

РЕФЕРАТ

Объектами исследований являются конденсационная электростанция мощностью 700 МВт и энергетический блок турбогенератор-трансформатор мощностью 200 МВт.

Цель работы: спроектировать конденсационную электростанцию установленной мощностью 700 МВт, выбрать основное оборудование, электрические аппараты. Выбрать электродвигатели собственных нужд и смоделировать их самозапуск. Спроектировать ВЭУ для освещения бытового помещения электростанции.

В процессе работы:

- проведен структурный и функциональный анализ электрической схемы электростанции;
- выбраны силовое оборудование и электрические аппараты для проектируемой электростанции;
- выбраны электродвигатели собственных нужд и смоделирован их успешный самозапуск;
- выбрана ветроустановка для освещения бытового помещения электростанции.

В процессе работы использовались аналитические, расчетные и графоаналитические методы, а также программы «Мустанг», «GTCURR».

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

При написании данной работы были использованы учебные пособия, справочные материалы, научная и учебно-методическая литература.

В справочном материале «Электрическая часть электростанции и подстанций» по редакцией Б. Н. Неклепаева, И.П. Крючкова [1] приведены основные данные о параметрах и характеристиках электрических машин, силовых трансформаторов, электрических аппаратов, а также материалы для разработки главных схем и конструкций распределительных устройств.

По данному материалу производился выбор синхронных турбогенераторов, силовых трансформаторов, автотрансформаторов, выбор коммутационных аппаратов, измерительных приборов и т.д

В учебном пособии «Электрооборудование станций и подстанций» по редакцией Л. Д. Рожковой, В. С. Козулина [2] описаны конструкции основного электрооборудования электростанций и подстанций. Изложена методика выбора аппаратов и токоведущих частей. Рассмотрены схемы электрических соединений и конструкций распределительных устройств.

Из данного пособия была взята информация о системе охлаждения турбогенераторов, описание системы охлаждения оборудования, расчетные формулы для сопротивлений трансформаторов, генераторов, реакторов линий. Также были рассмотрены общие требования к распределительным устройствам, подстанциям, передачам электроэнергиям, защите и автоматике на основании правил устройств электроустановок (ПУЭ) [3].

Учебное пособие «Режимы работы и эксплуатации электрооборудования электрических станций» Н.В.Коломиец, Н.Р.Пономарчук, Г.А.Елгина [5] содержит расчет переходного процесса при самозапуске электродвигателей собственных нужд энергоблока.

ВВЕДЕНИЕ

Среди многочисленных отраслей народного хозяйства энергетика занимает ведущее положение. Уровень развития энергетики и электрификации в наиболее обобщенном виде отражает достигнутый технико-экономический потенциал любой страны. Энергетика обеспечивает электроэнергией и теплом промышленные предприятия, сельское хозяйство, транспорт, коммунально-бытовые нужды городов, рабочих и сельских поселков. Электрификация оказывает определяющее влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства, она является стержнем строительства экономики. Отсюда объективно следует необходимость опережающих темпов развития энергетики и электрификации, непрерывного роста производства энергии и тепла.

В связи с развитием электрических систем, характеризующимся в основном ростом единичных мощностей агрегатов и блоков, повышением напряжения и пропускной способности линий электропередач, а также интенсификацией использования оборудования оказалось необходимым решить ряд проблем.

В нашей стране конденсационные электростанции (КЭС) исторически получили название государственных районных электрических станций (ГРЭС) потому, что каждая из них может обеспечить электроэнергией крупный район страны. К основным особенностям КЭС можно отнести их удаленность от потребителей электроэнергии, что в основном определяет выдачу мощности на высоких и сверхвысоких напряжениях, и блочный принцип построения электростанции. Поэтому на КЭС вся вырабатываемая энергия отдается на повышенных напряжениях 110-750 кВ.

Данные станции низкоманевренны (разворот турбины и набор нагрузки из холодного состояния требует примерно от 3 до 10 часов) и имеют относительно низкий КПД $30 \div 40\%$, наибольшие энергетические потери имеют место в основном пароводяном контуре, а именно в конденсаторе, где отработанный пар, содержащий большое количество тепла, отдает его

циркуляционной воде. Тепло с циркуляционной водой отдается в водоемы, т.е. теряется.

Современные КЭС оснащаются энергоблоками мощностью 200 ÷ 800 МВт. Применение столь крупных агрегатов позволяет обеспечить быстрое наращивание мощностей электростанций и приемлемые технико-экономические показатели. На КЭС устанавливаются конденсационные турбины типа «К», не предусматривающие отборы для теплофикации и производства, кроме отборов на внутренние нужды для подогревателей питательной воды, привода турбин, питательных насосов и дутьевых вентиляторов. Основное, или рабочее, питание собственных нужд осуществляется от генераторов станции.

Сложность энергосистемы вызывает вероятность возникновения аварий. В большинстве случаев развитие аварий может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств. Основным звеном противоаварийного управления является релейная защита, обеспечивающая быстрое определение и отключение поврежденных элементов.

Одной из проблем КЭС является загрязнение окружающей среды. Для очистки дыма, который образуется на станции при сгорании топлива, применяют ряд способов очистки от золы при помощи золоуловителей, очистку от дыма путём установки фильтров, а также очистку сточных вод.

Проектирование ветроустановки для нужд электростанции поможет снизить эти выбросы в атмосферу. Энергию ветра относят к возобновляемым видам энергии, так как она является следствием активности Солнца.

«Социальная ответственность» будет посвящена анализу вредных и опасных факторов производственной среды, рассмотрены неблагоприятные воздействия на окружающую среду и методы борьбы с ними.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» будет произведен анализ конкурентного оборудования, рассчитаны сроки и затраты на осуществление проекта.

Глава 1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС 700 МВт

1.1 Исходные данные

Данные для проектирования конденсационной электростанции приведены в таблицах.

Таблица 1.1 - Турбогенераторы

	Тип 1	Тип 2
Число турбогенераторов	1	2
Номинальная активная мощность, МВт	300	200
Номинальное напряжение обмотки статора, кВ	20	15,75
Коэффициент расхода на собственные нужды в %, К с.н.	8	8
Число часов использования максимальной нагрузки $T_{\max}$, час	7000	7000
Дополнительные сведения: 1. Для всех вариантов значение коэффициента расхода на собственные нужды при отключенном генераторе $K_{с.н. \text{откл}}$ принять равным % от $P_{\text{ном}_G}$.		

Таблица 1.2 - Нагрузка

	Нагрузка 2	Нагрузка 3
1. Напряжение, кВ $U_{\text{нагр}}$	220	330
2. Максимальная мощность одной линии $P_{\max \text{нагр}}$, МВт	90	200
3. Число линий с $P_{\max \text{нагр}}$	4	2
4. Коэффициент одновременности $K_{\text{одн_нагр}}$	0,8	0,78
5. Коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{нагр}}$	0,81	0,82
Для всех вариантов значение коэффициента снижения максимума нагрузки в минимальном режиме принять равным 0.8.		

Таблица 1.3 - Данные по линиям связи энергообъекта с энергосистемой

Напряжение, кВ, - 330	Число линий связи объекта с энергосистемой - 2
Длина одной линии связи, км, - 340	Сечение сталеалюминиевого провода, мм*мм, - 240/32

Количество проводов в фазе - 2	Отношение X_0 / X_1 для линии связи – 2,2
Дополнительные сведения: 1. Для всех вариантов число линий связи объекта с энергосистемой принять равное двум. 2. Для всех вариантов число цепей в одной линии связи принять равное единице.	

Таблица 1.4 - Данные по энергосистеме

Напряжение, кВ, - 330	Мощность короткого замыкания энергосистемы, МВА, - 5200
Коэффициент ударный, о.е., - 1,8	

1.2 Описание структурной схемы

Данная схема электростанции содержит один турбогенератор G1 первого типа мощностью 300МВт и два турбогенератора G2 и G3 второго типа мощностью 200МВт.

Так же описываемая схема также содержит два распределительных устройства (РУ) высшего и среднего напряжений:

- Распределительное устройство высшего напряжения 330 кВ (РУ ВН)
- Распределительное устройство среднего напряжения 220 кВ (РУ СН)

Связи между РУ осуществляется с помощью двух автотрансформаторов трансформаторов.

Турбогенератор G1 мощностью 300МВт подключается к РУ ВН через блочный трансформатор, а два турбогенератора G2 и G3 мощностью 200МВт подключены к РУ СН.

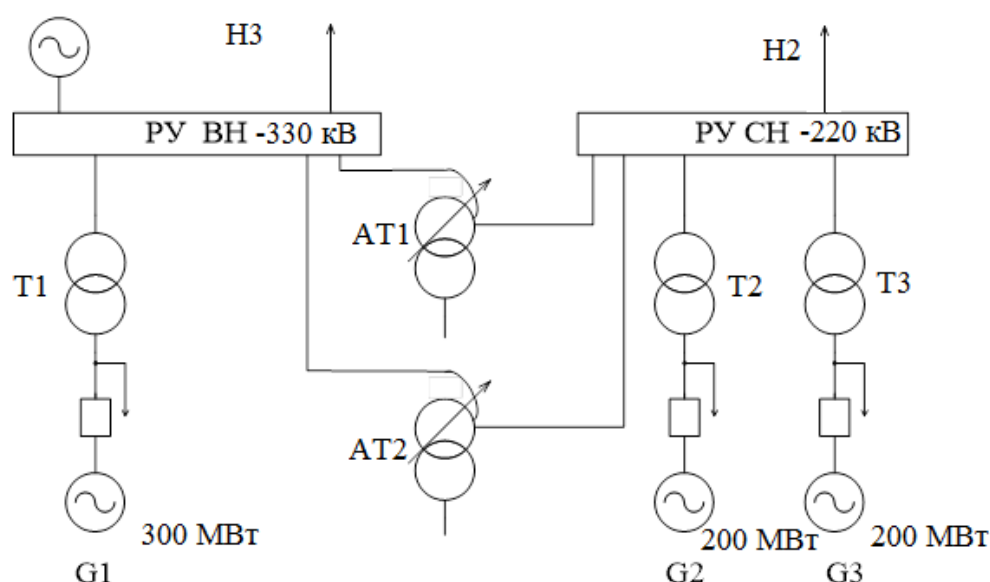


Рисунок 1.1 - Структурная схема электростанции

1.3 Выбор типа турбогенераторов

Выбор турбогенератора производится на основании исходных данных по номинальным параметрам машины:

- по активной мощности;
- по напряжению на выводах обмотки статора.

Выбираем следующие турбогенераторы: ТГВ-300-2У3 и ТГВ-200-2У3.

Таблица 1.5 – Характеристики турбогенераторов

Тип	Частота вращения об/мин.	Номинальные значения					Ta(3),с
		S _{ном.} МВт	P _{ном.} МВт	U _{ном.} кВ	I _{ном.} кА	cosφ _{ном}	
ТГВ-300-2У3	3000	353	300	20	10,2	0,85	0,509
ТГВ-200-2У3	3000	235,3	200	15,75	8,625	0,85	0,392

ТГВ-300-2У3

ТГВ — водород/водород/водород (непосредственное статора и ротора);

У - возможность работы в районах с умеренным климатом;

300 – Номинальная мощность в МВт;

2 – количество полюсов;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

ТГВ-200-2У3

ТГВ — водород/водород/водород (непосредственное статора и ротора);

У - возможность работы в районах с умеренным климатом;

300 – Номинальная мощность в МВт;

2 – количество полюсов;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Продолжение таблицы 1.5

Охлаждение			Схема соединения обмоток статора	$\eta_{\text{ном}}, \%$	ОКЗ	Сопротивление, о.е.		
Обмотки статора	Стали статора	Обмотки ротора				x"d	xd	x2
НВ	НВ	НВ	YY	98,6	0,57 2	0,295	1,84	0,23 2
НВ	НВ	НВ	YY	98,7	0,50 5	0,3	2,19 3	0,23 8

Таблица 1.6 – Системы возбуждения генераторов

Маркировка	Виды систем возбуждения
ТГВ–300–2У3	ТН*
ТГВ–200–2У3	ТН*

ТН* – тиристорная система независимого возбуждения с возбудителем переменного тока.

1.4 Расчет баланса мощностей

1 Определение суммарной активной мощности генераторов, установленной мощности электростанции:

$$P_{\text{уст}} = \sum_{i=1}^{N_G} P_{\text{ном}}^{Gi} \cdot n_{Gi} = 1 \cdot 300 + 2 \cdot 200 = 700, \text{ МВт}$$

2 Расчёт суммарной реактивной мощности генераторов:

$$Q_{\Sigma G} = \sum_N N_G \cdot Q_{номG},$$

где N_G – число генераторов на электростанции.

$$Q_{номG1} = tg(\arccos(\cos \phi_{G1})) \cdot P_{ном G1} = tg(\arccos(0,85)) \cdot 300 = 185,92 \text{ MВАp}$$

$$Q_{номG2} = tg(\arccos(\cos \phi_{G2})) \cdot P_{ном G2} = tg(\arccos(0,85)) \cdot 200 = 123,95 \text{ MВАp}$$

$$Q_{\Sigma G} = 185,92 + 2 \cdot 123,95 = 433,82 \text{ MВАp}$$

3 Определение нагрузки внутренних потребителей – собственные нужды электростанции:

$$P_{с.н.} = \frac{K_{с.н.}}{100} \cdot P_{усл} = \frac{8}{100} \cdot 700 = 56 \text{ MBm},$$

$$Q_{с.н.} = \frac{tg(\arccos_{G1}) \cdot P_{HG1} \cdot N_{G1} \cdot K_{с.н.} + tg(\arccos_{G2}) \cdot P_{HG2} \cdot N_{G2} \cdot K_{с.н.}}{100} =$$

$$= \frac{tg(\arccos 0,85) \cdot 300 \cdot 1 \cdot 8 + tg(\arccos 0,85) \cdot 200 \cdot 2 \cdot 8}{100} = 34,71 \text{ MВАp}$$

$$S_{с.н.} = \sqrt{P_{с.н.}^2 + Q_{с.н.}^2} = \sqrt{56^2 + 34,71^2} = 65,88 \text{ MВА}$$

4 Расчёт нагрузок внешних потребителей энергоустановки:

На напряжении $U_{ру CH} = 220 \text{ кВ}$

Активная мощность

$$P_{PAC}^{CH} = N_{CH} \cdot P_{max}^{CH} \cdot K_{одн} = 90 \cdot 4 \cdot 0,8 = 288 \text{ MBm};$$

где N_{CH} – число линий нагрузки на данном напряжении.

Реактивная мощность

$$Q_{PAC}^{CH} = N_{CH} \cdot P_{max}^{CH} \cdot K_{одн} \cdot tg(\arccos_{CH} \varphi) = 4 \cdot 90 \cdot 0,8 \cdot tg(\arccos 0,81) = 208,51 \text{ MВАp}$$

Полная мощность

$$S_{PAC}^{CH} = \sqrt{(P_{PAC}^{CH})^2 + (Q_{PAC}^{CH})^2} = \sqrt{288^2 + 208,51^2} = 355,56 \text{ MВА}$$

На напряжении $U_{ру BH} = 330 \text{ кВ}$

Активная мощность

$$P_{PAC}^{BH} = N_{BH} \cdot P_{max}^{BH} \cdot K_{одн} = 200 \cdot 2 \cdot 0,78 = 312 \text{ MBm};$$

где N_{BH} – число линий нагрузки на данном напряжении.

Реактивная мощность

$$Q_{PAC}^{BH} = N_{BH} \cdot P_{max}^{BH} \cdot K_{одн} \cdot tg(\arccos_{BH} \varphi) = 2 \cdot 200 \cdot 0,78 \cdot tg(\arccos 0,82) = 217,78 \text{ MВАp}$$

Полная мощность

$$S_{PAC}^{BH} = \sqrt{(P_{PAC}^{BH})^2 + (Q_{PAC}^{BH})^2} = \sqrt{312^2 + 217,78^2} = 380,49 \text{ MVA}$$

Суммарная мощность

Активная мощность

$$P_{\Sigma} = P_{PAC}^{BH} + P_{PAC}^{CH} = 312 + 288 = 600 \text{ MBm};$$

Реактивная мощность

$$Q_{\Sigma} = Q_{PAC}^{BH} + Q_{PAC}^{CH} = 217,78 + 208,51 = 426,29 \text{ MVar};$$

Полная мощность

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{600^2 + 426,29^2} = 736,02 \text{ MVA};$$

5 Расчёт перетока мощностей на электростанции:

$$P_{\text{ПЕРЕТОК}} = P_{\Sigma G} - P_{\text{С.Н.}} - P_{PAC}^{\Sigma} = 700 - 56 - 600 = 44 \text{ MBm}$$

$$Q_{\text{ПЕРЕТОК}} = Q_{\Sigma G} - Q_{\text{С.Н.}} - Q_{PAC}^{\Sigma} = 433,82 - 34,71 - 426,29 = -27,17 \text{ MVar}$$

$$S_{\text{ПЕРЕТОК}} = \sqrt{P_{\text{ПЕРЕТОК}}^2 + Q_{\text{ПЕРЕТОК}}^2} = \sqrt{44^2 + 27,17^2} = 51,71 \text{ MVA}$$

Практически вся активная мощность станции расходуется на нагрузки потребителей и собственные нужды, лишь незначительная ее часть поступает в систему. Реактивной мощности, генерируемой станцией, не хватает, и часть поступает из энергосистемы.

1.5 Расчет продолжительных режимов КЭС

Эксплуатационные режимы, расчет которых производим для определения мощности автотрансформаторов, представлен в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Описание эксплуатационных режимов на КЭС

	Название режима	Описание
	1. Нормальные режимы	
1.1	Режим максимальных нагрузок	Расчетная максимальная нагрузка на РУ КЭС
1.2	Режим минимальных нагрузок на РУ СН	Снижение нагрузки на РУ СН
	2. Утяжеленные режимы	
2.1	Послеаварийный на РУ СН	Отключение самого мощного блока от РУ СН

2.2	Ремонтный РУ ВН - РУ СН	Отключение одного из автотрансформаторов связи РУ ВН - РУ СН
-----	-------------------------	--

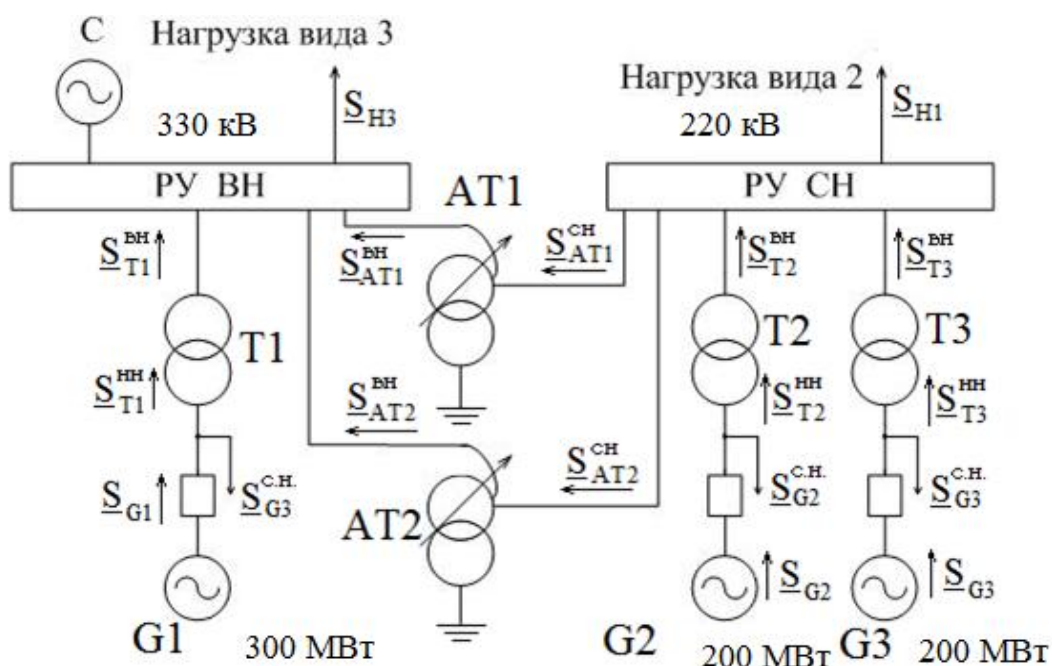


Рисунок 1.2 – Направления перетоков мощности по схеме КЭС

Программный расчёт продолжительных режимов выполняется с помощью расчетных программ на ЭВМ и файлов справок. Протокол расчетов представлен в приложении А.

Таблица 1.8 - Перетоки мощности в различных режимах через один автотрансформатор связи

Исходный режим	Перетоки полной мощности S , МВА
Режим максимальных нагрузок	41,18
Режим максимальных нагрузок, ремонтный	82.36
Режим минимальных нагрузок	75.31
Режим минимальных нагрузок, ремонтный	150.62
Режим максимальных нагрузок, послеаварийный	74.88
Режим максимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный	149,77
Режим минимальных нагрузок, послеаварийный	146.92
Режим минимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный	293.83

1.6 Выбор силовых трансформаторов и автотрансформаторов

Выбор трансформаторов осуществляется исходя из условий: по напряжению, по нагрузочной способности, по мощности.

Условия выбора по напряжению: номинальные напряжения обмоток не должны быть меньше напряжений места установки оборудования.

Условия выбора по мощности: при неучете нагрузочной способности номинальная мощность оборудования не должна быть меньше требуемой номинальной мощности:

$$S_{ном} \geq S_{треб.ном},$$

где $S_{треб.ном}$ – требуемая номинальная мощность с учетом перетоков мощности в различных эксплуатационных режимах.

Для трансформатора:

$$S_{треб.ном} = \text{MAX} (S_{расч \max (\min) (\text{п/ав}) (\text{рем}))}.$$

Значение $S_{расч \max (\min) (\text{п/ав}) (\text{рем})}$ для трансформатора определили в разделе "Расчет продолжительных режимов".

Блочный двухобмоточный трансформатор выбираем по перетоку мощности на низкой стороне с учетом собственных нужд.

Условия выбора по нагрузочной способности: при учете нагрузочной способности требуемая номинальная мощность трансформатора корректируется следующим образом:

$$S_{треб.ном} = \text{MAX} (S_{расч.\max(\min)(\text{п/ав})/K_{\text{сист.нагрузки}}; S_{расч \text{рем}/K_{\text{ав.перегрузки}}})$$

где, коэффициенты систематической и аварийной перегрузки определяются по виду охлаждения трансформатора, исходя из требуемых напряжений обмоток и по температуре окружающей среды, равной 10 градусам. Время перегрузки 24 часа.

$$K_{_СИСТ_НАГРУЗКИ} = 1,08; K_{_АВ_ПЕРЕГРУЗКИ} = 1,4.$$

Трансформатор Т1:

$$S_{нн1} = S_{вн1} = 324,7 \text{ МВА}; S_{ном \text{ тр}1} \geq S_{нн1}$$

Выбираем трансформатор ТДЦ - 400000/330.

Трансформаторы Т2 и Т3:

$$S_{HH1} = S_{BH1} = 216,47 \text{ МВА}; S_{\text{ном тр2}} \geq S_{HH1}$$

Выбираем трансформатор ТДЦ - 250000/220.

Автотрансформаторы связи АТ1 и АТ2:

Рассчитаем требуемую номинальную мощность автотрансформаторов АТ1 и АТ2:

Проверяем по расчетному режиму минимальных нагрузок и наиболее тяжелому режиму – режим минимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный:

$$S_{\text{ном треб.}} = \max \left\{ \frac{S_{\text{расч.}}^{\text{реж}}}{K_{\text{нагр}}^{\text{сист}}}; \frac{S_{\text{расч.}}^{\text{ремонт.реж}}}{K_{\text{перез}}^{\text{авар}}} \right\}$$

$$= \max \left\{ \frac{75.31}{1.08} \mid \frac{293.83}{1.4} \right\} = \max\{69,73 \mid 209,87\} = 209,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Следовательно, расчетной мощностью для выбора автотрансформатора связи является мощность, определяемая по ремонтному режиму, так как она получилась максимальной ($S_{AT} \geq 209,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}$)

Параметры всех трансформаторов сведем в таблицу 1.9 и 1.10.

