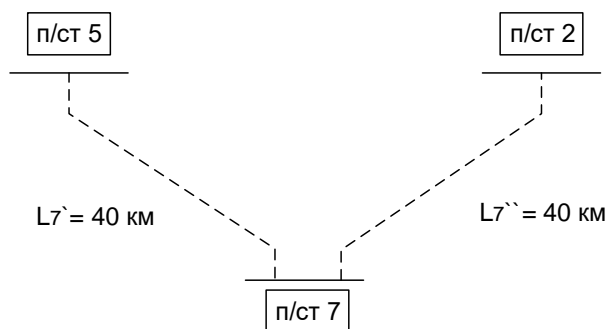


Рисунок 5 – Варианты развития п/ст 7

Принимаем, что п/ст 7 транзитная, поэтому выбираем единственный вариант развития:

Вариант 1: $\begin{cases} \text{п/ст7} - \text{п/ст2} \\ \text{п/ст7} - \text{п/ст5} \end{cases}$

Приведенные затраты рассчитаны в пункте 2.6 и занесены в таблицу 11.

2.5 Выбор сечений проводов ВЛ для намеченных вариантов подключения

Определим приближённо токи новых ВЛ, исходя из мощностей подключенных объектов. Оценку выполним для нормальных длительных режимов.

Подключение ЭС-2.

$$I_{2'} = I_{2''} = \frac{\sqrt{P'_{эс2}{}^2 + Q'_{эс2}{}^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (50)$$

где $P'_{эс2}$ это активная мощность за вычетом собственных нужд и нагрузки ЭС-2;

$Q'_{эс2}$ это реактивная мощность за вычетом собственных нужд и нагрузки ЭС-2.

$$P'_{эс2} = P_{эс2} - P_{сн2}, \quad (51)$$

$$Q'_{эс2} = Q_{эс2} - Q_{сн2}. \quad (52)$$

Подставим значения в формулы (51) и (52) рассчитанные ранее:

$$P'_{эс2} = 230 \cdot 10^6 - 40 \cdot 10^6 - 14,72 \cdot 10^6 = 175,28 \text{ МВт},$$

$$Q'_{эс2} = (230 \cdot 10^6 - 14,72 \cdot 10^6) \cdot 0,62 - 72 \cdot 10^6 \cdot 0,56 = 114,274 \text{ МВАр}.$$

Подставим полученные значения в формулу (50):

$$I_{2'} = I_{2''} = \frac{\sqrt{(175,28 \cdot 10^6)^2 + (114,274 \cdot 10^6)^2}}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 274,557 \text{ А}.$$

Варианта 2 и 3: воздушна линия двухцепная, поэтому ток будет тот же, так как он приходится на каждую цепь.

По методу экономической плотности тока, найдем сечение $F_{2'}$ (для провода марки АС):

$$F_{2'} = F_{2''} = \frac{I_{2'} (I_{2''})}{j_{э}}, \quad (53)$$

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

где $j_{\text{э}}$ – это экономическая плотность тока, определяется по формуле:

$$j_{\text{э}} = \frac{j_{\text{э баз}}}{\alpha_i \cdot \alpha_t}, \quad (54)$$

где $j_{\text{э баз}}$ – экономическая плотность тока базовая – $j_{\text{э баз}} = 0,8$ [2];

α_i - учитывает рост нагрузки по годам, для 110-220 кВ составляет $\approx 1,05$;

α_t - учитывает участие ВЛ в максимуме нагрузки, если максимумы совпадают, то для $T_{\text{max}} = 4000 - 6000$ часов, $\alpha_t = 1$.

Подставим все значение в формулу (54):

$$F_{2\cdot} = F_{2\cdot\cdot} = \frac{274,557}{\frac{0,8}{1,05}} = 294,291 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее сечение 2хАС -2х240/32.

Подключение подстанции п/ст 6.

По аналогичным формулам (50), (53), определим ток и сечение для подключения подстанции 6 ВЛ:

$$I_{6\cdot} = I_{6\cdot\cdot} = \frac{\sqrt{(39 \cdot 10^6)^2 + (39 \cdot 10^6 \cdot 0,51)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 114,89 \text{ А},$$

$$F_{6\cdot} = F_{6\cdot\cdot} = \frac{11,89}{\frac{0,8}{1,05}} = 150,794 \text{ мм}^2.$$

Так как п/ст 6 является тупиковой , то линию примем двухцепной:

Ближайшее стандартное сечение АС 150/24. Так данная подстанция является транзитной подключаем АС 150/24 (ВЛ п/ст 6 – п/ст 3) и АС 150/24 (ВЛ п/ст 6 – п/ст 2).

По аналогичным формулам (50), (53), определим ток и сечение для подключения подстанции 7 ВЛ:

$$I_{7\cdot} = I_{7\cdot\cdot} = \frac{\sqrt{(18 \cdot 10^6)^2 + (18 \cdot 10^6 \cdot 0,45)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 53,685 \text{ А},$$

$$F_{7\cdot} = F_{7\cdot\cdot} = \frac{83,456}{\frac{0,8}{1,05}} = 70,462 \text{ мм}^2.$$

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Ближайшее стандартное значение 2х АС 95/16

Проверим выбранные варианты ВЛ для ЭС-2, п/ст-6 и п/ст-7 по длительно допустимому току, данные сведем в таблицу 8:

Таблица 8 – Проверка по длительно допустимому току

п/ст и ЭС	Сечение (АС) мм ²	$I_{дд}$, А	$I_{утяж}$, А	Проверка
ЭС-2	АС 2х240/32	1220	588,58	1220 > 549,11
п/ст-6	АС 150/24	450	229,78	450 > 229,78
п/ст-7	АС 95/16	330	107,37	330 > 107,37

Проверим выбранное сечение на условие возникновения короны. Для 110 кВ сечение принимаем не менее $F_{\min \text{ кор}} = 70$. [4]

2.6 Выбор варианта развития сети по укрупненным технико-экономическим показателям

На данном этапе ограничимся учетом только тех параметров, которые можно оценить, используя укрупненные параметры, а именно: капитальные вложения на возведения объектов и амортизационные отчисления на их эксплуатацию

Приведенные затраты рассчитываем по формуле (55):

$$З = E_H \cdot K_{\text{вл}} + И, \quad (55)$$

где E_H – это коэффициент учитывающий эффективность использования капитальных вложений, для электроэнергетики принимаем равным 0,2;

И – это амортизация, определяются по формуле (56):

$$И = \frac{p_{\text{вл}} \%}{100 \%} \cdot K_{\text{вл}}, \quad (56)$$

где, $p_{\text{вл}} \%$ – это амортизационные расходы для ВЛ, равны 5%.

$K_{\text{вл}}$ – это капитальные вложения, рассчитываются по формуле (57):

$$K_{\text{вл}} = L_{\text{вл}} \cdot З_{\text{вл}} \cdot К, \quad (57)$$

									Лист
									34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

где $L_{вл}$ – это длина линии, км;

K – это коэффициент инфляции рубля текущего года по отношению к 2019-му году, используя калькулятор инфляции 1руб. (1991г.) = 100,27руб. (2019г).

$Z_{вл}$ - это удельная стоимость возведения 1 км линии, руб/км

Справочные значения удельной стоимости за 2008 год возведения ВЛ приведем в таблицу 9 [4].

Таблица 9 - Базисные показатели стоимости ВЛ 110 кВ переменного тока для стальных опор

Количество цепей	$S_{пр} \leq 150 \text{ мм}^2$	$S_{пр} = 185 \dots 240 \text{ мм}^2$
1 цепь	42	47
2 цепи	64	72

Рассчитаем капитальные вложения, приведенные затраты, а также найдем разницу затрат $\delta, \%$: для рассмотренных вариантов в пункте 2.5. Внесем полученные значения в таблицу 10

Таблица 10 – Укрупненные технико-экономические показатели

	$K_{вл}$, тыс.руб	Z , тыс.руб
ЭС-2		
вариант 1	433200	108300
вариант 2	938600	234600
вариант 3	505400	126300
п/ст 6:		
вариант 1	192500	48130
вариант 2	256700	64170
п/ст 7:		
вариант 1	336900	168500

3 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35 КВ

3.1 Режим максимальных нагрузок

Режим максимальных нагрузок необходим для проверки загруженности сечений сети в условиях наибольшей потребляемой электроэнергии. Расчет данного режима позволяет оценить перегрузочную способность сети, а так же оценить качество электроэнергии при максимальных нагрузках.

Рассчитаем отклонения напряжения для каждого узла, воспользовавшись формулой (её номер). В таблице 11 приведены расчетные узловые напряжения из программы NetWORKS, для режима максимальных нагрузок. Отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должно превышать 10% номинального.

$$|\delta| = \left| \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% \right|, \quad (58)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение на шинах подстанции, кВ;

U – фактическое напряжение подстанции, кВ.

Таблица 11 – Узловые напряжения сети при максимальных нагрузках

Название узла	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	U , кВ	$ \delta $,%
ЭС-1	110	116,26	5,69
ЭС-2	110	118,88	8,07
п/ст 1	110	118	7,27
п/ст 2	110	114,71	4,28
п/ст 3	110	112,33	2,11
п/ст 4	110	116,88	6,25
п/ст 41	35	34,05	2,74
п/ст 42	35	34,43	1,62
п/ст 5	110	117,12	6,4
п/ст 6	110	110,32	0,29
п/ст 7	110	114,35	3,95

Выполним анализ загруженности каждой линии электропередач. Оценку будем производить при помощи плотности тока и коэффициента перегрузки.

Плотность тока определяется по формуле:

$$j_p = \frac{I_p}{n \cdot F} \quad (59)$$

где I_p – расчетный ток линии в нормальном режиме работы сети, А;

n – число проводов в фазе

F – экономическое сечение, мм².

Коэффициент перегрузки определяется по формуле:

$$K_{пер} = \frac{I_p}{n \cdot I_{пред}} \quad (60)$$

где $I_{пред}$ – допустимый длительный ток, А.

В таблице 12 приведены марки и сечения проводов, предельные и рабочие токи, ток перегрузки и плотность тока.

