


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.В. Коваленко


« 10 » июня 2016 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – "Электроэнергетика и электротехника"

«РАСЧЁТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 220 кВ
И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОТПАЕЧНОЙ ПОДСТАНЦИИ»

Руководитель

 10.06.16

Выпускник

АСУ-10.06.2016

доцент

О.П. Халезина

А.В. Аришин

Красноярск 2016


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.В. Коваленко

« 22 » сентября 2015г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Красноярск 2015

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу
студента направления подготовки 140400.62 «Электроэнергетика и
электротехника» профиля 140400.62.00.05 «Электроэнергетические
системы и сети» очной формы обучения
АРИШИНА Александра Владимировича
«Расчет и анализ режимов работы районной электрической сети
220кВ и проектирование отпаечной подстанции»

1. Исходные данные:
 - 1.1. Ситуационный план районной сети.
 - 1.2. Величины максимальных нагрузок, категории электроприёмников.
2. Содержание разделов:
 - 2.1. Выбор эскиза сети на базе натуральных показателей.
 - 2.2. Выбор основного оборудования районной эл. сети 220кВ.
 - 2.3. Техничко-экономический расчет схемы сети. Оценка надежности схемы и перспективы развития энергорайона.
 - 2.4. Проектирование подстанции 32 МВ·А:
 - 2.4.1. Выбор схемы распределительных устройств.
 - 2.4.2. Выбор оборудования: основного, коммутирующего.
 - 2.4.3. Расчет технико-экономических показателей.
 - 2.5. Расчет и анализ характерных УР и перспективы развития энергорайона с точки зрения загрузки питающей сети 220кВ, запаса пропускной способности ЛЭП и подстанций.
 - 2.6. Выбор устройств регулирования напряжения:
 - 2.6.1. Выбор отвления РПН трансформатора.
 - 2.6.2. Выбор устройств групповой компенсации реактивной мощности в целях регулирования напряжения и выравнивания коэффициента мощности районной эл. сети.

Графическая часть:

1. Схема электрических соединений районной эл.сети.
2. Схема замещения с результатами расчета характерных УР.
3. Принципиальная схема электрических соединений подстанции 220/10кВ.
4. Результаты ТЭР: основные технико-экономические показатели.
5. Схема включения БСК на подстанции 220кВ. Таблица технических характеристик применяемых БСК.

Руководитель ВКР
Заведующий кафедрой ЭС и ЭЭС
22.12.2015г.

Халезина О. П.
Коваленко И. В.

Таблица 1 – Исходные данные об источниках питания и пунктах потребления ЭЭ

Данные	Источники питания и пункты потребления ЭЭ					
	Баланс. узел	п/ст 1	п/ст 2	п/ст 3	п/ст 4	п/ст 5
$\frac{P_{\max}}{\cos \varphi}, \frac{Mвт}{o.e.}$		$\frac{80,0}{0,85}$	$\frac{110}{0,85}$	$\frac{70,0}{0,80}$	$\frac{100}{0,93}$	$\frac{60,0}{0,93}$
$\frac{x}{y}, \frac{см}{см}$	$\frac{9,5}{13}$	$\frac{5,0}{12}$	$\frac{6,5}{13}$	$\frac{5,5}{16}$	$\frac{9,0}{15}$	$\frac{12}{15}$
Категория ЭП	I	II	II	II	II	II

Минимальная нагрузка ЭП составляет 60% от максимальной, заданной в таблице 1.

Продолжительность использования максимальной мощности $T_{\max} = 6400$ ч.

Ситуационный план районной сети задан в таблице 1 координатами в масштабе 1 см. – 50 км.

Таблица 2 – Токи короткого замыкания

Ток КЗ на высшей стороне	Ток КЗ на низшей стороне
$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$
1,956	23,345

Содержание

Введение	7
1 Выбор эскиза сети на базе натуральных показателей	8
1.1 Составление баланса активной и реактивной мощностей	8
1.2 Определение суммарной мощности компенсирующих устройств и величины расчётных нагрузок подстанций	10
1.3 Составление вариантов схем соединений сети	11
1.4 Приближённый расчёт потокораспределения. Выбор номинального напряжения	12
1.5 Сравнение вариантов схем ЭС по натуральным показателям и выбор наилучшего	21
2 Выбор основного оборудования РЭС	22
2.1 Выбор сечения проводников ЛЭП методом экономической плотности тока	22
2.2 Выбор силовых трансформаторов на подстанциях	24
2.3 Выбор схемы распределительного устройства НН	25
2.4 Выбор коммутирующего оборудования	26
2.4.1 Выбор выключателей	26
2.4.2 Выбор разъединителей	32
2.4.3 Выбор сборных шин и ошинок	33
2.4.4 Выбор измерительных трансформаторов	35
2.4.5 Выбор трансформатора собственных нужд	38
3 Техничко-экономический расчёт схемы сети	40
4 Расчёт и анализ характерных УР и перспективы развития энергорайона с точки зрения загрузки питающей сети 220 кВ, запаса пропускной способности ЛЭП и подстанции	44
4.1 Составление эквивалентной схемы замещения ЭС	44
4.2 Определение расчётных нагрузок в различных режимах	46
4.3 Расчёт установившихся режимов на ЭВМ и анализ результатов расчётов	47
4.4 Выбор ответвлений РПН трансформаторов	48
4.5 Оценка надёжности схемы сети и перспективы развития энергорайона	52
5 Выбор устройств регулирования напряжения	57
5.1 Регулирование напряжения в сетях генераторами электрических станций	58
5.2 Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации	59
5.3 Регулирование напряжения изменением сопротивления сети	63
5.4 Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности	65
5.5 Сравнение способов регулирования напряжения	68
Заключение	71

Список использованных источников	72
ПРИЛОЖЕНИЕ А Файл исходных данных для расчёта нормального максимального режима сети в программе «REGIM»	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Файл исходных данных для расчёта нормального минимального режима сети в программе «REGIM»	75
ПРИЛОЖЕНИЕ В Файл исходных данных для расчёта послеаварийного режима сети без дополнительных КУ в программе «REGIM»	76
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Файл исходных данных для расчёта послеаварийного режима сети с учётом дополнительных КУ в программе «REGIM»	77
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Результаты расчёта нормального максимального режима сети в программе «REGIM»	78
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Результаты расчёта нормального минимального режима сети в программе «REGIM»	79
ПРИЛОЖЕНИЕ Ё Результаты расчёта послеаварийного режима сети без дополнительных КУ в программе «REGIM»	80
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Результаты расчёта послеаварийного режима сети с учётом дополнительных КУ в программе «REGIM»	81
ПРИЛОЖЕНИЕ З Принципиальная схема электрических соединений РЭС...	82
ПРИЛОЖЕНИЕ И Принципиальная схема электрических соединений подстанции 220/10 кВ	83
ПРИЛОЖЕНИЕ К Схема замещения РЭС с результатами РУР	84
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Основные технико-экономические показатели РЭС	85
ПРИЛОЖЕНИЕ М Принципиальная схема подключения УКРМ1-10,5	86

Введение

Районная электрическая сеть (далее РЭС) является важнейшим связующим объектом между генерирующими источниками и электропотребителями. Поэтому к РЭС предъявляются многочисленные требования, чтобы обеспечить нормальный режим работы электропотребителей и энергоблоков на станциях.

Характерным показателем эффективности использования РЭС являются технико-экономические показатели, а также оптимальный режим работы сети. Определение мероприятий для получения оптимального режима работы существующей РЭС задача крайне трудоёмкая. Но на стадии проектирования данная задача решается существенно проще ввиду лёгкости применения технических решений и организационных мероприятий. Также необходимо применять современные решения ввиду долгой эксплуатации РЭС, чтобы поддерживать высокие показатели эффективности работы. Одним из простых и современных решений является использование номинального напряжения, равного 220 кВ, которое позволяет существенно повысить передаваемую мощность, снижает потери мощности и напряжения и т.д.

Расчёт и анализ работы проектируемой РЭС позволяет определить такие места, которые необходимо устранить для обеспечения нормального режима работы сети.

Огромную роль в РЭС играют подстанции (далее ПС), которые непосредственно связывают электропотребителей с источниками питания трансформацией. Так же, как и к РЭС, к ПС предъявляются многочисленные требования, поэтому важно правильно спроектировать подстанцию, чтобы обеспечить её работу даже при тяжёлой аварии.

Для решения обозначенных проблем необходимо использовать знания, полученные при изучении многих дисциплин. Также необходимо использовать большое количество опыта, накопленного в учебной литературе по соответствующим дисциплинам. Крайне важно, чтобы принятые решения соответствовали нормативно-технической документации и стандартам ОАО «Россети».

1 Выбор эскиза сети на базе натуральных показателей

1.1 Составление баланса активной и реактивной мощностей

В данной работе баланс мощностей составляется только для режима наибольших активных и реактивных нагрузок, принимая допущения, что потребление наибольших нагрузок у всех потребителей РЭС происходит одновременно. Источники питания должны покрывать всю суммарную нагрузку потребителей [1, с. 14]:

Определим суммарную мощность всех подстанций, МВт:

$$P_{n/cm\Sigma} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 = 80,0 + 110 + 70,0 + 100 + 60,0 = 420. \quad (1.1.1)$$

Суммарные потери активной мощности в сети принимаются ориентировочно равными 6 – 8 % суммарной активной мощности подстанций [1, с. 14]. Примем их равными 7 % суммарной активной мощности подстанций, МВт:

$$\Delta P_{T\Sigma} + \Delta P_{W\Sigma} = 0,070 \cdot P_{n/cm\Sigma} = 0,070 \cdot 420 = 29,4. \quad (1.1.2)$$

Необходимый резерв активной мощности принимаем приближённо равным 10 % от суммарной активной мощности подстанций [1, с. 14], МВт:

$$P_{рез\Sigma} = 0,10 \cdot P_{n/cm\Sigma} = 0,10 \cdot 420 = 42,0. \quad (1.1.3)$$

Определим величину небаланса по активной мощности в РЭС, МВт:

$$P_{нб} = P_{Г} - P_{H\Sigma} = 0 - (420 + 29,4 + 42,0) = -491,4. \quad (1.1.4)$$

Так как $P_{нб} < 0$, следовательно, проектируемая РЭС является дефицитной по активной мощности, и недостающая в РЭС мощность будет поступать от балансирующей станции [1, с. 14].

Баланс реактивной мощности для проектируемой РЭС, Мвар:

$$Q_{ист} + Q_{ку} \geq Q_{n/cm\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma} + Q_{рез\Sigma}. \quad (1.1.5)$$

Величину реактивной мощности, поступающей от станции $\Delta Q_{ист}$, следует определить по небалансу активной мощности в РЭС $P_{нб}$ и коэффициенту мощности $\cos \varphi_{ист} = 0,90 \div 0,95$, которым запланирована выдача мощности с шин источников [1, с. 15], Мвар:

$$Q_{уст} = P_{нб} \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_{уст})) = 491,4 \cdot tg(\arccos 0,930) = 194,2 ; \quad (1.1.6)$$

Определим реактивную мощность подстанции 1, Мвар:

$$Q_1 = P_1 \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_1)) = 80,0 \cdot tg(\arccos 0,85) = 49,6 ; \quad (1.1.7)$$

Для оставшихся подстанций реактивная мощность определяется так же, как и для первой, результаты в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта реактивной мощности подстанций

№ подстанции (п/ст)	P_i , МВт	$\cos \varphi_i$, о.е.	Q_i , Мвар
1	80,0	0,85	49,6
2	110	0,85	68,2
3	70,0	0,80	52,5
4	100	0,93	39,5
5	60,0	0,93	23,7

Найдём суммарную реактивную мощность подстанций, Мвар:

$$Q_{n/cm \Sigma} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 = 49,6 + 68,2 + 52,5 + 39,5 + 23,7 = 233,5. \quad (1.1.8)$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторах. Они приблизительно равны 10 % от полной мощности нагрузок [1, с. 15], Мвар:

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 0,10 \cdot S_{n/cm \Sigma} = 0,10 \cdot 480,5 = 48,05., \quad (1.1.11)$$

где $S_{n/cm \Sigma}$ - модуль суммарной полной мощности подстанций, МВ·А:

$$S_{n/cm \Sigma} = \sqrt{P_{n/cm \Sigma}^2 + Q_{n/cm \Sigma}^2} = \sqrt{420^2 + 233,5^2} = 480,5. \quad (1.1.12)$$

Резерв реактивной мощности принимаем приближённо равным 10 % от реактивной мощности всех подстанций [1, с. 14], Мвар:

$$\Delta Q_{рез \Sigma} = 0,100 \cdot Q_{n/cm \Sigma} = 0,100 \cdot 233,5 = 23,35. \quad (1.1.13)$$

Вычислим суммарную реактивную нагрузку РЭС, Мвар:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{н\Sigma} &= Q_{n/cm \Sigma} + \Delta Q_{рез \Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma} - \Delta Q_{T\Sigma} = \\ &= 233,5 + 23,35 + 48,05 = 304,9. \end{aligned} \quad (1.1.14)$$

В данном случае полагаем, что все линии РЭС работают в режиме натуральной мощности. Значит можно принять, что потери реактивной мощности в линиях равны генерируемой в линиях реактивной мощности.

Из (1.1.5), учитывая (1.1.14), определим мощность компенсирующих устройств, обеспечивающих баланс реактивной мощности, Мвар:

$$Q_{ку} \geq \Delta Q_{н\Sigma} - Q_{ист} ; \quad (1.1.15)$$

$$Q_{ку} \geq 304,9 - 194,2 ; \quad (1.1.16)$$

$$Q_{ку} \geq 110,7 ; \quad (1.1.17)$$

1.2 Определение суммарной мощности компенсирующих устройств и величины расчётных нагрузок подстанций

Значение коэффициента мощности энергосистемы при передаче мощности по воздушным линиям 110-220 кВ по режиму максимальной расчётной выдачи активной мощности принимаем равным $\cos\varphi_{ЭС}=0,95$ [1, с. 15].

Определим с учётом этого требуемую мощность компенсирующих устройств (КУ) на первой подстанции, Мвар:

$$\begin{aligned} Q_{ку1} &= P_1 \cdot [tg(\arccos(\cos \varphi_1)) - tg(\arccos(\cos \varphi_{ЭС}))] = \\ &= 80,0 \cdot [tg(\arccos 0,85) - tg(\arccos(0,95))] = 23,3; \end{aligned} \quad (1.2.1)$$

Для оставшихся подстанций реактивная мощность КУ определяется так же, как и для первой, результаты в таблице 4. Исходя из полученных значений требуемой мощности компенсирующих устройств выбираем конденсаторные установки из каталога [2]. С учётом возможности установки на подстанциях двух трансформаторов с расщеплёнными обмотками количество КУ выбираем кратным 4. Результаты выбора КУ приведены в таблице 5.

Таблица 4 – Результаты расчёта требуемой мощности КУ

№ п/ст	Активная мощность, МВт	Коэффициент мощности, о.е.	Мощность КУ, Мвар
1	80,0	0,85	23,3
2	110	0,85	32,0
3	70,0	0,80	29,5
4	100	0,93	6,65
5	60,0	0,93	3,99

Таблица 5 – Результаты выбора КУ

№ п/ст	Тип конденсаторных установок	Номинальное напряжение КУ, кВ	Располагаемая мощность КУ, Мвар	Количество КУ, шт	Суммарная располагаемая мощность КУ, Мвар	Мощность ступени регулирования, квар
1	УКРМ1-10,5-3150-450К	10,5	3,150	8	25,20	450
2	УКРМ1-10,5-4050-450К	10,5	4,050	8	32,40	450
3	УКРМ1-10,5-4050-450К	10,5	4,050	8	32,40	450
4	УКРМ1-10,5-1800-450К	10,5	1,800	4	7,200	450
5	УКРМ1-10,5-1000-200К	10,5	1,000	4	4,000	200

Определим расчётную мощность первой подстанций с учётом установки компенсирующих устройств, МВ·А:

$$S_{n/cm1}^{расч} = P_1 + j(Q_1 - Q_{КУ\Sigma 1}^{расч}) = 80,0 + j(49,6 - 25,20) = 80,0 + j24,4 = 83,64 \angle 16,96^\circ; \quad (1.2.2)$$

Для оставшихся подстанций расчётная мощность определяется так же, как и для первой, результаты в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта требуемой мощности КУ

№ п/ст	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар	Суммарная располагаемая мощность КУ, Мвар	Расчётная мощность, МВ·А
1	80,0	49,6	25,20	80,0 + j24,4
2	110	68,2	32,40	110 + j35,8
3	70,0	52,5	32,40	70,0 + j20,1
4	100	39,5	7,200	100 + j32,3
5	60,0	23,7	4,000	60,0 + j19,7

1.3 Составление вариантов схем соединений сети

Каждый вариант должен предусматривать надёжное электроснабжение потребителей II категории по схеме с резервированием линий и понижающих трансформаторов 1, 2, 3, 4 и 5 подстанций [1, с. 17].

При построении эскизов схем соединений руководствуются следующими правилами:

- 1) использовать радиально-магистральную или смешанную конфигурацию сети;
- 2) следует избегать встречных потоков мощности в сети;
- 3) трассы линий от источников до пунктов потребления необходимо прокладывать по возможно короткому пути [1, с. 18].

Следуя приведённым указаниям, были составлены четыре варианта выполнения схемы сети, которые представлены на рисунке 1.

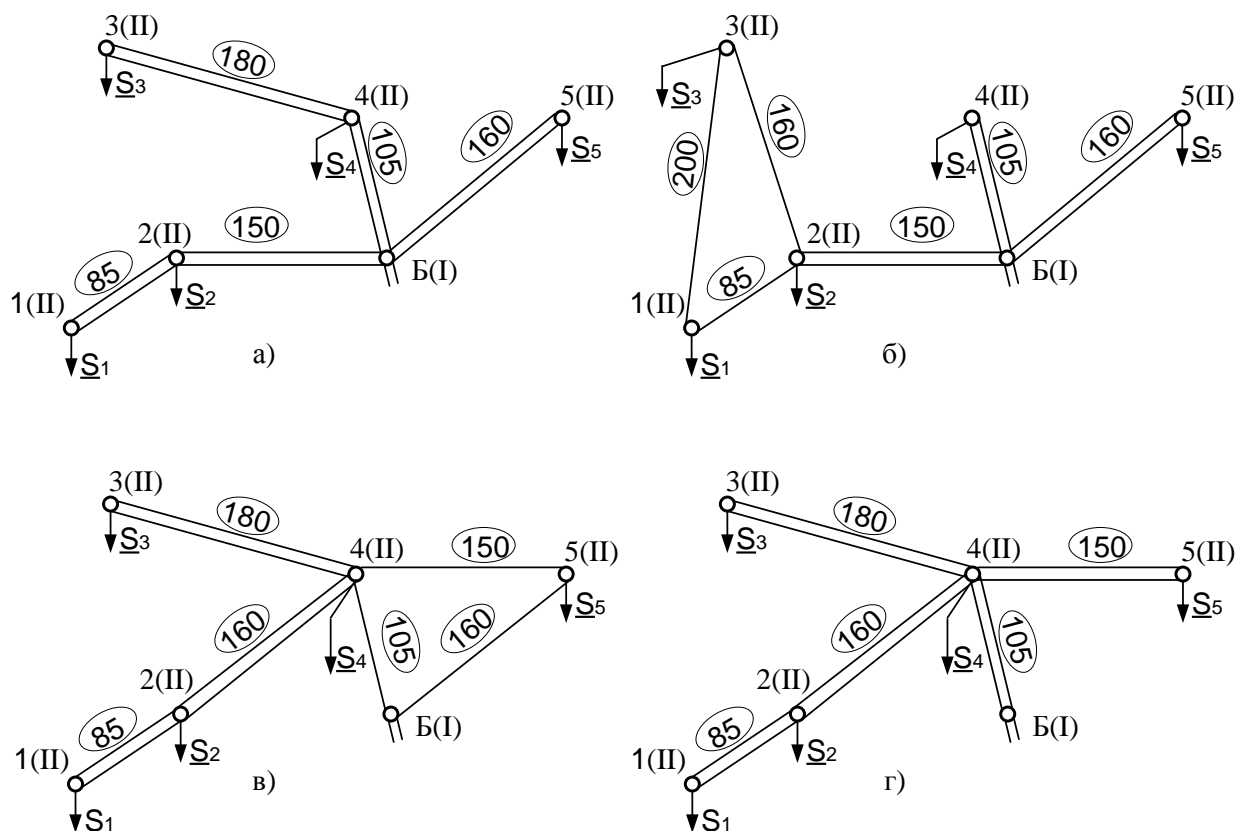


Рисунок 1 – Эскизы вариантов схем соединений ЭС (а, б, в, г – соответственно №1, №2, №3, №4 варианты).

1.4 Приближённый расчёт потокораспределения. Выбор номинального напряжения

Для правильного выбора номинальных напряжений и сечений проводов участков электрической системы (далее ЭС) необходимо оценить потокораспределение приближённо, со следующими допущениями:

1. Полученные после установки КУ нагрузки в узлах принимаем в качестве расчётных, при этом не учитываем потери в трансформаторах подстанций, ёмкостные мощности линий, примыкающих к узлам;

2. Балансирующая станции позволяет выдавать любую мощность, потребляемую ЭС, или потреблять выдаваемую;

3. Потокораспределение в ЭС определяем из условия постоянства напряжений во всех узлах сети, т.е. без учёта потерь мощности, по первому закону Кирхгофа для мощностей;

4. Расчёт потокораспределения в каждом варианте ЭС производим для максимальных нагрузок одновременно на всех подстанциях и наиболее тяжёлом послеаварийном режиме работы [1, с. 22].

Произведём расчёт потокораспределения и выберем номинальное напряжение для варианта схемы сети №1.