Таблица 1.9 - Параметры трансформаторов

Генератор			Трансформатор					Рис., обозначение на схеме
S_G	U_G	U_{PY}	$S_{\text{ТРЕБ.}}^{\text{НОМ}}$	Тип	U_{HH}	U_{BH}	U_K	
МВ·А	кВ	кВ	МВ·А		кВ	кВ	%	
300	20	330	353	ТДЦ - 400000/330	20	242	11,5	Т1
200	15,75	220	235,3	ТДЦ - 250000/220	15,75	242	11	Т2
200	15,75	220	235,3	ТДЦ - 250000/220	15,75	242	11	Т3

Таблица 1.10 - Параметры автотрансформаторов

$S_{\text{ТРЕБ.НОМ}}$	$S_{\text{НОМ}}$	Автотрансформатор						
		Тип	$U_{BH}^{\text{НОМ}}$	$U_{CH}^{\text{НОМ}}$	$U_{HH}^{\text{НОМ}}$	U_{KBC}	U_{KBH}	U_{KCH}
209,87	399	3хА0ДЦТН –	330	230	38,5	9	60	48

		133000/330/220						
--	--	----------------	--	--	--	--	--	--

1.7 Полное описание варианта и выбранного расчетного присоединения

Приведем структурную схему с обозначением:

1. генераторов;
2. распределительных устройств;
3. нагрузок внешних;
4. нагрузок внутренних;
5. системы;
6. силовых (авто)трансформаторов:
 - обозначение;
 - РПН;
 - схемы соединения обмоток;
 - состояние нейтралей для каждой обмотки;
 - встроенные измерительные трансформаторы тока.

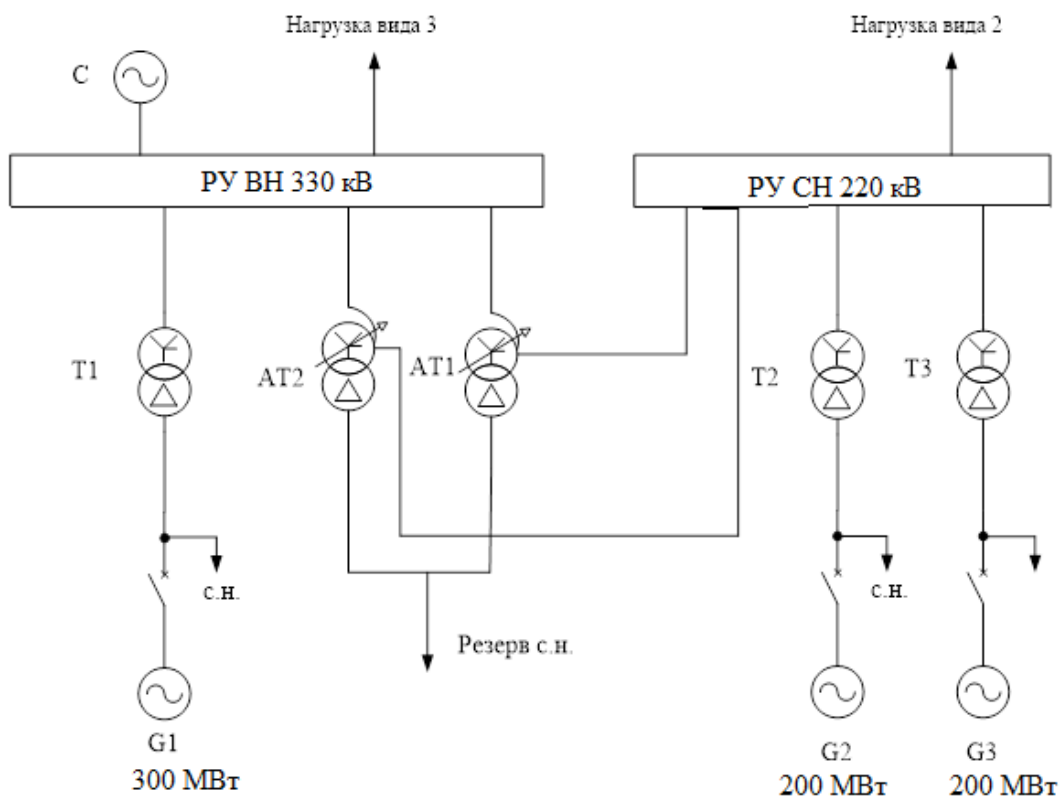


Рисунок 1.3 – Структурная схема КЭС

Описание каталожных параметров силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Таблица 1.11 – Параметры трансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	S ном, МВ*А	U ном, кВ			Потери, кВт			
			ВН	СН	НН	Р хх	Рк		
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T1	ТДЦ - 400000/330	400	347	-	20	300	-	790	-
T2	ТДЦ - 250000/220	250	242	-	15,75	207	-	600	-
T3	ТДЦ - 250000/220	250	242	-	15,75	207	-	600	-
AT1 AT2	АОДЦТН – 133000/330/220	133	330	230	38,5	50	250	125	105

Продолжение таблицы 1.11

Обозначение на схеме	Тип	U к, %		
		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
1	2	11	12	13
T1	ТДЦ - 400000/330	-	11,5	-
T2	ТДЦ - 250000/220	-	11	-
T3	ТДЦ - 250000/220	-	11	-
AT1, AT2	АОДЦТН – 133000/330/220	9	60	48

Описание маркировки силовых трансформаторов и автотрансформаторов:

АОДЦТН-133000/330/220

А – автотрансформатор;

О – однофазный

ДЦ – охлаждение принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

Т – трёхобмоточный;

Н – наличие системы регулирования напряжения под нагрузкой;

133000 – номинальная полная мощность, кВА;

330 – номинальное напряжение высшей стороны, кВ;

220 – номинальное напряжение средней стороны, кВ.

ТДЦ-400000/330

Т – трёхфазный;

ДЦ – охлаждение принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

400000 – номинальная полная мощность, кВА;

330 – номинальное напряжение высокой стороны, кВ.

ТДЦ-250000/220

Т – трёхфазный;

ДЦ – охлаждение принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

250000 – номинальная полная мощность, кВА;

220 – номинальное напряжение высокой стороны, кВ.

1.8 Описание расчетного присоединения

Расчетным присоединением является блок-генератор – двухобмоточный трансформатор – шины РУ СН 220 кВ. Соединение содержит генератор типа ТГВ-200-2УЗ, с номинальной активной мощностью $P = 200$ МВт; двухобмоточный трансформатор типа ТДЦ – 250000/220, с номинальной

мощностью $S = 250 \text{ МВ·А}$ и распределительное устройство высшего напряжения РУ СН, напряжением $U = 220 \text{ кВ}$.

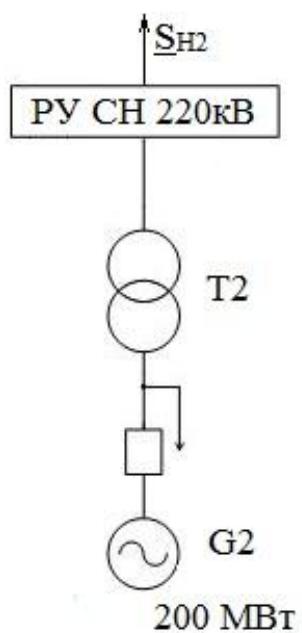


Рисунок 1.4 – Структурная схема присоединения

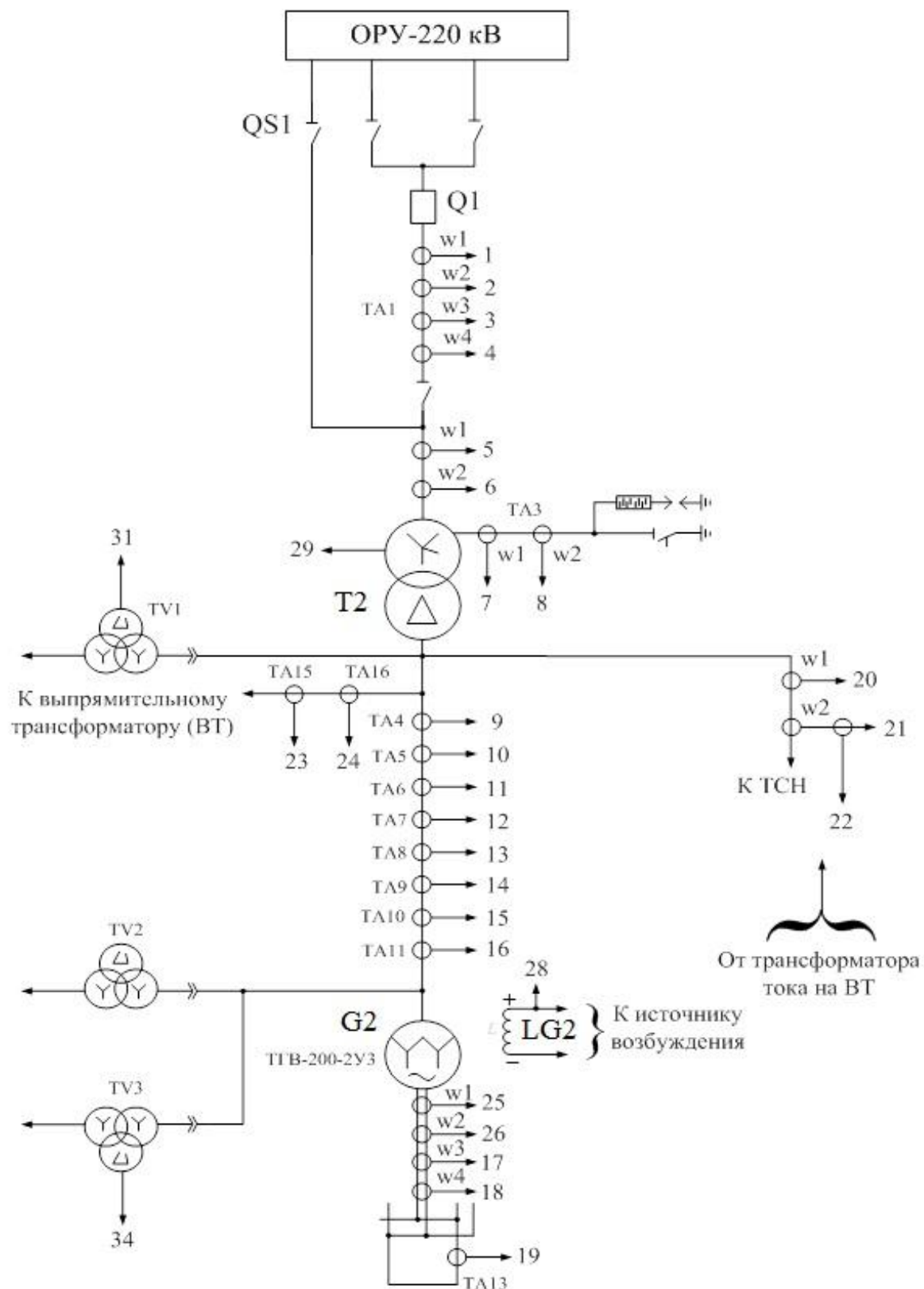


Рисунок 1.5 – Фрагмент схемы электрических соединений для выводов генератора, входящего в расчетное присоединение, от обмотки статора до блочного трансформатора

- 1, 18 – Резервная дифференциальная защита блока;
- 2, 16, 22 – Дифференциальная защита трансформатора;
- 3 – Реле тока УРОВ 110-220 кВ и защита шин 220 кВ (резервный комплект);
- 4 – Защита шин 110-220 кВ (основной комплект);
- 5 – Реле контроля тока;
- 6 – Резерв;
- 7 – Защита от однофазных к.з. в сети с большим током замыкания на землю;
- 8 – К аварийному осциллографу;
- 9, 17 – Продольная дифференциальная защита генератора;
- 10 – АРВ (основное возбуждение);
- 11, 12 – Измерительные приборы и преобразователи для РАС;
- 13 – АПАХ и другие устройства автоматики;
- 14 – Защиты от симметричных перегрузок и от несимметричных к.з. и перегрузок;
- 15 – Защиты от симметричных к.з. и от асинхронного режима при потере возбуждения;
- 19 – Поперечная дифференциальная защита генератора;
- 20 – Дифференциальная защита ТСН;
- 21 – Реле тока УРОВ, дистанционная защита ТСН, измерительные приборы;
- 23, 24 – Защита выпрямительного трансформатора;
- 25 – Измерительные приборы;
- 26 – Аварийный осциллограф;
- 27 – Защита ротора от перегрузки;
- 28, 29 – Защита от замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения;
- 30, 31 – Измерительные приборы, защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора (резервный комплект), устройства блокировки;
- 32 – Устройство регулирования напряжения (АРВ);
- 33, 34 – Измерительные приборы, преобразователи для рас, устройства автоматики, защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора (основной комплект).

1.9 Выбор схем электрических соединений распределительных устройств

Опишем в табличном виде возможные схемы электрических соединений для РУ, входящего в расчетное присоединение [2, с. 413].

Таблица 1.12 - Схемы электрических соединений РУ

Напряжение РУ, кВ	Название схемы	Требования по количеству присоединений
220	Одна секционированная рабочая система сборных шин с обходной	Применяется при числе присоединений 7-15
	Одна секционированная рабочая система сборных шин с секционированной обходной	Применяется при числе присоединений 7-15
	Две рабочие системы сборных шин с обходной, с одним выключателем на присоединение	Применяется при числе присоединений меньше 12

Выберем схему электрических соединений для данного РУ.

Таблица 1.13- Используемые схемы шин РУ

Напряжение РУ, кВ	Полное название схемы
220	Две рабочие системы сборных шин с обходной, с одним выключателем на присоединение

Приведем упрощенную схему электрических соединений для РУ СН: все присоединения, все выключатели, все разъединители в упрощенном виде (наклонная черта), показанную на рисунке 1.6.

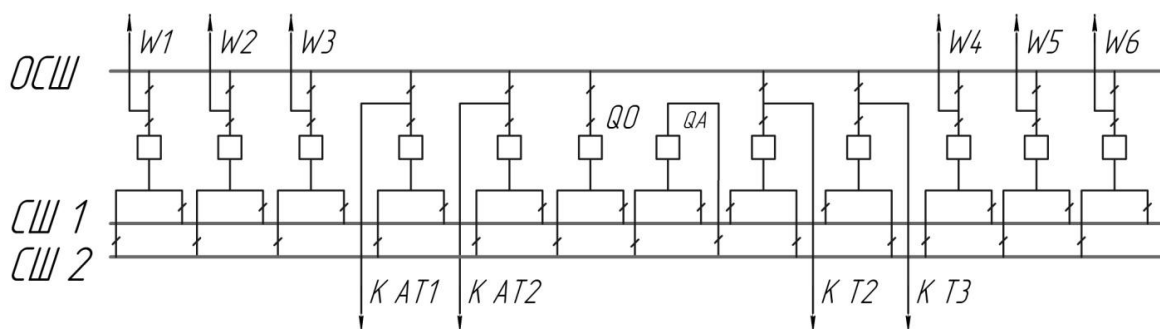


Рисунок 1.6 - Упрощенная схема электрических присоединений на РУ СН 220 кВ.

Для данного вида РУ характерно наличие для каждого присоединения выключателя и шинных разъединителей. Последние служат для изоляции выключателей от сборных шин при их ремонте или переключении присоединений. Предусмотрен шиносоединительный выключатель QA, предназначенный для соединения шин для повышения надежности электроснабжения, а также отключении одной из систем сборных шин при КЗ.

Для обеспечения возможности без перебойного ввода выключателей в ремонт предусмотрена обходная система сборных шин и обходной выключатель QO.

- Замена выключателя обходным выключателем:

1. Включение обходного выключателя QO, для проверки исправности обходной ССШ;

2. Отключение QO;
3. Включить QS0;
4. Включить QO;
5. Отключить выключатель Q1;
6. Отключить QS1, QS2 и QS4.

После всех операций питание осуществляется через обходную ССШ и QO.

- Ввод линии в работу:

Разъединители QS0 отключены для всех присоединений. QO разомкнут. QS1, QS2 и QS4 разомкнуты. Выключатель Q1 выключен.

1. Замыкаются разъединители QS1, QS2 и QS4;
2. Включается выключатель Q1.

- Вывод линии в ремонт:

Разъединители QS0 отключены для всех присоединений. QO разомкнут. QS1, QS2 и QS4 замкнуты. Выключатель Q1 включен.

1. Выключить выключатель Q1;
2. Разомкнуть разъединители QS1, QS2 и QS4.

1.10 Определение расчетных условий для выбора аппаратуры и токоведущих частей по продолжительным режимам работы выбранного присоединения

1.10.1 Расчетные условия по продолжительным режимам работы

Продолжительный режим работы электротехнического устройства – это режим, продолжающийся не менее, чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим работы электротехнического устройства имеет место, когда энергосистема или электроустановка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

Нормальный режим – это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации. Для выбора аппаратов и токоведущих частей следует принимать наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$.

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать повышение нагрузки, из-за отключения части элементов до $I_{\text{рем, макс}}$.

Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного (непланового) отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{\text{пав, макс}}$.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электроустановки проходит наибольший ток $I_{\text{макс}}$.

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима; $I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Таблица 1.14 - Расчетные формулы для присоединений и сборных шин

Присоединение, сборные шины		$I_{\text{норм}}$	$I_{\text{макс}}$
Генератор G2		$I_{\text{норм}}^{G3} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}}$	$I_{\text{макс}}^{G3} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cos \varphi_{\text{ном}}}$
Блочный трансформатор T2	ВН	$I_{T3}^{BH} = \frac{S_{\text{ном}}^{G3}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}^{CH}}$	$I_{T3}^{BH} = \frac{S_{\text{ном}}^{G3}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}^{CH} \cdot 0,95}$
	НН	$I_{T3}^{HH} = \frac{S_{\text{ном}}^{G3}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}^{G3}}$	$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ном}}^{G3}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}^{G3} \cdot 0,95}$
Автотрансформаторы связи AT1, AT2	СН	$I_{\text{норм}}^{CH} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}^{CH}}$	$I_{\text{макс}}^{CH} = I_{\text{норм}} K_{\text{авар перег}}$
Нагрузка 220 кВ		$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}^{CH}}{n_{\text{л}} \sqrt{3} U_{\text{ном}}^{CH}}$	$I_{\text{макс}} = \frac{n}{(n-1)} I_{\text{норм}}$
Сборные шины РУ СН - 220 кВ		Равен наибольшему из нормальных токов присоединений	Равен наибольшему из максимальных токов присоединений

Таблица 1.15 - Токи продолжительных режимов участков расчетного присоединения

Обозначение на схеме	Присоединение, сборные шины		Нормальный режим		Утяжеленный режим	
			Развернутая формула	$I_{\text{норм}}$, кА	Развернутая формула	$I_{\text{макс}}$, кА
G2	Генератор		$\frac{200}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85}$	8,625	$\frac{200}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95 \cdot 0,85}$	9,08
T2	Блочный трансформатор	ВН	$\frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 220}$	1,193	$\frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95}$	1,256
		НН	$\frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75}$	9,164	$\frac{200}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95}$	9,647
AT1 AT2	Автотрансформаторы связи		$\frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 220 / \sqrt{3}}$	0,954	$1,813 \cdot 1,4$	1,336
4×90 МВт	Нагрузка, U = 220 кВ		$\frac{288}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220}$	0,173	$\frac{4}{4-1} \cdot 0,19$	0,208
РУ СН 220 кВ	Сборные шины		-	1,193	-	1,336

1.10.2 Расчетные условия по режимам коротких замыканий

Расчет режима трёхфазного короткого замыкания:

Для расчетов в структурную схему вводим все источники питания и те связи источников между собой и с местом повреждения, которые обтекаются током короткого замыкания. Нагрузку при расчётах режимов коротких замыканий не учитываем. Намечаем места повреждений, при которых аппараты и токоведущие части заданного присоединения обтекаются наибольшим током короткого замыкания. Таким образом, имеем две точки трёхфазного короткого замыкания – на шинах РУ СН и на выводах G3.

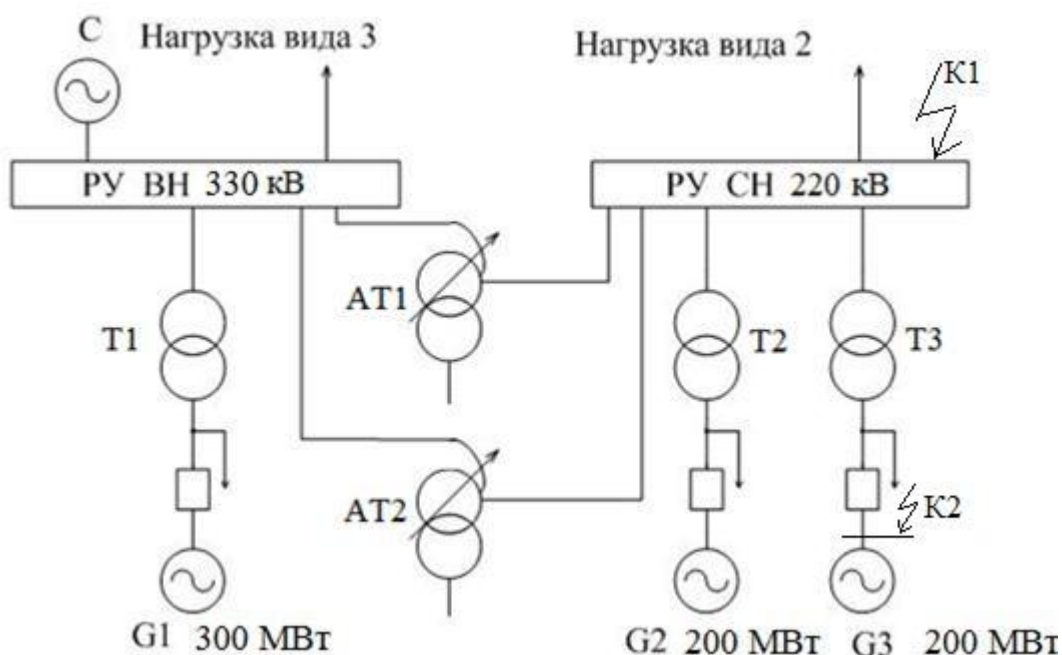


Рисунок 1.7 - Структурная схема КЭС

Для точки $K_1^{(3)}$ короткого замыкания приводим схему замещения, в которую входят все источники и связи источников с местом К.З. и между собой. Источники вводятся в схему замещения ЭДС и сопротивлениями. Связи вводятся в схему замещения сопротивлениями.

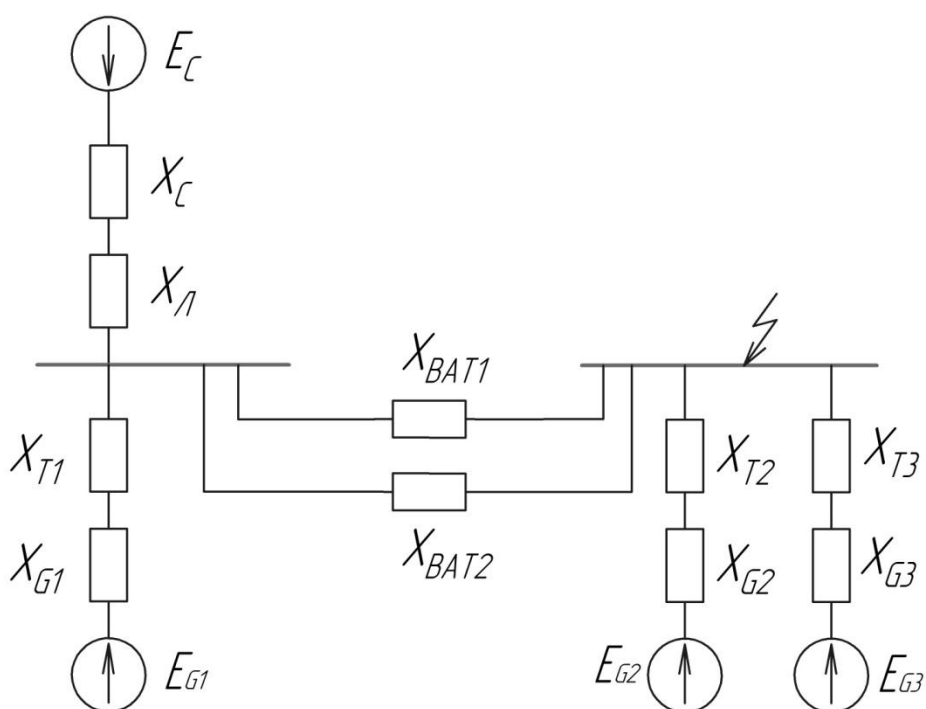


Рисунок 1.8 - Схема замещения электростанции для трехфазного КЗ

Расчет производим с помощью программы GTCURR. Результаты расчёта в программе GTCURR занесем в таблицу 1.16. Протокол программы смотреть в приложении Б.

Таблица 1.16 – Результаты расчета в программе GTCURR

Обозначение точки КЗ; описание места повреждения	Источник	Параметры режима трёхфазного К.З.		
		$I_{по}, кА$	$T_a, с$	$i_y, кА$
K_1 – Шины РУ СН – 220 кВ	G1	4,55	0,261	12,6
	G2	1,57	0,131	4,27
	G3	1,57	0,131	4,27
	Система	3,73	0,0178	8,28
Суммарное значение		11,4	0,0569	29,6
K_2 – Выводы генератора G3	G1	50,5	0,546	141
	G2	7,8	0,0836	20,8
	G3	7,8	0,0836	20,8
	Система	16,8	0,0205	38,5
Расчетное значение		50,5	0,546	141
Суммарное значение		82,8	0,116	224

Сведём результаты в таблицу 1.17.