Таблица 12 – Токи в линиях при максимальных нагрузках

Название вет-ви	Исполнение	$I_{пред}, А$	$I, А$	$j, А/мм^2$	$K_{пер}$
п/ст 1 - п/ст 2	2хАС - 120/19	2 х 390	465,06	1,93	0,596
п/ст 5 – п/ст 2	АС – 150/24	450	294,33	1,96	0,654
п/ст 7 – п/ст 2	АС 95/16	330	109,27	1,15	0,331
п/ст 7 – п/ст 5	АС 95/16	330	175,56	1,848	0,532
п/ст 4 – п/ст 5	АС 95/16	330	100,87	1,06	0,305
ЭС2 – п/ст 5	2хАС -2х240/32	2 х 610	231,89	0,483	0,19
ЭС2 – п/ст 4	2хАС -2х240/32	2 х 610	195,1	0,406	0,159
п/ст 6 – п/ст 3	2хАС 150/24	2 х 450	117,86	0,392	0,13
п/ст 2 - п/ст 3	АС – 150/24	450	144,2	0,961	0,253
п/ст 3 – п/ст 4	АС – 150/24	450	177,11	1,18	0,393
п/ст 4 –п/ст42	АС 70/11	265	126,5	1,807	0,477

Продолжение таблицы 12

п/ст 41 – п/ст 4	АС 50/8	210	45,66	0,913	0,217
п/ст 42 – п/ст 41	АС 50/8	210	30,17	0,603	0,143
п/ст 3 – ЭС 1	2хАС - 150/24	2 x 450	190,16	0,633	0,211
ЭС-1 (60 МВт)	ТДЦ 80000/110	-	-	-	0,77
ЭС-1 (2x25 МВт)	ТДН 40000/110	-	-	-	0,43
ЭС-2 (125 МВт)	ТДЦ 125000/110	-	-	-	0,829
ЭС-2 (60 МВт)	ТДЦ 80000/110	-	-	-	0,71
п/ст 4	2хТДТН 25000/110/35/10	-	-	-	0,417/0,92
п/ст 6	2 x ТРДН 40000/110	-	-	-	0,53
п/ст 7	2 x ТДН 16000/110	-	-	-	0,62

В режиме максимальных нагрузок на низкой стороне п/ст 7 напряжение отклоняется от допустимого, но РПН трансформатора решает эту проблему, а на остальных подстанциях напряжение не отклоняется от предельно допустимого, согласно ПУЭ[2].

Замена сечения проводов не требуется, так как предельно допустимая плотность тока во всех ветвях не более двух $j < 2$.

Зафиксируем напряжения на ЭС-1 и ЭС-2 (10,5 кВ), так как в сети переизбыток реактивной мощности что ведет к недопустимому отклонения, согласно ПУЭ, требуемому уровню качества напряжения.

										Лист
										38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР					

3.2 Режим минимальных нагрузок.

Режим минимальных нагрузок необходим для проверки напряжения в узлах сети, когда потребление электроэнергии минимально, расчет его позволяет выявить рост напряжения в узлах сети (это режим, который приходится на летний период).

В таблице 13 приведены расчетные узловые напряжения из программы NetWORKS, для режима минимальных нагрузок.

Таблица 13 – Расчетные узловые напряжения для режима минимальных нагрузок

Название узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	$ \delta $, %
ЭС-1	110	116,9	6,2
ЭС-2	110	118,86	8,05
п/ст 1	110	115	4,54
п/ст 2	110	114,66	4,2
п/ст 3	110	113,98	3,6
п/ст 4	110	117,45	6,7
п/ст 41	35	34,54	1,3
п/ст 42	35	34,8	0,57
п/ст 5	110	117,35	6,6
п/ст 6	110	112,5	2,2
п/ст 7	110	114,94	3,9

В таблице 14 приведены марки и сечения проводов, предельные и рабочие токи, ток перегрузки и плотность тока.

Таблица 14 – Ток в линиях при минимальных нагрузках

Название вет-ви	Исполнение	$I_{\text{пред}}$, А	I , А	j , А/мм ²	$K_{\text{пер}}$
п/ст 1 -п/ст 2	2хАС - 120/19	2 х 390	358,36	1,49	0,459
п/ст 5 –п/ст 2	АС – 150/24	450	229,72	1,53	0,51

Продолжение таблицы 14

п/ст 7 –п/ст 2	АС 95/16	330	82,87	0,87	0,251
п/ст 7 –п/ст 5	АС 95/16	330	135,77	1,429	0,411
п/ст 4 –п/ст 5	АС 95/16	330	79,98	1,18	0,242
ЭС2 –п/ст 5	2хАС -2х240/32	2 х 610	175,53	0,365	0,143
ЭС2 – п/ст 4	2хАС -2х240/32	2 х 610	142,97	0,297	0,117
п/ст 6 – п/ст3	2хАС 150/24	2 х 450	79,77	0,266	0,088
п/ст 2 - п/ст3	АС – 150/24	450	114,05	0,76	0,253
п/ст 3 – п/ст4	АС – 150/24	450	124,75	0,813	0,277
п/ст 4 –п/ст 42	АС 70/11	265	87,29	1,247	0,329
п/ст41–п/ст4	АС 50/8	210	31,46	0,629	0,149
п/ст 42 п/ст41	АС 50/8	210	20,74	0,414	0,098
п/ст 3 – ЭС 1	2хАС - 150/24	2 х 450	145,3	0,484	0,161
ЭС-1 (60МВт)	ТДЦ 80000/110	-	-	-	0,74
ЭС1(2х25МВ)	ТДН 40000/110	-	-	-	0,14
ЭС2(125МВт)	ТДЦ125000/110	-	-	-	0,82
ЭС-2 (60МВт)	ТДЦ 80000/110	-	-	-	0,708
п/ст 4	2хТДТН 25000/110/35/10	-	-	-	0,29/0,63
п/ст 6	2 х ТРДН 40000/110	-	-	-	0,38
п/ст 7	2 х ТДН 16000/110	-	-	-	0,44

В режиме минимальных нагрузок на подстанциях напряжение не отклоняется от предельно допустимого, согласно ПУЭ[2].

Замена сечения проводов не требуется, так как предельно допустимая плотность тока во всех ветвях не более двух $j < 2$.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Произведем отключение генераторов на ЭС-1 СГ х 25 и СГ х 60 на ЭС-2, так как нагрузка уменьшилось и необходимость в выработке максимальной мощности не требуется.

3.3 Послеаварийный режим (по схеме N-1)

Послеаварийный режим необходим для поиска перегружающихся сечений сети, при отключении любой из линий или любого трансформатора. Расчет данного режима осуществляется по схеме N-1 – работает все оборудование без одной единицы.

В таблице 15 приведены расчетные узловые напряжения из программы NetWORKS, для послеаварийного режима.

Таблица 15 – Расчетные узловые напряжения при аварийном режиме

Отключенный ВЛ	Название ветви	$I_{пред}, A$	I, A	$K_{пер}$
п/ст 1 - п/ст 2	п/ст 1 - п/ст 2	2 х 390	431,47	1,106
	п/ст 5 – п/ст 2	450	290,86	0,646
	п/ст 7 – п/ст 2	330	103,37	0,313
	п/ст 7 – п/ст 5	330	177,03	0,536
	п/ст 4 – п/ст 5	330	96,53	0,293
	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	232,89	0,191
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	198,34	0,163
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	118,89	0,132
	п/ст 2 - п/ст 3	450	125,5	0,279
п/ст 1 - п/ст 2	п/ст 3 – п/ст 4	450	178,88	0,398
	п/ст 4 – п/ст 42	265	127,29	0,480
	п/ст 41 – п/ст 4	210	45,95	0,219
	п/ст 42–п/ст 41	210	30,36	0,145
	п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	194,86	0,217

Продолжение таблицы 15

п/ст 5 – п/ст 2	п/ст 1 - п/ст 2	2 x 390	484,36	0,621
	п/ст 5 – п/ст 2	450	-	-
	п/ст 7 – п/ст 2	330	283,62	0,859
	п/ст 7 – п/ст 5	330	348,63	1,056
	п/ст 4 – п/ст 5	330	42,16	0,128
	ЭС2 – п/ст 5	2 x 610	205,69	0,169
	ЭС2 – п/ст 4	2 x 610	220,36	0,181
	п/ст 6 – п/ст 3	2 x 450	118,85	0,132
	п/ст 2 - п/ст 3	450	249,36	0,554
	п/ст 3 – п/ст 4	450	293,85	0,653
	п/ст 4 – п/ст 42	265	126,51	0,477
	п/ст 41 – п/ст 4	210	45,66	0,217
	п/ст 42–п/ст 41	210	30,17	0,144
	п/ст 3 – ЭС 1	2 x 450	194,67	0,216
п/ст 7 – п/ст 2	п/ст 1 - п/ст 2	2 x 390	460,63	0,591
	п/ст 5 – п/ст 2	450	367,1	0,816
	п/ст 7 – п/ст 2	330	-	
	п/ст 7 – п/ст 5	330	104,41	0,316
	п/ст 4 – п/ст 5	330	84,87	0,257
	ЭС2 – п/ст 5	2 x 610	227,18	0,186
	ЭС2 – п/ст 4	2 x 610	201	0,165
	п/ст 6 – п/ст 3	2 x 450	117,98	0,131
	п/ст 2 - п/ст 3	450	166,89	0,371
	п/ст 3 – п/ст 4	450	196,79	0,437
	п/ст 4 – п/ст 42	265	126,75	0,478

Продолжение таблицы 15

п/ст 7 – п/ст 2	п/ст 41 – п/ст 4	210	45,75	0,218
	п/ст 42–п/ст 41	210	30,23	0,144
	п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	190,68	0,212
п/ст 7 – п/ст 5	п/ст 1 - п/ст 2	2 х 390	482,28	0,618
	п/ст 5 – п/ст 2	450	427,49	0,950
	п/ст 7 – п/ст 2	330	107,5	0,326
	п/ст 7 – п/ст 5	330	-	
	п/ст 4 – п/ст 5	330	78,86	0,239
	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	222,65	0,183
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	203,75	0,167
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	118,32	0,131
	п/ст 2 - п/ст 3	450	175,79	0,391
	п/ст 3 – п/ст 4	450	218,07	0,485
	п/ст 4 – п/ст 42	265	126,45	0,477
	п/ст 41 – п/ст 4	210	45,64	0,217
	п/ст 42–п/ст 41	210	30,16	0,144
	п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	192,21	0,214
п/ст 4 – п/ст 5	п/ст 1 - п/ст 2	2 х 390	459,58	0,589
	п/ст 5 – п/ст 2	450	280,28	0,623
	п/ст 7 – п/ст 2	330	101,18	0,307
	п/ст 7 – п/ст 5	330	170,26	0,516
	п/ст 4 – п/ст 5	330	-	
	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	263,25	0,216
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	169,53	0,139
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	118,07	0,131