Определим потоки мощности ЭС (рис.1а.), МВ·А:

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_{n/cm1}^{расч} = 80,0 + j24,4 = 83,64 \angle 16,96^\circ; \quad (1.4.1)$$

$$\underline{S}_{Б2} = \underline{S}_{21} + \underline{S}_{n/cm2}^{расч} = 80,0 + j24,4 + 110 + j35,8 = 190 + j60,2 = 199,3 \angle 17,58^\circ; \quad (1.4.2)$$

$$\underline{S}_{43} = \underline{S}_{n/cm3}^{расч} = 70,0 + j20,1 = 72,83 \angle 16,02^\circ; \quad (1.4.3)$$

$$\underline{S}_{Б4} = \underline{S}_{43} + \underline{S}_{n/cm4}^{расч} = 70,0 + j20,1 + 100 + j32,3 = 170 + j52,4 = 177,9 \angle 16,41^\circ; \quad (1.4.4)$$

$$\underline{S}_{Б5} = \underline{S}_{n/cm5}^{расч} = 60,0 + j19,7 = 63,15 \angle 18,18^\circ, \quad (1.4.5)$$

где $\underline{S}_{n/cm1}^{расч}$, $\underline{S}_{n/cm2}^{расч}$, $\underline{S}_{n/cm3}^{расч}$, $\underline{S}_{n/cm4}^{расч}$, $\underline{S}_{n/cm5}^{расч}$ – расчётные полные мощности подстанций [с. 12, табл. 6].

Проверим правильность расчётов, МВ·А:

$$\underline{S}_{Б2} + \underline{S}_{Б4} + \underline{S}_{Б5} = \underline{S}_{n/cm1}^{расч} + \underline{S}_{n/cm2}^{расч} + \underline{S}_{n/cm3}^{расч} + \underline{S}_{n/cm4}^{расч} + \underline{S}_{n/cm5}^{расч}; \quad (1.4.6)$$

$$\begin{aligned} &190 + j60,2 + 170 + j52,4 + 60,0 + j19,7 = \\ &= 80,0 + j24,4 + 110 + j35,8 + 70,0 + j20,1 + 100 + j32,3 + 60,0 + j19,7; \end{aligned} \quad (1.4.7)$$

$$420 + j132,3 = 420 + j132,3. \quad (1.4.8)$$

Рассчитаем номинальные напряжения линий сети по формуле, выведенной Стиллом и преобразованной С.Н. Никогосовым [1, с. 23], кВ:

$$U_{21} = 16 \cdot 4 \sqrt{\frac{P_{21} \cdot L_{21}}{n_{у21}}} = 16 \cdot 4 \sqrt{\frac{80,0 \cdot 85,0}{2}} = 122,2, \quad (1.4.9)$$

где $L_{21}, n_{у21}$ – длина и число параллельных линий участка 1-2 по рисунку 1а, км, шт.; P_{21} – активная мощность из выражения (1.4.1). Для оставшихся участков номинальное напряжение определяется аналогично, и они представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Определение номинального напряжения участков сети

Участок ЛЭП	Поток активной мощности по участку, МВт	Длина участка, км	Число параллельных линий участка, шт	Расчётное напряжение линии, кВ	Номинальное напряжение линии, кВ
Б-2	190	150	2	174,8	220
Б-4	170	105	2	155,5	220
Б-5	60,0	160	2	133,2	220
1-2	80,0	85,0	2	122,2	220
3-4	70,0	180	2	142,5	220

Среднее погонное сопротивление для воздушной ЛЭП с номинальным напряжением 220 кВ $\underline{Z}_0 = 0,10 + j0,40$ Ом/км. Определим сопротивление ветви и потери напряжения в нормальном максимальном режиме участка 1-2, соответственно, Ом и кВ:

$$\underline{Z}_{21} = \frac{\underline{Z}_0 \cdot L_{21}}{n_{y21}} = \frac{(0,10 + j0,40) \cdot 85,0}{2} = 4,25 + j17,0; \quad (1.4.10)$$

$$\Delta U_{21}^{нмр} = \frac{P_{21} \cdot R_{21} + Q_{21} \cdot X_{21}}{U_{ном}} = \frac{80,0 \cdot 4,25 + 24,4 \cdot 17,0}{220} = 3,43. \quad (1.4.11)$$

Аналогично находятся сопротивления ветвей и потери напряжения в нормальном максимальном режиме других участков, которые представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Сопротивления ветвей и потери напряжения в нормальном максимальном режиме участков сети

Участок ЛЭП	Б-2	Б-4	Б-5	1-2	3-4
\underline{Z} , Ом	$7,50 + j30,0$	$5,25 + j21,0$	$8,00 + j32,0$	$4,25 + j17,0$	$9,00 + j36,0$
$\Delta U^{нмр}$, кВ	14,7	9,06	5,05	3,43	6,15

Рассчитаем суммарные потери напряжения до наиболее электрически удалённой точки 1 в нормальном максимальном режиме, кВ, %:

$$\Delta U_{\Sigma}^{нмр} = \Delta U_{Б2}^{нмр} + \Delta U_{21}^{нмр} = 14,7 + 3,43 = 18,13; \quad (1.4.12)$$

$$\delta U_{\Sigma\%}^{нмр} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{нмр}}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{18,13}{220} \cdot 100 = 8,24. \quad (1.4.13)$$

Полученное значение меньше 15 %, что является приемлемым [1, с. 25].

Определим суммарные потери напряжения до наиболее электрически удалённой точки 1 в послеаварийном режиме, предположив обрыв одной цепи наиболее загруженной линии Б-2 ($n_{y12} = 1$), при этом сопротивление и потери напряжения этой линии увеличится вдвое ($Z_{B2} = 15,0 + j60,0$ Ом, $\Delta U_{B2}^{n/a6} = 29,4$ кВ), тогда имеем, кВ, %:

$$\Delta U_{\Sigma}^{n/a6} = \Delta U_{B2}^{n/a6} + \Delta U_{21}^{nmp} = 29,4 + 3,43 = 32,83; \quad (1.4.14)$$

$$\delta U_{\Sigma\%}^{n/a6} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{n/a6}}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{32,83}{220} \cdot 100 = 14,9. \quad (1.4.15)$$

Полученное значение меньше 20 %, что является приемлемым [1, с. 25].

Приближённые расчёты потокораспределения, определение суммарных потерь напряжения до наиболее электрически удалённой точки для второго, третьего и четвёртого вариантов схемы сети проведены так же, как и для первого варианта. Результаты расчётов суммарных потерь напряжения до наиболее электрически удалённой точки представлены в пункте 1.5 таблице 10.

По результатам расчёта приближённого потокораспределения и потерь напряжения до электроудалённой точки для каждого варианта было установлено, что потери напряжения превышают максимально разрешённые. Поэтому схемы были преобразованы к следующему виду, в котором потери находятся в допустимых пределах (рисунок 2).

Для различных вариантов схем выбираем тип распределительного устройства для каждой подстанции. Составление схем электрических соединений необходимо для определения количества выключателей на стороне высшего напряжения. В соответствии с рекомендациями ФСК ЕЭС [3], в зависимости от числа присоединений на подстанциях определяется тип ОРУ проектируемой ЭЭС, которые представлены в таблице 9, например на тупиковой первой подстанции в первом варианте «Мостик с выключателями в перемычке и в цепях трансформаторов, с ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (далее – «Мостик»).

При расчётах принято, что на каждой подстанции, питающей электропотребителей II категории, установлено 2 трансформатора, а кол-во подходящих ВЛ на каждой подстанции равно 2.

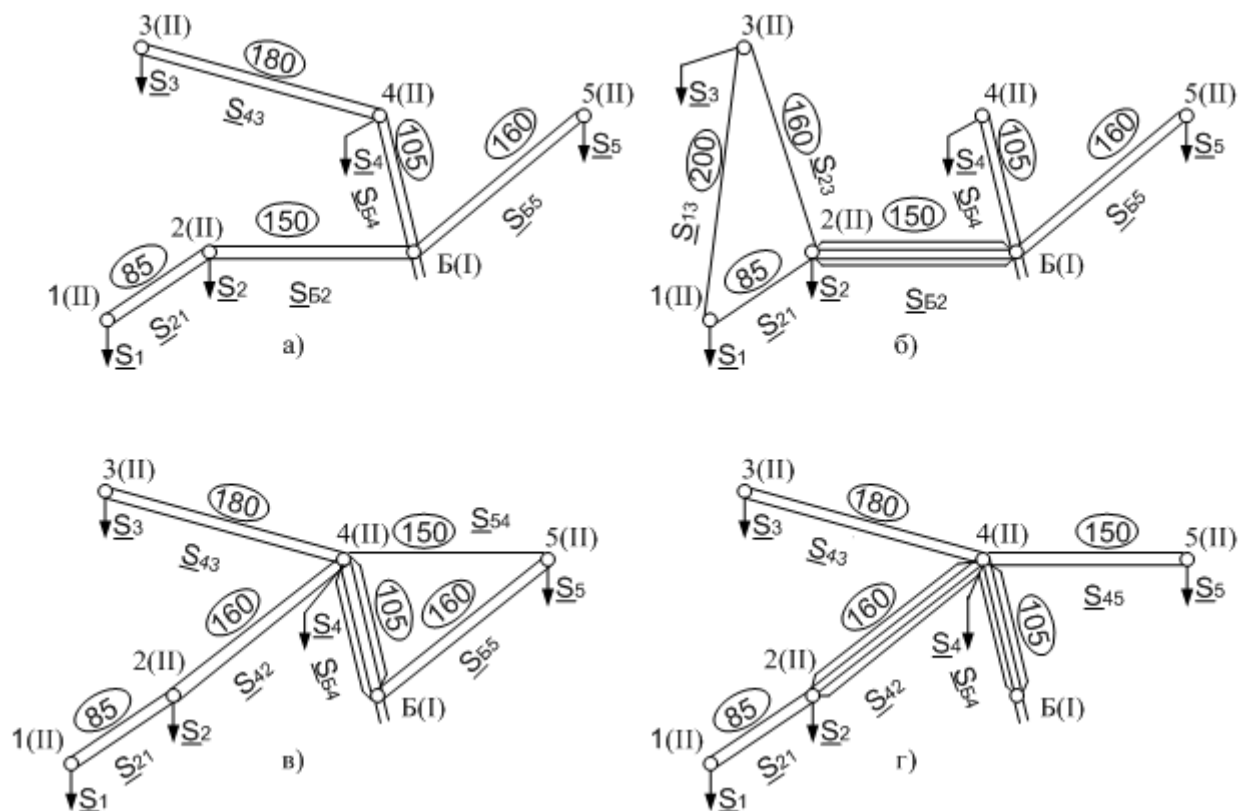


Рисунок 2 – Конечные эскизы вариантов схем соединений ЭС (а, б, в, г – соответственно №1, №2, №3, №4 варианты).

Таблица 9 — Типы ОРУ ВН на подстанциях

№ варианта	№ п/ст	Тип п/ст	Количество присоединений	Предварительный выбор схемы ОРУ	Маркировка схемы
1	1	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
	2	Ответвительная	4	«Мостик»	220-5АН
	3	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
	4	Ответвительная	4	«Мостик»	220-5АН
	5	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
2	1	Проходная	4	«Мостик»	220-5АН
	2	Узловая	6	«Две рабочие системы шин»	220-13
	3	Проходная	4	«Мостик»	220-5АН
	4	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
	5	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
3	1	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
	2	Ответвительная	4	«Мостик»	220-5АН
	3	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
	4	Узловая	11	«Две рабочие системы шин»	220-13
	5	Узловая	5	«Мостик»	220-5АН
4	1	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
	2	Узловая	8	«Две рабочие системы шин»	220-13
	3	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
	4	Узловая	14	«Две рабочие системы шин»	220-13
	5	Тупиковая	4	«Мостик»	220-5АН
Для всех вариантов	БУ	Узловая	4-8	«Две рабочие и обходная системы шин»	220-13Н