Таблица 1.17

Описание места повреждения	Вид короткого замыкания	Параметры режима К.З.	
		$I_{по}, кА$	$i_y, кА$
Шины РУ СН – 220 кВ	Трёхфазное К.З.	11,4	29,6
Выводы генератора G3	Трёхфазное К.З.	82,8	224

1.11 Выбор коммуникационных аппаратов в цепях расчетного присоединения

1.11.1 Выбор выключателей

Предварительный выбор аппарата выполняется по условиям работы в продолжительных режимах и электродинамической стойкости в режимах КЗ [1, табл. 5.1, 5.2, с. 228].

Таблица 1.18 - Выбранных выключателей

Место установки	Тип аппарата		Параметры режима			
			U, кВ	$I_{\max} (I_{ном}), кА$	$I_{по}, кА$	$i_y, кА$
Выводы блочного генератора 200 МВт	ВВГ-20-160/12500У3	Расч.	15,75	9,08	82,8	224
		Катал.	20	12,5	160	410
РУ СН – 220 кВ	ВВБК-220Б-56/3150У1	Расч.	220	2,54	11,4	29,6
		Катал.	220	3,15	56	128

Таблица 1.19 – Дополнительные каталожные данные для выключателей

Тип аппарата	$t_{О.В.}$ с	$t_{С.В.}$ с	$I_{откл.ном.}$ кА	$I_{т.ст.}$ кА	$t_{т.ст.}$ с	$\beta_{ном}$ %	Тип привода	Кол-во ТА
ВВГ-20-160/12500У3	0,12	0,1	160	160	4	20	ШРПФ-3М	-
МГУ-20-90/9500У3	0,2	0,15	90	90	4	20	ПС-31	-

1.11.2 Проверка выключателя на выводе генератора 200 МВт по отключающей способности и термической стойкости

Проверка выключателя по отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.}$$

$$\frac{I_{ПО}}{I_{G1}^{норм}} = \frac{82,8}{8,625} = 9,6$$

По данному отношению и времени $t = \tau = 0,11$ с определим с помощью кривых [2, с.152, рис.3.26].

$$\frac{I_{П,\tau}}{I_{ПО}} \approx 0,63$$

Таким образом, периодическая составляющая тока от генератора G1 к моменту τ будет

$$I_{П,\tau} = 0,63 \cdot I_{ПО} = 0,63 \cdot 82,8 = 52,164$$

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.} \Rightarrow 52,164 \text{ кА} < 90 \text{ кА} - \text{условие выполняется.}$$

Проверяем возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном.},$$

где $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 82,8 \cdot e^{-0,11/0,546} = 95,73 \text{ кА}$ – апериодическая составляющая тока КЗ. в момент расхождения контактов [2, с. 168];

$$T_a = 0,546 \text{ с (из расчёта программы GTCURR);}$$

$\tau = t_{з,мин} + t_{с,г} = 0,01 + 0,1 = 0,11 \text{ с}$ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов;

$$t_{з,мин} = 0,01 \text{ с – минимальное время действия релейной защиты;}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 160}{100} = 45,25 \text{ кА} - \text{номинальное допустимое}$$

значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

β_n – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \Rightarrow 25,562 \text{ кА} < 45,25 \text{ кА}$ - условие не выполняется, поэтому произведем проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$(\sqrt{2}I_{П,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк ном} (1 + \beta_n / 100) \Rightarrow$$

$$(\sqrt{2} \cdot 52,164 + 95,73) \leq \sqrt{2} \cdot 160 \cdot (1 + 20 / 100) \Rightarrow 169,5 \text{ кА} \leq 271,53 \text{ кА} - \text{условие}$$

выполняется.

Проверка выключателя по термической стойкости:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где $B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 82,8^2 \cdot (4 + 0,546) = 31166,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ — тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$t_{откл}$ — расчетное время отключения, с [2, с. 210];

$I_{тер}$ — среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ — длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с.

$$B_{каталож} = I_{тер}^2 t_{тер} = 160^2 \cdot 4 = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq B_{каталож} \Rightarrow 31166,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{условие выполняется.}$$

Как видно, выбранные выключатели проходят условия проверки по отключающей способности и термической стойкости. Полученные значения сведем в таблицу 1.20.

Таблица 1.20 - Проверка выключателя по отключающей способности и термической стойкости

Место установки	Тип аппарата		Отключающая способность			Термическая стойкость	
			$I_{П\tau},$ кА	$i_{a\tau},$ кА	Полный ток КЗ	$t_{откл},$ с	$B_K, (кА^2)$
Выводы блочного генератора 200 МВт	ВВГ-20-160/12500 УЗ	Расч.	52,164	95,73	169,5	4	31166,65
		Кат.	160	45,25	271,53	4	102400

Полный ток КЗ определяем по [2, с. 338]:

$(\sqrt{2}I_{П\tau} + i_{a\tau})$ – расчетный полный ток КЗ;

$\sqrt{2}I_{отк,ном}(1 + \beta_n/100)$ – каталожный полный ток КЗ

1.11.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится:

1. по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
2. по току $I_{ном} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном}$;
3. по конструкции, роду установки.

По току и напряжению выбираем следующий разъединитель на выводах блочного генератора 200 МВт:

По [1, табл. 5.5, с. 260] выбираем РВП-20/12500 УЗ

$$U_{уст} \leq U_{ном} \Rightarrow 15,75 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ}; \quad \begin{aligned} I_{ном} \leq I_{ном} &\Rightarrow 8,625 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}; \\ I_{max} \leq I_{ном} &\Rightarrow 9,079 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}; \end{aligned}$$

Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{пр,с}; I_{П,О} \leq I_{ПР,С}$$

$i_{пр,с}, I_{ПР,С}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

$$i_y \leq i_{np,c} \Rightarrow 224 \text{ кА} \leq 490 \text{ кА} - \text{условие выполняется.}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер} = B_{каталож} \Rightarrow 31166,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 180^2 \cdot 4 = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{условие}$$

выполняется.

Как видно, выбранный разъединитель проходит по данным условиям проверки. Полученные значения и параметры разъединителей сведем в таблицу.

Таблица 1.21 - Выбор и проверка разъединителя

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Место установки	
			Выводы G1 200 МВт	ОРУ 220 кВ
Расчётные данные				
Напряжение	$U_{уст}$	кВ	15,75	220
Ток продолжительного режима	$I_{\max}$	кА	9,079	1,336
Ударный ток	$i_{уд}$	кА	224	29,6
Интеграл Джоуля	$B_{расч}$	кА ² · с	31166,65	20,391
Каталожные данные				
Тип аппарата			РВП-20/12500 У3	РНДЗ-2-220/3200 У1
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	20	220
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	12,5	3,2
Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв.}$	кА	490	100
Ток термической стойкости	$I_{т.ст.}$	кА	180	40
Время термической стойкости	$t_{т.ст.}$	с	4	3
Интеграл Джоуля	$B_{ном}$	кА ² · с	129600	4800
Тип привода			ПД-12У3	ПДН-1У1

Все проверки выполняются, следовательно, выбор разъединителя произведен, верно.

1.12 Выбор токоведущих частей цепей расчетного присоединения

Описание типов проводников выполняем в виде таблицы 1.22.

Таблица 1.22 - Описание исполнения цепей КЭС

Описание цепей	Типы проводников
РУ СН 220 кВ	Гибкие шины
Выводы блочного трансформатора	Гибкие провода
Выводы блочного генератора	Комплектный пофазно-экранированный токопровод

Выбор токоведущих частей проводим для выводов генератора, сборных шин ОРУ 220 кВ и выводов блочного трансформатора.

1) Выбор гибких шин и токопроводов:

В ОРУ 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения блочного трансформатора с ОРУ.

- Выводы сборных шин 220 кВ:

Так как сборные шины электроустановок проверке по экономической плотности тока не подлежат, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения: $I_{\max} = 1,336 \text{ кА}$.

Принимаем три провода в фазе АС 150/19, наружный диаметр 16,8 мм, допустимый ток $3 \cdot 450 = 1350 \text{ А}$ [1, табл. 7.35, с. 428].

Проверку шин на сжигание не производим, т.к. значение $I_{no} < 20 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования для проводов сечением более 70 мм² не проводится [1, табл. 1.18, с. 20].

- Выводы блочного трансформатора:

$$I_{\text{норм}} = 1,193 \text{ кА} \quad I_{\text{макс}} = 1,256 \text{ кА}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{эк}}} = \frac{1193}{1} = 1193 \text{ мм}^2$$

Принимаем три провода в фазе АС 150/19, наружный диаметр 16,8 мм, допустимый ток $3 \cdot 450 = 1350 \text{ А}$ [1, табл. 7.35, с. 428].

Проверка сечения на нагрев по допустимому току:

$$I_{\text{макс}} = 1,256 \text{ кА} < I_{\text{доп}} = 1,35 \text{ кА} \Rightarrow \text{условие выполняется.}$$

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку по короне не производим, т.к. выбранное сечение больше минимального сечения, необходимого для данного напряжения $q_{\text{мин}} = 70 \text{ мм}^2$ [1, табл. 1.18, с. 20].

Таблица 1.23 - Выбор и проверка гибких шин и токопроводов

Описание цепей	Каталожные данные				
	Тип проводника	$q_{\text{ном}}, \text{ мм}^2 (\text{А/С})$	$I_{\text{доп}}, \text{ кА}$	Масса 1 км, кг	
				Алюминиевой части	Стали сердечника
1	2	3	4	5	6
РУ СН 220 кВ	АС 150/19	148,0/18,8	1,35	407	147
Выводы блочного трансформатора	АС 150/19	148,0/18,8	1,35	407	147

Продолжение таблицы 1.23

$q_{\text{эк}}, \text{ мм}^2$	$I_{\text{мах}}, \text{ кА}$	Расстояние между фазами, м
7	8	9
-	1,336	1
1193	1,256	1

2) Выбор комплектного пофазно-экранированного токопровода для выводов генератора G2.

Участок от выводов генератора G2 в блоке до выводов блочного трансформатора выполняем следующим комплектным пофазно - экранированным токопроводом марки [1, табл. 9.13, с. 539]:

ГРТЕ-20-10000-300

Проверка токопровода:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \Rightarrow 9,079 \text{ кА} < 10 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}; \Rightarrow 224 \text{ кА} < 300 \text{ кА}.$$

Таблица 1.24 - Выбор и проверка пофазно-экранированного токопровода

Тип генератора	Тип токопровода		$I_{\max}$, кА	$U_{\text{уст}}$, кВ	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип встроенных измерительных трансформаторов	
						тока	напряжения
1	2	3	4	5	6	7	8
ТГВ-200-2УЗ	ГРТЕ-20-10000-300	расч	9,079	15,75	224	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-15
		катал.	10	15,75	300		

1.13 Описание формы оперативного управления электрической частью объекта

Оперативное обслуживание включает в себя следующие элементы:

1. регулирование режима работы основного оборудования в соответствии с планом выработки энергии, обеспечение установленного качества электроэнергии при максимальной экономичности;
2. наблюдение за состоянием основного и вспомогательного оборудования и устранение ненормальностей в его работе;
3. оперативные переключения, связанные с изменением режима, выводом оборудования в ремонт и др.;
4. ликвидацию аварий.

Щитом управления называется устройство, содержащее необходимые технические средства для управления работой электроустановки (приборы,

аппараты и ключи управления, приборы сигнализации и контроля).

Различают местные, блочные, центральные и главные щиты управления.

На блочных электростанциях КЭС предусматривают блочные щиты управления (БЩУ) и центральный щит управления (ЦЩУ). С БЩУ производится управление электроустановками одного или двух смежных энергоблоков, включая их собственные нужды, а также управление и контроль за режимом работы котельных агрегатов и турбин.

С центрального щита управления производится управление выключателями повышенных напряжений, резервных трансформаторов собственных нужд, резервных магистралей, а также координируется работа энергоблоков электростанции.

Главные и центральные щиты управления на современных электростанциях размещаются в специальном помещении в главном корпусе со стороны постоянного торца или вблизи открытых распределительных устройств.

БЩУ размещают в главном корпусе электростанции между турбинным и котельным отделениями. Обычно с одного блочного щита производится управление двумя энергоблоками.

1.14 Проектирование измерительной подсистемы

Опишем объем измерений в цепях КЭС в виде таблицы 24 [2, табл. 4.11, с. 362].

Таблица 1.25 – Контрольно-измерительные приборы на КЭС

№ п/п .	Цепь	Место установки приборов		Перечень приборов	Примечания
1	Блока генератор-трансформатор	Генератор	Статор	Амперметр в каждой фазе, вольтметр, ваттметр, варметр, счетчик активной	—

				энергии, датчик активной и реактивной мощности. Регистрирующие приборы: ваттметр, амперметр и вольтметр	
			Ротор	Амперметр, вольтметр. Вольтметр в цепи основного и резервного возбуждителей. Регистрирующий амперметр	
		Блочный трансформатор	НН	—	
			ВН	Амперметр	
2	Трансформатора связи РУ разных напряжений	Автотрансформатор	НН	Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой	—
			СН	Амперметр, ваттметр и варметр с двусторонней шкалой	
			ВН	Амперметр	
3	Линии 220 кВ	—		Амперметр, ваттметр, варметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях	1.Для линии с пофазным управлением устанавливаются три амперметра 2.На линиях с двухсторонним питанием ваттметр и варметр с

				двусторонней шкалой, два счётчика активной энергии со стопорами
4	Сборных шин высшего напряжения 220 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр	На шинах 220 кВ устанавливается по два осциллографу на секцию

1) Приведем буквенное обозначение приборов:

Таблица 1.26 - Буквенное обозначение приборов

Обозначение	Описание
PA	Показывающий (стрелочный) амперметр
PV	Показывающий (стрелочный) вольтметр
PW	Показывающий (стрелочный) ваттметр
PVA	Показывающий (стрелочный) варметр
PI	Счетчик активной энергии
PK	Счетчик реактивной энергии
UP	Датчик активной энергии
UQ	Датчик реактивной энергии
ФИП	Фиксирующий прибор
PF	Показывающий (стрелочный) частотометр
PO	Осциллограф
PS	Синхроскоп
PSA	Регистрирующий амперметр
PSV	Регистрирующий вольтметр
PSW	Регистрирующий ваттметр
PSVA	Регистрирующий варметр

PSF	Регистрирующий частотометр
-----	----------------------------

2) Приведем требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов [6, глава 1.5, пункт 1.5.15; глава 1.6, пункт 1.6.2].

Таблица 1.27 - Требования ПУЭ к классу точности измерительных приборов

Объекты учета	Расчетные счетчики электроэнергии		Измерительные приборы
	активной	реактивной	
Генераторы мощностью более 50 МВт	0,5	На ступень ниже счетчиков активной электроэнергии	Класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5
Генераторы мощностью 12-50 МВт	1		
Трансформаторы мощностью 63 МВ·А и выше	0,5		
Трансформаторы мощностью 10-40 МВ·А	1		

3) Выберем измерительные приборы и приведем их характеристики в таблице 1.28 [1, табл. 6.26, с. 387; 2, табл. П4.7].

Таблица 1.28

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность одной обмотки, В·А (Вт)		Для обмотки напряжения				
					Число обмоток	$\sin \varphi$	$\cos \varphi$	Потребляемая	
			Напряжения	Тока				Р, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РА	Э-350	1,5	-	0,5	1	-	-	-	-
PV	Э-335	1,0	2	-	1	0	1	2	-
PW	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PVA	Д-335	1,5	1,5	0,5	2	0	1	3	-
PI	И-680	0,5	2	2,5	2	0,925	0,38	4	9,7
PK	И-689	1,5	3	2,5	2	0,925	0,38	6	14,5
UP	Е-849	0,5	10	1	-	0	1	10	-

UQ	Е-830	0,5	10	1	-	0	1	10	-
PF	Э-352	2,5	1	-	1	0	1	1	-
PSA	Н-393	1,5	-	10	1	-	-	-	-
PSV	Н-393	1,5	10	-	1	0	1	10	-
PSW	Н-395	1,5	10	10	2	0	1	10	-
PSV A	Н-395	1,5	10	10	2	0	1	10	-
PSF	Н-397	0,5	7	-	1	0	1	7	-

4) Рассчитаем мощность, потребляемую измерительными приборами [2, с. 377]:

Таблица 1.29 - Мощность, потребляемая токовыми обмотками измерительных приборов

Прибор	Тип	Турбогенератор			Блочный трансформатор сторона ВН 220 кВ		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С	Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	3	4	5	6	7	8
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5	—	0,5	—
Ваттметр	Д-335	0,5	—	0,5	—	—	—
Варметр	Д-335	0,5	—	0,5	—	—	—
Счетчик активной энергии	И-680	2,5	—	2,5	—	—	—
Регистрирующий ваттметр	Н-395	10	—	10	—	—	—
Регистрирующий амперметр	Н-393	—	10	—	—	—	—
Итого:		14	10,5	14	—	0,5	—

Из таблицы 1.29 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Таблица 1.30 - Мощность, потребляемая приборами с обмотками напряжения

Прибор	Тип	Турбогенератор	Сборные шины РУ ВН 220 кВ
--------	-----	----------------	---------------------------

		Кол-во приборов	P, Вт	Q, вар	Кол-во приборов	P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	Э-335	3	6	—	1	2	—
Ваттметр	Д-335	1	3	—	—	—	—
Варметр	Д-335	1	3	—	—	—	—
Счетчик активной энергии	И-680	1	4	9,7	—	—	—
Датчик активной мощности	Е-849	1	10	—	—	—	—
Датчик реактивной мощности	Е-830	1	10	—	—	—	—
Регистрирующий ваттметр	Н-395	1	10	—	—	—	—
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1	10	—	1	10	—
Регистрирующий частотометр	Н-397	—	—	—	1	7	—
Итого:			56	9,7		19	—

1.14.1 Выбор измерительных трансформаторов тока:

Условия выбора и проверки ТА:

Трансформаторы тока выбирают:

- По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- По току

$$I_{ном} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном}$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- По конструкции и классу точности;
- По электродинамической стойкости

$$i_y \leq k_{\text{эо}} \sqrt{2} I_{\text{ном}}; i_y \leq i_{\text{дин}},$$

где i_y – ударный ток КЗ по расчету; $k_{\text{эо}}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу; $I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока; $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости;

- По термической стойкости

$$B_k \leq (k_m I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}; B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

где B_k – тепловой импульс по расчету; k_m – кратность термической стойкости по каталогу; $t_{\text{тер}}$ – время термической стойкости по каталогу; $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости;

- По вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока; $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Приведем требования ПУЭ к классам точности ТА [3].

Таблица 1.31 - Требования к классу точности измерительных трансформаторов

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности измерительных трансформаторов
Расчетные счетчики электроэнергии	0,5; 1	не более 0,5
	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	допускается 1,0
	2,5	допускается 3,0

Таблица 1.32 - Трансформаторы тока

Место установки	Тип		$U_{\text{уст}}/\text{ном}$ кВ	$I_{\text{max}}/\text{ном}$ кА	Класс точности	Стойкость при К.З.		Номинальные вторичные		
						электр одина мичес кая, кА	термическая, кА ² ·с	нагрузка, Ом	ток, А	Число втори чных обмот ок

Выводы блочного генерато ра 200 МВт	ТШ- 20- 10000/ 5	рас ч	15,75	9,079	1	224	31166 ,65	1,2	5	0,2/10P
		кат	20	10	0,2	-	76800			
Линия нагрузки 220 кВ	ТФЗМ 220Б- III	рас ч	110	0,208	1	29,6	-	1,2	5	0,5/10P/ 10P
		кат	220	1,2	0,5	100	4,609			
Блочный трансфо рматор, сторона 220 кВ	ТВТ 220-I- 2000/5	рас ч	110	1,256	1	12,6	73,41 1	1,6	5	1/10P
		кат	220	2	1	-	1875			
Автотра нсформа тор связи, сторона 220 кВ	ТВТ 220-I- 2000/5	рас ч	110	1,336	1	4,27	8,741	1,6	5	1/10P
		кат	220	2	1	-	4218, 75			

Таблица 1.33 - Расчёт вторичной нагрузки для измерительного трансформатора тока для линии нагрузки 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка в В·А для присоединения по фазам		
		Линия нагрузки 220 кВ		
		А	В	С
Амперметр (РА)	Э-350	0,5	0,5	0,5
Показывающий ваттметр (PW)	Д-365	0,5	-	0,5
Показывающий варметр (PVA)	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик реактивной энергии (РК)	И-681	2,5	-	2,5
Счетчик активной энергии (PI)	И-689	2,5	-	2,5
Итого		6,5	0,5	6,5

Наиболее загружены трансформаторы тока фазы А и С. Общее сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,6 - 0,26 - 0,1 = 1,24 \text{ Ом}$$

$r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ стр.374 [2])

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами длиной 100 м. Обмотки трансформаторы тока соединены в полную звезду.

Определяем сечение провода:

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho_{\text{ал}} L_{\text{пр}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \times 100}{1,24} = 2,28$$

где $\rho_{\text{ал}} = 0,0283 \frac{\text{Ом}}{\text{мм}^2 \cdot \text{м}}$ - удельное сопротивление алюминия.

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм² по условию механической прочности, тогда полная вторичная нагрузка:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + \frac{\rho_{\text{ал}} \cdot L_{\text{пр}}}{q_{\text{кат}}} + r_{\text{к}} = 0,26 + \frac{0,0283 \cdot 100}{4} + 0,1 = 1,0675 \text{ Ом}$$

$R_2 = 1,0675 \text{ Ом} < Z_{2\text{НОМ}} = 1,6 \text{ Ом}$, следовательно трансформатор тока будет работать в заданном классе точности.

Сопротивление приборов меньше номинального сопротивления.

Выбранный трансформатор тока по загрузке вторичной обмотки проходит.

Таблица 1.34 - Расчёт общей вторичной нагрузки для измерительного трансформатора тока в цепи блочного трансформатора Т2

Место установки	Сопротивления элементов вторичной цепи		Схема соединения обмоток ТА	Расчетные и каталожные данные контрольных кабелей					Вторичная нагрузка
	$R_{\text{приб}}, \text{Ом}$	$R_{\text{пров}}, \text{Ом}$		$L_{\text{пр}}, \text{м}$	$L_{\text{пр}}, \text{м}$	$q_{\text{пров}}, \text{мм}$	Тип	$q_{\text{кат}}, \text{мм}$	

Выводы блочного трансформ атора Т1	0,26	1,24	полная звезда	100	100	2,28	АКРВГ	4	1,067 5
---	------	------	------------------	-----	-----	------	-------	---	------------

Где вторичная нагрузка:

$$Z_2 = r_{np} + r_{приб} + r_k = \frac{\rho l_{расч}}{q} + r_{приб} + r_k = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} + 0,26 + 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

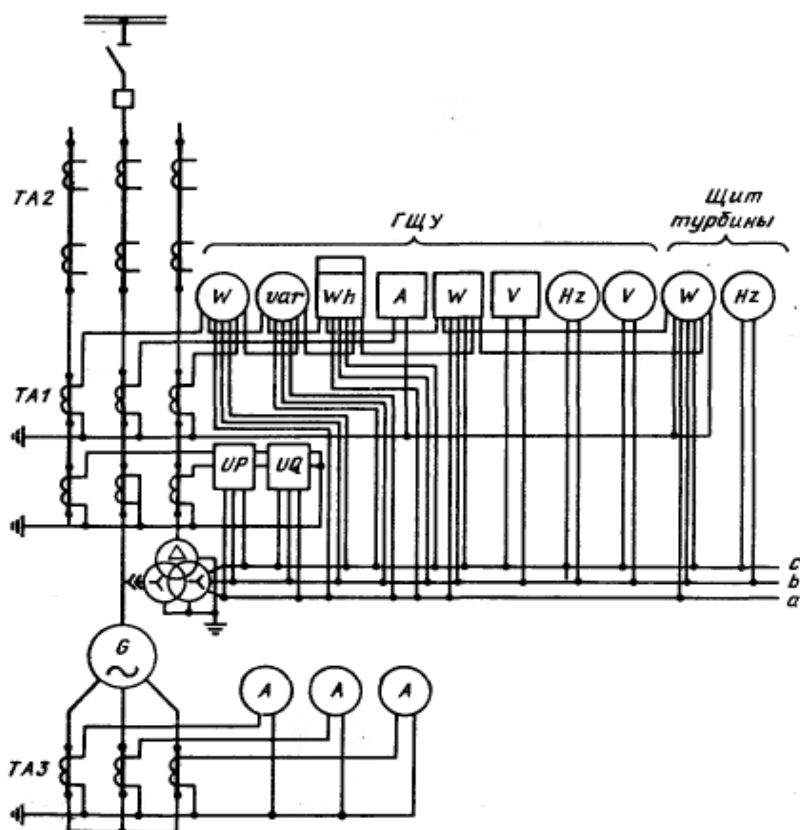


Рисунок 1.9 – Схема подключения измерительных приборов генератора

1.14.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения:

Условия выбора и проверки ТВ:

Трансформаторы напряжения выбирают:

- По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;

- По вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

Таблица 1.36 - Расчет вторичной нагрузки измерительных трансформаторов
напряжения (для сборных шин 220 кВ)

Прибор	Тип	Сборные шины 220 кВ		
		Кол-во приборов	P, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	1	2	—
Ваттметр	Д-335	—	—	—
Варметр	Д-335	—	—	—
Счетчик активной энергии	И-680	—	—	—
Счетчик реактивной энергии	И-689	—	—	—
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1	10	—
Регистрирующий частотомер	Н-397	1	7	—
Итого:			19	—

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{19^2 + 0^2} = 19 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таблица 1.37 - Выбор и проверка измерительных трансформаторов
напряжения

Место	Тип	Схема		Параметры
-------	-----	-------	--	-----------

		соединен ия обмоток		$U_{уст/ном},$ кВ	Вторичная нагрузка, В·А	Класс точност и
Сборные шины 220 кВ	НКФ- 220-58У1	1/1/1-0-0	расч.	220	19	0,5
			ката л.	220	400	0,5

Изобразим схему подключения первичной обмотки TV для сборных шин.