Продолжение таблицы 15

п/ст 4 – п/ст 5	п/ст 2 - п/ст 3	450	165,56	0,368
	п/ст 3 – п/ст 4	450	190,63	0,424
	п/ст 4 – п/ст 42	265	127,26	0,480
	п/ст 41 – п/ст 4	210	45,94	0,219
	п/ст 42–п/ст 41	210	30,36	0,145
	п/ст 3 – ЭС 1	2 x 450	191,07	0,212
ЭС2 – п/ст 5	п/ст 1 - п/ст 2	2 x 390	518,33	0,665
	п/ст 5 – п/ст 2	450	251,6	0,559
	п/ст 7 – п/ст 2	330	107,38	0,325
	п/ст 7 – п/ст 5	330	146,88	0,445
	п/ст 4 – п/ст 5	330	459,96	1,394
	ЭС2 – п/ст 5	2 x 610	-	
	ЭС2 – п/ст 4	2 x 610	426,79	0,350
	п/ст 6 – п/ст 3	2 x 450	119,75	0,133
	п/ст 2 - п/ст 3	450	213,54	0,475
	п/ст 3 – п/ст 4	450	266,94	0,593
	п/ст 4 – п/ст 42	265	127,96	0,483
	п/ст 41 – п/ст 4	210	46,19	0,220
	п/ст 42–п/ст 41	210	30,53	0,145
	п/ст 3 – ЭС 1	2 x 450	199,18	0,221
ЭС2 – п/ст 4	п/ст 1 - п/ст 2	2 x 390	490,08	0,628
	п/ст 5 – п/ст 2	450	349,03	0,776
	п/ст 7 – п/ст 2	330	136,13	0,413
	п/ст 7 – п/ст 5	330	199,13	0,603
	п/ст 4 – п/ст 5	330	251,44	0,762

Продолжение таблицы 15

ЭС2 – п/ст 4	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	426,14	0,349
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	-	
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	120,92	0,134
	п/ст 2 - п/ст 3	450	108,25	0,241
	п/ст 3 – п/ст 4	450	103,33	0,230
	п/ст 4 – п/ст 42	265	134,78	0,509
	п/ст 41 – п/ст 4	210	48,68	0,232
	п/ст 42–п/ст 41	210	32,2	0,153
	п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	205,49	0,228
п/ст 2 - п/ст 3	п/ст 1 - п/ст 2	2 х 390	435,53	0,558
	п/ст 5 – п/ст 2	450	362,44	0,805
	п/ст 7 – п/ст 2	330	143,81	0,436
	п/ст 7 – п/ст 5	330	203,56	0,617
	п/ст 4 – п/ст 5	330	163,34	0,495
	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	253,21	0,208
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	175,98	0,144
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	119,75	0,133
	п/ст 2 - п/ст 3	450	-	
	п/ст 3 – п/ст 4	450	132,86	0,295
	п/ст 4 – п/ст 42	265	126,82	0,479
	п/ст 41 – п/ст 4	210	45,78	0,218
	п/ст 42–п/ст 41	210	30,25	0,144
п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	199,15	0,221	
п/ст 3 – п/ст 4	п/ст 1 - п/ст 2	2 х 390	471,65	0,605
	п/ст 5 – п/ст 2	450	410,67	0,913

Продолжение таблицы 15

п/ст 3 – п/ст 4	п/ст 5 – п/ст 2	450	410,67	0,913
	п/ст 7 – п/ст 2	330	160,85	0,487
	п/ст 7 – п/ст 5	330	229,08	0,694
	п/ст 4 – п/ст 5	330	195,67	0,593
	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	266,01	0,218
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	156,68	0,128
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	120,81	0,134
	п/ст 2 - п/ст 3	450	119,33	0,265
	п/ст 3 – п/ст 4	450	-	
	п/ст 4 – п/ст 42	265	124,79	0,471
	п/ст 41 – п/ст 4	210	45,04	0,214
	п/ст 42–п/ст 41	210	29,75	0,142
	п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	204,9	0,228
п/ст 4 – п/ст 42	п/ст 1 - п/ст 2	2 х 390	459,64	0,589
	п/ст 5 – п/ст 2	450	291,45	0,648
	п/ст 7 – п/ст 2	330	108,05	0,327
	п/ст 7 – п/ст 5	330	174,24	0,528
	п/ст 4 – п/ст 5	330	99,06	0,300
	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	231,19	0,190
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	196,28	0,161
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	117,91	0,131
	п/ст 2 - п/ст 3	450	142,7	0,317
	п/ст 3 – п/ст 4	450	175,16	0,389
	п/ст 4 – п/ст 42	265	-	
	п/ст 41 – п/ст 4	210	198,24	0,944
	п/ст 42–п/ст 41	210	113,93	0,543

Продолжение таблицы 15

п/ст 4 – п/ст 42	п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	190,35	0,212
п/ст 41 – п/ст 4	п/ст 1 - п/ст 2	2 х 390	464,6	0,596
	п/ст 5 – п/ст 2	450	294,08	0,654
	п/ст 7 – п/ст 2	330	109,17	0,331
	п/ст 7 – п/ст 5	330	175,44	0,532
	п/ст 4 – п/ст 5	330	100,72	0,305
	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	231,84	0,190
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	195,21	0,160
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	117,87	0,131
	п/ст 2 - п/ст 3	450	144,07	0,320
	п/ст 3 – п/ст 4	450	176,94	0,393
	п/ст 4 – п/ст 42	265	174,55	0,659
	п/ст 41 – п/ст 4	210	-	
	п/ст 42–п/ст 41	210	77,6	0,370
	п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	190,18	0,211
п/ст 42 – п/ст 41	п/ст 1 - п/ст 2	2 х 390	464,78	0,596
	п/ст 5 – п/ст 2	450	294,18	0,654
	п/ст 7 – п/ст 2	330	109,21	0,331
	п/ст 7 – п/ст 5	330	175,49	0,532
	п/ст 4 – п/ст 5	330	100,77	0,305
	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	231,86	0,190
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	195,16	0,160
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	117,86	0,131
	п/ст 2 - п/ст 3	450	144,13	0,320
	п/ст 3 – п/ст 4	450	177,02	0,393

Продолжение таблицы 15

п/ст 42 – п/ст 41	п/ст 4 – п/ст 42	265	95,9	0,362
	п/ст 41 – п/ст 4	210	77,36	0,368
	п/ст 42–п/ст 41	210	-	
	п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	190,17	0,211
п/ст 3 – ЭС 1	п/ст 1 - п/ст 2	2 х 390	479,9	0,615
	п/ст 5 – п/ст 2	450	293,46	0,652
	п/ст 7 – п/ст 2	330	108,12	0,328
	п/ст 7 – п/ст 5	330	175,83	0,533
	п/ст 4 – п/ст 5	330	103,18	0,313
	ЭС2 – п/ст 5	2 х 610	233,34	0,191
	ЭС2 – п/ст 4	2 х 610	197,74	0,162
	п/ст 6 – п/ст 3	2 х 450	120,34	0,134
	п/ст 2 - п/ст 3	450	169,35	0,376
	п/ст 3 – п/ст 4	450	186,99	0,416
	п/ст 4 – п/ст 42	265	127,37	0,481
	п/ст 41 – п/ст 4	210	45,98	0,219
	п/ст 42–п/ст 41	210	30,38	0,145
	п/ст 3 – ЭС 1	2 х 450	368,29	0,818

Выбираем аварии, при которых коэффициент перегрузки наибольший: ЭС2 – п/ст 5 линия п/ст 4 – п/ст 5. Данные линия не проходят, поэтому необходимо увеличить сечение проводов, расчет проведем позднее: линия п/ст 4 – п/ст 5 АС – 150/24.

											Лист
											48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР						

Таблица 16 – Расчетные узловые напряжения для аварийного режима (отключение линии ЭС2 – п/ст 5)

Название узла	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	U , кВ	$ \delta $, %
ЭС-1	110	115,35	4,86
ЭС-2	110	118,73	7,93
п/ст 1	110	118	7,27
п/ст 2	110	112,09	1,9
п/ст 3	110	113,98	3,61
п/ст 4	110	110,78	0,7
п/ст 41	35	33,67	3,8
п/ст 42	35	34,05	2,71
п/ст 5	110	111,5	1,36
п/ст 6	110	118,75	7,95
п/ст 7	110	110,19	0,17

В аварийном режиме при отключении линии ЭС2 – п/ст 5 на подстанциях напряжение не отклоняется от предельно допустимого, согласно ПУЭ[2], регулирование под нагрузкой трансформаторов не требуется.

Рассмотрим загрузку трансформаторов при отключении линии ЭС2 – п/ст 5 в таблице 17.

Таблица – 17 Загрузка трансформаторов

Название ветви	Исполнение	S , МВа	$K_{\text{пер}}$
ЭС-1 (60МВт)	ТДЦ 80000/110	63,29	0,79
ЭС1(2x25МВ)	ТДН 40000/110	16,19	0,4
ЭС2(125МВт)	ТДЦ125000/110	103,71	0,85
ЭС-2 (60МВт)	ТДЦ 80000/110	56,83	0,71
п/ст 4	2xТДТН25000/110/35/10	10,44/23,09	0,418/0,92

Продолжение таблицы 17

п/ст 6	2 x ТРДН 40000/110	21,17	0,53
п/ст 7	2 x ТДН 16000/110	9,88	0,62

Из расчетов видно, что при отключении линии ЭС2 – п/ст 5 трансформаторы в сети не перегружаются.

3.4 Замена перегруженной линии.

Проведем замену линии п/ст 4 – п/ст 5, так как коэффициент перегрузки больше единицы.

Коэффициент загрузки должен быть меньше 1, после замены линии. Минимальное сечение провода по условию короны 70 мм², то есть провод АС-70 и больше, поэтому новый провод должен соответствовать этому условию.

$$I_{л.ав} \leq I_{д} \quad (61)$$

где $I_{л.ав}$ – аварийный ток в линии,

$I_{д}$ – длительно допустимый ток провода.

Опередим сечение для линии «п/ст 4 – п/ст 5». Возьмем наибольший ток, протекающий по одной из цепей.

$$460 \leq I_{д}$$

Выберем провод АС – 240/32 и с длительно допустимым током $I_{д} = 605$ А.

$$460 \leq 605.$$

Результаты расчета для линии «п/ст 4 – п/ст 5» представим в таблице 16.

Таблица – 18 Рекомендуемые к установке провода.

Линии	Марка провода	$I_{л.ав}$, А	$I_{д}$, А	$K_{загр}$
п/ст 4 – п/ст 5	АС-240/32	460	605	0,76

Таким образом заменив провода на участке «п/ст 4 – п/ст 5» мы видим что теперь этот участок, который является самым загруженным, будет нормально работать и в аварийном режиме.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ «НУРСУЛТАН» 110/10 КВ

4.1 Выбор схемы проектируемой подстанции.