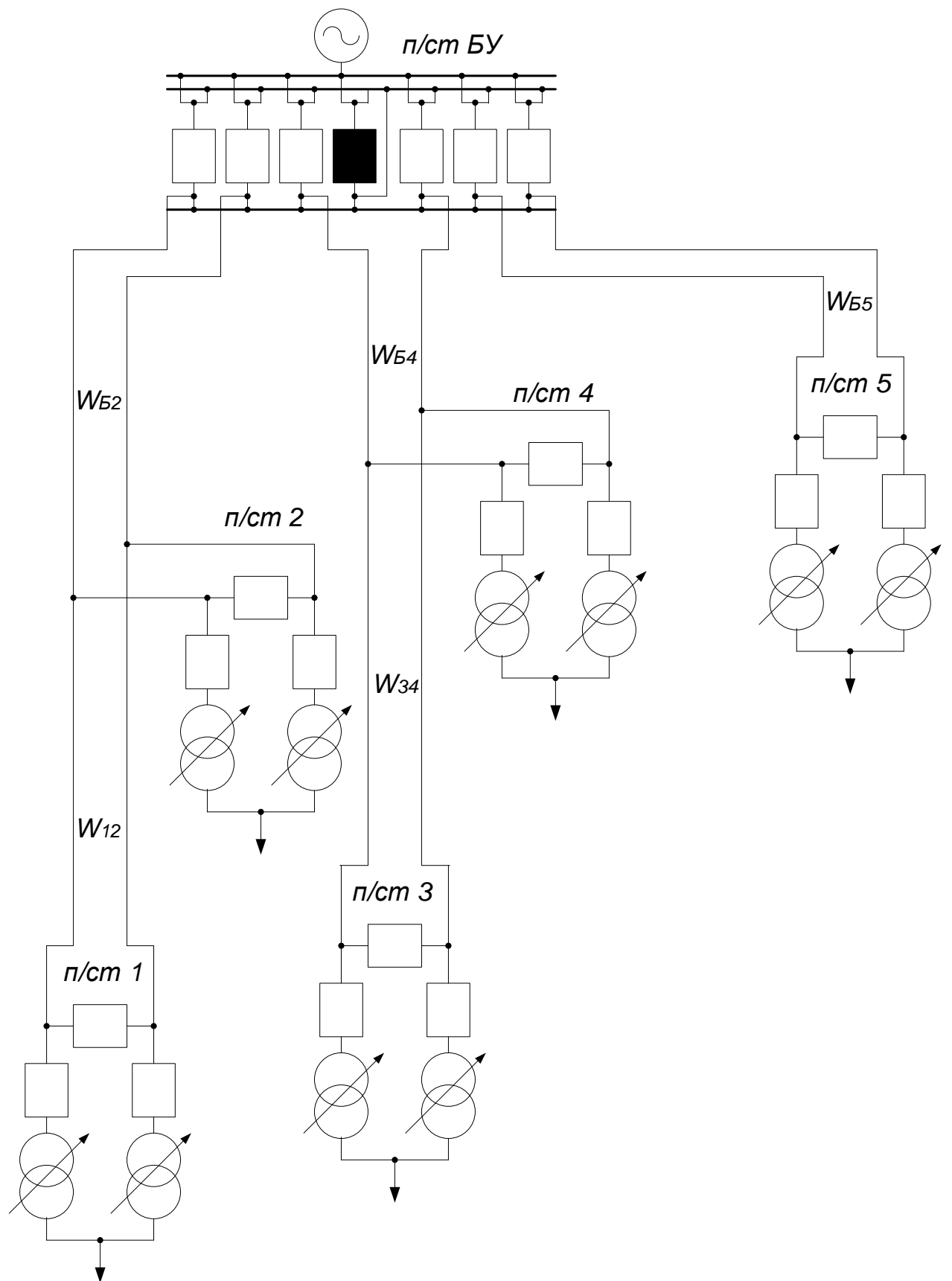


Рисунок 3— Принципиальная схема электрических соединений для эскиза №1

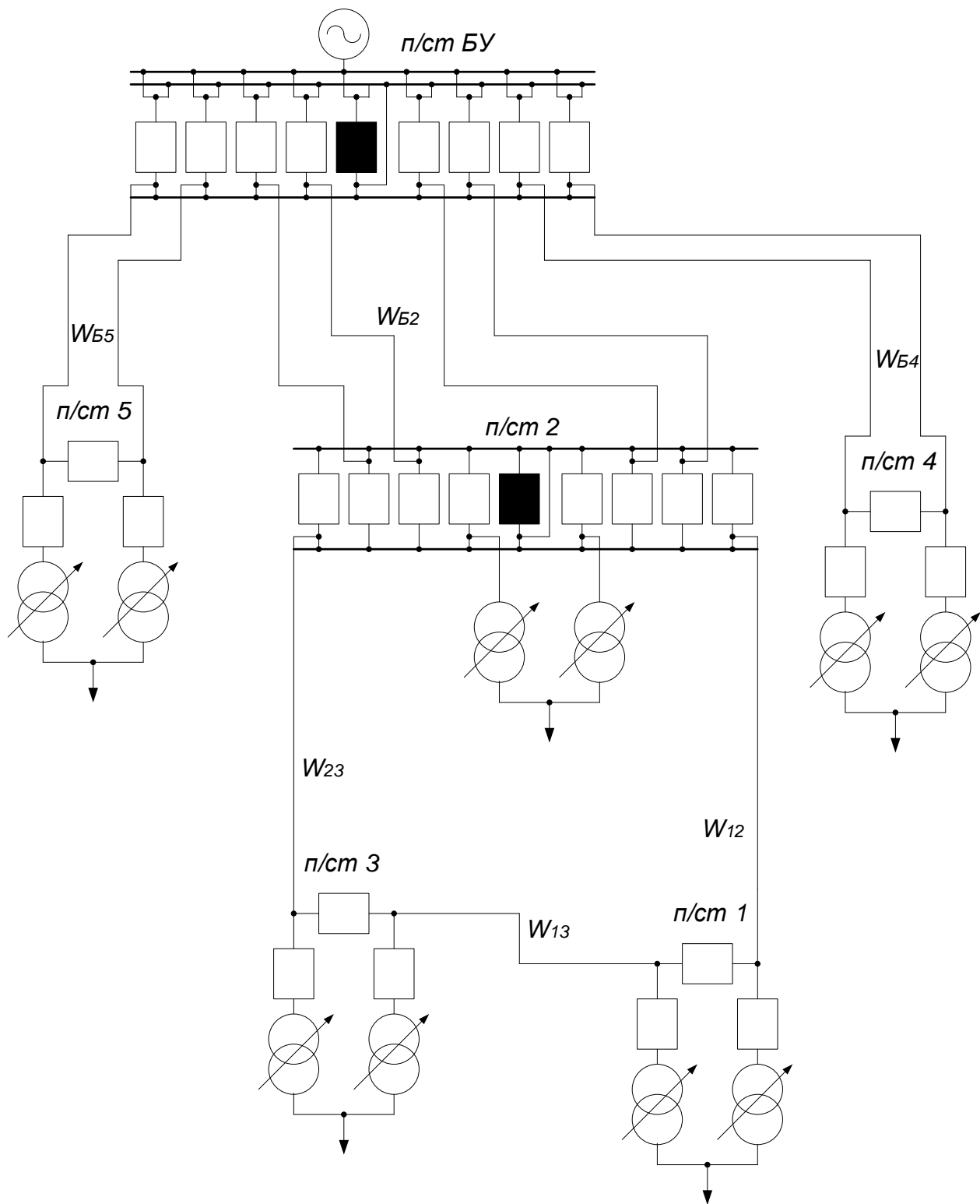


Рисунок 4— Принципиальная схема электрических соединений для эскиза №2

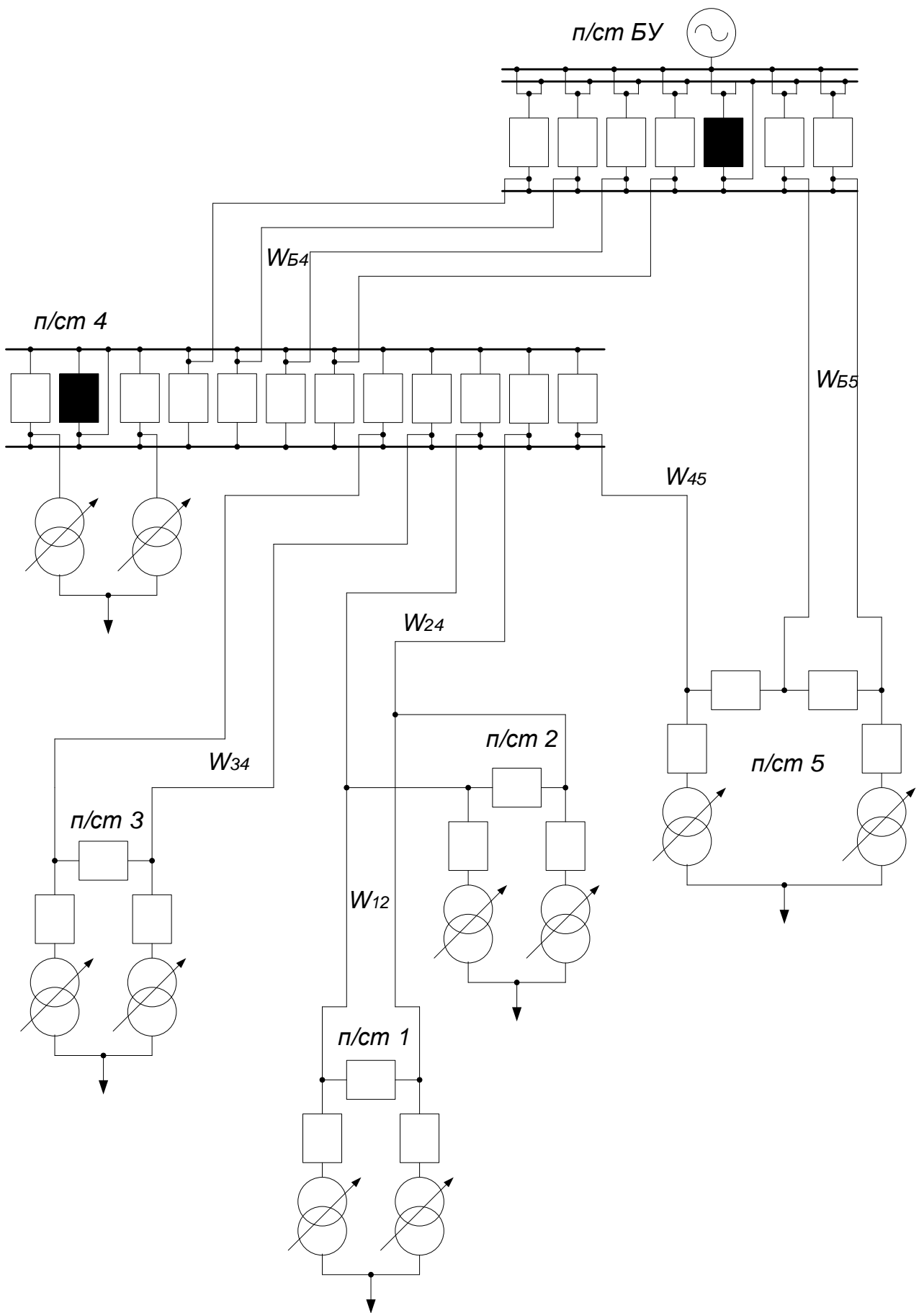


Рисунок 5 — Принципиальная схема электрических соединений для эскиза №3

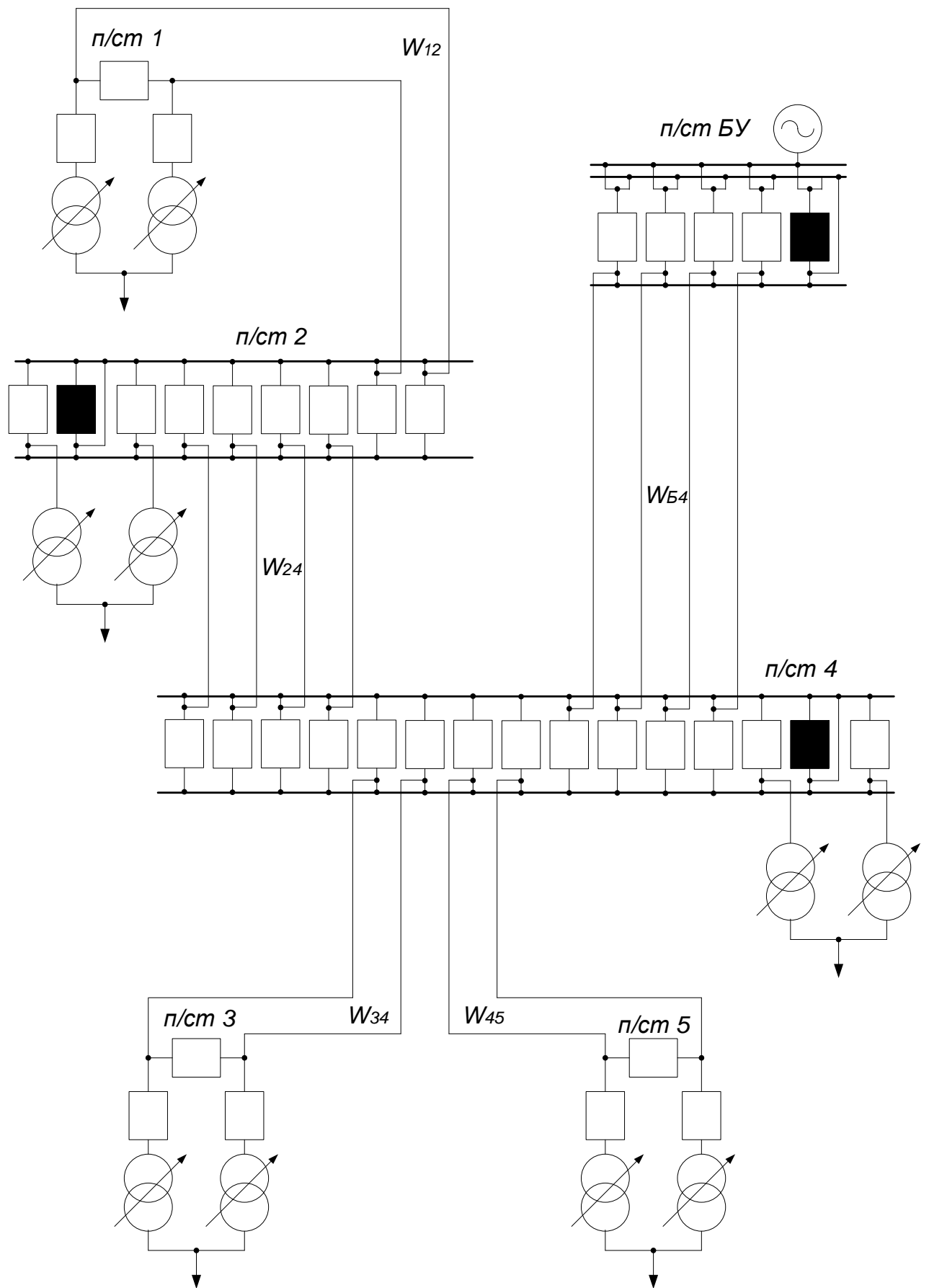


Рисунок 6 — Принципиальная схема электрических соединений для эскиза №4

1.5 Сравнение вариантов схем ЭС по натуральным показателям и выбор наилучшего

Анализ натуральных показателей позволяет в некоторой степени оценить экономичность намеченных вариантов ЭС и выбрать наилучший из них для технико-экономического расчёта.

Натуральные показатели разделяются на технические и экономические. К техническим относятся потери напряжения в нормальном максимальном и послеаварийном режимах. Экономические показатели включают в себя суммарные длины трасс и ЛЭП, а также количество силовых выключателей на стороне высокого напряжения.

Для эскизов суммарные длины трасс и ЛЭП определены по рисунку 2 и представлены в таблице 10.

Количество выключателей определяем по схемам электрических соединений (п. 1.3, рисунки 3-6). Для наглядности натуральные показатели вариантов ЭС занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Натуральные показатели вариантов электрической сети

№ варианта	Экономические показатели			Технические показатели		
	Длина, км		Количество выключателей, шт	$\Delta U_{\Sigma}^{н.м.}, \%$	Послеаварийный режим	
	Трасы	ЛЭП			Участок обрыва цепи	$\Delta U_{\Sigma}^{n/av}, \%$
1	680	1088	22	8,231	Б-2	14,90
2	860	1349	30	8,807	2-3	16,48
3	840	1422	32	12,25	2-4	19,37
4	680	1512	38	10,26	Б-4	11,98

Сооружение варианта №3 невыгодно, как по техническим, так и по экономическим соображениям: большое количество выключателей требует больших капиталовложений, а потери напряжения в нормальном максимальном и в послеаварийном режимах высокие, значительно превосходящие таковые у других схем ЭС, поэтому исключаем его из дальнейшего рассмотрения. Из оставшихся вариант №1 является наилучшим. Варианты №1 и №2 имеют практически одинаковые технические показатели, но длина трасс, линий и количество выключателей меньше в варианте №1, это упрощает обслуживание сети и уменьшает капиталовложения. Вариант №4 по сравнению с вариантом №1, имеет большие экономические показатели длины линий и количества выключателей. Таким образом, для дальнейших расчётов выбираем вариант электрической сети №1.

В выбранном варианте конфигурации сети питание осуществляется по разомкнутой радиально-магистральной схеме. Достоинствами такой схемы являются простота релейной защиты, т.е. отключение повреждённого участка сети, может быть обеспечено проще, чем в вариантах №2 и №3, где питание

некоторых пунктов осуществляется по кольцевой схеме, наглядность схемы, возможность присоединения к различным шинам источника питания, меньшая длина трасс сети. При этом недостатками является то, что при дальнейшем развитии РЭС необходимо будет увеличивать количество цепей линий на головных участках сети, вызванное необходимостью обеспечивать электроснабжение потребителей при аварийном или плановом отключении на головных участках при допустимых потерях напряжения в удалённых точках ЭС. А также пункты 2 и 4 присоединяются к двухцепным линиям по схеме отпаек.

2 Выбор основного оборудования РЭС

2.1 Выбор сечения проводников ЛЭП методом экономической плотности тока

В соответствии с нормами технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ выбор сечения проводов ВЛ напряжением 500 кВ и ниже должен производиться по экономической плотности тока, рекомендуемой ПУЭ.

Экономическое сечение определяется из соотношения, мм²:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{раб.макс}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (2.1.1)$$

где $F_{\text{ЭК}}$ – экономическое сечение, мм²; $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток на участке, А; $j_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

При продолжительности использования максимальной нагрузки $T_{\text{макс}} = 6400$ ч., экономическую плотность тока в соответствии с [4, табл. 1.3.36] принимаем равной $j_{\text{ЭК}} = 1,0$ А/мм².

Определим экономическое сечение проводов на участке 1-2.

Максимальный рабочий ток, А:

$$I_{\text{раб.макс}21} = \frac{S_{\text{n/cm1}}^{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц12}}} \cdot 10^3 = \frac{83,64}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} \cdot 10^3 = 109,7, \quad (2.1.2)$$

где $S_{\text{n/cm1}}^{\text{расч}}$ МВ·А – модуль потока мощности по участку 1-2 в нормальном максимальном режиме из выражения (1.4.1) в пункте 1.4.

Тогда экономическое сечение провода на участке 1-2, мм²:

$$F_{\text{ЭК12}} = \frac{I_{\text{раб.макс}21}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{109,7}{1,0} = 109,7. \quad (2.1.3)$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение провода $F_{cm12} = 120 \text{ мм}^2$.
 Выбранное стандартное сечение провода необходимо проверить по условиям нагрева и коронирования.

Максимально допустимый ток по нагреванию выбранного сечения провода должен быть больше тока, протекающего по участку сети, как в нормальном, так и в послеаварийном режимах. Для выбранного провода АС120/19 допустимый ток по нагреванию $I_{дон}^{120} = 390 \text{ А}$ [5, табл. 7.35]. Условие проверки выполняется для нормального максимального и послеаварийного режима (обрыв одной из цепей на данном участке РЭС) соответственно, А:

$$I_{\text{раб.макс}21} = 109,7 < I_{\text{дон}}^{120} = 390; \quad (2.1.4)$$

$$I_{n/ав21} = 219,5 < I_{\text{дон}}^{120} = 390; \quad (2.1.5)$$

где $I_{n/ав21}$ – величина тока по участку 1-2 в послеаварийном режиме, А:

$$I_{n/ав21} = \frac{S_{n/cm1}^{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n_{ц12} - 1)} \cdot 10^3 = \frac{83,64}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (2 - 1)} \cdot 10^3 = 219,5 . \quad (2.1.6)$$

Проверим по условию коронирования, мм²:

$$F_{cm12} \geq F_{мин}^{кор}; \quad (2.1.7)$$

$$120 < 240, \quad (2.1.8)$$

где $F_{мин}^{кор}$ – минимально допустимое сечение сталеалюминиевого провода, мм² [1, с. 26]. По условию коронирования выбранное сечение провода не подходит, следовательно, увеличиваем сечение провода до такого, при котором выполняется условие по коронированию. Таким стандартным сечением является $F_{cm12} = 240 \text{ мм}^2$, выбираем провод АС240/32 с допустимым током по нагреванию $I_{дон}^{240} = 605 \text{ А}$ [5, табл. 7.35]. Так как провод АС120/19 с меньшим сечением чем у АС240/32 по условию нагрева удовлетворял, то и АС240/32 будет удовлетворять этому условию. Принимаем этот провод для участка 1–2. Результаты выбора проводов для других участков приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор сечений проводников

Участок ЛЭП	$n_{ц}$, шт	S , МВ · А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{п./ав}}$, А	$F_{\text{эк}}$, мм ²	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
Б–2	2	199,3	261,5	523,0	201,2	240	605
Б–4	2	177,9	233,4	466,9	179,6	240	605
Б–5	2	63,16	82,87	165,7	63,74	240	605
1–2	2	83,63	109,7	219,5	84,41	240	605
3–4	2	72,83	95,56	191,1	73,51	240	605

Для всех участков выбраны провода АС 240/32.

2.2 Выбор силовых трансформаторов на подстанциях

При проектировании РЭС необходимо для каждой подстанции определить количество и мощность силовых трансформаторов (автотрансформаторов).

Практически бесперебойное электроснабжение потребителей II категории обеспечивается при установке на подстанции не менее двух одинаковых трансформаторов. Такое решение является, как правило, наиболее экономически целесообразным. При отключении одного трансформатора (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать питание всех потребителей подстанции, исходя из допустимой перегрузки трансформатора при наибольшей нагрузке на 40% [1, с.28]. Тогда номинальная мощность одного трансформатора определяется по выражению, МВ · А:

$$S_{\text{ном}}^{mp} \geq 0,7 \cdot S_{\text{п/ст}}^{\text{расч}} \quad (2.2.1)$$

Определим мощность трансформаторов на первой подстанции. Она питает потребителей второй категории, значит на ней нужно установить не менее двух трансформаторов.

Подставим модуль полной расчётной мощности на первой подстанции в нормальном максимальном режиме из выражения (1.2.2) в пункте 1.2 в выражение 2.2.1 и получим, МВ · А:

$$S_{\text{ном}}^{mp1} \geq 0,7 \cdot 83,64 = 58,5; \quad (2.2.2)$$

Выберем ближайшее большее стандартное значение мощности $S_{\text{ном}}^{mp1} = 63$ МВ · А.

Определим коэффициенты загрузки в нормальном максимальном и послеаварийном режимах:

$$k_3^{нмр} = \frac{S_{расч}}{2 \cdot S_{ном}^{тр1}} \cdot 100\% = \frac{83,64}{2 \cdot 63,0} \cdot 100\% = 66,38\% ; \quad (2.2.3)$$

$$k_3^{n/ав} = \frac{S_{расч}}{(2-1) \cdot S_{ном}^{тр1}} \cdot 100\% = \frac{83,64}{(2-1) \cdot 63,0} \cdot 100\% = 132,8\% . \quad (2.2.4)$$

Эти коэффициенты меньше допустимых 70 % и 140 %, соответственно, значит выбор номинальной мощности верен. Выбираем трансформатор ТРДЦН-63000/220 [5, табл. 3.8].

Аналогично выбираем трансформаторы на подстанциях 2, 3, 4, 5, питающих потребителей II категории. Результаты выбора приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор силовых трансформаторов

№ п/ст	Расчётная мощность п/ст, МВ·А	Номинальная мощность трансформатора, МВ·А	Тип трансформатора	Количество трансформаторов, шт.	$k_3^{нмр}$, %	$k_3^{n/ав}$, %
1	83,64	63	ТРДЦН-63000/220	2	66,38	132,8
2	115,7	100	ТРДЦН-100000/220	2	57,85	115,7
3	72,83	63	ТРДЦН-63000/220	2	57,80	115,6
4	105,1	100	ТРДЦН-100000/220	2	52,55	105,1
5	63,16	63	ТРДЦН-63000/220	2	50,13	100,3

2.3 Выбор схемы распределительного устройства НН

Для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд (далее СН) на второй подстанции используется РУ 10 кВ.

В соответствии с [3], применим схему 10(6)-3 - четыре секционированные выключателями системы шин, которая изображена на девятом рисунке. Она применяются при двух трансформаторах с расщепленными обмотками НН и сдвоенных реакторах.

Так как секционные выключатели полностью аналогичны выключателям во вводных ячейках и нет специальных требований по устройству резервирования при отказе выключателя, то секционирование шин на стороне НН двумя выключателями не требуется.

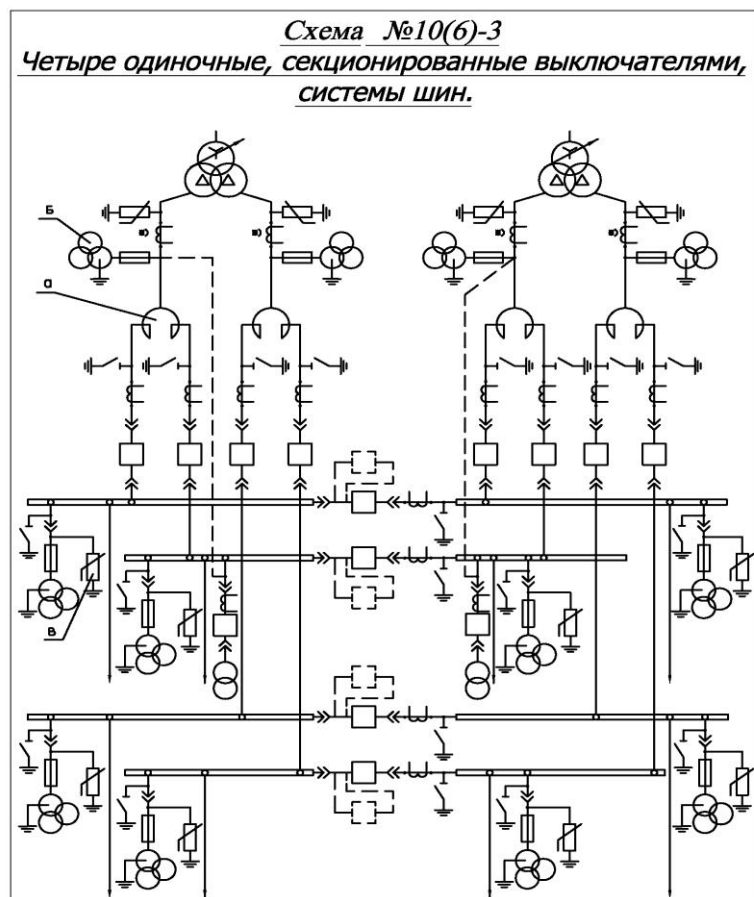


Рисунок 7 – Схема ЗРУ 10 кВ

2.4 Выбор коммутирующего оборудования

2.4.1 Выбор выключателей

В общих сведениях о выключателях рассматриваются те параметры, которые характеризуют выключатели по ГОСТ 687-78Е. При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но, так как заводами-изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, например:

$$I_{\text{вкл,ном}} \geq I_{\text{отк,ном}}; \quad (2.4.1.1)$$

$$i_{\text{вкл,ном}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк,ном}}, \quad (2.4.1.2)$$

допустимо производить выбор только выключателей по важнейшим параметрам [6, с. 337-338]:

- по напряжению установки;
- по длительному току.

После выбора выключателя, его проверяют по ряду условий:

- на симметричный ток отключения;
- возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ;
- на электродинамическую стойкость;
- на термическую стойкость.

Выберем выключатель на стороне высшего напряжения. По условиям выбора подходящим является элегазовый выключатель серии ВГБУ-220П*-40/2000 [7]. Характеристики выключателя приведены в табл. 13. Результаты выбора и проверки выключателей на стороне ВН представим в таблице 14.

Структура условного обозначения ВГБУ-220-50/2000 УХЛ1: ВГ - выключатель элегазовый; Б - баковый; У - конструктивное исполнение; 50 - номинальный ток отключения, кА; 2000 - номинальный ток, А; УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Таблица 13 – Характеристики выключателя ВГБУ-220П-40/2000

Номинальное напряжение	Номинальный длительный ток	Номинальный ток отключения	Ток электродинамической стойкости (амплитуда)	Собственное время отключения	Ток термической стойкости	Время термической стойкости	Содержание апериодической составляющей
$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{отк,ном}$, кА	$I_{дин}$, кА	$t_{с,в}$, с	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	β_n , %
220	2000	40	40	0,035	40	3	45

Таблица 14 – Результаты выбора и проверки выключателей на стороне ВН

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	351,4 А	2000 А
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	1,956 кА	40 кА
$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$	0,7647 кА	25,46 кА
$i_y \leq i_{вкл}$	4,841 кА	101,8 кА
$i_y \leq i_{дин}$	4,841 кА	102,0 кА
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	0,8226 кА ² ·с	4800 кА ² ·с

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

Перед выбором выключателя на стороне низшего напряжения, снизим ток короткого замыкания на шинах низшего напряжения до 20 кА, как минимум, выбрав реактор.

Определим требуемое сопротивление реактора [8, с. 148-149]:

- суммарное сопротивление системы без реактора, Ом:

$$X_{\Sigma} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 23,345} = 0,2597, \quad (2.4.1.3)$$

где U_{cp} – среднее номинальное напряжение на стороне низшего напряжения, кВ; $I_K^{(3)}$ – из табл. 2.

- требуемое суммарное сопротивление, Ом:

$$X_{\Sigma.треб} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{н0треб}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20,0} = 0,3031, \quad (2.4.1.4)$$

где $I_{н0треб}$ – требуемое значение тока короткого замыкания, кА.

- требуемое сопротивление реактора, Ом:

$$X_{реак.треб.} = X_{\Sigma.треб} - X_{\Sigma} = 0,3031 - 0,2597 = 0,0434. \quad (2.4.1.5)$$

Периодическая составляющая тока КЗ (при установке данного реактора), кА [8, с. 149]:

$$I_{н0факт} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Sigma} + X_{LR})} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,2597 + 0,14)} = 15,17. \quad (2.4.1.6)$$

Ударный ток КЗ (при установке данного реактора), кА [8, с. 149]:

$$i_{удфакт} = \sqrt{2} \cdot I_{н0факт} \cdot \kappa_{уд} = \sqrt{2} \cdot 15,17 \cdot 1,956 = 41,96, \quad (2.4.1.7)$$

где $\kappa_{уд}$ – ударный коэффициент равный 1,956 [8, табл. 3.6].

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, наибольшему рабочему току и индуктивному сопротивлению [8, с. 147-148]. Подходящим по условию выбора является реактор РТСТС-10-2×2500-0,14-У3 [9], параметры которого представлены в табл. 15. Результаты выбора и проверки сдвоенных реакторов представлены в таблице 16.

Структура условного обозначения РТСТС-10-2×2500-0,14-У3: Р – реактор; Т – трёхфазный; С – естественное воздушное охлаждение; Т – токоограничивающий; С – сдвоенный; 10 – класс напряжения, кВ; 2500 –

номинальный ток ветви, А; 0,14 - индуктивное сопротивление ветви, Ом; УЗ - климатическое исполнение.

Таблица 15 – Параметры реактора РТСТСГ-10-2×2500-0,14-УЗ

Номинальное напряжение, кВ	Длительный допустимый ток, А	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Ток динамической стойкости (амплитуда), кА	Ток термической стойкости, кА	Время термической стойкости, с	Коэффициент связи, о.е.
10,0	2×2500	0,14	79,1	31,1	3	0,6

Таблица 16 – Результаты выбора и проверки сдвоенных реакторов

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	1837 А	2500 А
$X_{реак, треб} \leq X_{LR}$	0,0434 Ом	0,14 Ом
$i_{уд. факт.} \leq i_{дин.}$	41,96 кА	79,1 кА
$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	122,0 кА ² ·с	2902 кА ² ·с

Проверка, по допустимой потере напряжения в нормальном режиме, $U_{\%}$ не должно превышать 2,0 % , найдём потери напряжения, % [6, с 198]:

$$U_{\%} = X_{LR} \cdot (1 - k_{св}) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{раб. max} \cdot \sin \varphi}{U_{ном}} \cdot 100 = 0,14 \cdot (1 - 0,6) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 1,837 \cdot 0,3092}{10,0} \cdot 100 = 0,551, \quad (2.4.1.8)$$

где X_{LR} , $U_{ном}$, $k_{св}$ – из табл. 15, Ом, кВ, о.е.; $\sin \varphi = 0,3092$ – при $\varphi = 18,01^\circ$ из табл. 6 [п. 1.2, с 12].