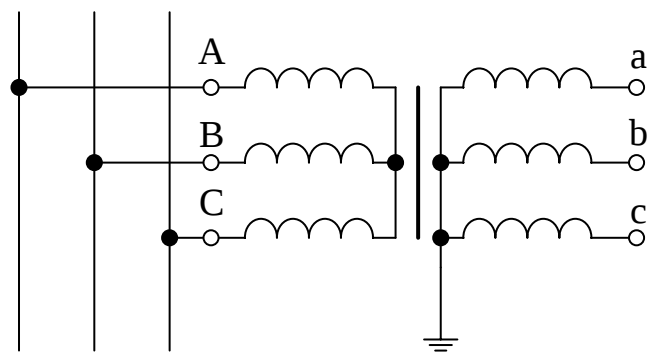


Рисунок 1.10 – Схема подключения первичной обмотки TV

1.15 Анализ схемы управления выключателем

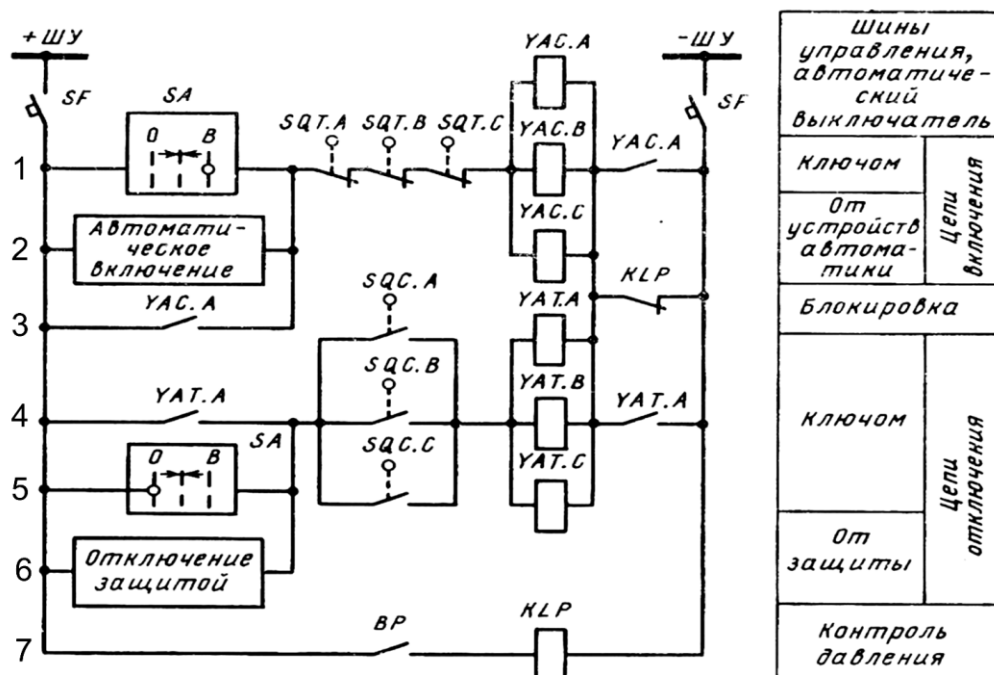


Рисунок 1.11 – Схема дистанционного трёхфазного управления воздушным выключателем

Таблица 1.38 - Описание обозначений, используемых в схем

+ШУ, -ШУ	Шинки вторичных цепей управления
SF	Выключатель автоматический
SQC.A, SQC.B, SQC.C SQC.T, SQT.B, SQT.C	Вспомогательные контакты выключателя фаз А, В, С
YAC.A, YAC.B, YAC.C	Электромагнит включения фаз А, В, С
YAT.A, YAT.B, YAT.C	Электромагнит отключения фаз А, В, С
KLP	Реле промежуточное
BP	Электроконтактный манометр
SA	Ключ цепей управления

Таблица 1.39 - Анализ работы схемы

Состояние аппаратов	Управляющее воздействие	Замкнутые контакты в цепях	Номер цепи: сработавшее устройство
Отключен	---	SQT.A, SQT.B, SQT.C, KLP	

Включение	SA	SQT.A, SQT.B, SQT.C,KLP	1:YAC.A, YAC.B, YAC.C
		После срабатывания YAC.A, YAC.B, YAC.C	
		SQT.A, SQT.B, SQT.C, YAC.A, KLP	SF
После срабатывания SF			
Включен	---	SQC.A, SQC.B, SQC.C, KLP	

Продолжение таблицы 1.39

Состояние аппаратов	Управляющее воздействие	Замкнутые контакты в цепях							Номер цепи: сработавшее устройство
		1	2	3	4	5	6	7	
Отключен	---	SQT.A, SQT.B, SQT.C		KLP					
Отключен	SA	SQT.A, SQT.B, SQT.C SA		KLP					1:YAC.A, YAC.B, YAC.C
		После срабатывания YAC.A, YAC.B, YAC.C							
		YAC.A		YAC.A					
Включен	---			KLP	SQC.A, SQC.B, SQC.C				

Глава 2. ИССЛЕДОВАНИЕ САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Производство электроэнергии на КЭС полностью механизировано. Огромное количество электродвигателей обеспечивают работу основных агрегатов электростанции – циркуляционных, питательных, конденсатных насосов; дробилок; мельниц и др.

Нормальная работа электростанции возможна лишь при надежной работе всех механизмов с.н., что возможно лишь при их надежном электроснабжении. Потребители с.н. относятся к потребителям I категории. [2]

Повышение надежности функционирования КЭС возможно достичь,

если при кратковременных снижениях или полном отсутствии напряжения на шинах с.н., вызванных короткими замыканиями, не отключать ответственные двигатели. Тогда, после нормализации напряжения начинается их самозапуск. Самозапуском называется восстановление нормальной работы электродвигателей ответственных механизмов без участия персонала после кратковременного нарушения электроснабжения.

2.1 Исходные данные

В данной главе будет рассмотрено расчетное присоединение блок генератор – двухобмоточный трансформатор – шины РУ СН 220 кВ, показанный на рисунке 1.4. Соответствующий состав механизмов собственных нужд принимаем по [5, табл.П1].

Таблица 2.1 – Состав механизмов собственных нужд

Мощность блока	АГРЕГАТ			МЕХАНИЗМ					
	Обозначение	K_{Σ}	P_{Σ}	Кол-во	$P_{расч.уд.}$	n_0	$M_{с.нач.}$	J	p
МВт		о.е.	кВт	шт	кВт	об/мин	о.е.	кг*м ²	о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
200-220	ПН	0,7	12600	2	6300	3000	0,1	1,25	3
	ЦН	0,9	2500	2	1250	375	0,1	300	2
	КН	0,85	1000	2	500	1500	0,12	3,75	3
	ВГД	0,7	400	2	200	1000	0,11	550	2
	ДВ	0,6	1260	2	630	750	0,1	1575	2
	МВ	0,6	1260	2	630	1500	0,16	382	2
	ДС	0,5	2600	2	1300	600	0,09	2812	2
	РВ	0,7	1800	1	1800	1000	0,1	1125	1
	БН	0,7	1200	2	600	750	0,2	21,3	3
	М	0,6	3000	3	1000	750	0,8	59	0
	Д	0,7	800	1	800	600	0,96	4625	0

Таблица 2.2 – Обозначения в таблице 2.1

ПН - питательный насос
ЦН - циркуляционный насос

КН	- конденсационный насос
ВГД	- вентилятор горячего дутья
ДС	- дымосос
МВ	- мельничный вентилятор
ДВ	- дутьевой вентилятор
РВ	- резервный возбудитель
БН	- бустерный (багерный) насос
М	- мельница молотковая или барабанная
Д	- дробилка
K_3	- коэффициент загрузки
P_{Σ}	- суммарная мощность конкретных агрегатов собственных нужд
$P_{\text{расч. Уд.}}$	- расчетная мощность электродвигателя единичного механизма с.н.
n_o	- скорость вращения
$M_{\text{с.нач.}}$	- начальный момент сопротивления
J	- момент инерции
p	- показатель степени, характеризующий тип механической характеристики

Данные по линиям связи энергообъекта с энергосистемой представлена в таблице 2.3. Сопротивления линий связи приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.3 – Линии связи с энергосистемой

Напряжение - 330 кВ.	Число линий связи с энергосистемой - 2
Длина одной линии связи, км, - 340	Сечение АС провода - 240/32 мм ²
Количество проводов в фазе - 2	Отношение X_0 / X_1 для линии связи – 2,2

Таблица 2.4 – Сопротивления линий связи с энергосистемой

r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км	$r_{\text{л}}$, Ом	$x_{\text{л}}$, Ом	$b_{\text{л}}$, См
0,118	0,331	3,79	40,12	112,54	1288,6

Таблица 2.5 – Параметры генераторов в энергосистеме

Тип	U, кВ	GD^2 , т*м ²	P, МВт	n, об/мин	T_j , с	$\cos\phi$
ТГВ-300-2У3	20	31,1	300	3000	6,5	0,85

ТГВ-200-2УЗ	15,75	25	200	3000	7,4	0,85
-------------	-------	----	-----	------	-----	------

Электрическая схема с с.н. представлена на рисунке 2.1.

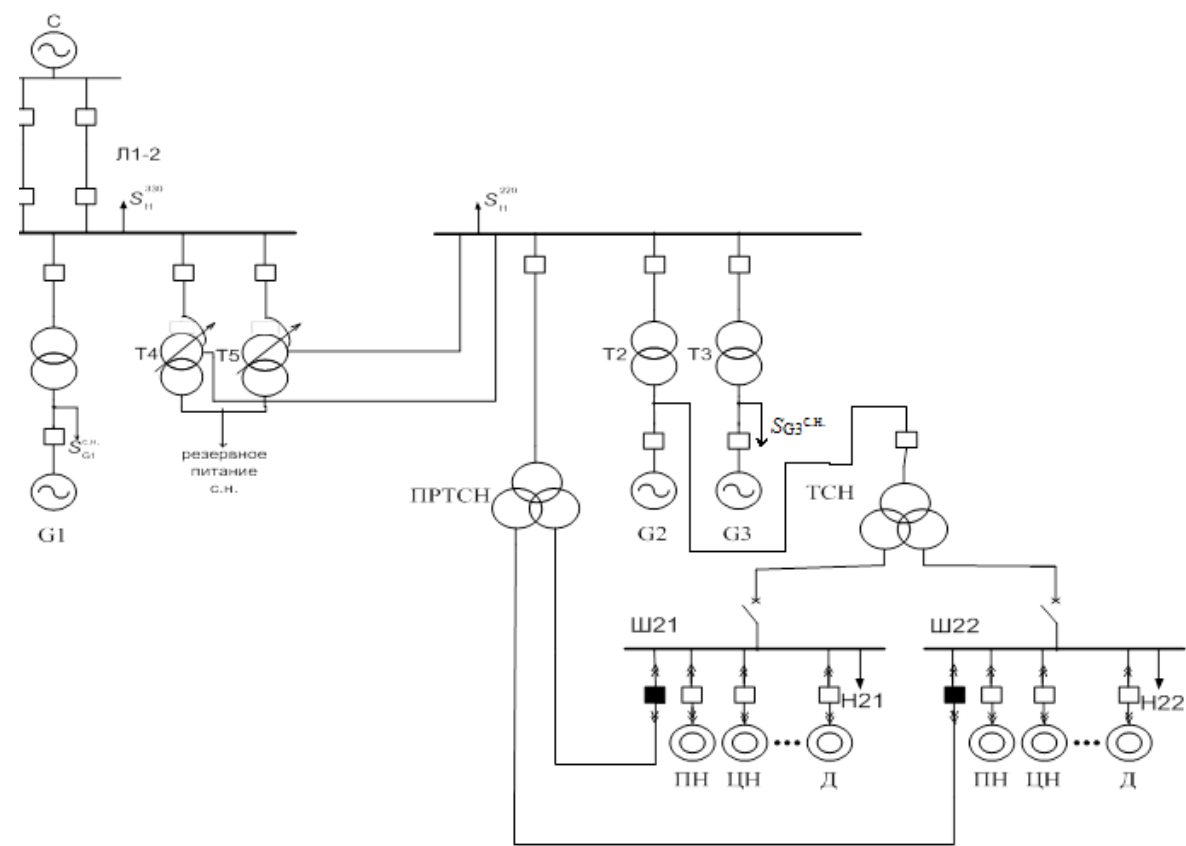


Рисунок 2.1 – Электрическая схема

2.2 Типы и параметры электродвигателей собственных нужд

Таблица 2.6 – Типы и параметры электродвигателей с.н.

Количество	Обозначение агрегатов	№ узла на схеме	Тип двигателя	$P_{ном}$	$\cos \varphi$	$Q_{ном}$	$p_{ном}$	$s_{ном}$	$M_{пуск}$	$M_{макс}$	$I_{пуск}$	$I_{мех}$	$I_{рот}$	$J = J_{рот} + J_{мех}$	T_j
шт.				[кВт]		[кВАр]	[об/мин]	[%]	[о. е.]	[о. е.]	[о. е.]	[кг/м ²]	[кг/м ²]	[кг/м ²]	[с]
2	ПН	14; 26	4А3М-6300/600-УХЛ4	6300	0,9	3051,2	2982	0,6	0,95	2,2	5,9	1,25	148	149,25	2,329
2	ЦН	15; 27	ВАН (АВ)-17-39-16	1250	0,801	934,2	368,15	0,5	0,8	2,4	5,2	300	2150	2450	2,934
2	КН	16; 28	ВАО2 560S-4	500	0,9	242,2	1486,5	0,9	1,3	2,5	6,5	3,75	28	31,75	1,556
2	ВГД	17; 29	ВАО2 450М-6У2	200	0,84	129,2	990	1	1,1	2,2	5,5	550	10	560	30,462
2	ДВ	18; 30	АК13-62-8У4	630	0,79	488,93	744	0,8	1,3	2,2	6	1575	87	1662	16,176
2	МВ	19; 31	ДА3О4-450Х-4У1	630	0,87	357,04	1483,5	1,1	1,2	2,5	7	382	22	404	15,681
2	ДС	20; 32	ДА3О-1910-10Т1	1250	0,83	840	596,82	0,53	0,7	2,5	5,7	2812	2125	4937	15,542
1	РВ	33	ДА3О4-560У-6У1	1600	0,86	949,39	991	0,9	1,3	2,2	6,5	1125	95	1220	8,304
2	БН	21; 34	ВАО2-560LB-8	630	0,6	840	744,075	0,79	2,2	1,1	5,5	21,3	77	98,3	0,957
3	М	22; 23; 35	ДА3О4-560У-8У1	1000	0,8	750	744	0,8	1,3	2,2	6,5	59	70	129	0,791
1	Д	24	ДА3О4-560У-10У1	800	0,8	600	594	1	1,3	2,2	6	4625	120	4745	23,230

2.3 Выбор схемы собственных нужд

Мощность ТСН: $S_{ТСН} = 0,08 S_{ген} = 0,08 * 235,3 = 18,824$ МВА

Так как $S_{ТСН} = 25$ МВА, то схема питания собственных нужд будет содержать трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения ТСН и ПРТСН.

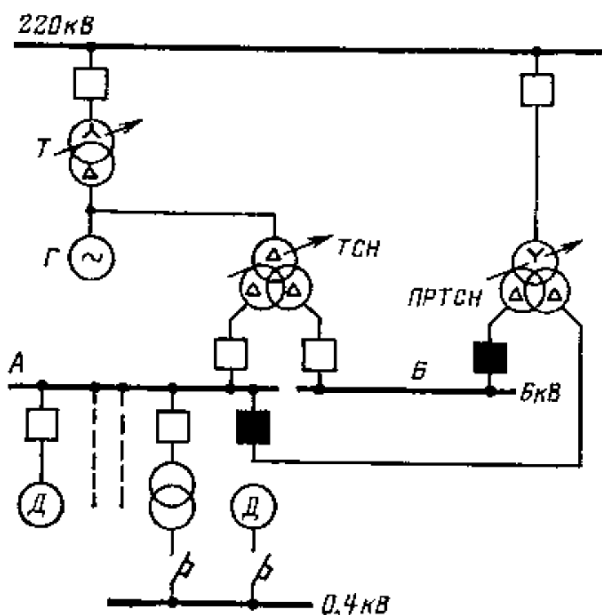


Рисунок 2.2 - Схема питания собственных нужд

Таблица 2.7 – Трансформатор собственных нужд

Тип	$S_{ном},$ МВА	$U_{ВН},$ кВ	$U_{НН},$ кВ	$U_K, \%$	$x_T, \text{Ом}$	$R_T,$ Ом
ТРДНС- 32000/15	30	15,75	6,3-6,3	12,7 (ВН-НН) 40 (НН1-НН2)	190,5	7,7
РПН 1,33% по 9 ступеней						

$$x_{ТВН} = \frac{U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{12,7}{100} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{15,75^2}{32} = 0,123 \text{ Ом}$$

$$x_{ТНН} = \frac{U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{12,7}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{15,75^2}{32} = 1,723 \text{ Ом}$$

Т.к. на расчетном присоединении есть выключатель на генераторном напряжении, то в качестве пускорезервного ТСН выбираем трансформатор такой же мощности.

Таблица 2.8 – Пускорезервный ТСН

Тип	S _{НОМ} , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _К , %	x _Т , Ом	R _Т , Ом
ТРДНС-32000/220	32	230	6,3	11,5 (ВН-НН) 28 (СН-НН)	4,8	0,19
РПН 1% по 12 ступеней						

$$x_{ТВН} = \frac{U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{230^2}{32} = 23,764 \text{ Ом}$$

$$x_{ТНН} = \frac{U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{230^2}{32} = 332,69 \text{ Ом}$$

Таблица 2.9 – Мощности генераторов с учетом коэффициентов загрузки

	Кол-во	P _{расч. уд.}	K _з	cosφ _{НОМ}	S	Q	P
	шт.	кВт	о.е.		кВА	квар	кВт
ПН	2	6300	0,7	0,9	4900	2135,86	4410
ЦН	2	1250	0,9	0,801	1404,5	840,8300958	1125
КН	2	500	0,85	0,9	472,2	205,7859082	425
ВГД	2	200	0,7	0,84	166,7	90,49248588	140
ДВ	2	630	0,6	0,79	478,5	293,3909508	378
МВ	2	630	0,6	0,87	434,5	214,2574386	378
ДС	2	1250	0,5	0,83	753	419,9809519	625
РВ	1	1600	0,7	0,86	1302	663,9307193	1120
БН	2	630	0,7	0,6	735	588	441
М	3	1000	0,6	0,8	750	450	600
Д	1	800	0,7	0,8	700	420	560
Σ					22940	12011,13	19324

Таблица 2.10 – Нагрузки и распределение на шинах Ш₂₁ и Ш₂₂

	Название	СШ21			СШ22		
		Кол-во	Р _{н21}	Q _{н21}	Кол-во	Р _{н22}	Q _{н22}
		шт.	кВт	квар	шт.	кВт	квар
1	ПН	1	4410	2135,86	1	4410	2135,86
2	ЦН	1	1125	840,8	1	1125	840,8
3	КН	1	425	205,79	1	425	205,79
4	ВГД	1	140	90,5	1	140	90,5
5	ДВ	1	378	293,39	1	378	293,39
6	МВ	1	378	214,26	1	378	214,26
7	ДС	1	625	419,98	1	625	419,98
8	РВ	0	0	0	1	1120	663,93
9	БН	1	441	588	1	441	588
10	М	2	600	450	1	600	450
11	Д	1	560	420	0	0	0
Итого		11	9682	6108,58	10	9642	5902,51

Нагрузка на шине Ш₂₁

$$S_{H21} = 0,1 \cdot (P_{Ш21} + jQ_{Ш21}) = 0,1 (9,682 + j6,109) = 0,9682 + j0,6109 \text{ МВА}$$

Нагрузка на шине Ш₂₂

$$S_{H22} = 0,1 \cdot (P_{Ш22} + jQ_{Ш22}) = 0,1 (9,642 + 5,9025j) = 0,9642 + j0,59025 \text{ МВА}$$

Общая нагрузка блока

$$\begin{aligned}
 S_{Б12} &= S_{H21} + S_{Ш21} + S_{H22} + S_{Ш22} = \\
 &= 0,9682 + j0,6109 + (9,682 + j6,109) + 0,9642 + j0,59025 + (9,642 + 5,9025j) = \\
 &= 21,26 + j13,187 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Симметричный блок от генератора G3 имеет такую же нагрузку, что и рассмотренный выше блок.

1.4 Расчет установившегося режима

Электрическая схема замещения, по которому будет произведен расчет установившегося режима, представлена на рисунке 2.3. Расчет будет произведен с помощью программы Mustang.