В предыдущих пунктах подстанция «Нурсултан» имела обозначение, как подстанция п/ст 6. Приняли, что подстанция является тупиковой, подобрали вариант развития для подстанции «Нурсултан» (п. 2.6).

Структурная схема проектируемой подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) высшего и низшего напряжений, а также понизительные трансформаторы.

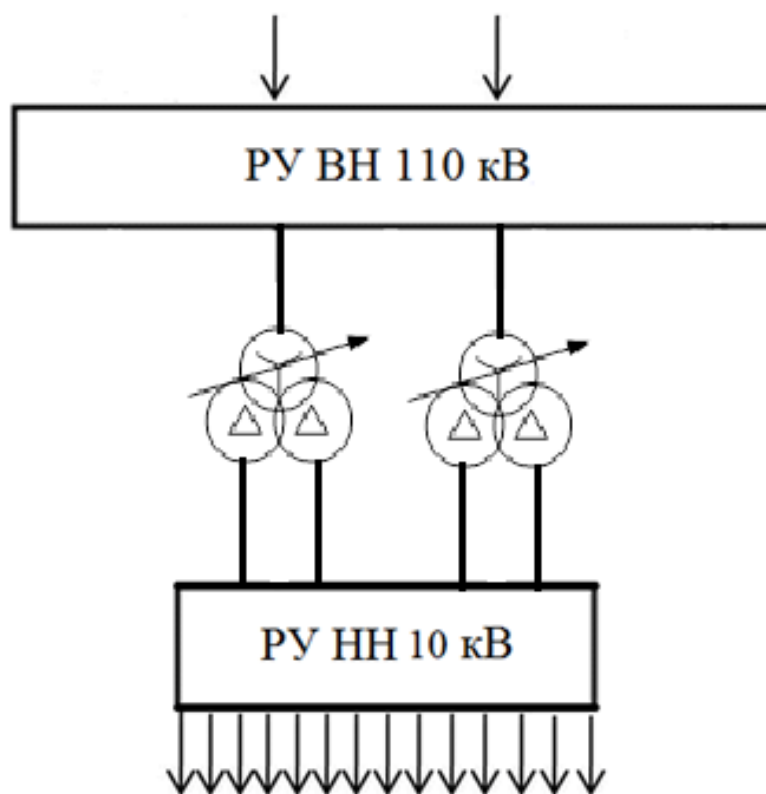


Рисунок 6 – Структурная схема п/ст «Нурсултан»

Все потребители относятся к потребителям второй категории, поэтому основываясь на ПУЭ, данная подстанция должна иметь два независимых источника питания, то есть 2 трансформатора [2].

Выбрали трансформаторы ТРДН 40000/110 (п. 2.3), сечения проводов воздушных линий для нашего варианта развития подключения подстанции (п. 2.6) и определили приблизительно токи новых воздушных линий, исходя из мощностей подключенных объектов.

Таблица 19 – Паспортные параметры силового трансформатора ТРДН 40000/110

Тип	S _{ном} , МВА	РПН	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _к , квар
			ВН	НН							
ТРДН 40000/110	40	±9х1,78%	115	10,5- 10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Выбор главной схемы подстанций зависит от назначения, роли и местоположения объекта в системе. Выбранная схема должна обеспечить требуемую степень надежности питания потребителей, возможность расширения, возможность производства ремонтных работ, быть простой, наглядной и экономически выгодной, поэтому выбираем схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой» на ВН, так как эта схема предназначена для тупиковых или ответвительных двух трансформаторных ПС питаемые по 2-м ВЛ. (рисунок 7)

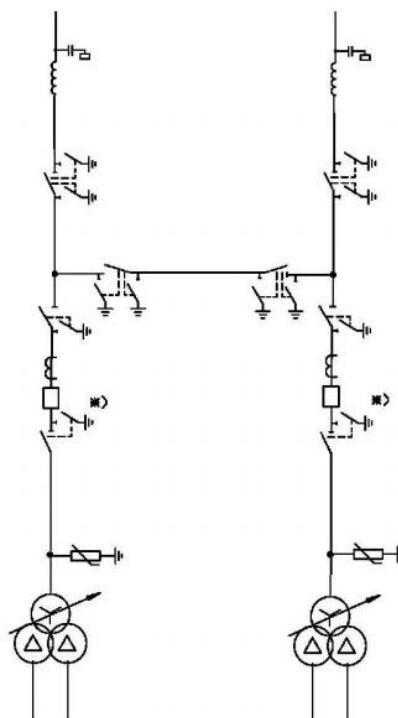


Рисунок 7 – Схема РУ ВН п/ст Нурсултан

Для стороны НН выберем схему согласно выбранным трансформаторам ТРДН-40000/110/10–10 с расщепленными обмотками.

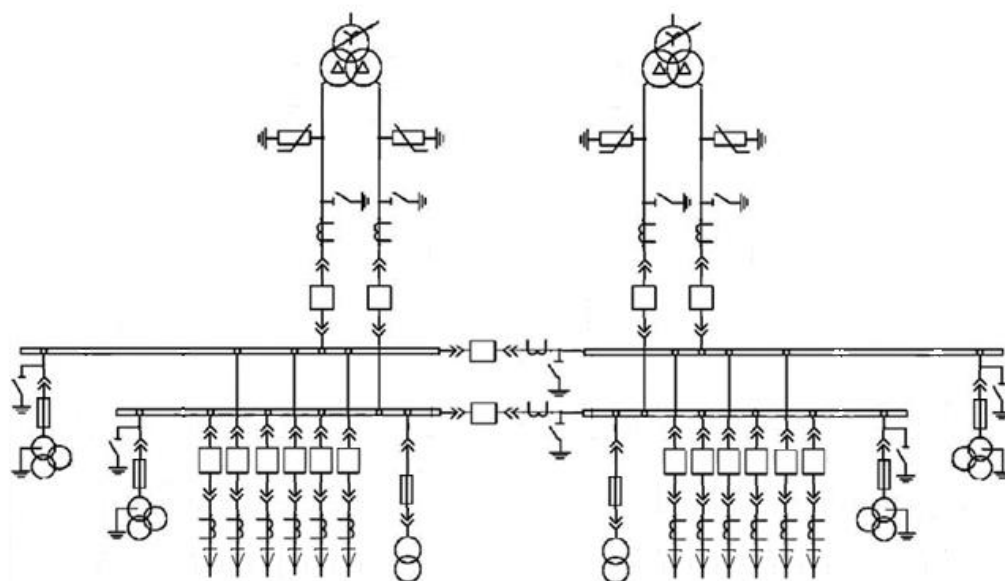


Рисунок 8 – РУ НН – Две, секционированные выключателями, системы шин

Выбранная схема РУ НН является наиболее простой и одновременно надёжной схемой для нашего трансформатора, у которого расщеплены обмотки НН. В нормальном режиме работы секционные выключатели отключены, питание потребителей осуществляется от четырех секций. В случае аварийного режима потребитель будет получать питание от других рабочих секций.

4.2 Выбор линий электропередач

В предыдущих пунктах уже был произведён выбор линий ввода (п. 2.6) – 2хАС 150/24, в нормальном режиме ток ввода берем из NETWORKS: $I_{\text{норм.ввода}} = 117,86$.

Но также необходимо учитывать утяжеленный режим работы воздушных линий электропередач, когда одна линия отключается после аварии, а вся мощность остается на одной линии ввода.

Ток в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{утяж.ввода}} = I_{\text{норм.ввода}} \cdot \quad (62)$$

Подставим значения в формулу (62):

$$I_{\text{утяж.ввода}} = 117,86 \cdot 2 = 235,72 \text{ А.}$$

4.3 Кабельная линия на стороне НН

В нормально режиме определим ток кабельной линии с учетом экономической плотности тока:

$$I_{\text{норм.нагр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{кл}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (63)$$

где $n_{\text{кл}}$ – число кабельных линий;

$U_{\text{НН}}$ – напряжение низкой стороны.

$$I_{\text{норм.нагр}} = \frac{40 \cdot 10^6}{14 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 164,9 \text{ А.}$$

В утяжеленном режиме, когда одна кабельная линия повреждена, как правило отключается вся система шин, к которой была подключена поврежденная кабельная линия. Получается, что в работе остается ровно половина кабельных линий. Он рассчитывается по формуле (62)

Тогда ток в утяжелённом режиме:

$$I_{\text{утяж.нагр}} = 164,9 \cdot 2 = 329,8 \text{ А.}$$

Экономическая плотность тока для кабельных линий $\gamma = 1,2 \text{ А/мм}^2$.

Экономически выгодное сечение:

$$F_{\text{Экл}} = \frac{I_{\text{норм.нагр}}}{\gamma} \quad (64)$$

Подставим значения в формулу (64)

$$F_{\text{Экл}} = \frac{164,9}{1,2} = 137,4 \text{ мм}^2.$$

Выбираем для каждой нагрузки по две кабельной линии кабель силовой с 3 алюминиевыми жилами, сечением 150 миллиметров квадратных, в бумажной

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР					

пропитанной изоляции, оболочке из алюминия и броне из стальных лент 2×ААБл– 10 3×150, длительно допустимый ток данного кабеля $I_{\text{дд}} = 2 \times 246 = 492$ А, таким образом, такой кабель способен выдерживать токи в нормальном и послеаварийном режиме.

4.4 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

При выборе линий электропередач уже были рассчитаны некоторые токи в нормальном и утяжеленном режимах с учетом количества линий:

$$I_{\text{норм.ввода}} = 117,86 \text{ А} \quad (I_{\text{утяж.ввода}} = 235,72 \text{ А});$$

$$I_{\text{норм.нагр}} = 164,9 \text{ А} \quad (I_{\text{утяж.нагр}} = 329,8 \text{ А}).$$

Теперь необходимо посчитать ток на стороне ВН и НН трансформатора, чтобы потом можно было выбрать аппаратуру.

Ток на стороне ВН трансформатора

Ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм.вн}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (65)$$

где $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора равная 40 МВА;

$U_{\text{вн}}$ – номинальное напряжение трансформатора на высокой стороне

$$I_{\text{норм.вн}} = 0,7 \cdot \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 140,5 \text{ А}.$$

Ток в утяжеленном режиме принимаем из условия, что один трансформатор отключен, тогда:

$$I_{\text{утяж.вн}} = 1,4 \cdot \frac{40 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ кВ}} = 281,1 \text{ А}.$$

Ток на стороне НН трансформатора в нормальном режиме на одной обмотке:

$$I_{\text{норм.нн}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (66)$$

Где $U_{\text{нн}}$ – номинальное напряжение трансформатора на низкой стороне.