Данный реактор удовлетворяет всем требованиям.

На напряжение 6-10 кВ, часто, устанавливают шкафы КРУ. Представляющие собой несущий каркас с защитным кожухом в котором укомплектованы электрические аппараты и проводники первичных цепей, а также приборы для измерений, управления и защиты со всеми соединениями. Установим на низшем напряжении (10 кВ) шкафы КРУ типа КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/2000-УЗ [10]. Данные ячейки КРУ могут быть укомплектованы выключателями различных фирм. Параметры ячейки КРУ представлены в табл. 17.

Таблица 17 - Технические параметры ячейки КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/2000-УЗ

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток главных цепей, А	Ток термической стойкости (время протекания-3 с.), кА	Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА
10	2000	20,0	80

Результаты выбора и проверки ячеек КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/2000-У3 в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты выбора и проверки КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/2000-У3

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	1837 А	2000 А
$i_{уд.факт.} \leq i_{дин.}$	41,96 кА	80 кА
$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	122,0 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Ячейка КРУ проходит по всем условиям.

Подходящим по условиям выбора является выключатель VF12-M(E)-10-20-B-2000 У3 [11], характеристики которого приведены в таблице 19. Результаты выбора и проверки выключателей VF12-M-10-20-B-2000 У3 в таблице 20.

Таблица 19 – Характеристики выключателя VF12-M-10-20-B-2000 У3

Номинальное напряжение	Номинальный длительный ток	Номинальный ток отключения	Ток электродинамической стойкости	Ток термической стойкости	Время термической стойкости	Собственное время отключения
$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{отк, ном}$, кА	$i_{дин}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с, в}$, с
10	2000	20	51	20	3	0,035

Таблица 20 – Результаты выбора и проверки VF12-M-10-20-B-2000 У3

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	1837 А	2500 А
$I_{нофакт} \leq I_{откл. ном}$	15,17 кА	20 кА
$i_{а, τ} \leq i_{а. ном}$	17,64 кА	11,31 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{нофакт} + i_{аτ} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл. ном} \cdot (1 + \frac{\beta_{ном}}{100})$	36,90 кА	39,09 кА
$I_{нофакт} \leq I_{вкл}$	15,17 кА	20 кА
$i_{уд. факт.} \leq i_{вкл}$	41,96 кА	50,91 кА
$I_{нофакт} \leq I_{дин}$	15,17 кА	20 кА
$i_{уд. факт.} \leq i_{дин.}$	41,96 кА	51,0 кА
$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	122,0 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

На стороне отходящих линий также установим шкафы КРУ типа КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/630-УЗ [10]. Данные ячейки КРУ могут быть укомплектованы выключателями различных фирм. Параметры ячейки КРУ представлены в табл. 21.

Таблица 21 - Технические параметры ячейки КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/630-УЗ

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток главных цепей, А	Ток термической стойкости (время протекания-3 с.),кА	Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА
10	630	20,0	80

Результаты выбора и проверки ячеек КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/2000-УЗ в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты выбора и проверки КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/2000-УЗ

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	155,7 А	630 А
$i_{уд.факт.} \leq i_{дин.}$	41,96 кА	80 кА
$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	122,0 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Ячейка КРУ проходит по всем условиям.

Для этих шкафов (КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/630-УЗ) выберем подходящий по условиям выключатель VF12-М-10-20-В-630 УЗ [11], характеристики которого приведены в таблице 23. Результаты выбора и проверки выключателей VF12-М-10-20-В-2000 УЗ в таблице 24.

Таблица 23 – Характеристики выключателя VF12-М-10-20-В-630 УЗ

Номинальное напряжение	Номинальный длительный ток	Номинальный ток отключения	Ток электродинамической стойкости	Ток термической стойкости	Время термической стойкости	Собственное время отключения
$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{отк, ном}$, кА	$i_{дин}$, кА	$I_{терп}$, кА	$t_{терп}$, с	$t_{с, в}$, с
10	630	20	51	20	3	0,035

Таблица 24 – Результаты выбора и проверки VF12-М-10-20-В-2000 УЗ

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$	155,7 А	630 А
$I_{п0факт} \leq I_{откл.ном}$	15,17 кА	20 кА
$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$	17,64 кА	11,31 кА
$\sqrt{2} \cdot I_{п0факт} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta_{ном}}{100})$	36,90 кА	39,09 кА
$I_{п0факт} \leq I_{вкл}$	15,17 кА	20 кА
$i_{уд.факт.} \leq i_{вкл}$	41,96 кА	50,91 кА
$I_{п0факт} \leq I_{дин}$	15,17 кА	20 кА
$i_{уд.факт.} \leq i_{дин.}$	41,96 кА	51,0 кА
$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	122,0 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

Выключатель удовлетворяет всем условиям проверки.

2.4.2 Выбор разъединителей

Выбор и проверку разъединителей осуществляется по следующим параметрам [6, с. 290÷291]:

- по напряжению установки;
- по длительному току;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости.

Для стороны высшего напряжения подходит разъединитель горизонтально поворотного типа РГ–220/1000УХЛ1 [12], параметры которого представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Параметры разъединителя РГ–220/1000УХЛ1

Номинальное напряжение	Номинальный длительный ток	Действующее тока динамической стойкости	Ток динамической стойкости	Ток термической стойкости	Время термической стойкости
220	1000	31,5	80	31,5	3

Результаты выбора и проверки выключателей разъединителей РГ–220/1000УХЛ1 в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты выбора и проверки РГ–220/1000УХЛ1

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ
$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$	351,4 А	1000 А
$I_K^{(3)} \leq I_{дин}$	1,956 кА	31,5 кА
$i_y \leq i_{дин}$	4,841 кА	80,0 кА
$B_K \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	0,8226 кА ² ·с	2977 кА ² ·с

Разъединитель удовлетворяет всем условиям проверки.

На стороне низшего напряжения согласно требованиям выбираем для установки в ЗРУ 10 кВ разъединители штепсельного (втычного) типа, входящие в состав шкафа КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/2000-У3, КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/630-У3 параметры которого приведены в таблицах 17 и 18.

В разъединителях данного типа видимый разрыв создаётся конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвигного элемента. Проверка разъединителя выполняется аналогично проверке выключателя на РУ 10 кВ, приведённого в пункте 2.4.1. Только из расчёта исключаем условие проверки на отключающую способность.

Таким образом, разъединители, встроенные в шкафы КРУ, удовлетворяют всем требованиям.

2.4.3 Выбор сборных шин и ошиновок

Для ОРУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС. Для воздушных линий 220 кВ по условиям короны сечение проводов по ПУЭ должно быть не менее 240 мм², этому сечению соответствует провод АС 240/32 [4, табл. 2.5.6], который применим и для сборных шин и ошиновки ОРУ 220 кВ. Параметры провода представлены в табл. 27 [6, табл. ПЗ.3]. Результаты проверки провода АС 240/32 в таблице 28.

Таблица 27 – Параметры провода АС 240/32

Радиус провода	Масса 1 км провода	Допустимый продолжительный ток
r_0 , мм	$m_{пр}$, кг	$I_{дон}$, А
10,8	921	605

Таблица 28 – Результаты проверки провода АС 240/32

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$	351,4 А	605 А
$1,07E \leq 0,9E_0$	30,36 кВ/см	28,80 кВ/см

По условию короны данный провод не проходит, это значит что необходимо для ОРУ 220 кВ применить провод большего сечения. Следующим по величине сечения является провод АС 300/39, параметры которого представлены в таблице 29 [6, табл. ПЗ.3]. Результаты проверки провода АС 300/39 в таблице 30.

Таблица 29 – Параметры провода АС 300/39

Радиус провода	Масса 1 км провода	Допустимый продолжительный ток
r_0 , мм	$m_{пр}$, кг	$I_{доп}$, А
12,0	1132	710

Таблица 30 – Результаты проверки провода АС 300/39

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	351,4 А	710 А
$1,07E \leq 0,9E_0$	27,80 кВ/см	28,44 кВ/см

Данный провод подходит по всем параметрам. Это значит, что на ОРУ 220 кВ сборные шины и ошиновка выполняется проводом АС 300/39.

В распределительных устройствах 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно и двухполосные шины [6, с. 218]. Выбираем сечение шины из условия наибольшего длительно допустимого тока, $I_{max} = 1837$ А. Выбираем алюминиевые, двухполосные шины прямоугольного сечения 2(60×10) [6, табл. ПЗ.4], параметры которых представлены в табл. 31. Необходимо проверить выбранные шины. Результаты проверки алюминиевых двухполосных шин прямоугольного сечения 2(60×10) в таблице 32.

Таблица 31 – Параметры шин прямоугольного сечения 2(60×10)

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Масса одной полосы, кг/м	Сечение одной полосы, мм ²
2010	60×10	1,62	600

Таблица 32 – Результаты проверки алюминиевых двухполосных шин прямоугольного сечения 2(60×10)

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	1837 А	2010 А
$q_{min} \leq q$	121 мм ²	1200 мм ²
$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$	41,45 МПа	75 МПа

Выбранные алюминиевые шины подходят по условиям проверки.

2.4.4 Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки;
- по току;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке (если известен состав контрольно измерительных приборов).

На стороне высшего напряжения 220 кВ во вводах выключателей и силовых трансформаторов установим ТВ-220-2000/5 УХЛ1 [13], технические характеристики, которого представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Технические характеристики ТВ-220-2000/5 УХЛ1

$U_{ном}$, кВ	Номинальный ток, кА		Тока термической стойкости, кА	Кратность электродинамической стойкости	$t_{тер}$, с	$S_{2ном}$, при классе точности 0,2S, В·А
	$I_{1ном}$	$I_{2ном}$				
220	2000	5	25	25	3,0	50

Результаты выбора и проверки встроенных трансформаторов тока ТВ-220-2000/5 УХЛ1 в таблице 34.

Таблица 34 – Результаты выбора и проверки ТВ-220-2000/5 УХЛ1

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	351,4 А	2000 А
$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}$	4,841 кА	70,72 кА
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	0,8226 кА ² ·с	1875 кА ² ·с

Класс точности выбирают соответствии с классом точности подключаемых приборов. Состав контрольно-измерительных приборов неизвестен, поэтому по вторичной нагрузке проверка не производится.

На стороне НН 10 кВ примем ТВТ-10-II-5000/5 У2 [13], встроенные во ввода силовых трансформаторов на низшем напряжении. Технические характеристики, которого представлены в таблице 35. Результаты выбора и проверки встроенных трансформаторов тока ТВТ-10-II-5000/5 У2 в таблице 36.

Таблица 35 – Технические характеристики ТВТ-10-П-5000/5 У2

$U_{ном}$, кВ	Номинальный ток, А		Ток термической стойкости, кА	Кратность электродина мической стойкости	Время термической стойкости $t_{тер}$, с	Мощность вторичной нагрузки $S_{2ном}$ при классе точности 0,2S, В·А
	$I_{1ном}$	$I_{2ном}$				
10	5000	5	85,5	10	3,0	30

Таблица 36 – Результаты выбора и проверки ТВТ-10-П-5000/5 У2

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	3674 А	5000 А
$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}$	41,96 кА	70,71 кА
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	122,0 кА ² ·с	21,93·10 ³ кА ² ·с

По классу точности и конструкции данный трансформатор тока соответствует, и он подходит по всем параметрам.

В выбранную ячейку КРУ-СВЭЛ-1-10-20,0/2000-У3 устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-10-2000/5 УХЛ1[13], технические характеристики, которого представлены в таблице 37.

Структура условного обозначения ТОЛ-10-М-2: Т - трансформатор тока; О - опорный; Л - с литой изоляцией; 10 - номинальное напряжение, кВ.

Таблица 37— Технические характеристики трансформатора тока ТОЛ-10-2000/5 УХЛ1

$U_{ном}$, кВ	Номинальный ток, А		Ток термическо й стойкости, кА	Ток электродина мической стойкости, кА	Время термической стойкости $t_{тер}$, с	Мощность вторичной нагрузки при классе точности 0,2S, $S_{2н}$, В·А
	$I_{1ном}$	$I_{2ном}$				
10	2000	5	40	102	1,0	15

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока ТОЛ-10-2000/5 УХЛ1 в таблице 38.

Таблица 38 – Результаты выбора и проверки ТОЛ-10-2000/5 УХЛ1

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	1837 А	2000 А
$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}$	41,96 кА	102 кА
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	122,0 кА ² ·с	1600 кА ² ·с

По классу точности и конструкции данный трансформатор тока соответствует, и он подходит по всем параметрам.

На стороне отходящих линий 10 кВ установим трансформатор тока ТОЛ-300/5 УХЛ1 с характеристиками представленными в таблице 39 [13]. Результаты выбора и проверки трансформаторов тока ТОЛ-300/5 УХЛ1 в таблице 40.

Таблица 39— Технические характеристики ТОЛ-300/5 УХЛ1

$U_{ном}$, кВ	Номинальный ток, А		Ток термической стойкости, кА	Ток электродинамической стойкости, кА	Время термической стойкости $t_{тер}$, с	Мощность вторичной нагрузки при классе точности 0,2S, $S_{2н}$, В·А
	$I_{1ном}$	$I_{2ном}$				
10	300	5	31.5	81	1,0	5,0

Таблица 40 – Результаты выбора и проверки ТОЛ-300/5 УХЛ1

Условие выбора	Левая часть неравенства	Правая часть неравенства
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	155,7 А	300 А
$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}$	41,96 кА	81 кА
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	122,0 кА ² ·с	992,2 кА ² ·с

По классу точности и конструкции данный трансформатор тока соответствует, и он подходит по всем параметрам.

Трансформаторы напряжения выбирают [6, с. 375]:

- по напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}; \quad (2.4.4.1)$$

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке (если известен состав контрольно-измерительных приборов):

$$S_{2ном} \geq S_2; \quad (2.4.4.2)$$

- по конструкции и схеме соединений обмоток;

- по потере напряжения в проводах от трансформаторов напряжения до расчётных счётчиков и до щитовых измерительных приборов при нормальной нагрузке соответственно, % [6, с. 375]:

$$U_{\Delta.cч. \%} \leq 0,50; \quad (2.4.4.3)$$

$$U_{\Delta.цит. \%} \leq 1,50; \quad (2.4.4.4)$$

На стороне ВН установим трансформатор напряжения ЗНГ-220 [14]. Структура условного обозначения ЗНГ-220: З – заземляемый; Н – трансформатор напряжения; Г – с элегазовой изоляцией; 220 – номинальное напряжение, кВ.

Таблица 41 – Характеристики трансформатора напряжения ЗНГ-220

Номинальное первичное напряжение, кВ	Вторичное напряжение основных обмоток, В	Вторичное напряжение дополнительных обмоток, В	Предельная мощность трансформатора $S_{2ном}$, В·А	Класс точности
$220/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	2500	0,2; 0,5; 1; 3 (обмотка У) 5Р; 10Р (обмотка Д)

По классу точности, схеме соединения обмоток и конструкции данный трансформатор напряжения соответствует, и он подходит по всем параметрам.

На низшей стороне в соответствии с каталогом [10], КРУ комплектуется трансформаторами напряжения ЗНОЛ-10-У3 [13].

Структура условного обозначения ЗНОЛ-10-У3: З - заземляемый трансформатор; Н - трансформатор напряжения; О - однофазный; Л - с литой изоляцией; 10 - номинальное напряжение первичной обмотки, кВ; У3 - климатическое исполнение и категория размещения.

Таблица 42 – Характеристики трансформатора напряжения ЗНОЛ-10-У3

Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	Вторичное напряжение основных обмоток, В	Вторичное напряжение дополнительной обмотки 1,(2), В	Предельная мощность вне класса точности, В·А	Класс точности, о.е.
$11/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$, (100)	630	0,2S

По классу точности, схеме соединения обмоток и конструкции данный трансформатор напряжения соответствует, и он подходит по всем параметрам.

2.4.5 Выбор трансформатора собственных нужд

В системе собственных нужд устанавливают, как правило, два трансформатора собственных нужд (далее ТСН). Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд подстанции с учетом коэффициентов загрузки и одновременности [8, с. 387].

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

Активная мощность потребителей собственных нужд для тупиковой подстанции [8, табл. 5.1] приближённо можно принять равной, кВт:

$$P_{с.н} = 200. \quad (2.4.5.1)$$

Тогда расчётная мощность потребителей собственных нужд, кВА [8, с. 386]:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{с.н.маx}}{\cos \varphi} = 0,80 \cdot \frac{200}{0,80} = 200, \quad (2.4.5.2)$$

где k_c – коэффициент спроса, принят равным 0,80 [8, с. 386]; $\cos \varphi$ – принят равным 0,80 [8, с. 386].

Мощность трансформаторов с.н. при их установке в количестве двух штук, кВА [8, с. 386]:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{расч}}{k_{нз}} = \frac{200}{1,4} = 143, \quad (2.4.5.3)$$

где $k_{нз} = 1,4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки [8, с. 387].

По каталогу [13] выберем трансформатор ТЛС(З)-160 /10. Структура условного обозначения ТЛС(З)-160 /10: Т– трёхфазный; Л– с литой изоляцией; С – для систем собственных нужд; З – защищённое исполнение; 160 – номинальная мощность, кВА

Таблица 43 – Параметры трансформатора ТЛС(З)-160 /10

$S_{ном}$, кВ·А	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	u_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x , %
160	10	0,4	6,0	0,62	2,5	0,60

Коэффициент загрузки в нормальном максимальном режиме определим, выразив из выражения (5.9), % [6, с. 393]:

$$k_z^{нмр} = \frac{S_{расч}}{n \cdot S_{ном}} \cdot 100 = \frac{200}{2 \cdot 160} \cdot 100 = 62,50, \quad (2.4.5.4)$$

где $n = 2$ – количество ТСН на подстанции.

Рекомендуемый коэффициент загрузки от 60 % до 70 %, расчетное значение удовлетворяет данному диапазону [6, с. 393].

Коэффициент загрузки в форсированном режиме (отключение одного трансформатора с.н.), %:

$$k_3^{n/ав} = \frac{S_{расч}}{(n-1) \cdot S_{ном}} \cdot 100 = \frac{200}{(2-1) \cdot 160} \cdot 100 = 125,0. \quad (2.4.5.5)$$

Перегрузка трансформатора не должна превышать 40 %, то есть коэффициент перегрузки не должен превышать 140 % [8, с. 170].

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

В качестве оперативного тока для данного типа подстанции примем постоянный ток [8, с. 387].

3 Технико-экономический расчёт схемы сети

Определим технико-экономические показатели сети, они позволят оценить расходы денежных средств на сооружение и эксплуатацию сети, а также оценить её экономичность функционирования.

Капиталовложения в строительство участков ВЛ можно определить, зная длину трассы линии и удельную стоимость сооружения одного километра ВЛ. Примем удельную стоимость сооружения для железобетонных двухцепных опор класса напряжения 220 кВ, оснащённых проводом марки АС240/32 и III району по гололёду $k_0 = 30,6$ тыс.руб./км [5, табл. 10.17], тогда стоимость сооружения участка 1-2 составит, тыс.руб.:

$$K_{W12} = k_0 \cdot l_{mp12} = 30,6 \cdot 85,0 = 2601. \quad (3.1)$$

Аналогичные расчёты проводим для остальных участков ВЛ, и записываем их в таблицу 44.

Таблица 44 — Результаты расчёта стоимости сооружения участков ВЛ

Участок ВЛ	Материал опоры	Марка провода	Количество цепей на опоре, шт.	Удельная стоимость, тыс. руб./км.	Длина трассы, км	Стоимость сооружения, тыс. руб.
Б-2	железобетон	АС240/32	2	30,6	150	4590
Б-4	железобетон	АС240/32	2	30,6	105	3213
Б-5	железобетон	АС240/32	2	30,6	160	4896
1-2	железобетон	АС240/32	2	30,6	85,0	2601
3-4	железобетон	АС240/32	2	30,6	180	5508
Всего	Примечание: цены указаны на период 1985 года.					20808

Суммарные капиталовложения в подстанцию:

$$K_{n/cm} = K_{mp} + K_{ку} + K_{ОРУ} + K_{пост} , \quad (3.2)$$

где K_{mp} – капиталовложения в трансформаторы, тыс. руб.; $K_{ку}$ – капиталовложения в компенсирующие устройства, тыс. руб.; $K_{ОРУ}$ – капиталовложения в сооружение ОРУ, тыс. руб.; $K_{пост}$ – постоянная часть затрат на сооружение подстанции, тыс. руб.

Определим капиталовложения в первую подстанцию, тыс. руб.:

$$K_{мп1} = K_0^{mp} \cdot n_{мп1} = 156,6 \cdot 2 = 313,2 ; \quad (3.3)$$

$$K_{ку1} = K_0^{БСК} \cdot Q_{ку1}^{расп} \cdot n_{ку1} = 5,0 \cdot 3,15 \cdot 8 = 126 , \quad (3.4)$$

где K_0^{mp} – стоимость одного ТРДЦН – 63000/220, тыс. руб. [5, табл. 3.8]; $n_{мп1}$ – число ТРДЦН – 63000/220 на первой подстанции, шт. [п.2.2, табл. 12]; $K_0^{БСК}$ – стоимость установки одного Мвар, тыс.руб./Мвар [15, с. 91]; $Q_{ку1}^{расп}$ – располагаемая мощность основных (максимальный режим) [п.1.2, табл. 5] КУ, Мвар; $n_{ку1}$ – количество основных [п.1.2, табл. 5] КУ, шт.

$K_{ОРУ1} = 280$ тыс. руб. схемы «мостик» с номинальными напряжениями 220 кВ [16, табл. 9.14]. $K_{пост1} = 350$ тыс. руб. для схемы «мостик» с номинальными напряжениями 220 кВ [16, табл. 9.35]. Для всех остальных подстанций капиталовложения, определяемые таким же образом, записаны в таблицу 45, цены указаны на период 1985 года.

Таблица 45 — Результаты расчёта капиталовложений в подстанции

№ п/ст	Капиталовложения, тыс. руб.				Итого, тыс. руб.
	K_{mp}	$K_{ку}$	$K_{ОРУ}$	$K_{пост}$	
1	313,2	126	280	350	1069,2
2	538	162	280	350	1330
3	313,2	162	280	350	1105,2
4	538	36	280	350	1204
5	313,2	20	280	350	963,2
БУ	-	-	574	460	1034
Всего, тыс.руб.	2015,6	506	1974	2210	6705,6

Для пересчёта цен 1985 на курс 2016 года используем следующее значение дефлятора $\delta = 196,6$ о.е.