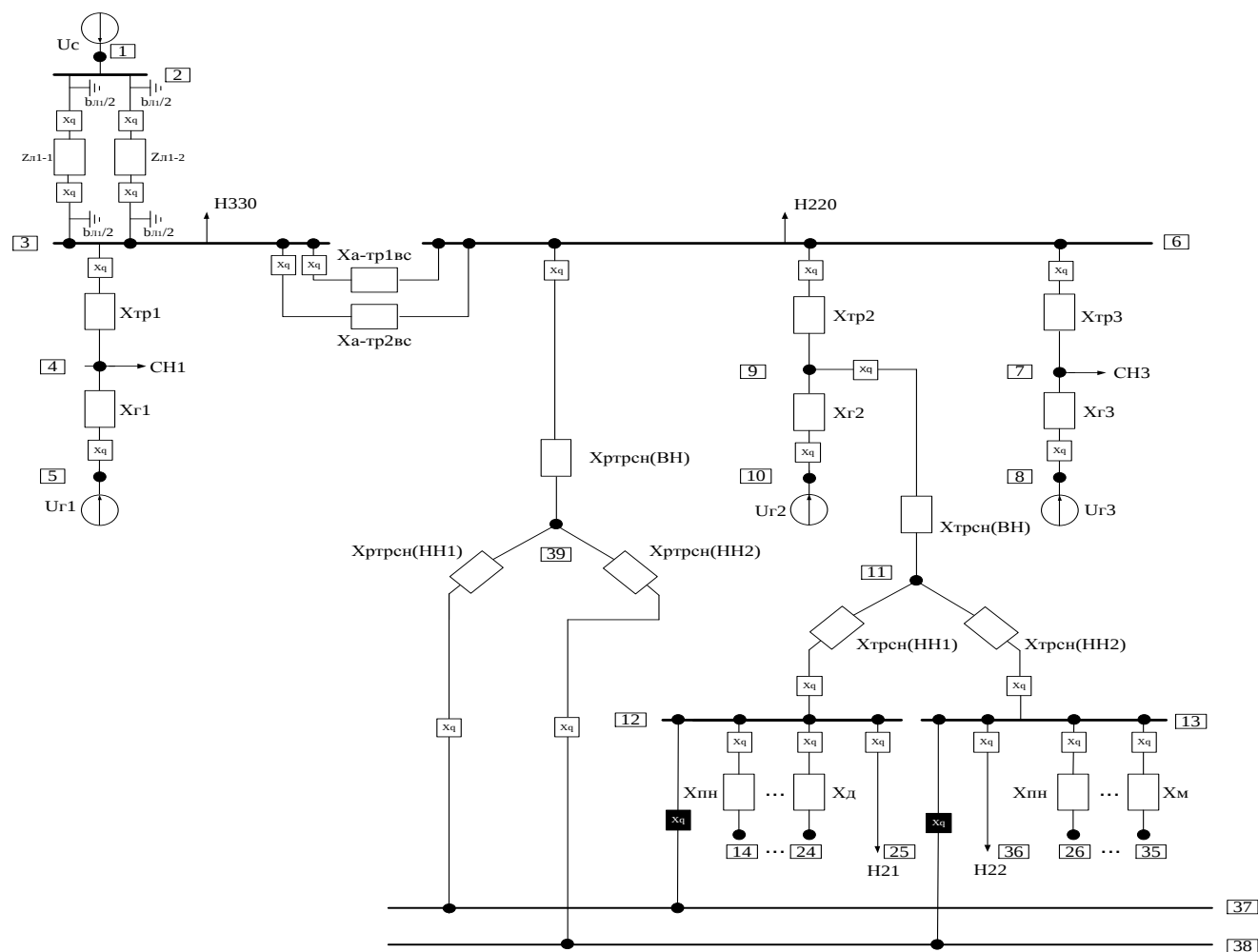


Рисунок 2.3 – Схема замещения

Таблица 2.11- Параметры трансформаторов

Трансформатор				Рис., обозначение на схеме
Тип	U _{НН}	U _{ВН}	U _К	
	кВ	кВ	%	
ТДЦ - 400000/330	20	347	11,5	Т1
ТДЦ - 250000/220	15,75	242	11	Т2
ТДЦ - 250000/220	15,75	242	11	Т3
Без регулирования				

Таблица 2.12- Параметры автотрансформаторов

S _{ТРЕБ.НОМ,} МВ·А	S _{НОМ,} МВ·А	Автотрансформатор						
		Тип	U _{ВН} ^{НОМ} , кВ	U _{СН} ^{НОМ} , кВ	U _{НН} ^{НОМ} , кВ	U _{КВС} %	U _{КВН} %	U _{КСН} %
209,87	399	3хАОДЦТН – 133000/330/220	330	230	38,5	9	60	48
РПН в линии СН ±12 %, ±6 ступеней								

$$\mathbf{T1:} \quad x_{T1} = \frac{U_{КЗ} \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11,5 \cdot 347^2}{100 \cdot 400} = 34,6176 \text{ Ом}$$

$$\mathbf{T2, T3:} \quad x_{T2, T3} = \frac{U_{КЗ} \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 250} = 25,768 \text{ Ом}$$

АТ1, АТ2:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH-CH\%} + U_{KBH-НН\%} - U_{КСН-НН\%}) = 0,5 \cdot (9 + 60 - 48) = 10,5\%$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBH-CH\%} + U_{КСН-НН\%} - U_{KBH-НН\%}) = 0,5 \cdot (9 + 48 - 60) \approx 0\%$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KBH-НН\%} + U_{КСН-НН\%} - U_{KBH-CH\%}) = 0,5 \cdot (60 + 48 - 9) = 49,5\%$$

$$x_{AT1, AT2} = \frac{U_{KB} \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 330^2}{100 \cdot 399} = 28,658 \text{ Ом}$$

Линии Л1-1 и Л1-2 (АС-240/32):

Таблица 2.13

r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км	$r_{л}$, Ом	$x_{л}$, Ом	$b_{л}$, См
0,118	0,331	3,79	40,12	112,54	1288,6

2.4.1 Расчет установившегося режима через рабочий трансформатор с.н.

Номинально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии равны соответственно $\pm 5\%$ от номинального напряжения электрической сети свыше 1000 В (ГОСТ 13109-97, ГОСТ 721).

На рисунках 2.4-2.5 представлен предварительный расчет.

Исходные данные			Результаты		Кусты узлов												
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)		Суммарные параметры			Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие			Заданные сечения и составляющие			Небалансы		ВПТ
Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pд	Qс	Unorm	Nсхн	Unom	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
Система	1	1100	330.00						330.00		330.00	-33.0	-148.3			-1000	1000
Шина 1	2	11	330.00	0.0					330.00		330.00						
Шина 2	3	11	333.42	0.9	312.00	217.78			330.00		330.00						
Тр1	4	11	19.99	5.6	24.00	14.87			20.00		20.00						
Г1	5	1010	20.00	5.7					20.00		20.00	300.0	161.3			-1000	1000
Шина 3	6	11	231.35	1.4	288.00	208.51			220.00		220.00						
Тр3	7	11	15.74	6.1	21.26	13.19			15.75		15.75						
Г3	8	1010	15.75	6.2					15.75		15.75	200.0	119.7			-1000	1000
Тр2	9	11	15.74	6.1					15.75		15.75						
Г2	10	1010	15.75	6.2					15.75		15.75	200.0	122.7			-1000	1000
Тсн(В)	11	11	15.62	5.5					15.75		15.75						
Шина 4	12	11	5.91	0.9					6.30		6.30						
Шина 5	13	11	5.92	0.9					6.30		6.30						
Пн1	14	11	5.91	0.8	4.41	2.13			6.30		6.30						
Цн1	15	11	5.91	0.9	1.12	0.84			6.30		6.30						
Кн1	16	11	5.91	0.9	0.43	0.21			6.30		6.30						
Вгд1	17	11	5.91	0.9	0.14	0.10			6.30		6.30						
Дв1	18	11	5.91	0.9	0.38	0.29			6.30		6.30						
Мв1	19	11	5.91	0.9	0.38	0.21			6.30		6.30						
Дс1	20	11	5.91	0.9	0.63	0.42			6.30		6.30						
Бн1	21	11	5.91	0.9	0.44	0.59			6.30		6.30						
М1	22	11	5.91	0.9	0.60	0.45			6.30		6.30						
М11	23	11	5.91	0.9	0.60	0.45			6.30		6.30						
Д1	24	11	5.91	0.9	0.56	0.42			6.30		6.30						
Сн4	25	11	5.91	0.9	1.09	0.67			6.30		6.30						
Пн2	26	11	5.92	0.8	4.41	2.13			6.30		6.30						
Цн2	27	11	5.92	0.9	1.12	0.84			6.30		6.30						
Кн2	28	11	5.92	0.9	0.43	0.21			6.30		6.30						
Вгд2	29	11	5.92	0.9	0.14	0.10			6.30		6.30						
Дв2	30	11	5.92	0.9	0.38	0.29			6.30		6.30						
Мв2	31	11	5.92	0.9	0.38	0.21			6.30		6.30						
Дс2	32	11	5.92	0.9	0.63	0.42			6.30		6.30						
Рв2	33	11	5.92	0.9	1.12	0.66			6.30		6.30						
Бн2	34	11	5.92	0.9	0.44	0.59			6.30		6.30						
М2	35	11	5.92	0.9	0.60	0.45			6.30		6.30						
Сн5	36	11	5.92	0.9	1.08	0.65			6.30		6.30						
Шина 6	37	11	6.34	1.4					6.30		6.30						
Шина 7	38	11	6.34	1.4					6.30		6.30						
Пртсн	39	11	231.35	1.4					230.00		230.00						

Рисунок 2.4 – Предварительный расчет. Результаты по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов																						
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)		Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие				Заданные сечения и составляющие				Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки					
	Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj	Qpj	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Ркор/Ртрхх	Qг/Qтрхх	Кт		
	Система	Шина 1	1	2		Система	330.0	-33.0	-148.3	0.27			330.0	33.0	148.3	0.27				0.00	0.00					
	Шина 1	Шина 2	2	3	1	ВЛ1-1	330.0	-16.5	-74.1	0.13			333.4	16.6	-67.3	0.12		0.11	0.30	0.11	-141.4		-141.7			
	Шина 1	Шина 2	2	3	2	ВЛ1-2	330.0	-16.5	-74.1	0.13			333.4	16.6	-67.3	0.12		0.11	0.30	0.11	-141.4		-141.7			
	Шина 2	Тр1	3	4		Тр1	333.4	-276.0	-118.1	0.52			20.0	276.0	146.1	9.02				28.06	28.06				17.350	
	Шина 2	Шина 3	3	6	1	АТ1	333.4	-34.6	17.4	0.07			231.3	34.6	-17.0	0.10				0.39	0.39				1.435	
	Шина 2	Шина 3	3	6	2	АТ2	333.4	-34.6	17.4	0.07			231.3	34.6	-17.0	0.10				0.39	0.39				1.435	
	Тр1	Г1	4	5		Г1	20.0	-300.0	-161.0	9.83			20.0	300.0	161.3	9.83				0.29	0.29					
	Шина 3	Тр3	6	7		Тр3	231.3	-178.7	-87.2	0.50			15.7	178.7	106.3	7.63				19.05	19.05				15.365	
	Шина 3	Тр2	6	9		Тр2	231.3	-178.5	-87.2	0.50			15.7	178.5	106.2	7.62				19.00	19.00				15.365	
	Шина 3	Пртсн	6	39		Пртсн(В)	231.3						231.3													
	Тр3	Г3	7	8		Г3	15.7	-200.0	-119.5	8.54			15.8	200.0	119.7	8.54				0.22	0.22					
	Тр2	Г2	9	10		Г2	15.7	-200.0	-122.5	8.60			15.8	200.0	122.7	8.60				0.22	0.22					
	Тр2	Тсн(В)	9	11		Трсн(В)	15.7	21.5	16.2	0.99			15.6	-21.5	-15.9	0.99				0.36	0.36					
	Тсн(В)	Шина 4	11	12		Трсн(Н1)	15.6	10.8	8.1	0.50			5.9	-10.8	-6.8	1.24				1.28	1.28				2.500	
	Тсн(В)	Шина 5	11	13		Трсн(Н2)	15.6	10.7	7.8	0.49			5.9	-10.7	-6.6	1.23				1.24	1.24				2.500	
	Шина 4	Пн1	12	14		Пн1	5.9	4.4	2.1	0.48			5.9	-4.4	-2.1	0.48				0.01	0.01					
	Шина 4	Цн1	12	15		Цн1	5.9	1.1	0.8	0.14			5.9	-1.1	-0.8	0.14				0.00	0.00					
	Шина 4	Кн1	12	16		Кн1	5.9	0.4	0.2	0.05			5.9	-0.4	-0.2	0.05				0.00	0.00					
	Шина 4	Вгд1	12	17		Вгд1	5.9	0.1	0.1	0.02			5.9	-0.1	-0.1	0.02				0.00	0.00					
	Шина 4	Дв1	12	18		Дв1	5.9	0.4	0.3	0.05			5.9	-0.4	-0.3	0.05				0.00	0.00					
	Шина 4	Мв1	12	19		Мв1	5.9	0.4	0.2	0.04			5.9	-0.4	-0.2	0.04				0.00	0.00					
	Шина 4	Дс1	12	20		Дс1	5.9	0.6	0.4	0.07			5.9	-0.6	-0.4	0.07				0.00	0.00					
	Шина 4	Бн1	12	21		Бн1	5.9	0.4	0.6	0.07			5.9	-0.4	-0.6	0.07				0.00	0.00					
	Шина 4	М1	12	22		М1	5.9	0.6	0.5	0.07			5.9	-0.6	-0.4	0.07				0.00	0.00					
	Шина 4	М11	12	23		М11	5.9	0.6	0.5	0.07			5.9	-0.6	-0.4	0.07				0.00	0.00					
	Шина 4	Д1	12	24		Д1	5.9	0.6	0.4	0.07			5.9	-0.6	-0.4	0.07				0.00	0.00					
	Шина 4	Сн4	12	25		Сн4	5.9	1.1	0.7	0.12			5.9	-1.1	-0.7	0.12				0.00	0.00					
	Шина 4	Шина 6	12	37		Выкл1																				
	Шина 5	Пн2	13	26		Пн2	5.9	4.4	2.1	0.48			5.9	-4.4	-2.1	0.48				0.01	0.01					
	Шина 5	Цн2	13	27		Цн2	5.9	1.1	0.8	0.14			5.9	-1.1	-0.8	0.14				0.00	0.00					
	Шина 5	Кн2	13	28		Кн2	5.9	0.4	0.2	0.05			5.9	-0.4	-0.2	0.05				0.00	0.00					
	Шина 5	Вгд2	13	29		Вгд2	5.9	0.1	0.1	0.02			5.9	-0.1	-0.1	0.02				0.00	0.00					
	Шина 5	Дв2	13	30		Дв2	5.9	0.4	0.3	0.05			5.9	-0.4	-0.3	0.05				0.00	0.00					
	Шина 5	Мв2	13	31		Мв2	5.9	0.4	0.2	0.04			5.9	-0.4	-0.2	0.04				0.00	0.00					
	Шина 5	Дс2	13	32		Дс2	5.9	0.6	0.4	0.07			5.9	-0.6	-0.4	0.07				0.00	0.00					
	Шина 5	Рв2	13	33		Рв2	5.9	1.1	0.7	0.13			5.9	-1.1	-0.7	0.13				0.00	0.00					
	Шина 5	Бн2	13	34		Бн2	5.9	0.4	0.6	0.07			5.9	-0.4	-0.6	0.07				0.00	0.00					
	Шина 5	М2	13	35		М2	5.9	0.6	0.5	0.07			5.9	-0.6	-0.4	0.07				0.00	0.00					
	Шина 5	Сн5	13	36		Сн5	5.9	1.1	0.6	0.12			5.9	-1.1	-0.6	0.12				0.00	0.00					
	Шина 5	Шина 7	13	38		Выкл2																				
	Пртсн	Шина 6	39	37		Пртсн(Н1)	231.3	0.0	-0.0	0.00			6.3	-0.0	0.0	0.00									36.508	
	Пртсн	Шина 7	39	38		Пртсн(Н2)	231.3	0.0	-0.0	0.00			6.3	-0.0	0.0	0.00									36.508	

Рисунок 2.5 – Предварительный расчет. Результаты по ветвям

Напряжение на шине 3 (узел 6) равно 231,35 кВ, на шине 4 (узел 12) 5,91 кВ и на шине 5 (узел 13) 5,92 кВ, а также на двигателях С.Н. (5,91-5,92 кВ) что не входит в предел допустимых отклонений равный $\pm 5\%$.

Для регулирования напряжения на шине 3 воспользуемся РПН автотрансформаторов АТ1 и АТ2 (АТДЦТН – 13300/330/220), установленного в линии СН от $\pm 12\%$, ± 6 ступеней [1].

Составим таблицу коэффициентов трансформации для всех отпаяк.

Таблица 2.14 - Отпайки автотрансформатора АТДЦТН – 133000/330/220

№ отпайки	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	+1	+2	+3	+4	+5	+6
$U_{ВН}$, кВ	290,4	297	303,6	310,2	316,8	323,4	230	336,6	343,2	349,8	356,4	363	369,6
K_T	1,26	1,29	1,317	1,34	1,37	1,417	1,435	1,463	1,49	1,521	1,56	1,578	1,61

Для регулировки воспользуемся отпайкой «+2» на АТ1 и АТ2 с коэффициентом трансформации $K_T = 1,49$.

Отрегулировать напряжение на двигателях и шинах 4 и 5 до номинального значения можно с помощью РПН рабочего трансформатора собственных нужд ТРДНС-32000/15, установленного на стороне ВН от $\pm 12\%$, ± 9 ступеней.

Составим таблицу коэффициентов трансформации для всех отпаяк.

Таблица 2.15 - Отпайки трансформатора ТРДНС-32000/15

№ отпайки	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9
$U_{ВН}$, кВ	13,86	14,07	14,28	14,49	14,7	14,91	15,12	15,33	15,54	15,75	15,96	16,17	16,38	16,59	16,8	17,01	17,22	17,43	17,64

K_T	2,2	2,233	2,266	2,3	2,333	2,366	2,4	2,433	2,466	2,5	2,533	2,566	2,6	2,633	2,666	2,7	2,733	2,766	2,8
-------	-----	-------	-------	-----	-------	-------	-----	-------	-------	-----	-------	-------	-----	-------	-------	-----	-------	-------	-----

Для регулировки воспользуемся отпайкой «-5» на рабочем ТСН с коэффициентом трансформации $K_T = 2,333$.

Напряжение во всех узлах пределах допустимого отклонения равного $\pm 5\%$. На рисунках 2.6-2.7 продемонстрирован подкорректированный расчет с учетом выполненных мероприятий.

Исходные данные Результаты Кусты узлов																	
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры				Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие			Заданные сечения и составляющие			Небалансы		ВПП
Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pд	Qс	Unorm	Nсхн	Unом	Pr	Qr	Pш	Qш	Qmin	Qmax
Система	1	1100	330.00						330.00		330.00	-32.8	-174.2			-1000	1000
Шина 1	2	11	330.00	0.0					330.00		330.00						
Шина 2	3	11	337.81	0.6	312.00	217.78			330.00		330.00						
Тр1	4	11	19.99	5.3	24.00	14.87			20.00		20.00						
Г1	5	1010	20.00	5.3					20.00		20.00	300.0	117.5			-1000	1000
Шина 3	6	11	227.54	1.1	288.00	208.51			220.00		220.00						
Тр3	7	11	15.74	5.9	21.26	13.19			15.75		15.75						
Г3	8	1010	15.75	5.9					15.75		15.75	200.0	155.2			-1000	1000
Тр2	9	11	15.74	5.9					15.75		15.75						
Г2	10	1010	15.75	5.9					15.75		15.75	200.0	158.3			-1000	1000
Тсн(В)	11	11	15.61	5.3					15.75		15.75						
Шина 4	12	11	6.33	0.7					6.30		6.30						
Шина 5	13	11	6.34	0.7					6.30		6.30						
Пн1	14	11	6.33	0.6	4.41	2.13			6.30		6.30						
Цн1	15	11	6.33	0.6	1.12	0.84			6.30		6.30						
Кн1	16	11	6.33	0.7	0.43	0.21			6.30		6.30						
Вгд1	17	11	6.33	0.7	0.14	0.10			6.30		6.30						
Дв1	18	11	6.33	0.7	0.38	0.29			6.30		6.30						
Мв1	19	11	6.33	0.7	0.38	0.21			6.30		6.30						
Дс1	20	11	6.33	0.7	0.63	0.42			6.30		6.30						
Бн1	21	11	6.33	0.7	0.44	0.59			6.30		6.30						
М1	22	11	6.33	0.7	0.60	0.45			6.30		6.30						
М11	23	11	6.33	0.7	0.60	0.45			6.30		6.30						
Д1	24	11	6.33	0.7	0.56	0.42			6.30		6.30						
Sn4	25	11	6.33	0.6	1.09	0.67			6.30		6.30						
Пн2	26	11	6.34	0.6	4.41	2.13			6.30		6.30						
Цн2	27	11	6.34	0.7	1.12	0.84			6.30		6.30						
Кн2	28	11	6.34	0.7	0.43	0.21			6.30		6.30						
Вгд2	29	11	6.34	0.7	0.14	0.10			6.30		6.30						
Дв2	30	11	6.34	0.7	0.38	0.29			6.30		6.30						
Мв2	31	11	6.34	0.7	0.38	0.21			6.30		6.30						
Дс2	32	11	6.34	0.7	0.63	0.42			6.30		6.30						
Рв2	33	11	6.34	0.7	1.12	0.66			6.30		6.30						
Бн2	34	11	6.34	0.7	0.44	0.59			6.30		6.30						
М2	35	11	6.34	0.7	0.60	0.45			6.30		6.30						
Sn5	36	11	6.34	0.7	1.08	0.65			6.30		6.30						
Шина 6	37	11	6.23	1.1					6.30		6.30						
Шина 7	38	11	6.23	1.1					6.30		6.30						
Пртсн	39	11	227.54	1.1					230.00		230.00						

Рисунок 2.6 – Подкорректированный расчет. Результаты по узлам

2.4.2 Расчет установившегося режима через резервный трансформатор с.н.

Используем уже откорректированный выше режим. Производим включение ветвей 12-37 и 13-38 (питание через резервный трансформатор с.н.) и отключения ветвей 11-12 и 11-13 (питание через рабочий трансформатор с.н.).

На рисунках 2.8-2.9 продемонстрирован расчет с учетом выполненных выше мероприятий при работе ПРТСН.

Исходные данные			Результаты		Кусты узлов													
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)	Суммарные параметры			Пограничные связи			Найденные сечения и составляющие			Заданные сечения и составляющие			Небалансы		ВПТ	
	Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pд	Qс	Unорм	Nсхн	Unом	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
	Система	1	1100	330.00						330.00		330.00	-32.9	-171.0			-1000	1000
	Шина 1	2	11	330.00	0.0					330.00		330.00						
	Шина 2	3	11	337.25	0.6	312.00	217.78			330.00		330.00						
	Тр1	4	11	19.99	5.3	24.00	14.87			20.00		20.00						
	Г1	5	1010	20.00	5.4					20.00		20.00	300.0	123.0			-1000	1000
	Шина 3	6	11	226.94	1.1	288.00	208.51			220.00		220.00						
	Тр3	7	11	15.74	5.9	21.26	13.19			15.75		15.75						
	Г3	8	1010	15.75	6.0					15.75		15.75	200.0	160.9			-1000	1000
	Тр2	9	11	15.74	6.5					15.75		15.75						
	Г2	10	1010	15.75	6.6					15.75		15.75	200.0	149.7			-1000	1000
	Тсн(В)	11	11	15.74	6.5					15.75		15.75						
	Шина 4	12	11	5.85	-3.9					6.30		6.30						
	Шина 5	13	11	5.86	-3.9					6.30		6.30						
	Пн1	14	11	5.85	-4.0	4.41	2.13			6.30		6.30						
	Цн1	15	11	5.85	-3.9	1.12	0.84			6.30		6.30						
	Кн1	16	11	5.85	-3.9	0.43	0.21			6.30		6.30						
	Вгд1	17	11	5.85	-3.9	0.14	0.10			6.30		6.30						
	Дв1	18	11	5.85	-3.9	0.38	0.29			6.30		6.30						
	Мв1	19	11	5.85	-3.9	0.38	0.21			6.30		6.30						
	Дс1	20	11	5.85	-3.9	0.63	0.42			6.30		6.30						
	Бн1	21	11	5.85	-3.9	0.44	0.59			6.30		6.30						
	М1	22	11	5.85	-3.9	0.60	0.45			6.30		6.30						
	М11	23	11	5.85	-3.9	0.60	0.45			6.30		6.30						
	Д1	24	11	5.85	-3.9	0.56	0.42			6.30		6.30						
	Сн4	25	11	5.85	-3.9	1.09	0.67			6.30		6.30						
	Пн2	26	11	5.86	-3.9	4.41	2.13			6.30		6.30						
	Цн2	27	11	5.86	-3.9	1.12	0.84			6.30		6.30						
	Кн2	28	11	5.86	-3.9	0.43	0.21			6.30		6.30						
	Вгд2	29	11	5.86	-3.9	0.14	0.10			6.30		6.30						
	Дв2	30	11	5.86	-3.9	0.38	0.29			6.30		6.30						
	Мв2	31	11	5.86	-3.9	0.38	0.21			6.30		6.30						
	Дс2	32	11	5.86	-3.9	0.63	0.42			6.30		6.30						
	Рв2	33	11	5.86	-3.9	1.12	0.66			6.30		6.30						
	Бн2	34	11	5.86	-3.9	0.44	0.59			6.30		6.30						
	М2	35	11	5.86	-3.9	0.60	0.45			6.30		6.30						
	Сн5	36	11	5.86	-3.9	1.08	0.65			6.30		6.30						
	Шина 6	37	11	5.86	-3.7					6.30		6.30						
	Шина 7	38	11	5.87	-3.7					6.30		6.30						
	Пртсн	39	11	225.26	0.6					230.00		230.00						