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

$$I_{\text{норм.нн}} = 0,7 \cdot \frac{40 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 769 \text{ А.}$$

Ток в утяжеленном режиме также принимаем из условия, что один трансформатор отключен, тогда:

$$I_{\text{утяж.нн}} = 1,4 \cdot \frac{40 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1539 \text{ А.}$$

4.5 Расчет токов короткого замыкания (КЗ)

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Отключающие аппараты (выключатели, предохранители) проверяют, кроме того, по отключающей способности. Для этого необходимо определить расчетные токи короткого замыкания, предварительно составив расчетную схему и наметив расчетные точки короткого замыканий.

При составлении расчетной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. При этом не учитываются режимы, не предусмотренные для длительной эксплуатации (например, кратковременная параллельная работа резервного и рабочего трансформатора собственных нужд станции и др.).

В качестве расчетной точки короткого замыкания следует принимать точку, при повреждении в которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток.

Для ограничения токов КЗ секционный выключатель на шинах НН отключен и включается автоматически при отключении одного из трансформаторов. Расщепленная обмотка в трансформаторах также ограничивает токи КЗ.

Примем ЭДС системы $E_{c*} = 1$ о.е., базисную мощность $S_6 = 100$ МВА и реактанс системы $X_{c*} = 0,02$ о.е..

Сторона высокого напряжения (ВН).

$$I_1 = \frac{E_c}{X_c} \quad (67)$$

Подставим значения в формулу (67):

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

$$I_1 = \frac{1}{0,02} = 50 \text{ о.е.}$$

$$I_1^3 = I_1 \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{\text{ср.ном}}} \quad (68)$$

Подставим значения в формулу (68):

$$I_1^3 = 50 \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 25,1 \text{ кА.}$$

Система, связанна с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными ЛЭП напряжением 110-150кВ:

$$T_a = 0,02, K_y = 1,608.$$

Амплитудное значение ударного тока трехфазного КЗ на ВН равно:

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} K_y I_1^3, \quad (69)$$

где K_y – ударный коэффициент.

$$i_{\text{уд ВН}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 25,1 \cdot 10^3 = 56,5 \cdot \text{кА}$$

Сторона низкого напряжения (НН).

Рассмотрим схему замещения подстанции, которая представлена на рисунке 9:

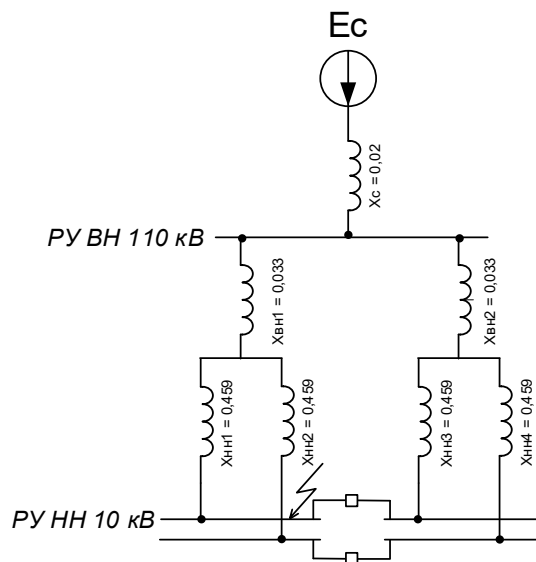


Рисунок 9 – Схема замещения подстанции

Так как обмотки НН $X_{\text{нн1}^*}$ и $X_{\text{нн3}^*}$ параллельны друг другу и подключены к одной системе сборных шин, аналогичны им $X_{\text{нн2}^*}$ и $X_{\text{нн4}^*}$, то для рассмотрения точки КЗ на стороне НН возьмём первую систему сборных шин. Но в нормальном

режиме, секционный выключатель отключен, получается, что к одной секции НН подключена одна обмотка трансформатора. Достаточно рассмотреть короткое замыкание только на одной секции, короткое замыкание на остальных трех секции будет рассчитываться аналогично и будет равно первому.

$$X_{ВН1} = 0,125 \frac{U_K}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (70)$$

$$X_{НН1} = 1,75 \frac{U_K}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (71)$$

$$X_{Т1} = X_{Т2} = X_{ВН1} + X_{НН1} \quad (72)$$

Подставим значения в формулы (70), (71), (72):

$$X_{ВН1} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{40 \cdot 10^6} = 0,033 \text{ о. е.},$$

$$X_{НН1} = 1,75 \frac{U_K}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{40 \cdot 10^6} = 0,459 \text{ о. е.},$$

$$X_{Т1} = 0,033 + 0,459 = 0,492 \text{ о. е.},$$

Рассмотрим промежуточную схему замещения подстанции, которая представлена на рисунке 10:

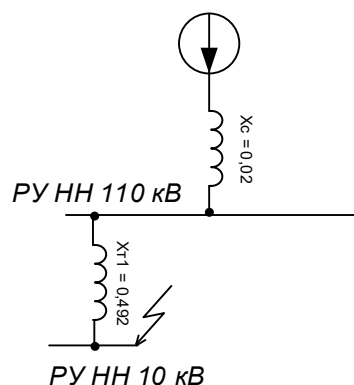


Рисунок 10 – Промежуточная схема замещения

Сложим последовательные реактивные сопротивления:

$$X_0 = X_c + X_{Т1}, \quad (73)$$

Подставим значения в формулы (73):

$$X_0 = 0,02 + 0,492 = 0,512 \text{ о. е.}$$

На рисунке 11 рассмотрим конечную схему замещения подстанции.

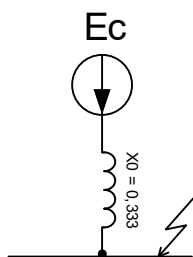


Рисунок 11 – Конечная схема замещения

Подставим получившиеся значения в формулы (67) и (68):

$$I_2 = \frac{E_c}{X_0} = \frac{1}{0,512} = 1,95 \text{ о. е.},$$

$$I_2^3 = 1,95 \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 10,71 \text{ кА.}$$

Система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ через трансформатор единичной мощностью 32 - 80 МВА:

$$T_a = 0,08, K_y = 1,874.$$

Амплитудное значение ударного тока трехфазного КЗ на НН равно (69):

$$i_{уд\text{ нн}} = 1,874 \cdot 10,71 \cdot 10^3 = 20,07 \cdot \text{кА.}$$

4.6 Контрольно-измерительные приборы

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях ведется с помощью контрольно-измерительных приборов.

В схему проектируемой подстанции необходимо установить следующие приборы:

Линии 10 кВ: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

Линии 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, ФИП, используемый для определения места КЗ, счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. Для линий с пофазным управлением устанавливается три амперметра.

Цепь понизительного трансформатора: ВН: –, НН: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии Меркурий ART.

Ошиновка 110 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф на транзитных подстанциях.

Сборные шины 10 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений.

Цепь секционного выключателя шин НН: амперметр.

4.7 Распределительное устройство ВН

Выбор выключателей и разъединителей

На стороне ВН к установке принимаем элегазовый выключатель ВЭБ-110-40/2500 УХЛ 1 (выключатель элегазовый баковый наружной установки) с собственным временем отключения $t_{c.в.}=0,035$. Расчетное время отключения:

$$\tau = t_{3min} + t_{c.в.}, \quad (74)$$

где t_{3min} - минимальное время работы РЗ = 0,01 с.

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_1 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (75)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 25,1 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 7,92 \text{ кА}$$

Завод изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100}, \quad (76)$$

где $\beta_{ном}$ - это содержание апериодической составляющей, определяется по каталогу.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,4 = 22,63 \text{ кА}$$

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$\beta_k = I_1^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (77)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,05 = 0,15$ с; $t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВЭБ-110-40/2500 УХЛ 1, равное 0,05 с.

$$\beta_k = 25,1^2 \cdot (0,15 + 0,03) = 116,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем по каталогу разъединители типа SGF 123n II-100У1-2Е и SGF 123n II-100У1-1Е (разъединитель горизонтально-поворотного типа двухколонковый с заземлителями) с электроприводами типа МТ50. Все расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей на стороне ВН

Расчетные данные (Берем наибольшие токи – токи на вводной ЛЭП)	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-110-40/2500 УХЛ 1	Разъединители SGF 123n II-100У1-2Е SGF 123n II-100У1-1Е
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{утяж.ввода} = 235,72$ А	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$I_{норм.ввода} = 117,86$ А	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$i_{а.г} = 7,92$ кА	$i_{а.ном} = 22,63$ кА	–
$I_{п.о} = 25,1$ кА	$I_{вкл} = 40$ кА	–
$i_{уд.вн} = 56,5$ кА	$i_{вкл} = 102$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$\beta_k = 116,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы 20 видно, что выбранные выключатель и разъединители проходят по всем воздействиям тока.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Выбор средств измерения и контроля

Проверка встроенных трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичных токов до вторичных значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики, управления, сигнализации. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены гальванической развязкой, а также позволяет унифицировать конструкцию.

Первичная обмотка трансформатора тока (ТТ) включается в электрическую цепь последовательно (на вводах выключателя), а вторичная замыкается на некоторую нагрузку (измерительные приборы и реле), обеспечивая в ней ток, пропорциональный току в первичной обмотке. В ТТ высокого напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной (от земли) на полное рабочее напряжение. Один конец вторичной обмотки обычно заземляется. Поэтому она имеет потенциал, близкий к потенциалу земли.

Проверку встроенных ТТ производят по напряжению установки, по току и классу точности; трансформаторы проверяют по электродинамической стойкости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке.

Данные расчетов для выбора трансформаторов приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка встроенных трансформаторов тока на стороне ВН

Расчётные данные	Каталожные данные
	Трансформатор ТВГ-110 УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{макс.ввода} = 235,72 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_y = 56,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 116,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформаторы тока ТВГ-110 УХЛ1 встраиваются в выключатель ВЭБ-110. Эти трансформаторы имеют вторичные обмотки с номинальным током $I_2 = 5 \text{ A}$.

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные предназначены для релейной защиты. Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке.