Капиталовложения в строительство ЛЭП на 2016 год с учётом территориального коэффициента для города Красноярска равного 1,40 о.е., млн. руб.:

$$K_{W\Sigma}^{2016} = 1,40 \cdot K_{W\Sigma}^{1985} \cdot \delta \cdot 10^{-3} = 1,40 \cdot 20808 \cdot 196,6 \cdot 10^{-3} = 5727,1 ; \quad (3.5)$$

Капиталовложения в строительство подстанций с учётом территориального коэффициента для города Красноярска равного 1,12 о.е., млн. руб.:

$$K_{n/cm\Sigma}^{2016} = 1,12 \cdot K_{n/cm\Sigma}^{1985} \cdot \delta \cdot 10^{-3} = 1,12 \cdot 6705,6 \cdot 196,6 \cdot 10^{-3} = 1476,5 ; \quad (3.6)$$

Тогда суммарные капиталовложения в ЭС на курс 2016 года, млн. руб.:

$$K_{ЭС\Sigma}^{2016} = K_{n/cm\Sigma}^{2016} + K_{W\Sigma}^{2016} = 1476,5 + 5727,1 = 7203,6 ; \quad (3.7)$$

Определим ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети. Нормы амортизационных отчислений и затраты на обслуживание принимаем по справочнику [5, табл. 10.2]. Для ЛЭП, млн. руб./год:

$$I_{W\Sigma}^{2016} = 0,0280 \cdot K_{W\Sigma}^{2016} = 0,0280 \cdot 5727,1 = 160,4 ; \quad (3.8)$$

Для подстанций [5, табл. 10.2], млн. руб./год:

$$I_{n/cm\Sigma}^{2016} = 0,0840 \cdot K_{n/cm\Sigma}^{2016} = 0,0840 \cdot 1476,5 = 124,0 ; \quad (3.9)$$

Потери электроэнергии рассчитаем по методу наибольших потерь. Определим время наибольших потерь, ч:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10000} \right)^2 \cdot T_{\text{год}} = \left(0,124 + \frac{6400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5113,2 , \quad (3.10)$$

где $T_{\text{год}}$ – количество часов в году, $T_{\text{макс}}$ – продолжительность использования максимальной мощности, ч [с. 5]

Потери холостого хода возьмём из расчёта нормального максимального режима [Приложение Д].

Тогда годовые потери электроэнергии холостого хода, МВт·ч:

$$\Delta A_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{год}} = 0,840 \cdot 8760 = 7358 ; \quad (3.11)$$

Годовые потери электроэнергии нагрузочные, МВт·ч:

$$\Delta A_{нагр} = (\Delta P_{нагр}^W + \Delta P_{нагр}^{mp}) \cdot \tau = (12,350 + 1,020) \cdot 5113,2 = 68,363 \cdot 10^3, \quad (3.12)$$

где $\Delta P_{нагр}^W, \Delta P_{нагр}^{mp}$ – нагрузочные потери мощности в линиях, трансформаторах из расчёта нормального максимального режима, МВт [Приложение Д].

Годовые потери электроэнергии в электроустановках, МВт·ч:

$$\Delta A_{зод} = \Delta A_{xx} + \Delta A_{нагр} = 7358 + 68,363 \cdot 10^3 = 75,721 \cdot 10^3; \quad (3.13)$$

Стоимость одного МВт·ч потерь электроэнергии находим в справочнике [1, рис. 4.6] для Сибири $\beta' = 6,2$ руб./МВт·ч, учитывая $\tau = 5113,2$ ч., $\beta'' = 6,0$ руб./МВт·ч, учитывая $T_{зод} = 8760$ ч. Определим издержки, вызванные потерями электроэнергии в проектируемой ЭС, тыс. руб./год:

$$I_{\Delta A} = (\beta' \cdot \Delta A_{xx} + \beta'' \cdot \Delta A_{нагр}) \cdot 10^{-3} = (6,2 \cdot 7358 + 6,0 \cdot 68,363 \cdot 10^3) \cdot 10^{-3} = 455,8; \quad (3.14)$$

Издержки на 2016 год, вызванные потерями электроэнергии в проектируемой ЭС, млн.руб./год:

$$I_{\Delta A}^{2016} = \delta \cdot I_{\Delta A} \cdot 10^{-3} = 196,6 \cdot 455,8 \cdot 10^{-3} = 89,61; \quad (3.15)$$

Суммарные издержки проектируемой ЭС, млн.руб./год:

$$I_{ЭС}^{2016} = I_{W\Sigma}^{2016} + I_{n/cm\Sigma}^{2016} + I_{\Delta A}^{2016} = 160,4 + 124,0 + 89,61 = 374,0; \quad (3.16)$$

Определим приведённые затраты на сооружение сети, млн.руб./год:

$$z_{np}^{2016} = E_n \cdot K_{ЭС\Sigma}^{2016} + I_{ЭС}^{2016} = 0,125 \cdot 7203,6 + 374,0 = 1274,5; \quad (3.17)$$

Результаты расчётов экономических показателей РЭС на 2016 год отображены в таблице 46.

Таблица 46 — Экономические показатели РЭС

Капиталовложения в ЭС, млн.руб.			Издержки ЭС, млн.руб./год				Приведённые затраты, млн.руб./год
$K_{W\Sigma}^{2016}$	$K_{n/cm\Sigma}^{2016}$	$K_{ЭС\Sigma}^{2016}$	$I_{W\Sigma}^{2016}$	$I_{n/cm\Sigma}^{2016}$	$I_{\Delta A}^{2016}$	$I_{ЭС}^{2016}$	
5727,1	1476,5	7203,6	160,4	124,0	89,61	374,0	1274,5

4 Расчёт и анализ характерных УР и перспективы развития энергорайона с точки зрения загрузки питающей сети 220 кВ, запаса пропускной способности ЛЭП и подстанции

4.1 Составление эквивалентной схемы замещения ЭС

Расчётную схему замещения получают, объединяя схемы замещения отдельных элементов электрической сети в соответствии с принципиальной схемой электрических соединений, представленной на рисунке 3 (п.2.1.4).

Определим параметры схемы замещения ВЛ. Погонные сопротивление \underline{Z}_0 и ёмкостную проводимость b_0 для выбранных проводов принимаем по справочнику [5, табл 7.39], а длину $L_{Б2}$ и число параллельных линий $n_{цБ2}$ участка Б-2 из п. 2.1 табл. 11.

Приведём расчёт параметров для участка Б–2, Ом, мкСм:

$$\underline{Z}_{Б2}^{экв} = \frac{\underline{Z}_0 \cdot L_{Б2}}{n_{цБ2}} = \frac{(0,121 + j0,435) \cdot 150}{2} = 9,075 + j32,625 ; \quad (4.1.1)$$

$$B_{сБ2}^{экв} = b_0 \cdot L_{Б2} \cdot n_{цБ2} = 2,60 \cdot 150 \cdot 2 = 780,0 . \quad (4.1.2)$$

Параметры для других участков находятся аналогично. Результаты расчёта приведены в таблице 47. Так как необходимо провести расчёт как нормального, так и послеаварийного режимов, то параметры участка Б–2 определены как в нормальном состоянии $n_{цБ2} = 2$, так и при обрыве одной цепи $n_{цБ2} = 1$.

Таблица 47 – Параметры эквивалентной схемы замещения

Участок ЛЭП	Длина участка, км	Число параллельных линий, шт	Стандартное сечение провода, мм ²	Погонные параметры		Эквивалентные параметры	
				Комплексное сопротивление, Ом/км	Ёмкостная проводимость, мкСм/км	Комплексное сопротивление, Ом	Ёмкостная проводимость, мкСм
Б–2	150	2	240	0,121 + j0,435	2,60	9,075 + j32,625	780,0
Б–2	150	1	240	0,121 + j0,435	2,60	18,15 + j62,25	390,0
Б–4	105	2	240	0,121 + j0,435	2,60	6,352 + j22,838	546,0
Б–5	160	2	240	0,121 + j0,435	2,60	9,680 + j34,800	832,0
1–2	85,0	2	240	0,121 + j0,435	2,60	5,142 + j18,488	442,0
3–4	180	2	240	0,121 + j0,435	2,60	10,89 + j39,150	936,0

Рассчитаем эквивалентные параметры трансформаторов на подстанции 1, учитывая, что секционный выключатель на стороне НН включён.

Параметры трансформаторов такие, как активное R_{mp1} и индуктивное X_{mp1} сопротивления, а число трансформаторов на подстанции 1 n_{mp1} определяются по таблице 12 п. 2.2.

Определим эквивалентное сопротивление трансформаторов на подстанции 1, Ом:

$$\underline{Z}_{mp1}^{эkv} = \frac{R_{mp1} + jX_{mp1}}{n_{mp1}} = \frac{(3,532 + j96,56)}{2} = 1,766 + j48,28, \quad (4.1.3)$$

где R_{mp1} и X_{mp1} – активное и индуктивное сопротивления одного трансформатора ТРДЦН-63000/220, Ом [5, табл. 3.8]; n_{mp1} – число трансформаторов на подстанции 1 по таблице 12 п. 2.2.

Эквивалентная проводимость трансформаторов на подстанции 1, мкСм:

$$\underline{Y}_{mp1}^{эkv} = \frac{(\Delta P_{xx}^{mp1} - j\Delta Q_{xx}^{mp1}) \cdot 10^3}{U_{BH}^2} \cdot n_{mp1} = \frac{(70,0 - j315) \cdot 10^3}{230^2} \cdot 2 = 2,646 - j11,91, \quad (4.1.4)$$

где ΔP_{xx}^{mp1} – активные потери холостого хода одного трансформатора ТРДЦН-63000/220 на первой подстанции, кВт [5, табл. 3.8]; U_{BH} – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора ТРДЦН-63000/220, кВ; ΔQ_{xx}^{mp1} – реактивные потери холостого хода одного трансформатора ТРДЦН-63000/220 на первой подстанции, квар:

$$\Delta Q_{xx}^{mp1} = \frac{I_{xx}^{mp1}}{100} \cdot S_{ном}^{mp} \cdot 10^3 = \frac{0,50}{100} \cdot 63 \cdot 10^3 = 315, \quad (4.1.5)$$

где I_{xx}^{mp1} – ток холостого хода одного трансформатора ТРДЦН-63000/220 на первой подстанции, % [5, табл. 3.8]; $S_{ном}^{mp}$ – номинальная мощность трансформатора ТРДЦН-63000/220, МВ·А [5, табл. 3.8];

Аналогично определяем параметры трансформаторов на других подстанциях. Результаты расчёта приведены в таблице 48.

Таблица 48 – Параметры силовых трансформаторов

№ п/ст	$S_{ном}^{тр}$, МВ·А	$\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}$, кВ	$n_{тр}$, шт	Продольное сопротивление	Поперечная проводимость	Потери холостого хода		Тип РПН
				$Z_{тр}^{экв}$, Ом	$Y_{тр1}^{экв}$, мкСм	$\Delta P_{xx}^{тр}$, кВт	$\Delta Q_{xx}^{тр}$, квар	
1	63,0	$\frac{230}{11,0}$	2	$1,766 + j48,28$	$2,646 - j11,91$	70,0	315	$\pm 12 \times 1,0\%$
2	100	$\frac{230}{11,0}$	2	$0,899 + j33,06$	$3,856 - j24,57$	102	650	$\pm 12 \times 1,0\%$
3	63,0	$\frac{230}{11,0}$	2	$1,766 + j48,28$	$2,646 - j11,91$	70,0	315	$\pm 12 \times 1,0\%$
4	100	$\frac{230}{11,0}$	2	$0,899 + j33,06$	$3,856 - j24,57$	102	650	$\pm 12 \times 1,0\%$
5	63,0	$\frac{230}{11,0}$	2	$1,766 + j48,28$	$2,646 - j11,91$	70,0	315	$\pm 12 \times 1,0\%$

4.2 Определение расчётных нагрузок в различных режимах

Величина расчётных нагрузок в режиме максимальных нагрузок, послеаварийном одинаковы, и они равны расчётным мощностям подстанций с учётом установки компенсирующих устройств, определенным в п. 1.2. В соответствии с заданием величина минимальной нагрузки ЭП составляет 60% от максимальной, мощность КУ на подстанциях регулируется ступенями регулирования.

Найдём значения расчётных нагрузок для первой подстанции в минимальном режиме, МВ·А:

$$S_{n/cm1}^{расч} = 0,60 \cdot P_1 + j \left(0,60 \cdot Q_1 - Q_{cm \Sigma}^{pez} \right) = 0,60 \cdot 80,0 + j(0,60 \cdot 49,6 - 14,4) = 48,0 + j15,36, \quad (4.2.1)$$

где $Q_{cm \Sigma}^{pez}$ – суммарная реактивная мощность восьми КУ, при четвёртом положении ступени регулирования с мощностью минимальной ступени регулирования равной 450 квар [п. 1.2, табл. 5]. Аналогично находим значения расчётных нагрузок в минимальном режиме для других подстанции, которые представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Значения расчётных нагрузок в минимальном режиме

№ п/ст	P_i , МВт	Q_i , Мвар	Количество КУ, шт	Номер ступени регулирования КУ	Мощность ступени регулирования Q_{cm}^{pez} , Мвар	$Q_{cm \Sigma}^{pez}$, Мвар	$S_{n/cm.i}^{расч}$, МВ·А
1	80,0	49,6	8	4	0,450	14,4	$48,0 + j15,36$
2	110	68,2	8	5	0,450	18,0	$66,0 + j22,92$
3	70,0	52,5	8	5	0,450	18,0	$42,0 + j13,50$
4	100	39,5	4	2	0,450	3,60	$60,0 + j20,10$
5	60,0	23,7	4	3	0,200	2,40	$36,0 + j11,82$

4.3 Расчёт установившихся режимов на ЭВМ и анализ результатов расчётов

Расчёт установившихся режимов производится на ЭВМ с помощью программы «REGIM». Для расчёта необходимы следующие данные: схема замещения ЭС с её параметрами, нагрузки узлов (подстанций), номинальное напряжение сети, равное 220 кВ, напряжение в балансирующем узле, равное 242 кВ. Эти данные записываются в файл исходных данных, который программа, считывая, производит расчёт. Результаты расчёта выводятся в виде таблицы. Файлы исходных данных для четырёх анализируемых режимов приведены в приложениях А, Б, В, Г. Таблицы с РУР представлены в приложениях Д, Е, Ё, Ж, а схема замещения с РУР в приложении К.

На основании расчётов следует обратить внимание, что в режиме минимальных электрических нагрузок напряжения в узлах не превышают наибольшего рабочего напряжения для сетей 220 кВ, т.е. 252 кВ[17; табл. В-2];

Определим максимально допустимые токи на участках сети.

Для участка Б-2, А:

$$I_{доп}^{Б2} = I_{доп}^{АС240/32} \cdot n_{цБ2} = 605 \cdot 2 = 1210, \quad (4.3.1)$$

Аналогично определим максимально допустимые токи по условию нагревания для других участков сети и сравним их с полученными при расчёте наиболее тяжелого послеаварийного режима на ЭВМ [Приложение]. Результаты отражены в таблице 50.

Таблица 50 – Сравнение токов на участках сети с максимально допустимыми

Участок сети	Ток в послеаварийном режиме, А	Ток по результатам расчёта, А
Б-2	542	1210
Б-4	420	1210
Б-5	146	1210
1-2	226	1210
3-4	175	1210

Таким образом, величина токов не превосходит допустимую по условиям нагревания для проводов, используемых на участках сети.

4.4 Выбор ответвлений РПН трансформаторов

Необходимо обеспечить допустимые значения напряжений во всех точках питающей и распределительной сети РЭС.

Режим напряжения питающих районных сетей определен экономичностью и устойчивостью ЭС, а режим напряжения распределительной сети условиями работы её электропотребителей.

Допустимый диапазон изменения напряжения, питающего районную подстанцию, зависит от регулировочного диапазона установленных устройств регулирования напряжения. Наименьшие расчетные значения напряжения на шинах подстанций 110 – 750 кВ должны обеспечивать возможность поддержания уровней напряжения в примыкающих распределительных сетях 6 – 35 кВ с учётом использования РПН понижающих трансформаторов 110 (150) кВ:

- не ниже 1,05 от номинального в нормальном режиме в максимум нагрузки;
- не выше номинального в нормальном режиме в минимум нагрузки;
- не ниже номинального в послеаварийном режиме в максимум нагрузки [18, п. 6.3.3].

Если напряжение не выходит за пределы регулировочного диапазона, то желаемый уровень напряжения на шинах НН районных подстанций, являющихся центрами питания (ЦП) распределительной сети, как правило, можно обеспечить согласно принципу встречного (согласного) регулирования напряжения, при котором напряжение ЦП изменяется с изменением нагрузки распределительной сети: при возрастании суточных нагрузок напряжение ЦП необходимо увеличивать, при снижении – уменьшать. Рекомендуется напряжение на шинах ЦП следует поддерживать:

в режиме максимальных нагрузок

$$U_{с.ном} + \Delta E' = (1,05 - 1,10)U_{с.ном}; \quad (4.4.1)$$

в режиме минимальных нагрузок

$$U_{с.ном} + \Delta E'' = (1,0 - 1,025)U_{с.ном}. \quad (4.4.2)$$

Добавка напряжения ΔE предназначена компенсировать потери напряжения в распределительной сети с тем, чтобы обеспечить допустимые отклонения напряжения у электропотребителей. Большие добавки ΔE ($0,1 \cdot U_{с.ном}$ или $0,025 \cdot U_{с.ном}$) необходимо принимать для более мощных трансформаторов, питающих разветвленные распределительные сети с повышенными значениями потерь напряжения.

Для регулирования напряжения могут быть использованы трансформаторы с РПН, а также синхронные компенсаторы и конденсаторные

установки, включенные на шины ЦП. Если невозможно обеспечить желаемых напряжений при помощи трансформаторов с РПН, следует применить конденсаторные установки или синхронные компенсаторы.

Так как состав потребителей и их удалённость от ЦП неизвестна, то для гарантированного обеспечения качества электроэнергии примем в качестве желаемых напряжений на шинах НН подстанций значения из указанных диапазонов, кВ:

в режиме максимальных нагрузок

$$U_{НН}^{жел} = 1,05 \cdot U_{ном}^{ЭП} = 1,05 \cdot 10,0 = 10,50, \quad (4.4.3)$$

в режиме минимальных нагрузок

$$U_{НН}^{жел} = 1,025 \cdot U_{ном}^{ЭП} = 1,025 \cdot 10,0 = 10,25. \quad (4.4.4)$$

Все установленные на подстанциях трансформаторы имеют тип РПН $\pm 12 \times 1,00\%$ [п. 4.1, табл. 48].

Определим диапазон регулирования РПН в режиме максимальных нагрузок, кВ:

$$U_{НН}^{min/} = \frac{U_{ном}^{ВН} - n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв}}{U_{ном}^{НН}} \cdot U_{НН}^{жел} = \frac{230 - 12 \cdot 2,30}{11,0} \cdot 10,50 = 193,2; \quad (4.4.5)$$

$$U_{НН}^{max/} = \frac{U_{ном}^{ВН} + n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв}}{U_{ном}^{НН}} \cdot U_{НН}^{жел} = \frac{230 + 12 \cdot 2,30}{11,0} \cdot 10,50 = 245,9, \quad (4.4.6)$$

где $V_{отв}$ – напряжение одного ответвления РПН, кВ:

$$V_{отв} = \frac{\Delta k_{тр}}{100} \cdot U_{ном}^{ВН} = \frac{1,00}{100} \cdot 230 = 2,30. \quad (4.4.7)$$

Определим диапазон регулирования РПН в режиме минимальных нагрузок, кВ:

$$U_{НН}^{min//} = \frac{U_{ном}^{ВН} - n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв}}{U_{ном}^{НН}} \cdot U_{НН}^{жел} = \frac{230 - 12 \cdot 2,30}{11,0} \cdot 10,25 = 188,6; \quad (4.4.8)$$

$$U_{HH}^{max//} = \frac{U_{ном}^{BH} + n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв}}{U_{ном}^{HH}} \cdot U_{HH}^{жел} = \frac{230 + 12 \cdot 2,30}{11,0} \cdot 10,25 = 240,0. \quad (4.4.9)$$

Так как напряжение в послеаварийном режиме $V_{10}^{(4)} = 184,8$ кВ [Приложение Ё] меньше $U_{HH}^{min/} = 193,2$ кВ, то на подстанции 1 необходимо установить дополнительные КУ. Определим их мощность, Мвар:

$$Q_{КУ.n/cm1}^{доп.расч} = \frac{|V_{10}^{(4)} - U_{HH}^{min/}| \cdot U_{HH}^{min/}}{X_{\Sigma B-10}} = \frac{|182,6 - 193,2| \cdot 193,2}{99,39} = 20,60; \quad (4.4.10)$$

где $X_{\Sigma B-10}$ – суммарное индуктивное сопротивление от балансирующего узла Б до подстанции 1 (узла 10) [Приложение Б].

Для подстанции 1 выбираем дополнительные КУ УКРМ1-10,5-2700-450К с $Q_{расч1}^{доп} = 2,700$ Мвар, которые включаются в послеаварийном режиме.

Определим количество дополнительных КУ, округлив полученные значения до ближайшего кратного 4, шт:

$$n_1^{доп} = \frac{Q_{КУ.n/cm1}^{доп.расч}}{Q_{расч1}^{доп}} = \frac{20,60}{2,700} = 7,63 \approx 8; \quad (4.4.11)$$

Таким образом капиталовложения в первую подстанцию увеличатся на величину капиталовложений в дополнительные КУ, которая рассчитывается по аналогичному выражению (3.4) [п. 3, с.42]. Дальнейший технико-экономический расчёт с учётом дополнительных КУ проводится аналогично расчёту в пункте 3, его результаты представлены в приложении Л.

Определим расчётные нагрузки на первой подстанции, с учётом дополнительных КУ,

$$S_{n/cm1}^{расч} = P_{n/cm1}^{расч} + j \left(Q_{n/cm1}^{расч} - n_1^{доп} \cdot Q_{расч1}^{доп} \right) = 80,0 + j(24,4 - 8 \cdot 2,700) = 80,0 + j2,80, \quad (4.4.12)$$

где $P_{n/cm1}^{расч}$ и $Q_{n/cm1}^{расч}$ – из п. 1.2 табл. 6.