Рисунок 2.8 – Исходный режим ПРТСН. Результаты по узлам

Исходные данные		Результаты		Кусты узлов																				
Узлы	Ветви	Ветви (доп. инф.)		Суммарные параметры		Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие				Заданные сечения и составляющие				Небалансы		ВПТ	МППТ п/ст		МППТ участки			
	Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nn	Название Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj	Qpj	dPн	dQн	dPобщ	dQобщ	Ркор/Ртрхх	Qr/Qtрхх	Кт
	Система	Шина 1	1	2		Система	330.0	-32.9	-171.0	0.30			330.0	32.9	171.0	0.30			0.00	0.00				
	Шина 1	Шина 2	2	3	1	ВЛ1-1	330.0	-16.4	-85.5	0.15			337.3	16.6	-57.4	0.10		0.19	0.52	0.19	-142.9		-143.4	
	Шина 1	Шина 2	2	3	2	ВЛ1-2	330.0	-16.4	-85.5	0.15			337.3	16.6	-57.4	0.10		0.19	0.52	0.19	-142.9		-143.4	
	Шина 2	Тр1	3	4		Тр1	337.3	-276.0	-82.6	0.49			20.0	276.0	107.9	8.56			25.26	25.26				17.350
	Шина 2	Шина 3	3	6	1	АТ1	337.3	-34.6	-10.2	0.06			226.9	34.6	10.5	0.09			0.33	0.33				1.490
	Шина 2	Шина 3	3	6	2	АТ2	337.3	-34.6	-10.2	0.06			226.9	34.6	10.5	0.09			0.33	0.33				1.490
	Тр1	Г1	4	5		Г1	20.0	-300.0	-122.7	9.36			20.0	300.0	123.0	9.36			0.26	0.26				
	Шина 3	Тр3	6	7		Тр3	226.9	-178.7	-123.8	0.55			15.7	178.7	147.4	8.50			23.65	23.65				15.365
	Шина 3	Тр2	6	9		Тр2	226.9	-200.0	-122.0	0.60			15.7	200.0	149.4	9.16			27.46	27.46				15.365
	Шина 3	Пртсн	6	39		Пртсн(В)	226.9	21.5	16.1	0.07			225.3	-21.5	-15.8	0.07			0.33	0.33				
	Тр3	Г3	7	8		Г3	15.7	-200.0	-160.6	9.41			15.8	200.0	160.9	9.41			0.27	0.27				
	Тр2	Г2	9	10		Г2	15.7	-200.0	-149.4	9.16			15.8	200.0	149.7	9.16			0.25	0.25				
	Тр2	Тсн(В)	9	11		Тсн(В)	15.7	0.0	-0.0	0.00			15.7	-0.0	0.0	0.00			0.00	0.00				
	Тсн(В)	Шина 4	11	12		Тсн(Н1)																		2.333
	Тсн(В)	Шина 5	11	13		Тсн(Н2)																		2.333
	Шина 4	Пн1	12	14		Пн1	5.8	4.4	2.1	0.48			5.8	-4.4	-2.1	0.48			0.01	0.01				
	Шина 4	Цн1	12	15		Цн1	5.8	1.1	0.8	0.14			5.8	-1.1	-0.8	0.14			0.00	0.00				
	Шина 4	Кн1	12	16		Кн1	5.8	0.4	0.2	0.05			5.8	-0.4	-0.2	0.05			0.00	0.00				
	Шина 4	Вгд1	12	17		Вгд1	5.8	0.1	0.1	0.02			5.8	-0.1	-0.1	0.02			0.00	0.00				
	Шина 4	Дв1	12	18		Дв1	5.8	0.4	0.3	0.05			5.8	-0.4	-0.3	0.05			0.00	0.00				
	Шина 4	Мв1	12	19		Мв1	5.8	0.4	0.2	0.04			5.8	-0.4	-0.2	0.04			0.00	0.00				
	Шина 4	Дс1	12	20		Дс1	5.8	0.6	0.4	0.07			5.8	-0.6	-0.4	0.07			0.00	0.00				
	Шина 4	Бн1	12	21		Бн1	5.8	0.4	0.6	0.07			5.8	-0.4	-0.6	0.07			0.00	0.00				
	Шина 4	М1	12	22		М1	5.8	0.6	0.5	0.07			5.8	-0.6	-0.4	0.07			0.00	0.00				
	Шина 4	М11	12	23		М11	5.8	0.6	0.5	0.07			5.8	-0.6	-0.4	0.07			0.00	0.00				
	Шина 4	Д1	12	24		Д1	5.8	0.6	0.4	0.07			5.8	-0.6	-0.4	0.07			0.00	0.00				
	Шина 4	Sn4	12	25		Sn4	5.8	1.1	0.7	0.13			5.8	-1.1	-0.7	0.13			0.00	0.00				
	Шина 4	Шина 6	12	37		Выкл1	5.8	-10.8	-6.8	1.26			5.9	10.8	6.8	1.26			0.05	0.05				
	Шина 5	Пн2	13	26		Пн2	5.9	4.4	2.1	0.48			5.9	-4.4	-2.1	0.48			0.01	0.01				
	Шина 5	Цн2	13	27		Цн2	5.9	1.1	0.8	0.14			5.9	-1.1	-0.8	0.14			0.00	0.00				
	Шина 5	Кн2	13	28		Кн2	5.9	0.4	0.2	0.05			5.9	-0.4	-0.2	0.05			0.00	0.00				
	Шина 5	Вгд2	13	29		Вгд2	5.9	0.1	0.1	0.02			5.9	-0.1	-0.1	0.02			0.00	0.00				
	Шина 5	Дв2	13	30		Дв2	5.9	0.4	0.3	0.05			5.9	-0.4	-0.3	0.05			0.00	0.00				
	Шина 5	Мв2	13	31		Мв2	5.9	0.4	0.2	0.04			5.9	-0.4	-0.2	0.04			0.00	0.00				
	Шина 5	Дс2	13	32		Дс2	5.9	0.6	0.4	0.07			5.9	-0.6	-0.4	0.07			0.00	0.00				
	Шина 5	Рв2	13	33		Рв2	5.9	1.1	0.7	0.13			5.9	-1.1	-0.7	0.13			0.00	0.00				
	Шина 5	Бн2	13	34		Бн2	5.9	0.4	0.6	0.07			5.9	-0.4	-0.6	0.07			0.00	0.00				
	Шина 5	М2	13	35		М2	5.9	0.6	0.5	0.07			5.9	-0.6	-0.4	0.07			0.00	0.00				
	Шина 5	Sn5	13	36		Sn5	5.9	1.1	0.6	0.12			5.9	-1.1	-0.6	0.12			0.00	0.00				
	Шина 5	Шина 7	13	38		Выкл2	5.9	-10.7	-6.6	1.24			5.9	10.7	6.6	1.24			0.05	0.05				
	Пртсн	Шина 6	39	37		Пртсн(Н1)	225.3	10.8	8.0	0.03			5.9	-10.8	-6.8	1.26			1.18	1.18				36.508
	Пртсн	Шина 7	39	38		Пртсн(Н2)	225.3	10.7	7.8	0.03			5.9	-10.7	-6.6	1.24			1.15	1.15				36.508

Рисунок 2.9 – Исходный режим ПРТСН. Результаты по ветвям

Полученные значения напряжений в узлах с двигателями не в входят в пределы допустимого отклонения равного $\pm 5\%$.

Отрегулировать напряжение до номинального значения можно с помощью РПН пускорезервного трансформатора собственных нужд ТРДНС-32000/220, установленного в нейтрали ВН от $\pm 12\%$, ± 12 ступеней.

Составим таблицу коэффициентов трансформации для всех отпаяк.

Таблица 2.16 - Отпайки трансформатора ТРДНС-32000/220

К _Т	U _{вн} , кВ	№ отпайки
32,128	202,4	-12
32,493	204,7	-11
32,858	207	-10
33,223	209,3	-9
33,588	211,6	-8
33,953	213,9	-7
34,318	216,2	-6
34,683	218,5	-5
35,048	220,8	-4
35,413	223,1	-3
35,778	225,4	-2
36,143	227,7	-1
36,508	230	0
36,873	232,3	+1
37,238	234,6	+2
37,603	236,9	+3
37,968	239,2	+4
38,333	241,5	+5
38,698	243,8	+6
39,063	246,1	+7
39,428	248,4	+8
39,793	250,7	+9
40,158	253	+10
40,523	255,3	+11
40,888	257,6	+12

Для регулировки воспользуемся отпайкой «-7» на ПРТСН с коэффициентом трансформации $K_T = 33,953$.

Напряжение во всех узлах пределах допустимого отклонения равного $\pm 5\%$. На рисунках 2.10-2.11 продемонстрирован расчет с учетом выполненных мероприятий по корректировке значений напряжения при работе ПРТСН.

Исходные данные			Результаты			Кусты узлов												
Узлы		Ветви	Ветви (доп. инф.)		Суммарные параметры			Пограничные связи		Найденные сечения и составляющие			Заданные сечения и составляющие			Небалансы		ВПТ
Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pд	Qс	Unorm	Nсхн	Unom	Pr	Qr	Pш	Qш	Qmin	Qmax	
Система	1	1100	330.00						330.00		330.00	-32.9	-171.0			-1000	1000	
Шина 1	2	11	330.00	0.0					330.00		330.00							
Шина 2	3	11	337.26	0.6	312.00	217.78			330.00		330.00							
Тр1	4	11	19.99	5.3	24.00	14.87			20.00		20.00							
Г1	5	1010	20.00	5.4					20.00		20.00	300.0	123.0			-1000	1000	
Шина 3	6	11	226.94	1.1	288.00	208.51			220.00		220.00							
Тр3	7	11	15.74	5.9	21.26	13.19			15.75		15.75							
Г3	8	1010	15.75	6.0					15.75		15.75	200.0	160.9			-1000	1000	
Тр2	9	11	15.74	6.5					15.75		15.75							
Г2	10	1010	15.75	6.6					15.75		15.75	200.0	149.7			-1000	1000	
Тсн(В)	11	11	15.74	6.5					15.75		15.75							
Шина 4	12	11	6.29	-3.9					6.30		6.30							
Шина 5	13	11	6.30	-3.8					6.30		6.30							
Пн1	14	11	6.29	-3.9	4.41	2.13			6.30		6.30							
Цн1	15	11	6.29	-3.9	1.12	0.84			6.30		6.30							
Кн1	16	11	6.29	-3.9	0.43	0.21			6.30		6.30							
Вгд1	17	11	6.29	-3.9	0.14	0.10			6.30		6.30							
Дв1	18	11	6.29	-3.9	0.38	0.29			6.30		6.30							
Мв1	19	11	6.29	-3.9	0.38	0.21			6.30		6.30							
Дс1	20	11	6.29	-3.9	0.63	0.42			6.30		6.30							
Бн1	21	11	6.29	-3.9	0.44	0.59			6.30		6.30							
М1	22	11	6.29	-3.9	0.60	0.45			6.30		6.30							
М11	23	11	6.29	-3.9	0.60	0.45			6.30		6.30							
Д1	24	11	6.29	-3.9	0.56	0.42			6.30		6.30							
Сн4	25	11	6.29	-3.9	1.09	0.67			6.30		6.30							
Пн2	26	11	6.30	-3.9	4.41	2.13			6.30		6.30							
Цн2	27	11	6.30	-3.8	1.12	0.84			6.30		6.30							
Кн2	28	11	6.30	-3.8	0.43	0.21			6.30		6.30							
Вгд2	29	11	6.30	-3.8	0.14	0.10			6.30		6.30							
Дв2	30	11	6.30	-3.8	0.38	0.29			6.30		6.30							
Мв2	31	11	6.30	-3.8	0.38	0.21			6.30		6.30							
Дс2	32	11	6.30	-3.8	0.63	0.42			6.30		6.30							
Рв2	33	11	6.30	-3.8	1.12	0.66			6.30		6.30							
Бн2	34	11	6.30	-3.8	0.44	0.59			6.30		6.30							
М2	35	11	6.30	-3.8	0.60	0.45			6.30		6.30							
Сн5	36	11	6.30	-3.8	1.08	0.65			6.30		6.30							
Шина 6	37	11	6.30	-3.7					6.30		6.30							
Шина 7	38	11	6.31	-3.7					6.30		6.30							
Пртсн	39	11	225.26	0.6					230.00		230.00							

Рисунок 2.10 – Подкорректированный расчет при работе ПРТСН. Результаты по узлам

1.5 Ввод параметров моделей элементов энергосистемы для расчета переходных процессов

1.5.1 Ввод параметров моделей синхронного генератора, системы возбуждения и АРВ

Все необходимые для моделей синхронного генератора, системы возбуждения и АРВ данные последовательно вносятся в таблицы. [6]

В таблице «Генераторы» приняты следующие обозначения:

N – номер узла, соответствующий номеру узла генератора на схеме замещения;

U_{г ном} – модуль номинального напряжения генератора (кВ);

P_{г ном} – номинальная активная мощность генератора (МВт);

cos φ – номинальный коэффициент мощности;

M_j/T_j – механическая постоянная инерции генератора вместе с турбиной (с);

X_d' – переходное реактивное сопротивление по продольной оси (о.е.);

X_d – синхронное реактивное сопротивление по продольной оси (о.е.);

X_q – синхронное реактивное сопротивление по поперечной оси (о.е.);

X_d'' – сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси (о.е.);

T_{d0}' – переходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора (с).

Ω		О.Е.		Добавить / Изменить		Шрифт		Согласовать с УР						
Генераторы		РС		РВ		Возбудители		СД		Форсировка				
	Название	N	Блок	Uгном	Pгном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X''d	X''q	T'd0
	Система	1		330.00					0.100					
	ТГВ-300-2УЗ	5		20.00	300	0.850		6.50	0.300	2.195	2.180	0.195		7.000
	ТГВ-200-2УЗ	8		15.75	200	0.850		7.40	0.295	1.840	1.830	0.190		6.850
	ТГВ-200-2УЗ	10		15.75	200	0.850		7.40	0.295	1.840	1.830	0.190		6.850

Рисунок 2.12 – Исходные данные по генераторам

В таблице «Регуляторы возбуждения» приняты следующие обозначения:

N – номер узла, соответствующий номеру узла генератора с регулятором возбуждения;

T_{rv} – постоянная времени регулятора возбуждения (с);

U_{rv-} , U_{rv+} – ограничения входного сигнала регулятора возбуждения (ед.ном.воз.);

K_u – коэффициент регулирования по отклонению напряжения (ед.ном.воз./ ед.напр.);

Alfa (A) – коэффициент изменения частоты, позволяющий учитывать изменение уставки по напряжению.

Ω	О.Е.	Добавить / Изменить		Шрифт	Согласовать с УР				
Генераторы		РС	PВ	Возбудители		СД	Форсировка		
N	T_{rv}	U_{rv+}	U_{rv-}	K_u	K'_u	K'_{if}	K_f	K'_f	T_f
5	0.040	6.000	-6.000	50.000	5.000	5.000	2.000	5.000	0.900
8	0.040	6.000	-6.000	50.000	5.000	5.000	2.000	5.000	0.900
10	0.040	6.000	-6.000	50.000	5.000	5.000	2.000	5.000	0.900

Рисунок 2.13 – Исходные данные по регуляторам возбуждения

В таблице «Возбудители» приняты следующие обозначения:

N – номер генератора с возбудителем;

$N_{\text{сист}}$ – условный номер системы возбуждения. $N_{\text{сист}} = 0$ означает отсутствие возбудителя (то есть $E_{qe} = \text{const}$). В этом случае нет необходимости вообще задавать информацию о возбудителе и регуляторе возбуждения. Номера $N_{\text{сист}} = 0, 1, 2 \dots 6$ условно привязаны к определенным системам возбуждения (таблица 1.4);

E_{qe-} , E_{qe+} – минимальное и максимальное значение ЭДС E_{qe} , пропорциональной напряжению возбуждения. Равенство нулю E_{qe-} и E_{qe+} означает отсутствие ограничений по напряжению возбуждения;

T_v – постоянная времени возбудителя (с);

K_{if} – коэффициент регулирования по току ротора.

	О.Е.	Добавить / Изменить		Шрифт	Согласовать с УР			
Генераторы		РС	РВ	Возбудители		СД	Форсировка	
	N	Nф	Nсист	Tв	Eqe+	Eqe-	Eq+	Eq-
	5			0.400	2.000	-1.200	2.000	0.600
	8			0.400	2.000	-1.200	2.000	0.600
	10			0.040	2.000	-1.200	2.000	0.600

Рисунок 2.14 – Исходные данные по возбудителям

2.5.2 Ввод параметров моделей автоматического регулятора частоты вращения турбины

В таблице «Регуляторы скорости» приняты следующие обозначения [6]:

N – номер узла, соответствующий номеру узла генератора с регулятором скорости;

Статизм – коэффициент статизма регулятора скорости (%); Зона – зон «нечувствительности» регулятора скорости (%);

Тоткр – постоянная времени регулятора скорости на открытие клапанов турбины(с);

Тзакр – постоянная времени регулятора скорости на закрытие клапанов турбины (с);

P_{т min}, P_{т max} – ограничения по мощности турбины (%); T_{по} – постоянная времени паровых объемов (с).

Ω	О.Е.	Добавить / Изменить	Шрифт	Согласовать с УР				
Генераторы	РС	РВ	Возбудители	СД	Форсировка			
N	Статизм	Зона	Тоткр	Тзакр	Pтmin	Pтmax	Dпо	Tпо
5	5.00	0.50	1.500	0.500		300.00	0.70	1.500
8	5.00	0.50	1.500	0.500		200.00	0.70	1.500
10	5.00	0.50	1.500	0.500		200.00	0.70	1.500

Рисунок 2.15 – Исходные данные по регуляторам скорости

2.5.3 Ввод данных модели асинхронного двигателя

В таблице приняты следующие обозначения [6]: Тип – номер типа асинхронного двигателя;

Вид – параметр Вид (Вид = 1 или Вид = 2). В рамках ВКР рекомендуется применять ДХН - 1 (параметр Вид 1).

T_{дв} – механическая постоянная инерции асинхронного двигателя вместе с приводимым механизмом [с];

Das – доля активной мощности, потребляемой асинхронными двигателями в суммарной активной нагрузке узла в нормальном режиме;

$\cos\varphi$ – номинальный коэффициент мощности АД;

$K_{заг}$ – коэффициент загрузки, т.е. отношение номинальной мощности механизма к номинальной мощности двигателя;

$M_{ст}$ – статический момент сопротивления (в долях полного момента сопротивления на валу) в долях номинального;

Ориентировочные значения статического момента сопротивления механизма $M_{ст}$:

- турбокомпрессоры 0.1,
- поршневые компрессоры 1.0,
- мельницы, дробилки 1.0,
- насосы 0.5,
- нефтеперекачка 0.4,
- нефтяные качалки 1.0,
- кустовые насосы 0.9,
- вентиляторы 0.15–0.2.

$M_{трөг}$ – дополнительный момент сопротивления, возникающий при трогании асинхронного двигателя, в долях его номинального момента [о.е.]. Значение $M_{трөг}$ обычно невелико, задается в пределах 0.01–0.05 в долях номинального;

K_m – показатель степени в выражении, аппроксимирующем зависимость реактивной мощности холостого хода от напряжения. Рекомендуется принимать $K_m = 4$;

$U_{дв}/U_{ном}$ – номинальное напряжение на шинах двигателей (в среднем по нагрузке узла) в долях номинального;

$M_{мах}$ – максимальный момент в долях номинального; $M_{пуск}$ – пусковой момент в долях номинального; $I_{пуск}$ – пусковой ток в долях номинального;

$S_{дв ном}$ – номинальное скольжение двигателя [%];

$Sr/R_{ст}$ – в модели ДХН-1 (параметр Вид =1), Sr – скольжение [%] в кусочно-линейной аппроксимации $X_k(S)$, начиная с которого вводится учет вытеснения тока в роторе. Рекомендуемое значение $Sr/R_{ст} = 70\%$.

СХН		ДХН														
	Тип	Вид	Тдв	Дас	Cos(φ)	Кзаг	Ист	Мтрог	Кн	Удв/Ун	Ммах	Мпуск	Ипуск	Сдвном	Sr/Rст	
		1	1	2.329	0.960	0.900	0.700	0.100	0.100	4.000	1.000	2.300	0.950	6.000	0.600	70.000
		2	1	2.934	0.960	0.801	0.900	0.100	0.100	4.000	1.000	2.400	0.800	5.200	0.500	70.000
		3	1	1.556	0.960	0.900	0.850	0.500	0.100	4.000	1.000	2.500	1.300	6.500	0.900	70.000
		4	1	30.462	0.960	0.840	0.700	0.100	0.100	4.000	1.000	2.200	1.100	5.500	1.000	70.000
		5	1	16.176	0.960	0.790	0.900	0.100	0.100	4.000	1.000	2.200	1.300	6.000	0.800	70.000
		6	1	15.681	0.960	0.870	0.600	0.100	0.100	4.000	1.000	2.500	1.200	7.000	1.100	70.000
		7	1	15.542	0.960	0.830	0.500	0.100	0.100	4.000	1.000	2.500	0.700	5.700	0.530	70.000
		8	1	8.304	0.960	0.860	0.700	0.100	0.100	4.000	1.000	2.200	1.300	6.500	0.900	70.000
		9	1	0.957	0.960	0.600	0.700	0.500	0.100	4.000	1.000	2.200	1.100	5.500	0.790	70.000
		10	1	0.791	0.960	0.800	0.600	1.000	0.100	4.000	1.000	2.200	1.300	6.500	0.800	70.000
		11	1	23.230	0.960	0.800	0.700	1.000	0.100	4.000	1.000	2.200	1.300	6.000	1.000	70.000

Рисунок 2.16 – Исходные данные по двигателям

2.6 Проверка самозапуска двигателей собственных нужд

В процессе эксплуатации на шинах с.н. возможны кратковременные понижения или даже полное исчезновение напряжения на время перерыва питания, что не должно приводить к расстройству технологического процесса электростанции. Для этого необходимо, чтобы электродвигатели ответственных механизмов, затормозившиеся при нарушении нормального питания, вновь развернулись до нормальной частоты вращения, т.е., чтобы состоялся самозапуск электродвигателей с.н.

Рассмотрим различные ситуации исчезновения или перерыва напряжения в следующей последовательности:

1. Короткое замыкание на маломощном электродвигателе (вентилятор горячего дутья, узел 17);
 2. Короткое замыкание на секции с.н. (шина 4);
 3. Короткое замыкание внутри ТСН при срабатывании дифференциальной защиты этого трансформатора;
 4. Короткое замыкание внутри ТСН при отказе дифференциальной защиты и срабатывании МТЗ на стороне ВН;
 5. Включение питания на остановленных двигателях при отказе АВР.
- Время срабатывания защит берется из пункта 2.7.

2.6.1 Короткое замыкание на маломощном электродвигателе

Логика автоматики формируется следующим образом. После возникновения короткого замыкания через 0,22 с. происходит срабатывание выключателя. На рисунке 2.17 показана сама автоматика.

Время перерыва питания определяется:

$$t_{\text{п.п}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в.откл}} = 0,22 \text{ с.},$$

где $t_{\text{з}} = 0,1 \text{ с}$ - время действия токовой отсечки;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

Стандартные АЛАР Программируемые													
	Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2	
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3			
		1		Время				1.000					
		1		Шунт	17				0.010				
		1	0.100	Шунт	17				-0.010				
		1	0.220	Отключить связь	17	12							

Рисунок 2.17 – Данные по автоматике для первого опыта

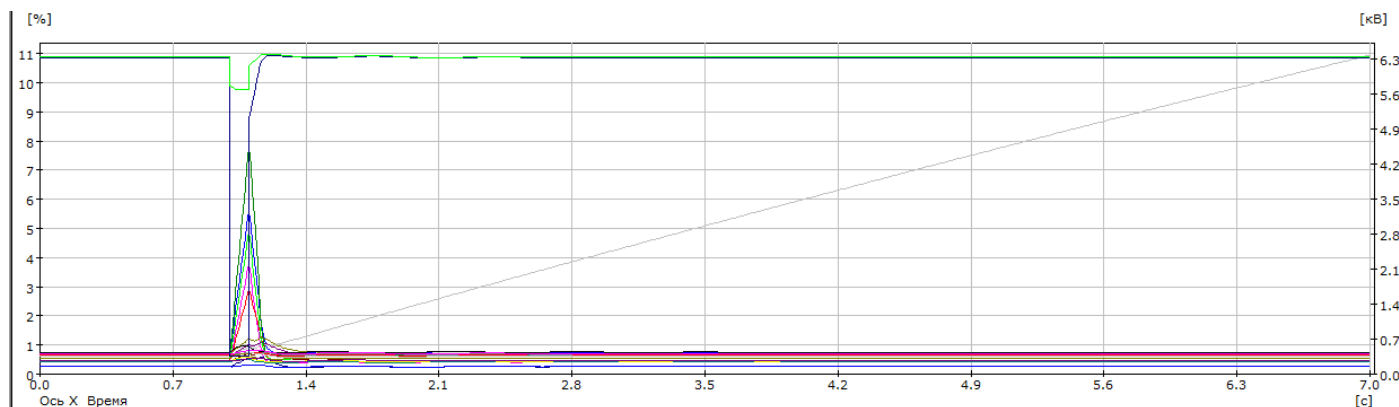


Рисунок 2.18 – Графики для первого опыта

Как видно из графика первого опыта, напряжение на секции выровнялось, отключенный двигатель со временем останавливается.

Так как допустимое время самозапуска электродвигателей составляет 20 с, то можно сказать, что самозапуск прошел успешно.