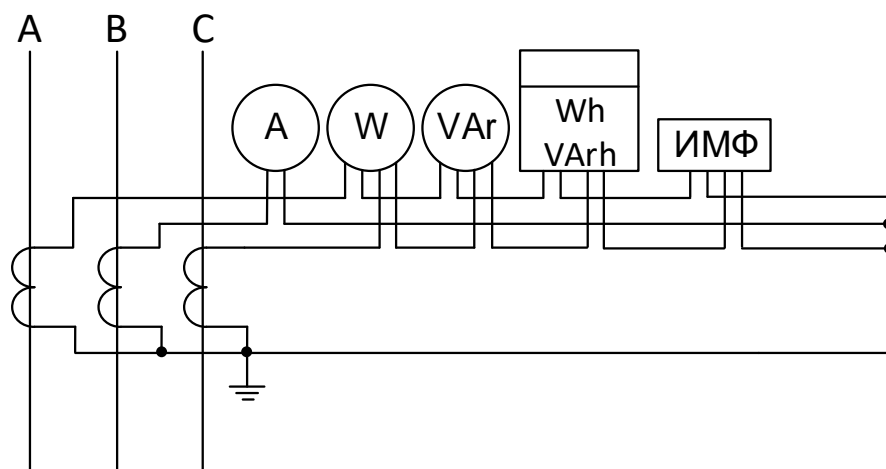


Рисунок 12 – Размещение приборов в цепи питающих линий

Вторичная нагрузка наиболее загруженного трансформатора тока (на линии 220 кВ) приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка загруженного ТТ на ВН

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-350	0,5	-	0,5
Варметр	Д-350	0,5	-	0,5
Счетчик «Меркурий 230»	ART	0,5	-	0,5
Фиксирующий прибор	ИМФ-3Р	0,5	-	0,5
Итого:		2,5	0,5	2,5

Из таблицы 22 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока на фазах А и С.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (78)$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к ТТ;

I_2 - номинальный вторичный ток.

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}, \quad (79)$$

где $Z_{2 \text{ ном}}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5, равно 2 Ом ;

$r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом, поскольку число приборов больше 3.

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,22 - 0,1 = 1,6 \text{ Ом}$$

В качестве соединительных проводов применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию механической прочности) не менее 4 мм² [2]. Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 100 м тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (80)$$

где $l_{\text{расч}}$ - длина кабеля;

ρ - удельное сопротивление проводов из справочника [4].

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,64} = 1,73 \text{ мм}^2.$$

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покрытий) с сечением жил 4 мм² [2].

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для питания катушек электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям :

- по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{2 ном}$,

где $S_{2 ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности; $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

Примем к установке трансформаторы типа ЗНОГ – 110-УХЛ1 (заземляемый трансформатор напряжения однофазный газонаполненный, с номинальным напряжением 110 кВ).

Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на $100 / \sqrt{3}$ В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 200 В·А, а для класса точности 1 – 300 В·А.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 23.

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

Таблица 23 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Ваттметр	ЛЭП 110 кВ	Д-350	1,5	2	1,0	0	1	3,0	-
Варметр		Д-350	1,5	2	1,0	0	1	3,0	-
Счетчик «Меркурий»		АТ	5	3	0,38	0,925	1	5,7	13,88
ИМФ		ИМФ-3Р	1,5	3	1,0	0	1	4,5	-
Вольтметр	Ошиновка 110 кВ	Э-365	2,0	1	1,0	0	1	2,0	-
Вольтметр с перек-ем		Н-393	10,0	1	1,0	0	1	10,0	-
Итого:								28,2	13,88

Суммарная мощность равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P^2 + Q^2)}, \quad (81)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(28,2^2 + 13,88^2)} = 31,43 \text{ ВА}$$

Суммарная потребляемая мощность 31,43 ВА обеспечит класс точности 0,5 (31,43 ВА < 200 ВА). Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм² (по условию механической прочности) [2].

Токоведущие части

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Для нашего случая необходимо выполнить только проверку по допустимому току в максимальном режиме, поскольку ошиновка электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежат. Также шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическое действие тока короткого замыкания не проверяются.

Ошиновка и ремонтная перемычка:

$$I_{\text{шин}} = I_{\text{макс ввода}} \quad (82)$$

где $I_{\text{шин}}$ – ток в ошиновке стороны ВН и на перемычке;

$I_{\text{макс ввода}}$ – максимальный ток в линиях на стороне ВН = 235,72 А.

Выбираем провод марки АС-150/24 с длительно допустимым током $I_{\text{дд}} = 450$ А. Данный провод проходит по условиям короны для 110 кВ ($150 \text{ мм}^2 > 70 \text{ мм}^2$) и по условиям радиопомех.

Линия трансформатора:

Ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{норм.т}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (83)$$
$$I_{\text{норм.т}} = \frac{43,77 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 114,8 \text{ А}$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{макс.т}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (84)$$

где $U_{\text{ВН}}$ – напряжение стороны ВН равное 110 кВ.

$$I_{\text{макс.т}} = \frac{43,77 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 229,6 \text{ А.}$$

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Выбираем провод марки АС-150/24 с длительно допустимым током $I_{\text{дд}} = 450 \text{ А}$. Данный провод проходит по условиям короны для 110 кВ ($150 \text{ мм}^2 > 70 \text{ мм}^2$) и по условиям радиопомех.

Изоляторы

Выбираем подвесные стеклянные изоляторы марки ПС-120А. В гирлянде на напряжение 110 кВ устанавливаем по 10 изоляторов.

4.8 Распределительное устройство НН

Сторону РУ НН выполним в виде комплектного распределительного устройства (КРУ). Ячейки КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Помимо этого, применение КРУ значительно уменьшает трудозатраты и длительность сооружения РУ, а также сокращает и упрощает проектные работы.

Выберем к установке комплектное распределительное устройство серии К-26. Каталожные данные КРУ К-26 представлены в таблице 6.

Таблица 24 – Каталожные данные ячейки КРУ серии К-26

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение КРУ, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение КРУ, кВ	12
Номинальный ток главных цепей ячейки и сборных шин КРУ, А	2000
Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 3 с, кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей ячейки КРУ, кА	81
Ток холостого хода, отключаемый разъединяющими контактами выдвижных элементов, А	0,6

Выбранные ячейки КРУ должны удовлетворять следующему условию:

$$I_{\text{утяж.нн}} \leq I_{\text{ном}} \quad (85)$$

где $I_{\text{утяж.нн}} = 1539 \text{ А}$ – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима на стороне НН трансформатора по расчёту пункте 4.4;

$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ – номинальный ток главных цепей ячеек и сборных шин КРУ.

Подставив числовые значения в формулу (85), получим:

$$1539 \leq 2000 .$$

На стороне НН на отходящих линиях к установке принимаем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-31,5/1000 (выключатель вакуумный с электромагнитным приводом) с собственным временем отключения $t_{\text{с.в.}} = 0,02$. расчетное время отключения найдем по формуле (74):

$$\tau = 0,01 + 0,02 = 0,03.$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для отходящих линий стороны НН:

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_2^3 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,05}}, \quad (86)$$

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,71 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,05}} = 8,312 \text{ кА}.$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100}, \quad (87)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,3 = 13,36 \text{ кА} .$$

где $\beta_{\text{ном}}$ определяется по каталогу.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$\beta_{\text{к}} = I_2^3 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}), \quad (88)$$

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,05 + 0,04 = 0,09$ с;

$t_{р.з.}$ – время действия токовой защиты, равное 0,05 с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВВ/TEL-10-31,5/1000, равное 0,04 с.

$$\beta_k = 10,71^2 \cdot (0,09 + 0,05) = 16,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 25 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВ/TEL-10-31,5/1000 У2
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{утяж.нагр} = 329,8$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_{а.т} = 8,312$ кА	$i_{а.ном} = 13,36$ кА
$I_2^3 = 10,71$ кА	$I_{вкл} = 31,5$ кА
$i_{уд.нн} = 20,07$ кА	$i_{вкл} = 80$ кА
$\beta_k = 16,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороне НН на вводных линиях и между секциями шин к установке принимаем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000 с электромагнитным приводом с собственным временем отключения $t_{с.в.} = 0,03$ с. расчетное время отключения найдем по формуле (49):

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}.$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для вводных линий стороны НН:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_2^3 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,05}}, \quad (89)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 10,71 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,05}} = 6,8 \text{ кА}.$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100}, \quad (90)$$

где $\beta_{ном}$ определяется по каталогу.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,3 = 13,36 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$\beta_k = I_2^3 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (91)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,05 + 0,05 = 0,1 \text{ с}$;

$t_{р.з.}$ – время действия токовой защиты, равное 0,05 с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВВ/TEL-10-31,5/2000, равное 0,05 с.

$$\beta_k = 11,28^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 17,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 26 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВ/TEL-10-31,5/2000 У2
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{утяж.нн} = 1539 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_{a.\tau} = 6,8 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 13,36 \text{ кА}$
$I_2^3 = 10,71 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд.нн} = 20,07 \text{ кА}$	$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$
$\beta_k = 17,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателями ВВ/TEL-10. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выбор трансформаторов тока в цепи РУ НН

В шкафу КРУ устанавливаются трансформаторы тока в зависимости от расположения. В вводных ячейках и в ячейке секционного выключателя выбираем трансформаторы тока ТПЛК-10-2000-0,5/10Р (трансформатор тока шинный, с литой изоляцией, для КРУ). В ячейках отходящих линий выбираем трансформаторы тока ТПЛК-10-800-0,5/10Р (трансформатор тока проходной, с литой изоляцией, для КРУ). Сведем данные в таблицы 27 и 28 и сравним их с расчетными.

Таблица 27 – Выбор трансформаторов тока на вводных и секционных ячейках

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТПЛК-10-2000-0,5/10Р УЗ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{утяж.нн} = 1539 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_{уд.нн} = 20,07 \text{ кА}$	$i_{дин} = 189 \text{ кА}$
$\beta_k = 16,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16428 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 28 – Выбор трансформаторов тока на отходящих ячейках

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТПЛК-10-600-0,5/10Р УЗ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{утяж.нагр} = 329,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_{уд.нн} = 20,07 \text{ кА}$	$i_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$\beta_k = 16,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2402,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблиц видно, что трансформаторы полностью удовлетворяют нужным требованиям.

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными КИП, определяем нагрузку по фазам для каждого трансформатора тока.

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке на стороне НН силового трансформатора. Размещение приборов измерений и контроля на стороне НН трансформатора представлено на рисунке 13.