Полученные значения нанесём на схему замещения под чертой и по данным этой схемы рассчитаем послеаварийный режим, результаты которого и файл исходных данных в приложении В.

Определим требуемое ответвление РПН в режиме максимальных нагрузок на первой подстанции.

Расчётное напряжение ответвления, кВ:

$$U_{отв}^{расч} = \frac{V_{10}^{(4)} \cdot U_{ном}^{НН}}{U_{НН}^{жел}} = \frac{217,0 \cdot 11,0}{10,50} = 227,3. \quad (4.4.13)$$

Определим расчётное число ответвлений РПН, шт:

$$n_{отв}^{расч} = \frac{U_{ном}^{ВН} - U_{отв}^{расч}}{V_{отв}} = \frac{230 - 227,3}{2,30} = 1,174. \quad (4.4.14)$$

При этом стандартное число ответвлений определяем округлением до ближайшего целого числа $n_{отв}^{ст} = -1$ шт. Стандартное напряжение ответвления, кВ:

$$U_{отв}^{ст} = U_{ном}^{ВН} - n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв} = 230 - 1 \cdot 2,30 = 227,7. \quad (4.4.15)$$

Действительный коэффициент трансформации, о.е.:

$$k_{тр}^{дейст} = \frac{U_{отв}^{ст}}{U_{ном}^{НН}} = \frac{227,7}{11,0} = 20,70. \quad (4.4.16)$$

Действительное значение напряжения на шинах НН подстанции, кВ:

$$U_{100}^{дейст} = \frac{V_{10}^{(4)}}{k_{тр}^{дейст}} = \frac{217,0}{20,70} = 10,483. \quad (4.4.17)$$

Определим отклонение $\delta U_{откл}$, которое не должно превышать половины ступени регулирования (0,500 %) [1, с. 55], %:

$$\delta U_{откл} = \frac{\left| U_{100}^{дейст} - U_{НН}^{жел} \right| \cdot 100}{U_{НН}^{жел}} = \frac{|10,483 - 10,50| \cdot 100}{10,50} = 0,162. \quad (4.4.18)$$

Для остальных режимов и всех подстанций расчёт проводим аналогично. Результаты расчёта представлены в таблице 51, в послеаварийном режиме на подстанциях 3, 4 и 5 значения напряжения такие же, как и в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 51 – Результаты расчёта ответвлений РПН.

№ п/ст	$V_i^{(3)}$ или $V_i^{(4)}$, кВ	$\delta U_{откл}$, %	$n_{ст\ отв}$, шт	$k_{дейст\ тр}$, о.е.	$U_{жел}$, кВ	$U_{дейст}$, кВ
Режим максимальных нагрузок						
1	217,0	0,162	-1	20,700	10,50	10,483
2	221,1	0,286	1	21,118	10,50	10,470
3	227,6	0,316	4	21,745	10,50	10,467
4	231,1	0,248	5	21,955	10,50	10,526
5	234,6	0,133	7	22,373	10,50	10,486
Режим минимальных нагрузок						
1	231,8	0,146	8	22,582	10,25	10,265
2	233,4	0,0878	9	22,791	10,25	10,241
3	238,5	0,254	11	23,209	10,25	10,276
4	238,7	0,341	11	23,209	10,25	10,285
5	239,3	0,302	12	23,418	10,25	10,219
Послеаварийный режим с учётом дополнительных КУ						
1	203,1	0,495	-7	19,440	10,50	10,448
2	200,4	0,305	-9	19,027	10,50	10,532

4.5 Оценка надёжности схемы сети и перспективы развития энергорайона

Схема электрической сети обеспечивает надёжное снабжение электрической энергией потребителей II категории, как в нормальном режиме, так и при плановом или аварийном отключении одной из цепей какого-либо участка сети или при отключении одного из трансформаторов на подстанции. В некоторых ситуациях с низкой вероятностью их появления, таких как обрушение опоры двухцепной ВЛ или аварийное отключение одного из трансформаторов на подстанции во время ремонта другого нарушается электроснабжение потребителей II категории.

Перспективы развития энергорайона определяются пропускной способностью электропередач, под которой понимается наибольшая активная мощность трёх фаз в установившемся режиме, которую можно передать с учётом режимно-технических ограничений. Применительно к системам распределения электроэнергии напряжением 6 –150 (220) кВ в качестве ограничивающих факторов рассматриваются допустимые значения мощности по нагреванию элементов системы, потери напряжения, условия регулирования напряжения [19, с. 35]

В данной сети все подстанции имеют одностороннее питание (от балансирующего узла), поэтому наибольшая мощность электропередач ограничена допустимой нагрузкой (перегрузкой) трансформаторов. В нормальном (проектном) электрическом режиме наибольшая нагрузка каждого трансформатора двухтрансформаторных подстанций принимается равной около 70 % номинальной [19, с. 35].

В таком случае наибольшая нагрузка двухтрансформаторной подстанции 1, МВ·А :

$$S_{дон5} \approx 0,70 \cdot S_{ном}^{mp1} \cdot n_{mp} = 0,70 \cdot 63,0 \cdot 2 = 88,2, \quad (4.5.1)$$

где $S_{ном}^{mp1}$ и n_{mp} – из таблицы 12 п. 2.2.

Допустимая активная нагрузка пятой подстанции (пропускная способность), МВт:

$$P_{np}^{n/cm1} = S_{дон5} \cdot \cos \varphi_{ЭС} = 88,2 \cdot 0,950 = 83,79, \quad (4.5.2)$$

где $\cos \varphi_{ЭС}$ такой же, как в выражении (1.2.1).

Для всех остальных подстанций допустимая активная нагрузка рассчитывается подобно подстанции 1. Результаты расчёта представлены в таблице 52.

Таблица 52 – Наибольшая допустимая нагрузка подстанций

№ п/ст	n_{mp} , шт	$S_{ном}^{mpi}$, МВ·А	$S_{дон.i}$, МВ·А	$P_{np}^{n/cm.i}$, МВт
1	2	63,0	88,2	83,79
2	2	100	170	161,5
3	2	63,0	88,2	83,79
4	2	100	170	161,5
5	2	63,0	88,2	83,79

Наибольшая мощность линии электропередачи по условию регулирования напряжения ограничивается допустимой потерей напряжения в этой линии, для определения которой предварительно найдём потерю напряжения в трансформаторе ΔU_{mp} на первой подстанции через номинальный ток трансформатора при известном коэффициенте мощности электрической сети в виде, кВ:

$$\begin{aligned} \Delta U'_{mp} &= \frac{S_{ном}^{mp1}}{U_{ном}^{BH}} \left[R_{mp1} \cdot \cos \varphi_{ЭС} + X_{mp1} \cdot \sin(\arccos(\cos \varphi_{ЭС})) \right] = \\ &= \frac{63,0}{230} (3,532 \cdot 0,950 + 96,56 \cdot \sin(\arccos(0,950))) = 9,178 \end{aligned} \quad (4.5.3)$$

$$\begin{aligned} \delta U_{mp}^{//} &= \frac{S_{ном}^{mp1}}{U_{ном}^{BH}} \left[X_{mp1} \cdot \cos \varphi_{\mathcal{E}C} - R_{mp1} \cdot \sin(\arccos(\cos \varphi_{\mathcal{E}C})) \right] = \\ &= \frac{63,0}{230} (96,56 \cdot 0,950 - 3,532 \cdot \sin(\arccos(0,950))) = 24,82 \end{aligned} \quad (4.5.4)$$

$$\Delta U_{mp} \approx \Delta U_{mp}' - \frac{\left(\delta U_{mp}^{//} \right)^2}{2 \cdot U_{ном}} = 9,178 - \frac{24,82^2}{2 \cdot 220} = 7,778, \quad (4.5.5)$$

где $S_{ном}^{mp1}$ и $U_{ном}^{BH}$ – из таблицы 12 п. 2.2; R_{mp1} и X_{mp1} – как в выражении (4.1.3) п. 4.1.

Примем желаемое напряжение на шинах НН $U_{НН}^{жел} = 1,05 \cdot U_{ном}^{\mathcal{E}П} = 1,05 \cdot 10,0 = 10,50$ кВ. Оценим наименьшую величину питающего напряжения на пятой подстанции, при котором возможно с помощью РПН обеспечить желаемое напряжение. Установим наименьшее значение коэффициента трансформации, о.е.:

$$k_{mp}^{\min} = \frac{U_{ном}^{BH} - n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв}}{U_{ном}^{НН}} = \frac{230 - 12 \cdot 2,30}{11,0} = 18,40, \quad (4.5.5)$$

где $U_{ном}^{BH}$, $U_{ном}^{НН}$ и $n_{отв}^{ст}$ – из таблицы 12 п. 2.2, а $V_{отв}$ – из выражения (4.4.7) п. 4.4.

Тогда желаемое напряжение $U_{НН}^{жел}$ получим с помощью РПН, если питающее напряжение U_2' не менее величины, кВ:

$$U_2' = U_{НН}^{жел} \cdot k_{mp}^{\min} = 10,50 \cdot 18,40 = 193,2, \quad (4.5.6)$$

которое следует увеличить на величину ε зоны нечувствительности РПН до значения, кВ:

$$U_2' + \varepsilon \cdot U_{ном}^{BH} = U_2' + \frac{1 \cdot \Delta k_{mp}}{2 \cdot 100} \cdot U_{ном}^{BH} = 193,2 + \frac{1 \cdot 1,00}{2 \cdot 100} \cdot 230 = 194,4. \quad (4.5.7)$$

Получаем максимальную допустимую потерю напряжения в сети 220 кВ, кВ:

$$\Delta U_{\Sigma \partial on} = U_{\bar{o}} - \left(U_2' + \varepsilon \cdot U_{ном}^{BH} \right) = 242 - 194,4 = 47,6, \quad (4.5.8)$$

где $U_{\bar{o}}$ – напряжение в балансирующем узле.

Приняв на шинах источника наибольшее допустимое напряжение по условиям продолжительной работы изоляции $U_{\bar{o}} = 1,15 \cdot U_{ном} = 1,15 \cdot 220 = 253$ кВ, получим допустимую потерю напряжения, кВ:

$$\Delta U_{\Sigma \partial on} = U_{\bar{o}} - \left(U_2' + \varepsilon \cdot U_{ном}^{BH} \right) = 253 - 194,4 = 58,6. \quad (4.5.9)$$

Допустимая потеря напряжения в линиях при передаче мощности до первой подстанции составит:

при напряжении в БУ $U_{\bar{o}} = 242$ кВ, кВ:

$$\Delta U_{W.\partial on1} = \Delta U_{\Sigma \partial on} - \Delta U_{тр} = 47,6 - 7,778 = 39,82, \quad (4.5.10)$$

при напряжении в БУ $U_{\bar{o}} = 253$ кВ, кВ:

$$\Delta U_{W.\partial on1} = \Delta U_{\Sigma \partial on} - \Delta U_{тр} = 58,6 - 7,778 = 50,82. \quad (4.5.11)$$

Аналогично определим допустимую потерю напряжения в линиях при передаче мощности до других подстанций. Результаты расчёта приведены в таблице 53.

Таблица 53 – Допустимые потери напряжения

№ п/ст	$\Delta U_{тр}$, кВ	$U_2' + \varepsilon \cdot U_{ном}^{BH}$, кВ	При $U_{\bar{o}} = 242$ кВ		При $U_{\bar{o}} = 253$ кВ	
			$\Delta U_{\Sigma \partial on}$, кВ	$\Delta U_{W.\partial on1}$, кВ	$\Delta U_{\Sigma \partial on}$, кВ	$\Delta U_{W.\partial on1}$, кВ
1	7,226	194,4	47,6	39,82	58,6	50,82
2	7,500	194,4	47,6	39,55	58,6	50,55
3	7,226	194,4	47,6	39,82	58,6	50,82
4	7,500	194,4	47,6	39,55	58,6	50,55
5	7,226	194,4	47,6	39,82	58,6	50,82

Определим потери напряжения при максимально допустимой нагрузке трансформаторов подстанций. Сначала определим потери напряжения в линиях, ведущих к конечным подстанциям, кВ:

$$\begin{aligned} \Delta U_{W21} &= \frac{S_{\text{дон1}} \cdot \left[R_{12}^{\text{ЭКВ}} \cdot \cos \varphi_{\text{ЭС}} + X_{12}^{\text{ЭКВ}} \cdot \sin(\arccos(\cos \varphi_{\text{ЭС}})) \right]}{U_{\text{НОМ}}} = \\ &= \frac{88,2 \cdot [5,142 \cdot 0,950 + 18,488 \cdot \sin(\arccos 0,950)]}{220} = 4,273 \end{aligned} \quad ; \quad (4.5.12)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{W43} &= \frac{S_{\text{дон3}} \cdot \left[R_{34}^{\text{ЭКВ}} \cdot \cos \varphi_{\text{ЭС}} + X_{34}^{\text{ЭКВ}} \cdot \sin(\arccos(\cos \varphi_{\text{ЭС}})) \right]}{U_{\text{НОМ}}} = \\ &= \frac{88,2 \cdot [10,89 \cdot 0,950 + 39,150 \cdot \sin(\arccos 0,950)]}{220} = 9,048 \end{aligned} \quad ; \quad (4.5.13)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{WB5} &= \frac{S_{\text{дон5}} \cdot \left[R_{B5}^{\text{ЭКВ}} \cdot \cos \varphi_{\text{ЭС}} + X_{B5}^{\text{ЭКВ}} \cdot \sin(\arccos(\cos \varphi_{\text{ЭС}})) \right]}{U_{\text{НОМ}}} = \\ &= \frac{88,2 \cdot [9,680 \cdot 0,950 + 34,800 \cdot \sin(\arccos 0,950)]}{220} = 8,043 \end{aligned} \quad . \quad (4.5.14)$$

Потери напряжения на головных участках сети определяются исходя из того, что по ним передаётся мощность всех подстанций, питающихся от данного участка, кВ:

$$\begin{aligned} \Delta U_{WB2} &= \frac{(S_{\text{дон1}} + S_{\text{дон2}}) \cdot \left[R_{B2}^{\text{ЭКВ}} \cdot \cos \varphi_{\text{ЭС}} + X_{B2}^{\text{ЭКВ}} \cdot \sin(\arccos(\cos \varphi_{\text{ЭС}})) \right]}{U_{\text{НОМ}}} = \\ &= \frac{(88,2 + 170) \cdot [9,075 \cdot 0,950 + 32,625 \cdot \sin(\arccos 0,950)]}{220} = 22,07 \end{aligned} \quad ; \quad (4.5.15)$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{WB4} &= \frac{(S_{\text{дон3}} + S_{\text{дон4}}) \cdot \left[R_{B4}^{\text{ЭКВ}} \cdot \cos \varphi_{\text{ЭС}} + X_{B4}^{\text{ЭКВ}} \cdot \sin(\arccos(\cos \varphi_{\text{ЭС}})) \right]}{U_{\text{НОМ}}} = \\ &= \frac{(88,2 + 170) \cdot [6,352 \cdot 0,950 + 22,838 \cdot \sin(\arccos 0,950)]}{220} = 15,45 \end{aligned} \quad . \quad (4.5.16)$$

Таким образом, потери до конечных подстанций 1 и 3 составят, кВ:

$$\Delta U_{WB1} = \Delta U_{W21} + \Delta U_{WB2} = 4,273 + 22,07 = 26,343 \quad ; \quad (4.5.17)$$

$$\Delta U_{WB3} = \Delta U_{W43} + \Delta U_{WB4} = 9,048 + 15,45 = 24,498 . \quad (4.5.18)$$

Потери до каждой подстанции меньше допустимых, следовательно, максимальная нагрузка на подстанциях ограничена допустимой нагрузкой (перегрузкой) трансформаторов приведённых в таблице 52.

Определим пропускную способность по нагреванию проводов. Допустимая мощность участка Б-2 ЛЭП по нагреванию проводов определяется по выражению, МВт:

$$P_{доп}^{Б-2} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{доп} \cdot n_{цБ2} \cdot \cos \varphi_{ЭС} \cdot 10^{-3} = \\ \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 605 \cdot 2 \cdot 0,950 \cdot 10^{-3} = 438,0, \quad (4.5.19)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ; $I_{доп}$ – допустимый ток для провода, используемого на участке сети [п. 2.1, табл. 11]; $n_{цБ2}$ – количество цепей на участке Б-2; $\cos \varphi_{ЭС}$ – такой же, как в выражении (1.2.1). Аналогично производим расчёт для других участков. Результаты приведены в таблице 54.

Таблица 54 – Наибольшая допустимая нагрузка линий по условию нагревания

Участок сети	Провод, используемый на участке	Допустимый ток провода, А	Число цепей, шт	Допустимая мощность ЛЭП по нагреванию, МВт
Б-2	АС240/32	605	2	438,0
Б-4	АС240/32	605	2	438,0
Б-5	АС240/32	605	2	438,0
1-2	АС240/32	605	2	438,0
3-4	АС240/32	605	2	438,0

Допустимая нагрузка линий по условию нагревания намного больше максимальной нагрузки на подстанциях, ограниченной допустимой нагрузкой (перегрузкой) трансформаторов. Таким образом, пропускная способность на всех участках сети определяется максимальной допустимой нагрузкой трансформаторов, приведённой в таблице 52.

5 Выбор устройств регулирования напряжения

Необходимость поддержания напряжений в различных точках сети в достаточно узких пределах предопределяет необходимость его регулирования. В настоящее время для обеспечения требуемого качества напряжения в электрической системе осуществляют его регулирование, представляющее собой комплекс средств, ограничивающих отклонения напряжения у потребителей в нормированных пределах согласно ГОСТ 32144-2013.

Основными методами регулирования напряжения являются: регулирование в сетях генераторами электрических станций; регулирование изменением коэффициента трансформации; регулирование изменением

сопротивления сети; регулирование изменением потоков реактивной мощности. Рассмотрим каждый метод более подробно.

5.1 Регулирование напряжения в сетях генераторами электрических станций

Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. По принципу работы генератора и его режиму возможно изменять напряжение, не меняя мощности, только в пределах $\pm 0,05 \cdot U_{ном}$, т.е. от $0,95 \cdot U_{ном}$ до $1,05 \cdot U_{ном}$ [15, с. 101].

При $U_{с.ном} = 6,0$ кВ номинальное напряжение генератора $U_{г.ном} = 6,3$ кВ и диапазон регулирования 6,0 – 6,6 кВ. При $U_{с.ном} = 10,0$ кВ номинальное напряжение генератора $U_{г.ном} = 10,5$ кВ и диапазон регулирования 10,0 – 11,0 кВ [15, с. 101].

Отклонение напряжения на выводах генератора более чем на ± 5 % номинального приводит к необходимости снижения его мощности. Этот диапазон регулирования U явно недостаточен. Поясним это подробнее. На каждой ступени трансформации потери напряжения равны [15, с. 101]:

$$\Delta U \approx 0,1 S_{ном} \cdot \quad (5.1.1)$$

При двух-трёх трансформациях потери напряжения в сети составляют $(0,20 \div 0,30) S_{ном}$. Если принять активную мощность в режимах наибольших $P_{нб} = 100$ % и наименьших $P_{нм} = 40$ % нагрузок, то при этих условиях потери напряжения составят соответственно, % [15, с. 101]:

$$\sum \Delta U_{нб\%} \approx 20 \div 30; \quad (5.1.2)$$

$$\sum \Delta U_{нм\%} \approx 8 \div 12. \quad (5.1.3)$$

Отсюда видно, что диапазон изменения напряжения у потребителя составит, %:

$$\sum \Delta U_{нб\%} - \sum \Delta U_{нм\%} \approx 12 \div 18. \quad (5.1.4)$$

Поэтому диапазон изменения напряжения у генератора, составляющий только 10 %, явно недостаточен [15, с. 101].

Генераторы электростанций являются только вспомогательным средством регулирования по двум причинам: 1) не хватает диапазона регулирования напряжения на электростанциях; 2) трудно увязать требования по напряжению удаленных и близких потребителей.

Как единственное средство регулирования генераторы применяются только в случае системы, представляющей станцию и в основном нераспределенную нагрузку. В этом случае на шинах изолированно работающих электростанций промышленных предприятий осуществляет встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения генераторов повышают напряжение в часы максимума нагрузок и снижают в часы минимума [15, с. 101-102].

5.2 Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации

Повышающие трансформаторы на электростанциях также являются вспомогательным средством регулирования напряжения, потому что, как и генераторы, не могут согласовать требования по напряжению близких и удаленных потребителей. Поэтому основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций, регулирующие напряжение изменением коэффициента трансформации [15, с. 102].

Меняя коэффициент трансформации, можно изменять напряжение на низкой стороне подстанции. Этот принцип используется во всех средствах регулирования напряжения на подстанциях. В качестве таких средств используются трансформаторы с устройством переключения без возбуждения (далее ПБВ) или с устройством регулирования под нагрузкой (далее РПН), линейные регуляторы (далее ЛР), вольтодобавочные трансформаторы (далее ВДТ).

Трансформаторы с (ПБВ) в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети, к которому присоединяется данный трансформатор (6, 10, 20 кВ). При основном ответвлении коэффициент трансформации трансформатора называют номинальным. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации соответственно отличается от номинального на +5,0; +2,5; -2,5; -5,0 % [15, с. 103].

Чтобы переключить регулировочное ответвление в трансформаторе с ПБВ, требуется отключить его от сети. Такие переключения производятся редко, практически только при сезонном изменении нагрузки. Поэтому в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток трансформатор с ПБВ работает при одном регулировочном ответвлении и соответственно с одним и тем же коэффициентом трансформации. При этом нельзя осуществить требование встречного регулирования, т. е. изменять коэффициент трансформации в течение суток, переходя от режима наибольших нагрузок к режиму наименьших нагрузок.