2.6.2 Короткое замыкание на секции с.н. (шина 4)

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{п.п}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в.откл}} + t_{\text{АВР}} = 2,22 \text{ с.},$$

где $t_{\text{з}} = 1,5 \text{ с}$ - время действия МТЗ;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{авр}} = 0,6 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3	
	4			Время				1.000			
	4			Шунт	12				0.010		
	4		1.620	Шунт	12				-0.010		
	4		1.620	Отключить связь	11	12					
	4		2.220	Включить связь	12	37					

Рисунок 2.19 – Данные по автоматике для второго опыта

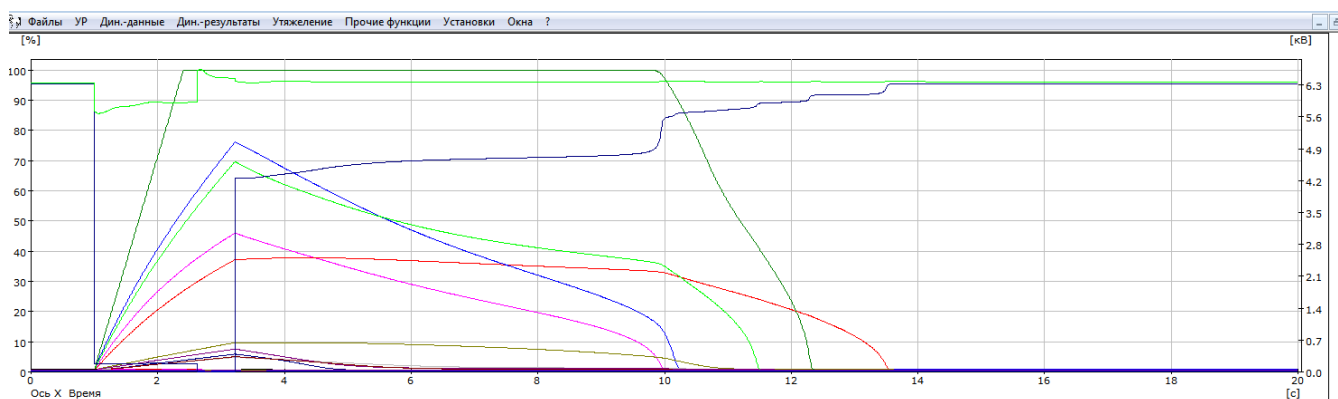


Рисунок 2.20 – Графики для второго опыта

Как видно из графика второго опыта, время возврата в нормальный режим работы составляет порядка 14,5 с. - это удовлетворяет условиям успешного самозапуска. Объяснить длительность процесса можно тем, что мощность некоторых единичных двигателей велика, из-за этого напряжение при самозапуске проседает, а это мешает другим двигателям раскрутиться, к тому некоторые двигатели успевают полностью остановиться, и их приходится раскручивать с скольжения равным 100%, то есть с полной остановки.

2.6.3 Короткое замыкание внутри ТСН при срабатывании дифференциальной защиты этого трансформатора

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{п.п}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в.откл}} + t_{\text{авр}} = 0,82 \text{ с.},$$

где $t_{\text{з}} = 0,1 \text{ с}$ - время действия дифференциальной защиты;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{авр}} = 0,6 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

	2	Время		1.000					
	2	Шунт	11			0.010			
	2	Шунт	11			-0.010			
	2	0.220 Отключить связь	9	11					
	2	0.220 Отключить связь	11	12					
	2	0.220 Отключить связь	11	13					
	2	0.820 Включить связь	12	37					
	2	0.820 Включить связь	13	38					

Рисунок 2.21 – Данные по автоматике для третьего опыта

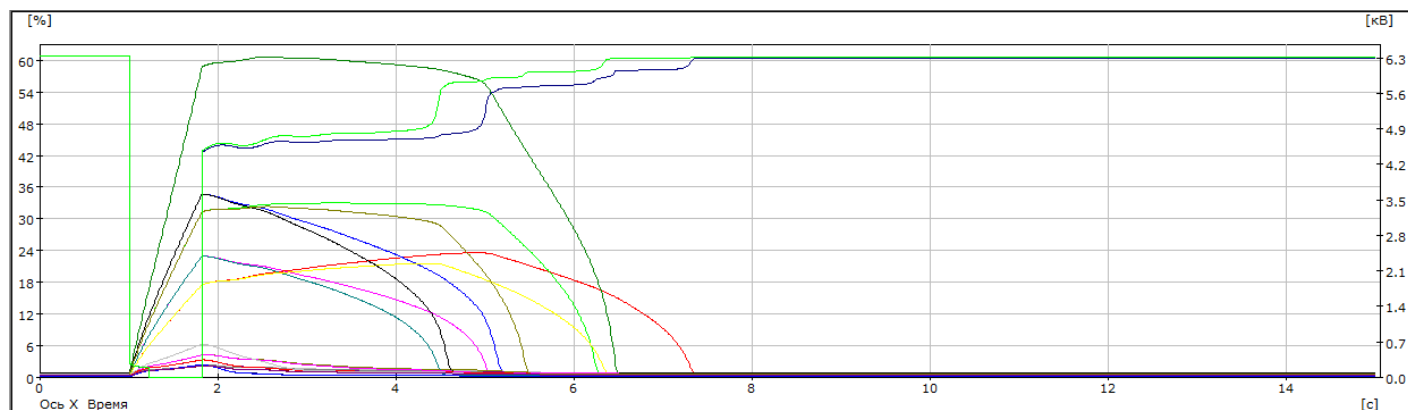


Рисунок 2.22– Графики для третьего опыта

Как видно из графика второго опыта, время возврата в нормальный режим работы составляет порядка 7,5 с, это удовлетворяет условиям успешного самозапуска.

2.6.4 Короткое замыкание внутри ТСН при отказе дифференциальной защиты и срабатывании МТЗ на стороне ВН

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{п.п}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в.откл}} + t_{\text{авр}} = 2,72 \text{ с.},$$

где $t_{\text{з}} = 2 \text{ с}$ - время действия МТЗ на ВН;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{авр}} = 0,6 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

	3	Время		1.000					
	3	Шунт	11			0.010			
	3	Шунт	11			-0.010			
	3	2.120 Отключить связь	9	11					
	3	2.120 Отключить связь	11	12					
	3	2.120 Отключить связь	11	13					
	3	2.720 Включить связь	12	37					
	3	2.720 Включить связь	13	38					

Рисунок 2.23 – Данные по автоматике для четвертого опыта

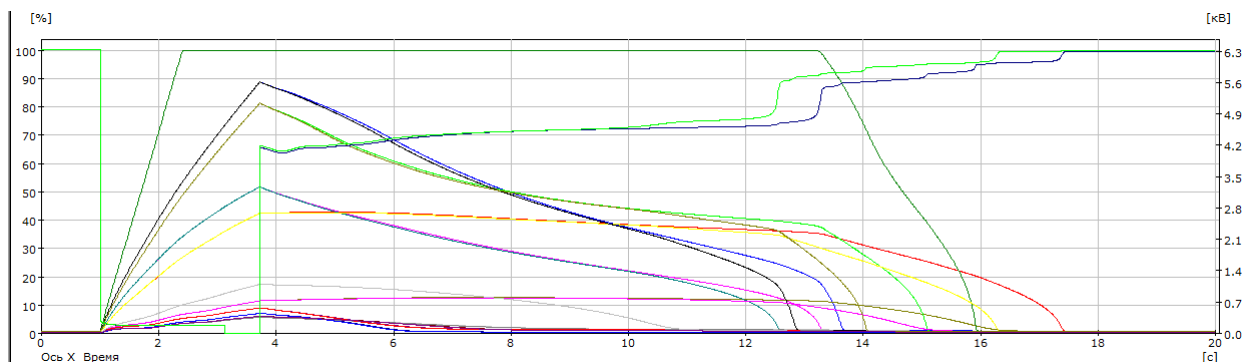


Рисунок 2.24— Графики для четвертого опыта

Как видно из графика второго опыта, время возврата в нормальный режим работы составляет порядка 17,5 с, это удовлетворяет условиям успешного самозапуска (20 сек.). Объяснить длительность процесса можно тем, что мощность некоторых единичных двигателей велика, из-за этого напряжение при самозапуске проседает, а это мешает другим двигателям раскрутиться, к тому же некоторые двигатели успевают полностью остановиться, и их приходится раскручивать с скольжения равным 100%, то есть с полной остановки.

2.6.5 Включение питание на остановленные двигатели при отказе АВР

	6		Время			1.000				
	6		Отключить связь	11	12					
	6		Отключить связь	11	13					

Рисунок 2.25 – Данные по автоматике для полной остановки всех двигателей

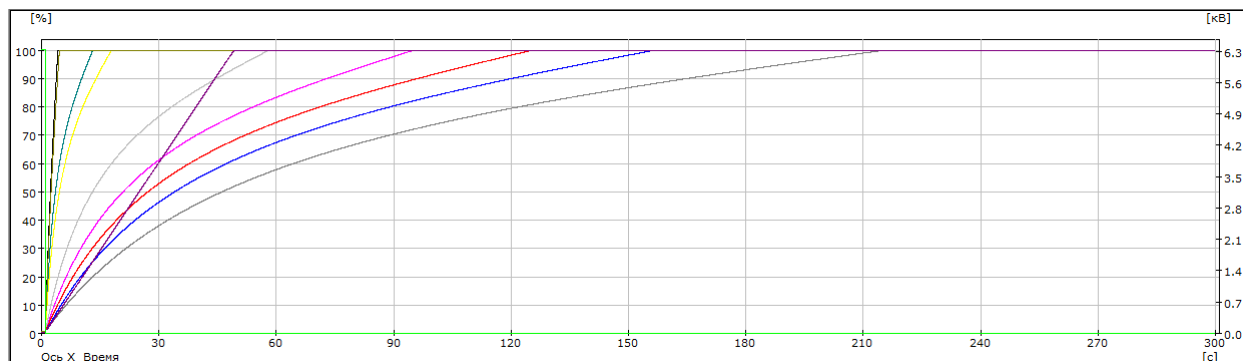


Рисунок 2.26 – График полной остановки всех двигателей

Из графика видно, что после прерывания питания все двигатели остановились время, примерно равное 220 с.

В первую очередь будем запускать наиболее важные агрегаты, такие как питательные, циркуляционные и конденсационные насосы. Затем будем запускать уже менее мощные агрегаты.

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка
		T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1
	5		Время				1.000
	5		Отключить связь	11	12		
	5		Отключить связь	11	13		
	5		Отключить связь	12	14		
	5		Отключить связь	12	15		
	5		Отключить связь	12	16		
	5		Отключить связь	12	17		
	5		Отключить связь	12	18		
	5		Отключить связь	12	19		
	5		Отключить связь	12	20		
	5		Отключить связь	12	21		
	5		Отключить связь	12	22		
	5		Отключить связь	12	23		
	5		Отключить связь	12	24		
	5		Отключить связь	13	26		
	5		Отключить связь	13	27		
	5		Отключить связь	13	28		
	5		Отключить связь	13	29		
	5		Отключить связь	13	30		
	5		Отключить связь	13	31		
	5		Отключить связь	13	32		
	5		Отключить связь	13	33		
	5		Отключить связь	13	34		
	5		Отключить связь	13	35		
	5	220.000	Включить связь	12	37		
	5	220.000	Включить связь	13	38		
	5	225.000	Включить связь	12	14		
	5	230.000	Включить связь	13	26		
	5	245.000	Включить связь	12	15		
	5	250.000	Включить связь	13	27		
	5	265.000	Включить связь	12	16		
	5	275.000	Включить связь	13	28		
	5	295.000	Включить связь	12	17		
	5	320.000	Включить связь	13	29		
	5	345.000	Включить связь	12	18		
	5	360.000	Включить связь	13	30		
	5	375.000	Включить связь	12	19		
	5	400.000	Включить связь	13	31		
	5	430.000	Включить связь	12	20		
	5	460.000	Включить связь	13	32		
	5	500.000	Включить связь	12	21		
	5	520.000	Включить связь	13	33		
	5	540.000	Включить связь	12	22		
	5	595.000	Включить связь	13	34		
	5	610.000	Включить связь	12	23		
	5	630.000	Включить связь	13	35		
	5	665.000	Включить связь	12	24		

Рисунок 2.27– Данные по автоматике для пятого опыта

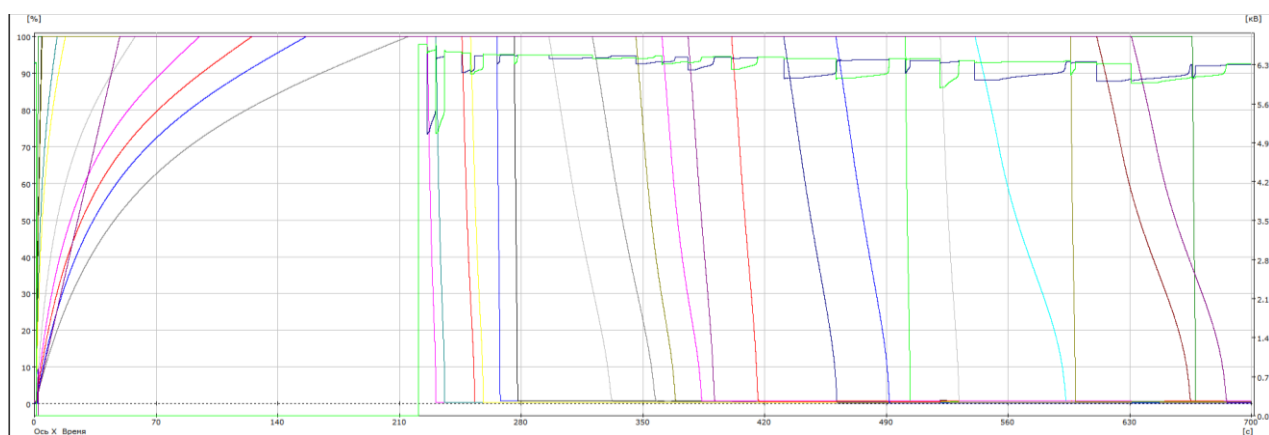


Рисунок 2.28– Графики для пятого опыта

В данном опыте эмитировался отказ автоматического включения резерва (АВР), то есть автоматика не сработала и персонал вручную начитает запуск двигателей. В первую очередь были запущены самые важные и одновременно наиболее мощные двигатели, такие как двигатель для питательных насосов и циркуляционных насосов. И далее по степени важности. Самозапуск двигателей в среднем составил порядка 20 с, существуют нормы для каждого класса мощности, для исследуемого блока норма 20 с. Удалось войти в данные нормативы.

2.7 Структура релейной защиты рабочего ТСН

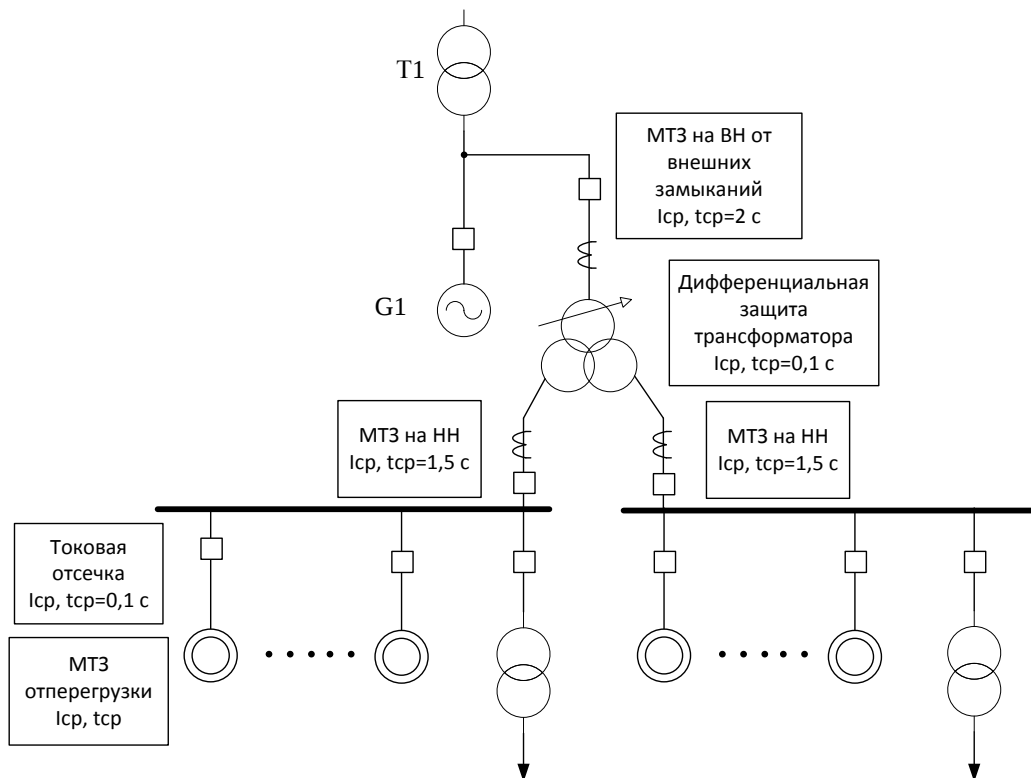


Рисунок 2.29– Структура релейной защиты рабочего ТСН

Токовая отсечка - мгновенно действующая токовая защита, селективность действия которой по отношению к защитам смежных участков достигается выбором тока срабатывания $I_{сз}$ большим максимального тока внешнего короткого замыкания $I_{кз.вн.мах}$. Работа защиты на защищаемом участке обеспечивается тем, что ток в линии увеличивается по мере приближения места повреждения к источнику питания. Время срабатывания токовой отсечки складывается из времени действия токового и промежуточного реле и составляет $t_{отс} = 0,04 - 0,06$ с.

При возникновении короткого замыкания в электрической системе в большинстве случаев возрастает ток до величины, значительно превосходящей максимальный рабочий ток. Защита, реагирующая на это возрастание, называется токовой. Токовые защиты являются наиболее простыми и дешевыми. Поэтому они широко применяются в сетях до 35 кВ включительно. Комплекты токовых защит устанавливаются со стороны питания линии для отключения выключателей 1, 2, 3. При повреждении на одном из участков сети

ток повреждения проходит через все реле. Если ток короткого замыкания больше тока срабатывания защит, эти защиты придут в действие. Однако, по условию селективности, сработать и отключить выключатель должна только одна максимальная токовая защита – ближайшая к месту повреждения.

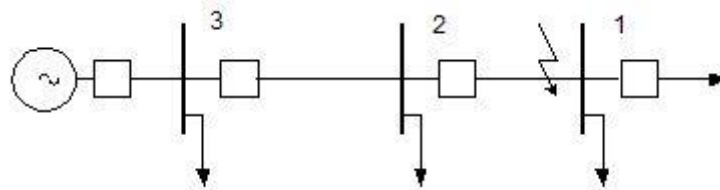


Рисунок 2.30 – Схема действия МТЗ

Дифференциальная защита применяется в качестве основной защиты трансформаторов при повреждениях их обмоток, на вводах и ошиновке. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается лишь на одиночно работающих трансформаторах 6300 кВА и выше, на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше и на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает защитное действие, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с. Дифференциальная защита основана на принципе сравнения величин токов в начале и в конце защищаемого участка, например и начале и конце обмоток силового трансформатора, генератора и т. п. В частности, участок между трансформаторами тока, установленными на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, считается защищаемой зоной.

Глава 3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ БЫТОВОГО ПОМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Проектирование ВЭС в Томской области является целесообразно. Благодаря тому, что мы живём в достаточно ветряном районе, и здесь преобладают постоянные ветра (а ветер неисчерпаемый источник энергии и при его преобразовании нет вредных выбросов в окружающую среду).

3.1 Элементы автономного электроснабжения ветроустановкой

Автономная ВЭС состоит из следующих элементов: ветрогенератор, инвертор, аккумуляторная батарея и блок управления и преобразования электроэнергии предназначенный для накопления выработанной ветровой электроустановкой электрической энергии в ее аккумуляторных батареях с последующим ее преобразованием из напряжения 12В постоянного тока, в напряжение переменного тока 220В – посредством «инвертора».

Блок управления, также дает возможность контролировать и управлять процессом зарядки батарей, мощностью электрогенератора и прочее. [16]

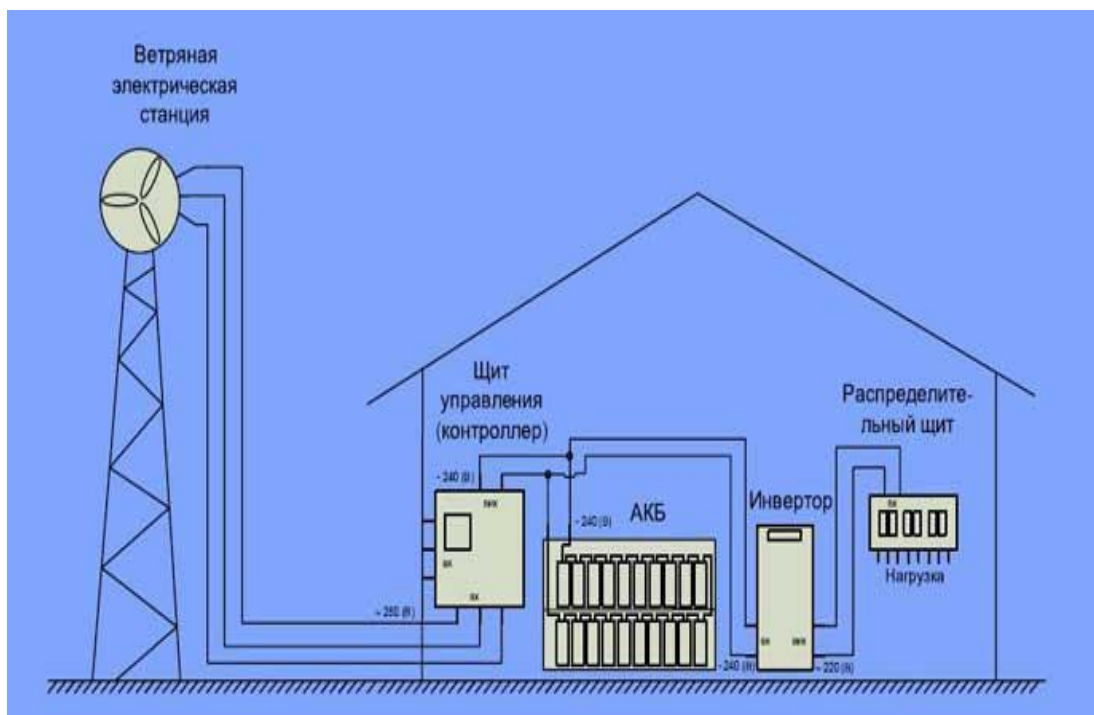


Рисунок 3.1 - Схема автономной ветроэлектростанции

Аккумуляторы:

В наших помещениях могут присутствовать перерывы в использовании электроэнергии, поэтому аккумуляторы будут накапливать электроэнергию.

Помимо того аккумуляторы будут являться своеобразным «буфером» между генератором и инвертором. Их задача будет состоять в стабилизации и выпрямлении напряжения.

Инвертор:

Для максимального потребления электроэнергии в пиковые моменты, можно установить инвертор определенной мощности. Он сможет обеспечить постоянную нагрузку и пусковые токи.

Ветрогенератор:

1. Лопасты турбины
2. Ротор
3. Направление вращения лопастей
4. Демпфер
5. Ведущая ось
6. Механизм вращения лопастей
7. Электродгенератор
8. Контроллер вращения
9. Анемоскоп и датчик ветра
10. Хвостовик Анемоскопа
11. Гондола
12. Ось электродгенератора
13. Механизм вращения турбины
14. Двигатель вращения
15. Мачта

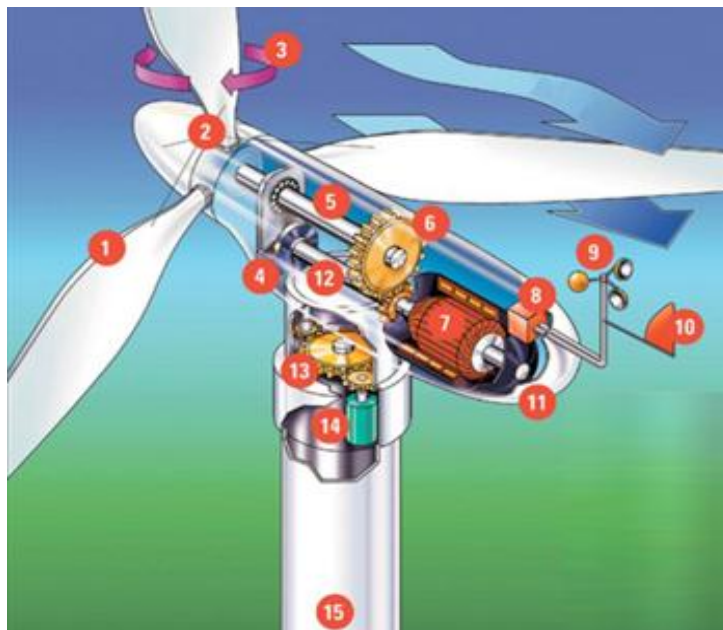


Рисунок 3.2 – Устройство ветрогенератора

3.2 Принцип работы ВЭС

Все ветроэлектростанции работают по одному принципу: преобразуют линейную скорость ветра в угловую скорость вращения оси ветрогенератора. Генератор ветроэлектростанции преобразует вращательное движение в электроэнергию.