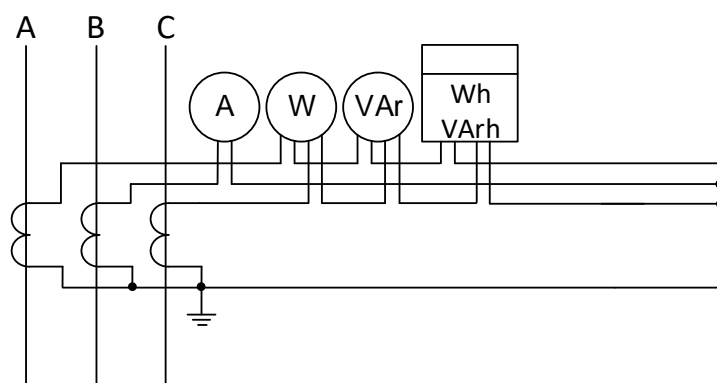


Рисунок 13 – Размещение приборов на стороне НН силового трансформатора

Таблица 29– Вторичная нагрузка ТТ на стороне НН трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	-	0,5	-
Ваттметр	Д-350	0,5	-	0,5
Варметр	Д-350	0,5	-	0,5
Счетчик «Меркурий 230»	ART	0,5	-	0,5
Итого:		1,5	0,5	1,5

По таблице 29 видим, что наиболее загружены ТТ на фазах А и С.

Общее сопротивление приборов по формуле (78):

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом.}$$

Сопротивления проводов по формуле (79):

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,1 - 0,1 = 0,6 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом, поскольку число приборов больше 3.

Приблизительная длина кабеля для цепей РУ 10 кВ кроме линий к потребителям принимается равной 40 м (для секционного выключателя $I_{\text{расч}}=40 \cdot 2=80$ м), а длина кабеля для линий 10 кВ к потребителям принимается равной 4 м ($I_{\text{расч}}=7$ м), тогда сечение равно по формуле (80):

$$Q_{\text{ТПЛК10}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,64} = 1,09 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покрытий) с сечением жил 4 мм² (по условию механической прочности) [2].

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи секционного выключателя

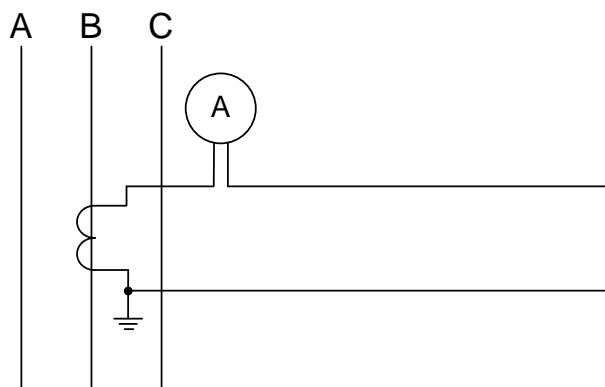


Рисунок 14 – Размещение приборов в цепи секционного выключателя

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи шиносоединительного выключателя

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	–	0,5	–
Итого:		–	0,5	–

Общее сопротивление приборов по формуле (78):

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Сопротивления проводов по формуле (79):

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом.}$$

Сечение равно по формуле (80):

$$q_{\text{ТПЛК10}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{0,73} = 1,91 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покрытий) с сечением жил 4 мм² (по условию механической прочности) [2].

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи потребительских линий

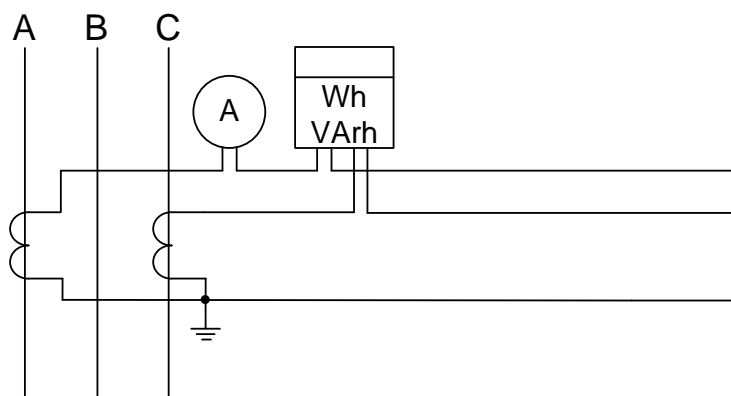


Рисунок 15 – Размещение приборов в цепи потребительских линий

Таблица 31– Вторичная нагрузка ТТ на стороне НН трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	-	-
Счетчик «Меркурий 230»	ART	0,5	-	0,5
Итого:		1	-	0.5

Общее сопротивление приборов по формуле (78):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Сопротивления проводов по формуле (79):

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,06 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом.}$$

Сечение равно по формуле (80):

$$Q_{\text{ТПЛК10}} = \frac{0,0175 \cdot 7}{0,31} = 0,4 \text{ мм}^2,$$

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покрытий) с сечением жил 4 мм² (по условию механической прочности) [2].

Трансформаторы напряжения

Примем к установке трехфазную антирезонансную группу трансформаторов напряжения ЗНОЛ.06-10-УЗ (литая изоляция). Трансформаторы имеют основную вторичную обмотку на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 150 ВА.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 32 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр (сборные шины)	Э-365	2,0	1	1,0	0	1	2,0	-
Вольтметр с переключением	Н-393	10	1	1,0	0	1	10	-
Ваттметр	Ввод 10 кВ	Д-350	2	1,0	0	1	3,0	-
Варметр		Д-350	2	1,0	0	1	3,0	-
Счетчик «Меркурий»		ART	3	0,38	0,925	1	5,7	13,88
Счетчик «Меркурий»	ЛЭП 10 кВ	ART	3	0,38	0,925	6	34,2	83,25
Итого:							57,9	97,13

Суммарная мощность равна по формуле (81):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(57,9^2 + 97,13^2)} = 113,08 \text{ ВА}$$

Три трансформатора напряжения, соединенных в звезду, имеют мощность 150 ВА, что больше мощности вторичной нагрузки. Таким образом трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Принимаем к установке контрольный кабель АКРВГ (алюминиевый, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм² (по условию механической прочности) [1].

Токоведущие части РУ НН

Наметим к установке комплектный токопровод ТЗК-10-2000-81-УХЛ1. Согласно ПУЭ комплектный токопровод в пределах КРУ по экономической плотности тока не проверяется, поэтому выбор произведём по номинальному току, номинальному напряжению и ударному току КЗ.

Проверка по номинальному току:

$$I_{\text{утяж.нн}} \leq I_{\text{ном}} \quad (92)$$

где $I_{\text{утяж.нн}} = 1539 \text{ А}$ – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима на стороне НН трансформатора;

$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ – длительно допустимый ток комплектного токопровода ТЗК-10-2000-81-УХЛ1.

Подставив числовые значения в формулу (92), получим:

$$1605,6 \leq I_{2000} .$$

Проверка по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} , \quad (93)$$

где $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ – рабочее напряжение на стороне НН трансформатора;

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ – номинальное рабочее напряжение токопровода.

Подставив числовые значения в формулу (93), получим:

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ} .$$

Проверка по ударному току КЗ:

$$i_{\text{уд.нн}} \leq i_{\text{дин}} , \quad (94)$$

где $i_{\text{уд.нн}} = 20,07 \text{ кА}$ – ударный ток КЗ на стороне НН;

$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$ – ток электродинамической стойкости токопровода.

Подставив числовые значения в формулу (61), получим:

$$20,07 \text{ кА} \leq 128 \text{ кА} .$$

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Комплектные токопроводы не проверяются на термическую и электродинамическую стойкость, а, следовательно, выбранный токопровод удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

Сборные шины КРУ комплектуются в ячейках КРУ на заводе-изготовителе, поэтому в данной работе их выбор не производится.

4.9 Разработка схемы питания собственных нужд

Определение мощности потребителей собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (СН) зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Это могут быть оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, электродвигатели компрессоров, освещение, электроотопление помещений, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения и т.д.

Определим основные нагрузки собственных нужд проектируемой подстанции и составим таблицу 33.

Таблица 33 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Потребитель	Установленная мощность			$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Нагрузка	
	Мощность на единицу, кВт	Количество	Всего, кВт			$P_{\text{уст}}$, кВт	$Q_{\text{уст}}$, кВАр
Охлаждение ТРДН-25000/110	2,5	2	5	0,85	0,62	4,25	3,1
Подогрев выключателей ВЭБ-110	28,4	2	56,8	1	0	56,8	0

Продолжим таблицу 33:

Подогрев приводов разъемов SGF 123n	0,6	8	4,8	1	0	4,8	0
Отопление, освещение и вентиляция ОПУ с ЗРУ	30	–	30	1	0	30	0
Подогрев шкафов КРУ	1,0	26	26	1	0	26	0
Маслохозяйство	30	1	35	1	0	30	-
ЗПА	15,2	2	30,4	1	0	30,4	-
Освещение ОРУ 110 кВ	5,0	–	5,0	1	0	5,0	0
Итого						187,25	3,1

Расчётная нагрузка собственных нужд равна:

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (95)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,8$.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{187,25^2 + 3,1^2} = 149,82 \text{ кВА.}$$

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от ТСН.

Выбор трансформаторов собственных нужд

По условиям надёжности электроснабжения потребителей собственных нужд установим два понижающих трансформатора собственных нужд. Мощность одного трансформатора С.Н. определяется по формуле:

$$S_{\text{т}} = \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п}}}, \quad (96)$$

где $k_{\text{п}} = 1,4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_{\text{т}} = \frac{149,82 \cdot 10^3}{1,4} = 107,014 \text{ кВА}$$

Примем к установке силовые трансформаторы типа ТМГ-160/6-0,4.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Таблица 34– Каталожные данные трансформаторов типа ТМГ–160/10-0,4

Обозначение	Наименование	Величина
$S_{T\text{ ном}}$	Номинальная мощность, кВА	160
$U_{T\text{ ном}}^{BH}$	Номинальное напряжение обмоток ВН, кВ	10
$U_{T\text{ ном}}^{HH}$	Номинальное напряжение обмоток НН, кВ	0,4
$u_{K\%}$	Напряжение короткого замыкания, %	4,5
ΔP_K	Потери короткого замыкания, кВт	2,7
ΔP_0	Потери холостого хода, кВт	0,375
I_0	Ток холостого хода, %	1,1

Определим ток на стороне ВН ТСН:

$$I_{\text{ТСН.ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (97)$$

где $S_{\text{НОМ.ТСН}}$ – номинальная мощность ТСН, кВА;

$U_{\text{НОМ.Т}}$ – номинальное напряжение ТСН на высокой стороне, кВ.

$$I_{\text{ТСН.ВН}} = 1,4 \cdot \frac{160 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 12,9 \text{ А.}$$

Для подключения ТСН к шинам КРУ выберем ПКТ-102-6-31,5-31,5 УЗ – предохранитель с кварцевым наполнителем для защиты трансформаторов.