Устройство РПН позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи. Переключение под нагрузкой требует более сложного переключающего устройства, чем ПБВ. Устройство РПН

используется в трансформаторах при необходимости частого или непрерывного регулирования напряжения. Регулирование напряжения предусматривается в различных пределах от $\pm 10\%$ до $\pm 16\%$ [15, с. 104]. Например, для трансформаторов ТРДЦН-63000/220, с устройством РПН $\pm 12 \times 1,0\%$, коэффициент трансформации может изменяться от наименьшего до наибольшего соответственно:

$$k_{нм} = \frac{U_{ном}^{ВН} - n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв}}{U_{ном}^{НН}} = \frac{230 - 12 \cdot 2,30}{11,0} = 18,40; \quad (5.2.1)$$

$$k_{нм} = \frac{U_{ном}^{ВН} + n_{отв}^{ст} \cdot V_{отв}}{U_{ном}^{НН}} = \frac{230 + 12 \cdot 2,30}{11,0} = 23,42, \quad (5.2.2)$$

где $U_{ном}^{ВН}$, $U_{ном}^{НН}$ – номинальные напряжения трансформатора высшее, низшее, кВ; и $n_{отв}^{ст}$ – количество стандартных ответвлений; $V_{отв}$ – напряжение одного ответвления РПН, кВ:

$$V_{отв} = \frac{\Delta k_{тр}}{100} \cdot U_{ном}^{ВН} = \frac{1,00}{100} \cdot 230 = 2,30. \quad (5.2.3)$$

Это позволяет обеспечить требуемый уровень напряжения у потребителя как в нормальном максимальном, так и в минимальном режимах работы в течение суток, что соответствует требованиям встречного регулирования. Выбор ответвлений РПН трансформаторов производится в этой работе в пункте 4.4.

Линейные регуляторы, или последовательные трансформаторы применяются для регулирования напряжения в отдельных линиях и обмотке НН мощных автотрансформаторов. Они применяются при конструкции уже существующих сетей, где стоят трансформаторы с РПН. В этом случае для регулирования напряжения на шинах подстанции ЛР включаются последовательно с нерегулируемым трансформатором (рис. 8, а). Для регулирования напряжения на отходящих линиях линейные регуляторы включаются непосредственно в линии (рис. 8, б).

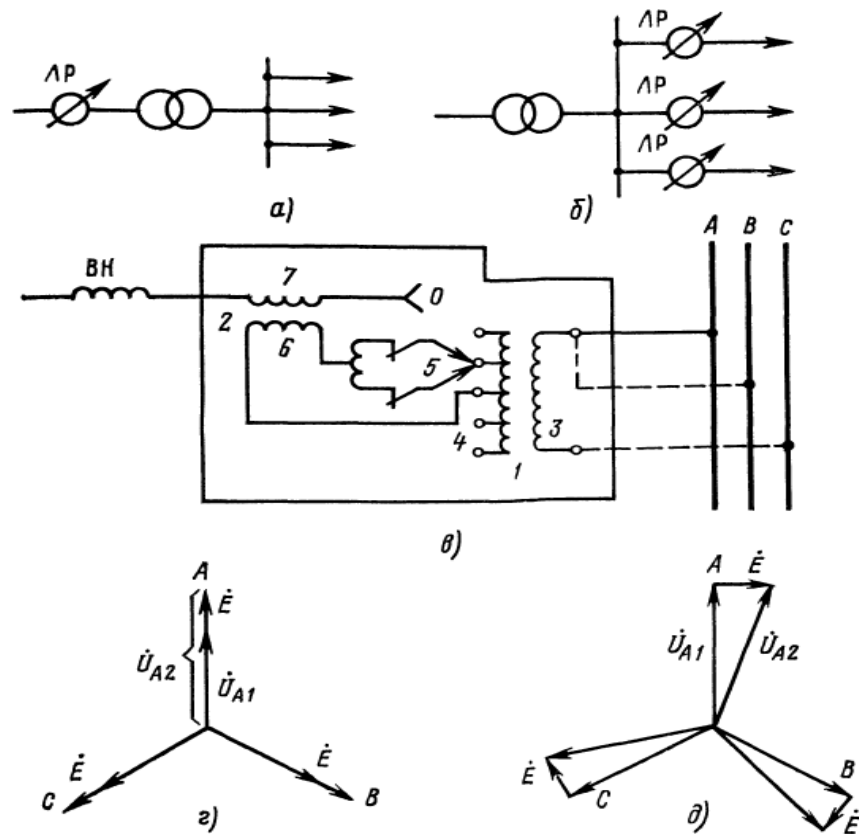


Рисунок 8 – Линейные регуляторы: а, б—способы включения; в – принципиальная схема; г – регулирование напряжения по величине; д – регулирование напряжения по значению и фазе.

Линейный регулятор – отдельная электрическая машина, самостоятельно выпускаемая заводом, которая состоит из последовательного трансформатора 1 и питающего трансформатора 2 (рис. 8, в). Первичная обмотка питающего трансформатора 3 может получать питание от фазы А или от фаз В, С. Вторичная обмотка питающего трансформатора содержит такое же устройство переключения контактов под нагрузкой 5, как и в РПН. Один конец первичной обмотки последовательного трансформатора 6 подключен наглухо к средней точке вторичной обмотки 4, другой – к переключающему устройству 5. Обмотка последовательного трансформатора 7 соединена с обмоткой ВН силового трансформатора, и ЭДС в обмотке 7 складывается с ЭДС в обмотке ВН.

Если на первичную обмотку питающего трансформатора 3 подаётся напряжение фазы А, то ЭДС обмотки ВН нерегулируемого трансформатора с помощью устройства РПН, описанного выше, регулируется по величине (рис. 1, г). Если эта обмотка подключается к фазам В и С, то ЭДС обмотки ВН регулируется по величине и по фазе (рис. 8, д). Регулирование напряжения по модулю соответствует действительному коэффициенту трансформации μ и называется продольным. Регулирование напряжения по фазе называется поперечным. Регулирование напряжения по модулю и фазе соответствует комплексному коэффициенту трансформации.

Линейные регуляторы обычно изготавливаются следующих серий: трехфазные мощностью 400 – 630 кВ·А с РПН 110 %, числом ступеней ± 6 на напряжение 6 – 35 кВ; трехфазные, мощностью 1600 – 6300 кВ·А с РПН ± 10 %, числом ступеней ± 8 на 6 – 10 кВ; трехфазные мощностью 16 – 100 МВ·А с РПН ± 15 %, на 6,3 – 36,75 кВ; трехфазные мощностью 63 и 125 МВ·А с РПН ± 15 %, на 110 кВ [15, с. 107].

Для регулирования напряжения под нагрузкой на мощных трансформаторах и автотрансформаторах применяются также ВДТ. У него вторичная обмотка включается в сеть последовательно, а первичная питается от специального регулировочного трансформатора (далее РТ). У последнего в общем случае имеются две обмотки d и q . Обмотка d создаёт продольную составляющую напряжения \dot{U}_{1Ad} , совпадающую по фазе с напряжением питающей сети или сдвинутую относительно его на 180° , а обмотка q создаёт поперечную составляющую напряжения \dot{U}_{1Aq} , повернутую относительно напряжения рассматриваемой фазы сети на 90° (рис. 9).

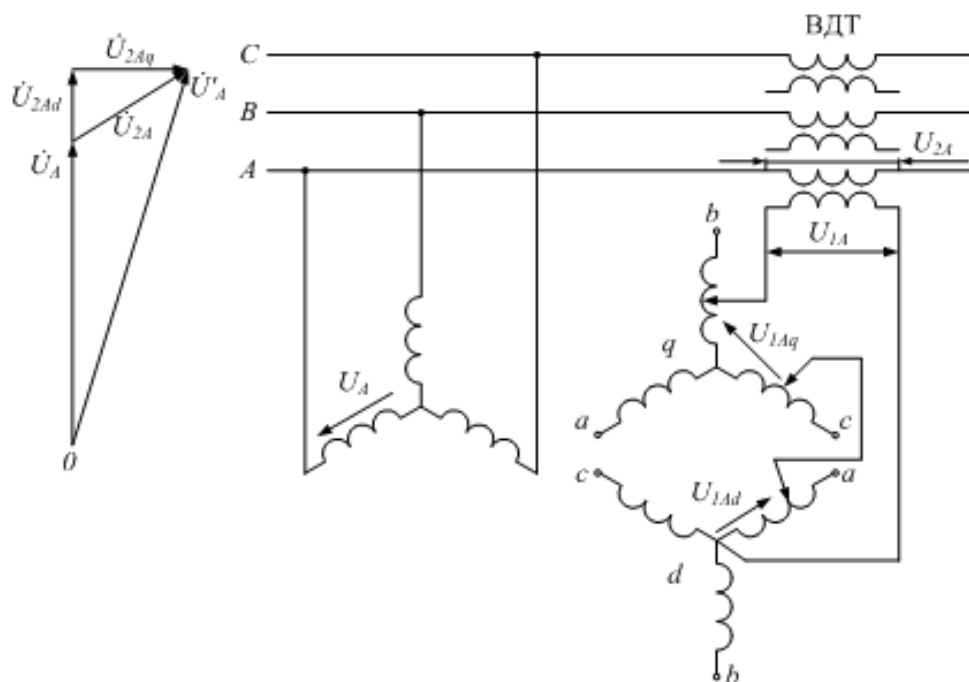


Рисунок 9 – Схема включения ВДТ и векторная диаграмма напряжения.

Напряжения U_{1Ad} и U_{1Aq} можно регулировать независимо друг от друга, и в результате первичное напряжение ВДТ фазы А:

$$\dot{U}_{1A} = \dot{U}_{1Ad} + \dot{U}_{1Aq}, \quad (5.2.4)$$

а также его вторичное напряжение \dot{U}_{2A} , которое складывается с напряжением сети \dot{U}_A , можно изменять по величине и по фазе.

Напряжение сети за ВДТ фазы А:

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + \dot{U}_{2A}. \quad (5.2.5)$$

Регулирование напряжения всех фаз производится одновременно аналогично фазе А. Трансформаторы с двумя обмотками d и q вследствие их сложности и дороговизны применяются довольно редко. Чаще используются трансформаторы только с обмоткой d , осуществляющие продольное регулирование напряжения.

5.3 Регулирование напряжения изменением сопротивления сети

Значение напряжения у потребителя зависит от потерь напряжения в сети, которые в свою очередь зависят от сопротивления сетей. Например, продольная составляющая падения напряжения в линии равна [15, с. 108]:

$$\Delta U = \frac{P_W^{кон} \cdot R_W + Q_W^{кон} \cdot X_W}{U_{кон}}, \quad (5.3.1)$$

где $P_W^{кон}$, $Q_W^{кон}$, $U_{кон}$ – потоки мощности и напряжение в конце линии; R_W , X_W – активное и реактивное сопротивления линии.

Соотношение активного и реактивного сопротивлений для распределительных и питающих сетей различно.

В питающих сетях удельное реактивное сопротивление больше активного, $x_0 \gg r_0$ поэтому решающее значение в ΔU приобретает реактивное сопротивление линий. На стадии проектирования электрических сетей можно значительно уменьшить реактивное сопротивление линии, например в два раза, увеличив количество цепей линии в два раза. Также можно увеличить сечение линии, однако реактивное сопротивление мало зависит от него, например удельное индуктивное сопротивление воздушных линий 220 кВ находится в интервале от 0,42 до 0,44 Ом/км [20, табл. 2.2]. Выбирать сечение линий в питающих сетях по допустимой потере напряжения экономически нецелесообразно.

Когда линии электропередачи уже эксплуатируются при нескольких параллельно работающих линиях в часы минимальной нагрузки, когда снижаются потери напряжения, можно отключить одну из линий, что приведет к увеличению потерь напряжения в питающей сети и, следовательно, к понижению напряжения у потребителя. Такое регулирование, несмотря на ступенчатость, повышает экономичность передачи, однако его можно использовать только в том случае, если не снижается надежность электроснабжения.

Для изменения реактивного сопротивления в линию включаются конденсаторы. Продольная составляющая падения напряжения в линии до установки конденсаторов определяется выражением (5.3.1). Предположим, что напряжение в конце линии ниже допустимого, т.е. [15, с. 109]:

$$U_{кон} \approx U_{нач} - \Delta U \leq U_{кон}^{доп}. \quad (5.3.2)$$

Включение конденсаторов последовательно в линию называют продольной компенсацией. Установка последовательно включенных в линию конденсаторов УПК (устройств продольной компенсации) дает возможность компенсировать индуктивное сопротивление и потерю напряжения в линии. Включим последовательно в линию конденсаторы так, чтобы повысить напряжение в конце линии до допустимого, т.е., получить $U_{кон}^{доп}$.

Допустимая величина напряжения у потребителя определяется выражением [15, с. 109]:

$$U_{кон}^{доп} = \frac{P_W^{кон} \cdot R_W + Q_W^{кон} \cdot (X_W - X_K)}{U_{кон}^{доп}}, \quad (5.3.3)$$

где X_K – сопротивление конденсаторов УПК.

Для УПК отношение емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии, выраженное в процентах, называется процентом компенсации, % [15, с. 110]:

$$c = \frac{X_K}{X_W} \cdot 100. \quad (5.3.4)$$

На практике применяют лишь частичную компенсацию ($c < 100$ %) реактивного сопротивления линии. Полная, или избыточная, компенсация ($c \geq 100$ %) в распределительных сетях, непосредственно питающих нагрузку, обычно не применяется, так как это связано с возможностью появления в сети значений напряжения выше допустимого. Особенную опасность представляют случаи внезапного увеличения тока нагрузки (например, при пуске крупных электродвигателей), когда наблюдаются значительные повышения напряжения, а также возможны явления резонансного характера. Поэтому на время пуска наиболее крупных электродвигателей параллельно конденсаторам включают активные сопротивления или закорачивают конденсаторы.

В распределительных сетях, наоборот, т.е. $r_0 \gg x_0$. В потере напряжения основную роль играет первое слагаемое числителя в выражении (5.3.1) $P_W^{кон} \cdot R_W$. При изменении сечения линии в распределительных сетях

существенно меняются r_0 и R_W , таким образом изменяется ΔU и напряжение потребителя, Поэтому в этих сетях иногда выбирается сечение по допустимой потере напряжения.

Установки последовательно включенных конденсаторов улучшают режимы напряжения в сетях. Однако следует учитывать, что повышение напряжения, создаваемое такими конденсаторами, зависит от значения и фазы тока, проходящего через УПК. Поэтому возможности регулирования последовательными конденсаторами ограничены. Наиболее эффективно применение УПК для снижения отклонений напряжения на перегруженных радиальных линиях. Применение УПК для регулирования напряжения экономически целесообразно только в сетях 35 кВ и ниже [20, с. 194].

В питающих сетях УПК – сложные в эксплуатации и дорогие установки. Необходимо применять специальные меры для их защиты от перенапряжений во время коротких замыканий. Отметим, что УПК применяют не только для регулирования напряжения, но и для повышения пропускной способности линий.

5.4 Регулирование изменением потоков реактивной мощности

Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности основано на изменении падения напряжения в сети в результате изменения потоков реактивной мощности. Продольная составляющая падения напряжения в линии электропередачи сети ΔU_W определяется по выражению [15, с. 111]:

$$\Delta U_W = \frac{P_W \cdot R_W + Q_W \cdot X_W}{U_{кон}}, \quad (5.4.1)$$

где P_W , Q_W , R_W , X_W – потоки мощности и сопротивления линии электропередачи сети. Из последнего выражения видно, что падение напряжения зависит от потоков реактивной и активной мощности сети. Линия должна передавать такую активную мощность, какая нужна потребителю. Активную мощность линии нельзя изменить для регулирования напряжения, это экономически бессмысленно. В питающих сетях активное сопротивление значительно меньше реактивного сопротивления линий. Следовательно, именно произведение $Q_c \cdot x_c$ оказывает решающее влияние на падение напряжения в сетях при регулировании U за счет изменения потоков мощности.

Для изменения потоков реактивной мощности применяют компенсирующие устройства – батареи статических конденсаторов (далее БСК), синхронные компенсаторы (далее СК) и статические тиристорные компенсаторы (далее СТК). При установке этих КУ в промышленных и городских сетях, получающих питание от подстанций напряжением 220/6,0-10 кВ среднее значение экономического эффекта составляет 1,8 руб/квар со

средним сроком окупаемости 3,1 лет [22, табл. 2.3]. Для предприятий в качестве нормативной величины рекомендуется средневзвешенное значение коэффициента мощности $\cos\varphi$ не ниже 0,92 – 0,95 [15, с. 93].

1. Использование в качестве компенсирующего устройства СК. Напряжение в конце линии до установки компенсатора определяется выражением [15, с. 111]:

$$U_{кон} = U_{нач} - \frac{P_W \cdot R_W + Q_W \cdot X_W}{U_{кон}}. \quad (5.4.2)$$

Пусть $U_{кон}$ ниже допустимого. После включения в конце линии компенсатора $U_{кон}$ определяется следующим образом [15, с. 111]:

$$U_{кон} = U_{нач} - \frac{P_W \cdot R_W + (Q_W - Q_{СК}) \cdot X_W}{U_{кон}}. \quad (5.4.3)$$

Определим мощность компенсирующего устройства, необходимую для того, чтобы напряжение стало допустимым. Для этого положим $U_{кон} = U_{кон}^{доп}$, и вычтем из выражения (5.4.3) выражение (5.4.2), получим мощность компенсатора [15, с. 111-112]:

$$Q_{СК} = \frac{(U_{кон}^{доп} - U_{кон}) \left[U_{кон}^{доп} \cdot U_{кон} - (P_W \cdot R_W + Q_W \cdot X_W) \right]}{U_{кон} \cdot X_W}. \quad (5.4.4)$$

При практических расчётах мощность компенсатора определяется по:

$$Q_{СК} = \frac{U_{кон}^{доп} - U_{кон}}{X_W} \cdot U_{кон}^{доп}. \quad (5.4.5)$$

Синхронные компенсаторы могут работать в режимах перевозбуждения и недовозбуждения.

При перевозбуждении они генерируют реактивную мощность $Q_{СК}^{перев} = Q_{СК}^{ном}$. При недовозбуждении они потребляют реактивную мощность $Q_{СК}^{недов} = 0,50 \cdot Q_{СК}^{ном}$, что приводит к увеличению потерь напряжения в сети и к уменьшению напряжения у потребителя. Это можно использовать, когда надо снизить напряжение, например в режиме наименьших нагрузок [15, с. 113].

2. Включение в качестве компенсирующего устройства БСК позволяет только повышать напряжение, так как конденсаторы могут лишь вырабатывать

реактивную мощность. Конденсаторы, подключенные параллельно к сети, обеспечивают поперечную компенсацию. В этом случае конденсаторы, генерируя реактивную мощность, повышают коэффициент мощности сети и одновременно регулируют напряжение, так как уменьшают потерн напряжения в сети. В периоды малых нагрузок, когда напряжение в сети повышено, должно быть предусмотрено отключение части батарей конденсаторов, чтобы уровни напряжений не превышали допустимых значений.

При поперечной компенсации так же, как и для синхронного компенсатора в режиме перевозбуждения, уменьшается потеря напряжения в сети и увеличиваются напряжение, а также угол сдвига между напряжениями в конце и в начале линии [15, с. 114].

Необходимая реактивная мощность конденсаторов, необходимая для повышения напряжения до допустимого значения $U_{кон}^{доп}$ определяется по выражению (5.4.5), как и для СК.

Основной недостаток БСК – отрицательный регулирующий эффект, то есть значительное уменьшение генерации реактивной мощности при снижении напряжения на её зажимах. Снижение генерации реактивной мощности способствует дальнейшему снижению напряжения. Существуют регулируемые конденсаторные установки, в которых число включенных конденсаторов изменяется автоматически в зависимости от режима работы электрической сети [20, с. 173].

С помощью конденсаторной батареи компенсируется часть реактивной мощности узла нагрузки, тем самым уменьшается реактивная мощность, потребляемая узлом из сети, до величины:

$$Q'_{нагр} = Q_{нагр} - Q_{КУ}. \quad (5.4.6)$$

В результате коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi$ улучшается до значения $\cos\varphi'$.

Представим технические характеристики в таблице 55 регулируемой установки компенсации реактивной мощности с номинальным напряжением 10,5 кВ, применяемой для выравнивания $\cos\varphi$ и повышения напряжения, УКРМ1-10,5 [2, с. 169].

Таблица 55 – технические характеристики УКРМ1-10,5

Параметр	Значение
Номинальная мощность, квар	1000; 1800; 2700; 3150; 4050
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Частота, Гц	50
Род тока	Переменный трёхфазный
Тип ввода	Кабельный
Напряжение питания вспомогательных цепей, В	220 (50 Гц)
Степень защиты по ГОСТ 14254	IP21
Климатическое исполнение	У3
Ток электродинамической стойкости, кА	20,0
Ток термической стойкости, кА	12,5
Максимальная перегрузка по напряжению, о.е.	1,1
Максимальная перегрузка по мощности, о.е.	1,3
Общие потери, Вт/квар	<2,0
Шаг регулирования, квар	200; 450

3. СТК так же, как и СК могут генерировать и потреблять реактивную мощность, так как основу их составляют накопительные элементы (ёмкости и индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки [20, с. 178-179].

СТК плавно управляются с помощью встречно-параллельно включенных управляемых вентилях – тиристоров, снабжённых устройством управления (УУ) которые регулируют момент открытия и закрытия тиристоров (угол регулирования реактивной мощности). Существуют СТК прямой компенсации, осуществляющие ступенчатое регулирование реактивной мощности с помощью включения и отключения батарей конденсаторов или фильтров высших гармоник при изменении реактивной мощности электроприёмников. А также есть СТК косвенной компенсации, состоящие из двух частей: плавно регулирующего индуктивного элемента – реактора для компенсации колебаний напряжения и нерегулируемой части – батарей конденсаторов (фильтров высших гармоник) [2, с. 422-426].

5.5 Сравнение способов регулирования напряжения

Сравним выше перечисленные способы регулирования напряжения. Основным, наиболее важным и эффективным среди рассмотренных выше способов является регулирование напряжения трансформаторами и автотрансформаторами под нагрузкой (РПН). Все остальные способы

регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Трансформаторы с ПБВ применяются в сетях до 35 кВ. С их помощью невозможно осуществить встречное регулирование напряжения, так как коэффициенты трансформации и ответвления в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток равны. Поэтому с помощью трансформатора с ПБВ невозможно в течение суток в режиме наибольших нагрузок поднять напряжение на низкой стороне районной подстанции до $1,05 \cdot U_{ном}$ и в режиме наименьших нагрузок понизить его до $1,00 \cdot U_{ном}$, т. е. условия встречного регулирования не выполняются. Регулирование без возбуждения используется только как сезонное. Более частые переключения очень дороги, так как требуют отключения от сети, усложняют эксплуатацию и связаны с резким увеличением количества обслуживающего персонала [15, с. 115].