Направленный поток воздуха вращает лопасти ротора. Затем ротор передает вращение на генератор, который подает выработанное электричество через контроллер на аккумуляторы. Инвертор преобразует электричество в пригодное для использования.

Для промышленной ветроэлектростанции все аналогично, только присутствуют системы слежения за направлением и скоростью ветра, которая направляет лопасти в сторону ветра и прекращает их работу в случае превышения допустимых скоростей, системы слежения за состоянием ветрогенератора и системы защиты от молний.

3.3 Виды испытаний ВЭС

ВЭС подвергаются следующим основным видам испытаний:

- приемосдаточным;
- периодическим;
- типовым;
- испытаниям на надежность.

На приемосдаточные испытания ВЭС предъявляют с сопроводительной документацией в установленном на предприятии-изготовителе порядке. Испытаниям подвергается каждая ВЭС с целью определения возможности ее приемки и поставки. В объем испытаний входит проверка комплектности, соответствия изделия конструкторской документации, проверка консервации и упаковки, сопротивления изоляции и электрической прочности. Результаты проверок оформляются протоколом.

Периодические испытания проводят с целью контроля качества ВЭС, стабильности технологического процесса производства в период между предшествующими и очередными испытаниями и подтверждения возможности продолжения изготовления ВЭС и их приемки. Периодические испытания проводит комиссия, назначенная руководством предприятия-изготовителя с участием Заказчика.

Комплектация выбранных для испытаний образцов производится по методу случайных чисел в соответствии с ГОСТ 18231. При обнаружении несоответствия ВЭС требованиям ТУ производится приостановка поставок, анализ причин и устранение дефектов, а также повторные испытания на удвоенном количестве образцов. При положительных результатах повторных испытаний приемка и отгрузка ВЭС возобновляется.

Если повторные испытания дают отрицательный результат с обнаружением несоответствий требованиям ТУ, то всю партию ВЭС бракуют.

Типовые испытания проводят с целью оценки эффективности и целесообразности изменений, вносимых в конструкцию ВЭС. В программу типовых испытаний должны входить проверки характеристик и параметров, на

которые могли повлиять изменения, вносимые в конструкцию и технологию изготовления ВЭС со времени предыдущих испытаний.

Результаты типовых испытаний оформляются актом, на основании которого принимается решение о целесообразности серийного производства ВЭС с внесенными конструктивными или технологическими изменениями.

Испытания на надежность проводятся с целью контроля показателей надежности на соответствие требованиям ТУ с определением возможности продолжения серийного выпуска ВЭС.

Контрольные испытания на надежность должны проводиться в рамках программы периодических и типовых испытаний, а также как самостоятельные испытания ВЭС в летний период наблюдений за местностью, где установлена ВЭС.

Экстремальные условия должны учитываться при конструировании и в процессе сертификационных испытаний.

К характеристикам экстремальных условий относят:

- максимальную скорость ветра;
- максимальную величину ледовой нагрузки;
- повреждения от ударов града;
- предельные значения температуры;
- воздействие грозových разрядов;
- сейсмические воздействия.

3.4 Роза ветров

Роза ветров - векторная диаграмма, характеризующая режим ветра в данном месте по многолетним наблюдениям.

Векторная диаграмма, характеризующая режим ветра в данном пункте, с длинами лучей, расходящихся от центра в разных направлениях относительно стран света, пропорциональными времени действия ветра в этих направлениях.

На рисунке представлена роза ветров Томского района, рассмотрение которой позволяет сделать следующие выводы: преобладающими в Томске являются южные ветра. Наименьшую длительность ветров имеют ветра северо-западного направления.

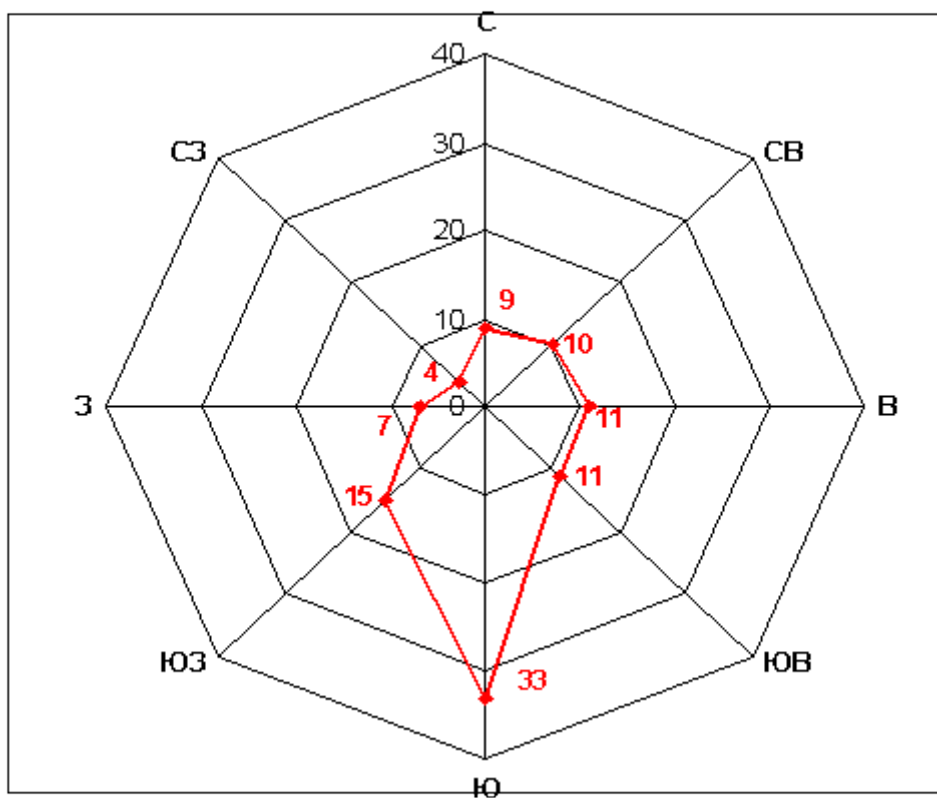


Рисунок 3.3 - Роза ветров Томского района

Для полноты описания ветровых условий места построения ВЭС необходимо также определить продолжительность действия ветра в различных направлениях. Представляет интерес также анализ максимальных значений скорости ветра (двухсекундные величины).

Результаты измерений среднемесячных значений скорости ветра с использованием среднечасовых наблюдений за период 2009 по 2013 г. приведены в таблице:

Таблица 3.1 - Среднемесячные скорости ветра в период с 2011-2015 г.

Месяц	Год наблюдения				
	2011	2012	2013	2014	2015
январь	4,0	3,28	3,98	3,21	3,98

февраль	4,15	4,2	4,16	3,58	4,41
март	4,4	3,29	4,02	3,42	4,19
апрель	4,0	2,9	4,08	2,76	3,61
май	3,75	3,57	4,02	3,81	4,62
июнь	2,4	2,82	3,26	3,4	4,11
июль	- 2,35	2,9	3,15	2,88	4,02
август	2,65	3,2	3,35	2,49	3,17
сентябрь	3,65	3,6	3,11	2,56	3,15
октябрь	4,25	3,58	3,89	2,63	3,4
ноябрь	3,35	2,75	3,72	3,21	4,4
декабрь	3,9	3,8	5,33	2,87	3,49
Среднегодовая V_r , м/с	3,59	3,32	3,84	3,07	3,88

Из таблицы следует, что метеостанции за 5 лет непрерывных измерений зарегистрировали среднегодовую скорость на уровне 16-18м. от земли равную 3,15 м/с, а на высоте 33м. за два года наблюдений - 3,86 м/с.

3.5 Требования, предъявляемые к выбору места размещения ВЭС

Выбор мест размещения ВЭС должен производиться в районах с благоприятными ветровыми условиями, обеспечивающими экономическую целесообразность использования энергии ветра.

Наиболее благоприятными местами считаются возвышенные и равнинные участки, места, близкие к морским побережьям, долинам больших рек и водоемов.

Следует избегать мест с вогнутой формой рельефа, а также мест вблизи леса, и производственных объектов, которые могут помешать беспрепятственному подходу воздушных масс к ветроустановке.

При этом необходимо обратить особое внимание на исключение помех на пути ветра в направлениях, несущих преобладающую часть энергии.

Проект должен предусматривать размещение ВЭС на огражденной территории, недоступной для посторонних лиц. В противном случае должно быть предусмотрено возведение ограждения вокруг ветроагрегата, причем

входная дверь ограждения должна быть закрыта на замок, и на ней, а также на башне ветроагрегата должны быть установлены предупреждающие плакаты техники безопасности.

Место для сооружения ветроустановок должно находиться вне отведенной территории расположения железных дорог и автомобильных трасс, линий электропередач, магистральных газопроводов, кабельных и водопроводных трасс.

Ветроустановки не должны устанавливаться на пути основных трасс перелетных птиц, а также размещаться вблизи их массовых гнездовий.

3.6 Выбор ветроустановки

Рассчитываем методом коэффициента использования светового потока систему общего искусственного люминесцентного освещения бытового помещения длиной A , шириной B , высотой H . В помещении требуется освещенность 250 лк. Высота рабочей поверхности h_p . [7]

Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами, м:

H – высота помещения;

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

h_p – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_p$ – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью.

Таблица 3.2 – Параметры помещения

Этажность, кол-во	A , м	B , м	H , м	h_p , м
2	15	9	4,2	0,9

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ШОД, $\lambda = 1,3$. Приняв $h_c = 0,2$ м, получаем

$$h = H - h_c - h_p = 4,2 - 0,2 - 0,9 = 3,1 \text{ м};$$

$$L = \lambda \cdot h = 1,3 \cdot 3,1 = 4,03 \text{ м};$$

$$L/3 = 1,34 \text{ м}.$$

L – расстояние между соседними светильниками или рядами, l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 10 светильников типа ШОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,228 м, шириной 0,284 м, высотой 0,155 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 30 см. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $n = 40$.

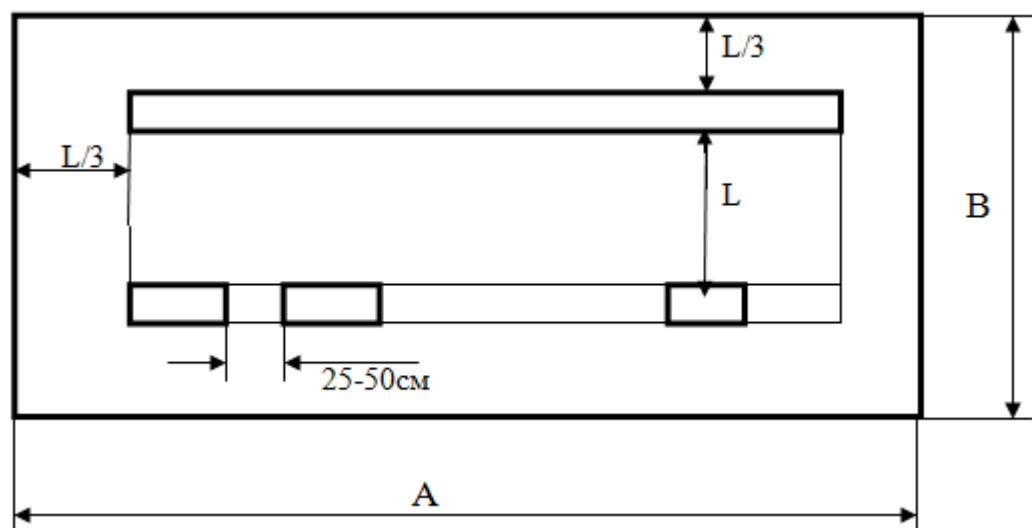


Рисунок 3.4 - План помещения и размещения светильников

Выбираем лампу – ЛД 40 Вт с потоком 1960 Лм.

Определяем электрическую мощность осветительной установки для одного этажа: $P = 40 \cdot 40 = 1600$ Вт.

Определяем суммарную электрическую мощность осветительной установки для двух этажей: $P_{расч} = 1600 \cdot 2 = 3200$ Вт.

Электрическая мощность осветительной установки вместе с освещением в лестничных пролетах: $\sum P_{расч} = 3500$ Вт.

Исходя из полученных расчётов, выводим необходимую мощность генератора с учётом дополнительной нагрузки на приборы подключаемые к сети в здании и резервной мощности.

$$P_{г.} = \sum P_{расч} + 100\% = 3,5 + 100\% = 7 \text{ кВт}$$

По найденной мощности генератора, выбираем необходимую нам ветроустановку: Ветрогенератор 10 кВт/240V компании «Energy Stock», г. Мурманск.

Таблица 3.3 - Техданные ветрогенератора.[17]

<i>Показатель</i>	<i>Значение</i>
Страгивание	2,5 м/с
Рабочий диапазон	3-25 м/с
Материал лопастей	армированное стекловолокно с защитным покрытием
Диаметр ротора	8 м
Вес ветрогенератора	360 кг
Подшипники на валу	NSK, Япония
Подшипник вертикальный	токосъёмный
Крепления мачты	фланец
Гарантия	1 год

Таблица 3.4 - Конфигурация и цена полного комплекта [17]

<i>Модуль</i>	<i>Цена</i>
Ветрогенератор 10 кВт/240V	414 000 руб.
Контроллер TGWS100-240	95 600 руб.
Инвертор PI 10000 Вт (240В)	105 000 руб.
АКБ AGM 12v, 200Ач 20 шт.	264 000 руб.

3.7 Мощность вырабатываемая на ВЭУ в реальных условиях

Расчет производится по формуле , представленной ниже. [18]

$$P = \xi \cdot \pi \cdot R^2 \cdot 0,5 \cdot V^3 \cdot \rho \cdot \eta_{\text{ред}} \cdot \eta_{\text{ген}}$$

Где,

ξ - коэффициент использования энергии ветра (в номинальном режиме для быстроходных ветряков достигает максимум $\xi_{\text{max}} = 0,4 \div 0,5$), безмерная величина

R - радиус ротора, единица измерения - м

V - скорость воздушного потока, единица измерения - м/с

ρ - плотность воздуха, единица измерения - кг/м³

$\eta_{\text{ред}}$ - КПД редуктора, единица измерения - проценты

$\eta_{\text{ген}}$ - КПД генератора, единица измерения - проценты

Для следующих данных:

$$\xi = 0,45$$

$$R = 4 \text{ м}$$

$$V = 9 \text{ м/с (по состоянию на 22.04.2016, время 19:00)}$$

$$\rho = 1,32 \text{ кг/м}^3 \text{ (по состоянию на 22.04.2016, время 19:00)}$$

$$\eta_{\text{ред}} = 0,9$$

$$\eta_{\text{ген}} = 0,85$$

Рассчитываем:

$$P = \xi \cdot \pi \cdot R^2 \cdot 0,5 \cdot V^3 \cdot \rho \cdot \eta_{\text{ред}} \cdot \eta_{\text{ген}} = 0,45 \cdot \pi \cdot 16 \cdot 0,5 \cdot 729 \cdot 1,32 \cdot 0,9 \cdot 0,85 = 8321 \text{ (Вт)}$$

Как видно из результата, мощности вполне хватит для обеспечения помещения бесперебойным электроснабжением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы рассмотрены основные задачи проектирования конденсационной электростанции (КЭС) установленной мощностью 700 МВт на основании исходных данных с заданными параметрами.

Выполняя данную работу, мы научились комплексно рассматривать проблему проектирования новых объектов, а также ознакомились с принципиальным строением электростанции типа КЭС. При этом использовались для решения тех или иных вопросов комплекс знаний, полученный из различных учебных курсов, на занятиях, а также в процессе выполнения типовых расчетов, домашних заданий, лабораторных работ. Был получен опыт в работе с технической литературой, ГОСТ, справочниками и т.п.

На начальном этапе проектирования, после составления баланса мощностей, убедились, что данная электростанция выдает мощность, которая полностью покрывает мощность присоединенных потребителей.

В качестве расчетного присоединения был выбран блок генератор – двухобмоточный трансформатор с генераторным выключателем. Затем были определены токи в ветвях по продолжительным режимам и режимам КЗ, а уже по ним произведен выбор необходимых коммутационных аппаратов и токоведущих частей, после чего была спроектирована измерительная подсистема. Было выбрано оборудование, необходимое для исправной работы электростанции и обеспечения потребителей электроэнергией на двух классах напряжения. Произведены необходимые проверки выбранного оборудования, которые выполнены в полной мере.

Во втором разделе были рассмотрены режимы работы электродвигателей собственных нужд. Для мощности турбогенератора 200 МВт выбран состав механизмов собственных нужд, электрическая схема

собственных нужд, основной и резервный трансформатор собственных нужд. В программе «Мустанг» выполнено моделирование самозапуска двигателей на шинах собственных нужд при четырех различных видах коротких замыканий, а также включение питания на остановленные двигатели при отказе АВР. Для всех электродвигателей собственных нужд обеспечен успешный самозапуск.

В третьем разделе была спроектирована ВЭУ мощностью 10 кВт для автономного электроснабжения бытового помещения станции. Оборудование было выбрано российского производителя, так как зарубежные аналоги в условиях сложившейся экономической ситуации стоят намного дороже.

Поставленные в начале, задачи проектирования выполнены в полной мере – была спроектирована электрическая часть станции, которая удовлетворяет всем предъявляемым требованиям. Объект обладает высокими эксплуатационными характеристиками.

Раздел социальная ответственность содержит анализ вредных и опасных факторов производственной среды, в том числе пожары, приведены основные меры по подготовке к данному виду чрезвычайных ситуаций.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведен анализ конкурентных технических решений, разработан график проведения НИ, рассчитан бюджет научно-технического исследования и определена его ресурсоэффективность.

Данная выпускная квалификационная работа очень важна с учебной точки зрения, с помощью него было рассмотрено много теоретического материала и получены знания в области проектирования электрической части электростанций. Выполненная работа также имеет и практическое значение, хоть мы и не рассматривали подробно экономическую составляющую, но при этом рассчитывали оборудование удовлетворяющее заданные условия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие. – 5-е изд., стер. – СПб.: БВХ-Петербург, 2014. – 608 с.: ил. – (Учебная литература для вузов)
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
3. Правила устройства электроустановок ПУЭ: Утв. Мин.топлива и энергетики РФ. – 7-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 1999. – 79 с.
4. Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. и др. Электрическая часть электростанций. Под ред. С.В. Усова. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. - 616 с.
5. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Елгина Г.А. Режимы работы и эксплуатации электрооборудования электрических станций: учебное пособие. Томский политехнический университет – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 80 с.
6. Вайнштейн Р.А., Шестакова В.В., Коломиец Н.В.. Программные комплексы в учебном проектировании электрической части электростанций: учебное пособие / – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 123 с.
7. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. –
8. Безопасность жизнедеятельности/Под ред. С.В. Белова.- М.: Высшая школа, 1999.- 430 с.
9. Еремин В.Г., Сафронов В.В., Схиртладзе А.Г., Харламов Г.А. Обеспечение безопасности жизнедеятельности в машиностроении. Учебное пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп.-М.: Машиностроение, 2002.- 400 с.

10. Охрана труда в машиностроении: Учебник для машиностроительных вузов / Под ред. Е.Я. Юдина, С.В. Белова – 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Машиностроение, 1983.– 432 с.
11. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. – М.: Энергоатомиздат, 1984.- 824 с.
12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - СПб.: Изд-во ДЕАН, 2003.-304 с.
13. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями и дополнениями). – СПб.: Издательство ДЕАН, 2004.-208 с.
14. Егоров П.Т., Шляхов И.А., Алабин Н.И. Гражданская оборона.– М.: Высшая школа, 1977.- 395с.
15. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
16. <http://electricalschool.info/energy/1043-rabota-i-konstruktivnye-osobennosti.html> (дата обращения:05.04.16)
17. <http://energystock.ru/> (дата обращения:20.03.16)
18. <http://alternativenergy.ru/raschet-vetrogeneratora.html> (дата обращения:15.04.16)
19. Инфо-бухгалтер. Взносы в государственные внебюджетные фонды [Электронный ресурс]: офиц. сайт. 2006. URL: <http://www.ib.ru/law/4299> (дата обращения 11.04.2016)

Приложение А - Программный расчет режима максимальных нагрузок

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Режим максимальных нагрузок :

$P_{ат} = 40.00000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = 9.77876 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 41.17796 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН !

Режим максимальных нагрузок, ремонтный:

$P_{ат} = 80.00000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = 19.55752 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 82.35591 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН !

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим минимальных нагрузок:

$P_{ат} = 68.80000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = 30.62960 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 75.31011 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН !

Режим минимальных нагрузок, ремонтный:

$P_{ат} = 137.60000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = 61.25920 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = 150.62021 \text{ МВА}$

! Знак "+" соответствует перетоку мощности с РУ СН на РУ ВН !

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим максимальных нагрузок, послеаварийный:

$P_{ат} = -56.00000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -49.71670 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -74.88491 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Режим максимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный:

$P_{ат} = -112.00000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -99.43340 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -149.76982 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

----- Расчет перетоков мощности через один автотрансформатор связи -----

Дата:

Режим минимальных нагрузок, послеаварийный:

$P_{ат} = -119.20000 \text{ МВт}$

$Q_{ат} = -85.88234 \text{ МВАр}$

$S_{ат} = -146.91636 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Режим минимальных нагрузок, послеаварийный, ремонтный:

$P_{aT} = -238.40000 \text{ МВт}$

$Q_{aT} = -171.76468 \text{ МВАр}$

$S_{aT} = -293.83271 \text{ МВА}$

! Знак "-" соответствует перетоку мощности с РУ ВН на РУ СН !

Приложение Б - Протокол расчетов, выполненных с помощью программы GTCURR

Кафедра Электрических станций МЭИ, программа GTCURR

Расчет для данных из файла work.tzk при S б = 1000. MBA

Номер эл-та	Обозначение элемента	Исходные параметры элемента	Расчетные параметры R,о.е. X,о.е. E,о.е.		
1	Генератор G1	P ном = 300. МВт X" = .295 о.е. T a = .509 с COS(FI) = .85	.0052	.836	1.182
2	Генератор G2	P ном = 200. МВт X" = .300 о.е. T a = .392 с COS(FI) = .85	.0104	1.275	1.186
3	Генератор G3	P ном = 200. МВт X" = .300 о.е. T a = .392 с COS(FI) = .85	.0104	1.275	1.186
4	Трансформ. T1	S ном = 400. MBA U к = 11.5 % P кз = 300. кВт	.0019	.287	
5	Трансформ. T2	S ном = 250. MBA U к = 11.0 % P кз = 207. кВт	.0033	.440	
6	Трансформ. T3	S ном = 250. MBA U к = 11.0 % P кз = 207. кВт	.0033	.440	
7	Автотранс. AT1	S ном = 399. MBA U вс = 9.0 % U вн = 60.0 % U сн = 48.0 % P вс = 250. кВт P вн = 125. кВт P сн = 105. кВт	.0001 -.0037 .0005	.218 -7.180 1.026	
8	Автотранс. AT2	S ном = 399. MBA U вс = 9.0 % U вн = 60.0 % U сн = 48.0 % P вс = 250. кВт P вн = 125. кВт P сн = 105. кВт	.0001 -.0037 .0005	.218 -7.180 1.026	
9	Линия L	l = 340.0 км X = .331 Ом/км R = .1200 Ом/км U ср.ном = 230.0 кВ Число цепей 2.	.3856	1.064	
10	Система C	S ном = 5200. MBA X с = 1.000 о.е. Куд = 1.800	.0137	.192	1.000

КЗ 1 в узле со средним номинальным напряжением 230.0 кВ

Элем.	R экв,оe	X экв,оe	T a, с	I по, кА	i уд, кА
5				2.45	7.28
6				2.45	7.28
7				3.25	7.52
8				3.25	7.52
КЗ	.247E-01	.441	.569E-01	11.4	29.6

Токи в ветвях

Элем.	Уср.ном.	T a, с	I по, кА	I уд, кА
-------	----------	--------	----------	----------

1	230.	.261	4.55	12.6
2	230.	.131	1.57	4.27
3	230.	.131	1.57	4.27
10	230.	.178E-01	3.73	8.28

КЗ 2 в узле со средним номинальным напряжением 15.8 кВ

Элем. R экв, ое X экв, ое T а, с I по, кА i уд, кА

3			32.3	83.3
6			50.5	141.
КЗ	.122E-01	.443	.116	82.8
				224.

Токи в ветвях

Элем.	Уср. ном.	T а, с	I по, кА	I уд, кА
1	15.8	.546	50.5	141.
2	15.8	.836E-01	7.80	20.8
3	15.8	.836E-01	7.80	20.8
10	15.8	.205E-01	16.8	38.5