Таблица 35 – Расчетные и каталожные данные ПКТ для ТСН

Расчетные данные	Каталожные данные
	ПКТ-102-10-31,5-31,5 УЗ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_2^3 = 10,71 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 31,5 \text{ А}$
$I_{\text{п.о}} = 11,47 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 31,5 \text{ кА}$

5 ВЫБОР ОПОР ВЛ

При выборе опор ВЛ производится анализ конфигурации сети (напряжение, марка провода, для которой необходимо провести выбор опор, тип предполагаемых опор, климатические условия, экономическое обоснование) и дальнейшем сравнение этих данных с табличными значения справочной литературы[9].

В предыдущих пунктах (п. 2.6) был произведен расчёт техно экономических показателей, который основывался на стоимости проводов, и выбора типа опор (железобетонные или стальные). Определив вариант развития сети 110 кВ, был произведен выбор марки провод. Для разрабатываемой подстанции «Нурсултан» используется провод марки АС 150/24, длиной 30 км проложенной по двум цепям (двухцепная), расположенный в определенных климатических условия таблица 35.

Таблица 35 – Климатические условия

t_{max} °С	t_{min} °С	$t_э$ °С	$t_{гол}$ °С	Район по гололёду	Район по ветру
+40	-40	-10	-5	II	I

Данных условий достаточно чтобы произвести выбор опор ВЛ (анкерных и промежуточных). Анкерные опоры необходимы для натяжения и углового расположения линий, промежуточные – для продольного расположение линий на прямых участках с отсутствием нагрузки вдоль ВЛ.

Произведем сравнения исходных условий сети с табличными значениями.

Таблица 36 – Исходные и табличные значения опор ВЛ

	Исходные значения	Табличные значения промежуточной опоры	Табличные значения анкерной опоры
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110
Марка провода	АС 150/24	АС 70/11 - АС 240/32	АС 70/11 - АС 240/32

Продолжение таблицы 36

Район по гололёду	II	III-IV	I-IV
Район по ветру	I	III	III

Выбираем промежуточную двухцепную свободностоящую опору П110-Б и анкерную угловую свободностоящую на угол поворота линии до 60° У110-2 опоры:

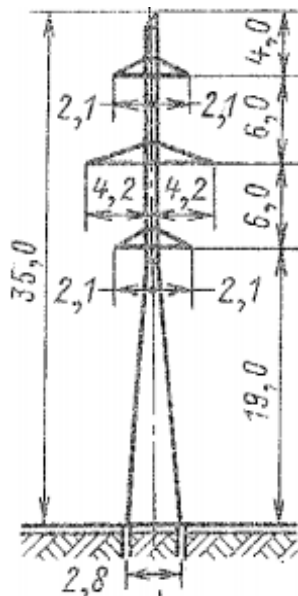


Рисунок 16 – Промежуточная свободностоящая опора П110-Б.

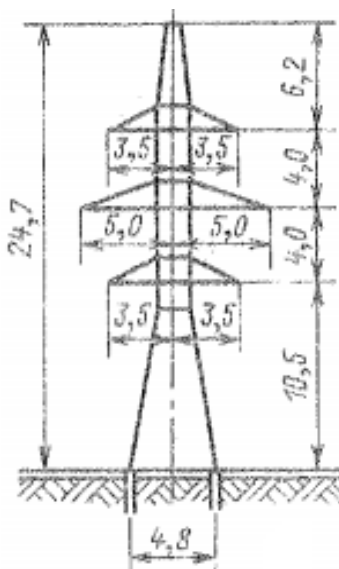


Рисунок 17 – Анкерная угловая свободностоящая на угол поворота линии до 60° опора У110-2.

6 КОМПОЗИТНЫЕ ОПОРЫ

В нынешней энергетика происходит активное развитие, что способствует к разработкам принципиально новых технических решений. Острой темой стоит модернизация нынешнего оборудования, которая будет учитывать все показатели надежности и уменьшать затраты на строительство и эксплуатацию. Широкое развитие получили воздушные линии электропередач, так как следствием улучшения этой отрасли является уменьшение потерь в ВЛ, которое ведет к снижению затрат на передачу электроэнергии.

Отличным решение данной проблемы стало применение конструкций опор на базе композитных материалов – композитные опоры. Основным материал, используемом в производстве композитных опор, является стеклопластик. Данный материал состоит из стекловолокна и термопластических полимеров, что способствует повышению пластичности.



Рисунок 18 – Линия 110 кВ с применением композитных опор

Композитные опоры являются отличной заменой деревянных опор, так как электрофизические параметры близки к деревянным. Также эти опоры, в сравнении с другими материалами, являются компактными, легкими что способствует увеличению скорости монтажа поврежденных опор.

В сетях среднего напряжения при сооружении линий электропередач используется, так называемое, чередование композитных опор с традиционными деревянными. Данный метод позволяет повысить надежность при умеренных затратах

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

1.1 Сравнение механических свойств композитных опор с другими

Стеклопластик, из которого производятся опоры, обладает рядом преимуществ в сравнении с металлическими. Это обуславливается повышенной прочностью при меньшей плотности материала, что уменьшает вес и увеличивает стойкость, по сравнению с металлом. В таблице 37 приведены свойства различных материалов в сравнении с композитными:

Таблица 37 – Свойства различных материалов

Показатель	Стеклопластик	Железобетон	Сталь
Вес опор 10 кВ (8 м), кг	38-45	850	230
Плотность, т/м ³	1,6 – 2,0	2,5	7,8
Разрушающее напряжение при растяжении, МН/м ²	410 – 1180	29	410 - 480
Предел прочности при изгибе, МН/ м ²	690 – 1240	5,2	400
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	0,3 – 0,35	1,5 – 2,0	46

Механические свойства материалов композитных опор зависят от наполнителя и прочности связующего материала.

1.2 Основные преимущества и недостатки стоек композитных опор

Преимущества:

- Диэлектрические свойства материала близки к деревянным опорам;
- Сроки службы стоек данных опор 100 лет;
- Опоры состоят из полых секций, что позволяет хранить их одна в другой;

- Стеклопластик обладает малой плотностью, следствием чего является малая масса
- Опоры мало подвергаются износу в суровых климатических условиях и различных коррозий;
- Благодаря упругости материала, опоры выдерживают большие ветровые нагрузки, стойкость к гололеду;
- Композитные опоры обладают высокой огнеупорностью;
- Простота в возведении и монтаже опор;
- В производстве данных не используются токсичные материалы, что приводит к экологичности данных опор.

Основным недостатком данных опор является их цена, но существует возможность её снижения, применением метода «4/1».

Возведений линий электропередач методом «4/1»

Данный метод основывается на использование комбинации деревянной и композитных опор. На каждые 4 композитных опор приходится 1 деревянная, что приводит к снижению стоимости сооружения данных линий. Деревянные опоры будут создавать жесткость основной конструкции. В случае обрыва деревянной опоры не произойдет падения всего анкерного пролета по сравнению с железобетонными. Легкие композитные опоры будут удерживаться на натянутых проводах, что ограничит число аварий, а в следствие затраты на ремонт, так как уменьшается напряжение в материале провода. В период ветровых нагрузок, композитные опоры поглощают механические нагрузки на провод за счет изгиба в самой опоре, что увеличивает срок службы самого токопровода. Произведем расчет показателя себестоимости железобетонных опор и опор метода «4/1» к их номинальному сроку эксплуатации:

$$P_n = \frac{K}{T}, \quad (98)$$

где К – капитальные вложения в сооружения линии электропередач;

Т – срок эксплуатации линии, лет.

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР				

Таблица 38 – стоимость опор 10 кВ.

Композитные опоры, руб	Деревянные опоры, руб	Железобетонные опоры, руб
19000	2800	5700

Технико-экономические показатели для линии 10 кВ протяженностью 1 км, сооруженной по методу «4/1» с применением композитных и деревянных опор, а также для аналогичной линии, сооруженной с применением традиционных железобетонных опор, приведены в таблице 39.

Если учитывать долгосрочную перспективу (композитные опоры имеют срок службы, заявленный заводом-изготовителем, в пять раз больше, чем железобетонные), также стоит принимать во внимание значительно меньшие издержки на техническое обслуживание линии с композитными и деревянными стойками с учетом, что стоимость проекта на композитных стойках больше в 1,784 раза.

Таблица 39 – Экономические показатели линий электропередач

Показатель	Метод сооружения «4/1»	Железобетонные опоры
Капитальные затраты, руб.	889989	380756
Затраты на сооружения, руб.	120750	185850
Средний показатель себестоимости, руб/год	549,3	2299,53

В заключении хотелось бы подчеркнуть, что данный вид опор имеет место для применения в сетях, особенно по методу «4/1». Обладая схожими свойствами с традиционными опорами, но имея при этом большую стоимость, но есть компенсируется большим сроком службы (70-100 лет, в 2,5 раза больше чем у железобетонных), и никакой стоимости установки и эксплуатации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был произведен анализ сети 110 кв, с последующим выбором варианта развития этой сети с учетом ввода новых объектов. Оценил загрузку линий и трансформаторов в различных режимах. Перегружаемые объект рекомендовано заменить.

Произведена проектировка новой подстанции «Нурсултан», выбор силовых трансформаторов (ТРДН 40000/110), схемы распределительного устройства ВН(два блока с неавтоматической перемычкой) и НН(две секционированные выключателями системы шин), коммутационного оборудования(элегазовый выключатель ВЭБ – 110) и измерительных приборов. Предложен вариант плана схемы данной подстанции.

Сделан выбор опор линий электропередач, для новой подстанции «Нурсултан» с учетом конфигураций сети и климатических условий данной местности.

Дополнительно были рассмотрены композитные опоры, которые имеют перспективу на развития. Обладая недостатком в начальном капиталовложении, они, все равно, обладают рядом преимуществ перед традиционными опорами: простота в возведении и эксплуатации, долговечность. Все эти факторы в дальнейшем окупают начальные вложения, а также превосходят в окупаемости традиционные опоры.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СТО ЮУрГУ 21–2008 Стандарт организации. Система управления качеством образовательных процессов. Курсовая и выпускная квалификационная работа. Требования к содержанию и оформлению / Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, А.Е. Шевелев, Е.В. Шевелева. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 55 с.
2. Правило устройства электроустановок. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011. – 928с.
3. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1), 1985.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012 – 376 с.
5. Рожкова Л.Д., Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов / Рожкова Л.Д., Козулин В.С. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
6. Коржов А.В., Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию / А.В. Коржов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 71 с.
7. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 37-750 кВ. Типовые решения. – http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
8. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. – Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 2002.
9. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/Под редакцией И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. – 3-е издание, переработано и дополнено – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

10. Фурсанов, М. И. Анализ эффективности применения композитных опор/ М. И. Фурсанов, П.А. Сазанов/ Энергетика. Изв. Высш. Учеб. Заведения. 2019. – 15с.

					13.03.02.2019.279 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91