С помощью трансформаторов с РПН на районной подстанции можно осуществить встречное регулирование, так как в трансформаторах с РПН коэффициенты трансформации и ответвления можно изменить под нагрузкой, т. е. $n_{отв}^{нб} \neq n_{отв}^{нм}$, $U_{отв}^{нб} \neq U_{отв}^{нм}$.

Трансформаторы с РПН дороже, чем с ПБВ. Это объясняется необходимостью применения специального переключающего устройства. Стоимость переключающего устройства РПН сравнительно мало зависит от мощности трансформатора. Поэтому относительное удорожание для трансформаторов с РПН по сравнению с трансформаторами с ПБВ значительно больше для трансформаторов меньшей мощности. Это удорожание составляет 20—25% стоимости трансформатора для трансформаторов большой мощности, а для трансформаторов малой мощности может достигать 70 – 80 % . Трансформаторы с РПН применяют на напряжение 35 кВ и более [15, с. 115].

Линейные регуляторы малой мощности применяются в промышленных и сельских сетях. Линейные регуляторы большой мощности устанавливаются на подстанции последовательно с нерегулируемым трансформатором или непосредственно в линию, а также последовательно с обмоткой НН автотрансформаторов.

В большинстве случаев синхронные компенсаторы применяются на мощных подстанциях, батареи статических конденсаторов – на менее мощных подстанциях в промышленных, сельских и городских сетях. Применение СК на низком напряжении и на мощность меньше 5 Мвар экономически нецелесообразно. Удельные затраты на компенсацию – в СК мощностью 7,5 руб/квар. Удельная стоимость 1 квар конденсаторной батареи зависит от напряжения и колеблется в пределах от 5 руб/квар при напряжении 3,0÷10 кВ до 14,5 руб/квар при напряжении 0,22 кВ, но практически не зависит от мощности самой батареи [15, с. 91-92]. Сравнение параметров компенсирующих устройств приведено в таблице 56, параметры которой из литературы [20; 22;

23; 24, с. 172-179; 421-426; 97-130; 243-244]. Компенсирующие устройства играют важную роль не только для регулирования напряжения, но в первую очередь для обеспечения баланса реактивной мощности и уменьшения потерь мощности и электроэнергии.

Таблица 56 – Сравнение параметров компенсирующих устройств

Параметры сравнения	БСК	СК	СТК	
			Прямая компенсация	Косвенная компенсация
Мощность, Мвар	0,240÷15,0	При опережающем токе 10÷320	6,3÷250	6,3÷250
Регулирование	Ступенчатое	плавное	ступенчатое	Плавное
Скорость регулирования, с	Менее 0,02	Более 0,06	Менее 0,02	Менее 0,01
Строительная часть	Большая гибкость монтажа	Массивные фундаменты	Большая гибкость монтажа	
Обслуживание	Практически не требуется	Необходим высокий уровень эксплуатации	Практически не требуется	
$Q_{уст} / Q_{max}$, о.е.	1,0 перегрузка не допускается	0,50÷0,70; возможность до двухкратной перегрузки	1,0 перегрузка не допускается	2,0 – регулируемая индуктивная часть; 1,0 – ёмкостная нерегулируемая часть
Работа на несимметричную нагрузку	Пофазное управление	Пофазное управление практически невозможно	Пофазное управление	Пофазное управление
Потери от номинальной мощности, %	0,30÷0,60	2,5÷4,0	0,5÷41,0	1,0÷2,0
Искажение питающего напряжения	нет	нет	нет	Является источником высших гармоник

Заключение

Для расчёта и анализа работы РЭС были обработаны исходные данные для проектирования, использованы инженерные методы расчёта установившихся режимов работы электрических сетей. Для проверки правильности и определения точности инженерного расчёта выполнен расчёт нормального максимального режима на ЭВМ с помощью программно-вычислительного комплекса «REGIM».

Для определения оптимального режима работы и анализа РЭС дополнительно произведёны расчёты наиболее тяжёлого послеаварийного режима на ЭВМ, а также произведён выбор и расчёт режима регулирования напряжения на подстанциях.

При проектировании ПС №2 использованы современные типовые компоновки схем РУ, современное высоковольтное оборудование. Особый уклон сделан при рассмотрении вопроса выбора устройств групповой компенсации реактивной мощности в целях регулирования напряжения и выравнивания коэффициента мощности РЭС. При решении данного вопроса были выбраны устройства УКРМ1-10,5, производимых компанией ООО «Матик-электро».

РЭС 220 кВ и спроектированная ПС №2 соответствуют всем действующим нормам и требованиям, изложенными в нормативно-технической документации и стандартам ОАО «Россети», при этом применены современные и актуальные на ближайшее время решения. Графические материалы выполнены с максимальной наглядностью в соответствии с нормативно-технической документацией и требованиями стандартов ОАО «Россети».

Считаю, что поставленные задачи были решены в полном объёме с рассмотрением всех аспектов в рамках выпускной квалификационной работы.

Список использованных источников

1. Герасименко, А. А. Проектирование районной электрической системы: метод. Указания по курсовому проектированию / сост.: А. А. Герасименко, Е. С. Кинев, Л. И. Пилюшенко. – Красноярск : ИПК СФУ, 2008. – 65 с.
2. Технический каталог компенсация реактивной мощности: Москва - 2010 / ООО «Матик-электро» // ООО «Матик-электро» [сайт]. – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.matic.ru>
3. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 20.12.2007. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
4. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НП ЭНАС, 2003. – 656 с.
5. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.: ил.
6. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станции и подстанции : учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энерготомиздат, 1987. – 648 с.
7. Элегазовый выключатель ВГБУ и ВГБП : номенклатурный каталог : Екатеринбург -2016 / ООО "Элеком"// ООО "Элеком" [сайт]. – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: <http://www.elekom-ural.ru>
8. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2005. – 448 с.
9. Реакторное оборудование. Каталог решений в области улучшения качества электроэнергии, защиты электрических сетей и организации ВЧ связи – 2015, / ЗАО «Группа «СВЭЛ». // ЗАО «Группа «СВЭЛ» [сайт]. – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: <http://svel.ru>
10. Комплектные распределительные устройства серии КРУ-СВЭЛ на напряжение 10(6) кВ: редакция № 16/10 –2016, / ЗАО «Группа «СВЭЛ». // ЗАО «Группа «СВЭЛ» [сайт]. – Екатеринбург, 2016. – Режим доступа: <http://svel.ru>
11. VF12. Выключатель вакуумный 10 кВ : номенклатурный каталог : Санкт-Петербург -2016 / АО «ПО Элтехника» // АО «ПО Элтехника» [сайт]. – Санкт-Петербург, 2016. – Режим доступа: <http://www.elteh.ru>
12. Технический катало разьединителей серии РГ на напряжение 35-500 кВ: Великие Луки -2016 / ЗАО «ЗЭТО» // ЗАО «ЗЭТО» [сайт]. – Великие Луки, 2016. – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>
13. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Производство измерительных трансформаторов, напряжения и тока, силовых трансформаторов. – [сайт]. – Екатеринбург, 2015. – Режим доступа:<http://www.cztt.ru>

14. Высоковольтная аппаратура, трансформаторы, преобразовательная техника, электрические машины. – ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш»[сайт]. – Екатеринбург, 2015. – Режим доступа:<http://www.uetm.ru>
15. Веников, В. А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В. А. Веников, В. И. Идельчик, М. С. Лисеев. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 216 с.
16. Рокотян, С. С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем: учеб. пособие / под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
17. Солдаткина, Л. А. Электрические сети и системы / Л. А. Солдаткина. – М.: Энергия, 1972. – 272 с.
18. СТО 56947007-29.180.02.140-2012. Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС. ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 16 с.
19. Электроэнергетика: Передача и распределение электроэнергии: метод. указания / сост. А. А. Герасименко, О. П. Халезина. – Красноярск: ИПЦ СФУ, 2009. – 76 с.
20. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ; Минск: БНТУ, 2006. – 808 с.
21. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
22. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б. И. Кудрин. – 2-е изд. – М.: Интермет инжиниринг, 2006. – 672 с.
23. Веников, В. А. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях: учеб. пособие / В. А. Веников, А. А. Жуков, И. И. Карташев, Ю. П. Рыжов. – М.: «Энергия», 1975. – 136 с.
24. Васильев, А. А. Электрическая часть станций и подстанций / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова, М. Н. Околович. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Файл исходных данных для расчёта нормального максимального режима сети в программе «REGIM»

1 1000 .001 20/
201 1000 1 220 0 0 0 0 242 -500 500/
201 1 1 220/
201 2 1 220/
201 3 1 220/
201 4 1 220/
201 5 1 220/
201 50 1 220 60 19.7/
201 20 1 220 110 35.8/
201 10 1 220 80 24.4/
201 40 1 220 100 32.3/
201 30 1 220 70 20.1/
301 1 1000 2 9.075 32.625 0 780/
301 1 1000 4 6.352 22.838 0 546/
301 1 1000 5 9.680 34.800 0 832/
301 1 1 10 1.766 48.28 2.646 11.91 1/
301 1 2 1 5.142 18.488 0 442/
301 1 2 20 0.899 33.06 3.856 24.57 1/
301 1 3 30 1.766 48.28 2.646 11.91 1/
301 1 3 4 10.890 39.150 0 936/
301 1 4 40 0.899 33.06 3.856 24.57 1/
301 1 5 50 1.766 48.28 2.646 11.91 1/

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Файл исходных данных для расчёта нормального минимального режима сети в программе «REGIM»

1 1000 .001 20/
201 1000 1 220 0 0 0 0 242 -500 500/
201 1 1 220/
201 2 1 220/
201 3 1 220/
201 4 1 220/
201 5 1 220/
201 50 1 220 36.0 11.82/
201 20 1 220 66.0 22.92/
201 10 1 220 48.0 15.36/
201 40 1 220 60.0 20.10/
201 30 1 220 42.0 13.50/
301 1 1000 2 9.075 32.625 0 780/
301 1 1000 4 6.352 22.838 0 546/
301 1 1000 5 9.680 34.800 0 832/
301 1 1 10 1.799 48.28 2.646 11.91 1/
301 1 2 1 5.142 18.488 0 442/
301 1 2 20 0.899 33.06 3.856 24.57 1/
301 1 3 30 1.799 48.28 2.646 11.91 1/
301 1 3 4 10.890 39.150 0 936/
301 1 4 40 0.899 33.06 3.856 24.57 1/
301 1 5 50 1.799 48.28 2.646 11.91 1/

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Файл исходных данных для расчёта послеаварийного режима сети без дополнительных КУ в программе «REGIM»

Файл исходных данных для программы «REGIM» в послеаварийном режиме без дополнительных КУ:

1 1000 .001 20/
201 1000 1 220 0 0 0 0 242 -500 500/
201 1 1 220/
201 2 1 220/
201 3 1 220/
201 4 1 220/
201 5 1 220/
201 50 1 220 60 19.7/
201 20 1 220 110 35.8/
201 10 1 220 80 24.4/
201 40 1 220 100 32.3/
201 30 1 220 70 20.1/
301 1 1000 2 18.150 65.250 0 390/
301 1 1000 4 6.352 22.838 0 546/
301 1 1000 5 9.680 34.800 0 832/
301 1 1 10 1.799 48.28 2.646 11.91 1/
301 1 2 1 5.142 18.488 0 442/
301 1 2 20 0.899 33.06 3.856 24.57 1/
301 1 3 30 1.799 48.28 2.646 11.91 1/
301 1 3 4 10.890 39.150 0 936/
301 1 4 40 0.899 33.06 3.856 24.57 1/
301 1 5 50 1.799 48.28 2.646 11.91 1/

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Файл исходных данных для расчёта послеаварийного режима сети с учётом дополнительных КУ в программе «REGIM»

Файл исходных данных для программы «REGIM» в послеаварийном режиме с учётом дополнительных КУ:

1 1000 .001 20/
201 1000 1 220 0 0 0 0 242 -500 500/
201 1 1 220/
201 2 1 220/
201 3 1 220/
201 4 1 220/
201 5 1 220/
201 50 1 220 60 19.7/
201 20 1 220 110 28.6/
201 10 1 220 80 11.8/
201 40 1 220 100 32.3/
201 30 1 220 70 20.1/
301 1 1000 2 18.150 65.250 0 390/
301 1 1000 4 6.352 22.838 0 546/
301 1 1000 5 9.680 34.800 0 832/
301 1 1 10 1.799 48.28 2.646 11.91 1/
301 1 2 1 5.142 18.488 0 442/
301 1 2 20 0.899 33.06 3.856 24.57 1/
301 1 3 30 1.799 48.28 2.646 11.91 1/
301 1 3 4 10.890 39.150 0 936/
301 1 4 40 0.899 33.06 3.856 24.57 1/
301 1 5 50 1.799 48.28 2.646 11.91 1/

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Результаты расчёта нормального максимального режима сети в программе «REGIM»

Номер узла	Граничные узлы		Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qс Мвар
	начало	конец						
U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар	
Район N= 0								
	1	10	-80.39	-32.17	.26	7.22	.224	.00
	1	2	80.39	32.17	.71	2.55	.215	11.07
Узел 1	223.8	-7.71	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	1	-81.10	-12.21	.71	2.55	.215	11.44
	2	20	-110.45	-46.12	.25	9.14	.304	.00
Узел 2	227.5	-6.16	191.55	58.33	6.69	24.05	.496	20.18
	3	30	-70.32	-25.69	.18	4.99	.186	.00
	3	4	70.32	25.69	.99	3.57	.175	25.39
Узел 3	232.9	-6.77	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	40	-100.40	-40.51	.19	6.92	.265	.00
	4	1000	171.72	18.19	3.35	12.04	.420	15.28
	4	3	-71.32	22.32	.99	3.57	.175	26.19
Узел 4	236.5	-3.91	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-60.28	-23.88	.13	3.54	.157	.00
	5	1000	60.28	23.88	.61	2.21	.146	23.84
Узел 5	239.4	-2.08	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	10	1	80.00	24.40	.26	7.17	.223	.00
Узел 10	217.0	-12.22	.00	.00	80.00	24.40	.00	.00
	20	2	110.00	35.80	.25	9.05	.302	.00
Узел 20	221.1	-10.27	.00	.00	110.00	35.80	.00	.00
	30	3	70.00	20.10	.18	4.94	.185	.00
Узел 30	227.6	-10.39	.00	.00	70.00	20.10	.00	.00
	40	4	100.00	32.30	.19	6.84	.263	.00
Узел 40	231.1	-7.35	.00	.00	100.00	32.30	.00	.00
	50	5	60.00	19.70	.13	3.50	.156	.00
Узел 50	234.6	-5.00	.00	.00	60.00	19.70	.00	.00
	1000	2	-198.24	-39.35	6.69	24.05	.496	22.84
	1000	4	-175.07	1.03	3.35	12.04	.420	15.99
	1000	5	-60.89	22.12	.61	2.21	.146	24.36
Узел 1000	242.0	.00	434.20	16.20	.00	.00	.00	.00
Номер бал.уз. -1000 Точность расчета - .00 Температура- 20.00 Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 3 Потери мощности в сети: активной - 13.37 МВт реактивной - 76.22 Мвар Потери в линиях - 12.35 МВт 44.41 Мвар Потери в трансформаторах - 1.02 МВт 31.81 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях - 196.57 Мвар Суммарная генерация - 434.20 МВт, потребление - 420.00 МВт ----- Потери мощности на напряжении 220 кВ ----- Потери в линиях - 12.35 МВт 44.41 Мвар Потери в трансформаторах - 1.02 МВт 31.81 Мвар Потери холостого хода в трансформаторах .84 МВт 4.57 Мвар Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 Мвар Среднее напряжение в узлах - 230.332 кВ								

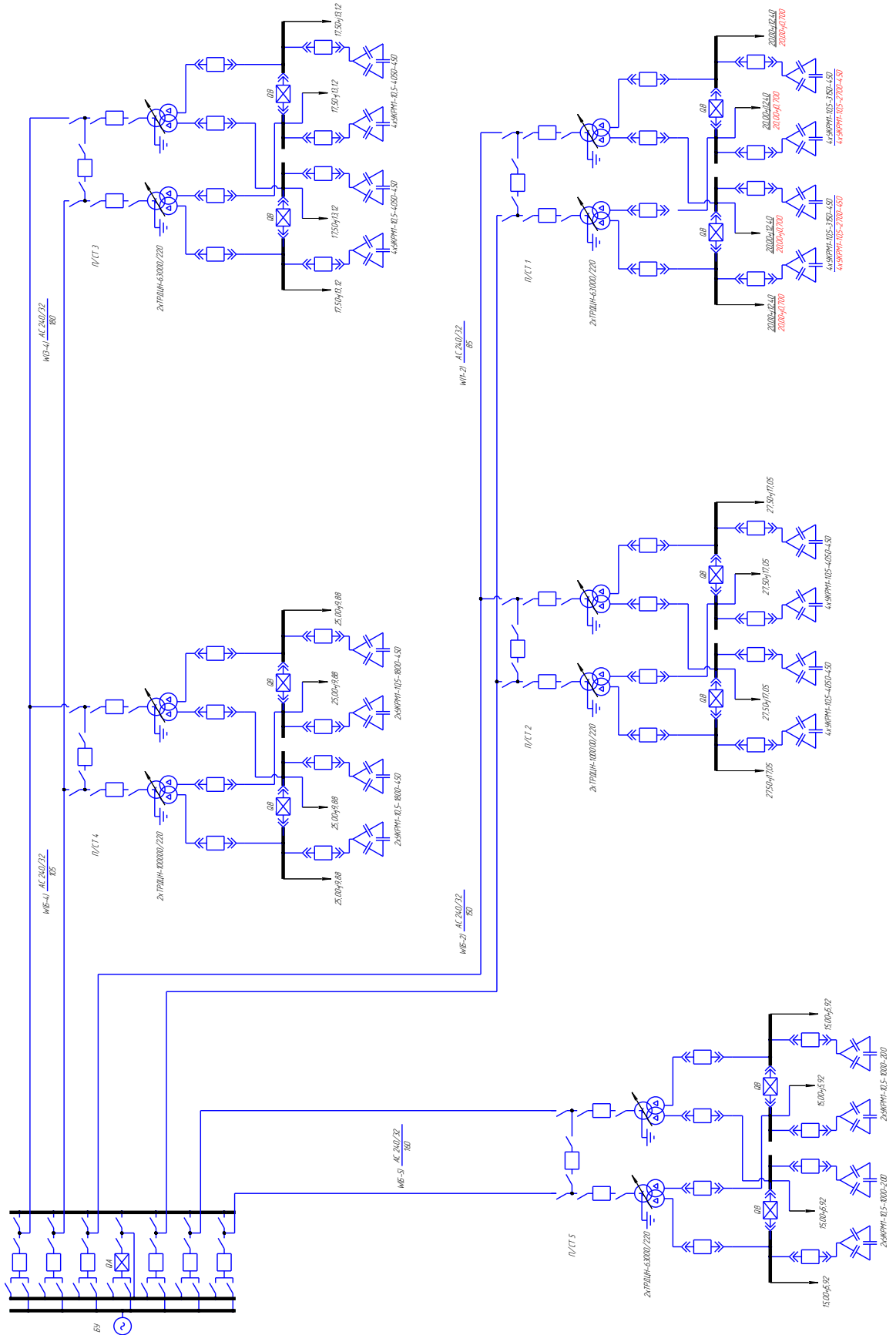
ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Результаты расчёта нормального минимального режима сети в программе «REGIM»

Номер узла	Граничные узлы		Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qс Мвар
	начало	конец						
	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
Район N= 0								
	1	10	-48.23	-18.30	.08	2.31	.127	.00
	1	2	48.23	18.30	.22	.79	.119	12.26
Узел	1	235.6	-4.63	.00	.00	.00	.00	.00
	2	1	-48.45	5.60	.22	.79	.119	12.43
	2	20	-66.30	-27.26	.08	3.02	.175	.00
	2	1000	114.75	21.66	2.12	7.64	.280	21.93
Узел	2	237.1	-3.74	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-42.22	-15.85	.06	1.68	.108	.00
	3	4	42.22	15.85	.36	1.28	.105	27.35
Узел	3	241.7	-4.23	.00	.00	.00	.00	.00
	4	40	-60.29	-23.86	.06	2.37	.155	.00
	4	1000	102.86	-13.74	1.24	4.47	.256	15.97
	4	3	-42.57	37.60	.36	1.28	.105	27.38
Узел	4	241.9	-2.49	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-36.20	-13.73	.05	1.23	.092	.00
	5	1000	36.20	13.73	.24	.85	.090	24.37
Узел	5	242.0	-1.33	.00	.00	.00	.00	.00
	10	1	48.00	15.36	.08	2.28	.126	.00
Узел	10	231.8	-7.03	.00	.00	48.00	15.36	.00
	20	2	66.00	22.92	.08	2.96	.173	.00
Узел	20	233.4	-5.98	.00	.00	66.00	22.92	.00
	30	3	42.00	13.50	.06	1.65	.107	.00
Узел	30	238.5	-6.22	.00	.00	42.00	13.50	.00
	40	4	60.00	20.10	.06	2.32	.153	.00
Узел	40	238.7	-4.44	.00	.00	60.00	20.10	.00
	50	5	36.00	11.82	.04	1.21	.092	.00
Узел	50	239.3	-3.03	.00	.00	36.00	11.82	.00
	1000	2	-116.87	15.47	2.12	7.64	.280	22.84
	1000	4	-104.11	41.22	1.24	4.47	.256	15.99
	1000	5	-36.43	34.15	.24	.85	.090	24.36
Узел	1000	242.0	.00	257.41	-90.84	.00	.00	.00
Номер бал.уз. -1000 Точность расчёта - .00 Температура- 20.00 Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 3 Потери мощности в сети: активной - 4.52 МВт реактивной - 25.65 Мвар Потери в линиях - 4.18 МВт 15.03 Мвар Потери в трансформаторах - .34 МВт 10.62 Мвар Генерация реактивной мощности в линиях - 204.87 Мвар Суммарная генерация - 257.41 МВт, потребление - 252.00 МВт ----- Потери мощности на напряжении 220 кВ ----- Потери в линиях - 4.18 МВт 15.03 Мвар Потери в трансформаторах - .34 МВт 10.62 Мвар Потери холостого хода в трансформаторах .90 МВт 4.87 Мвар Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 Мвар Среднее напряжение в узлах - 238.372 кВ								

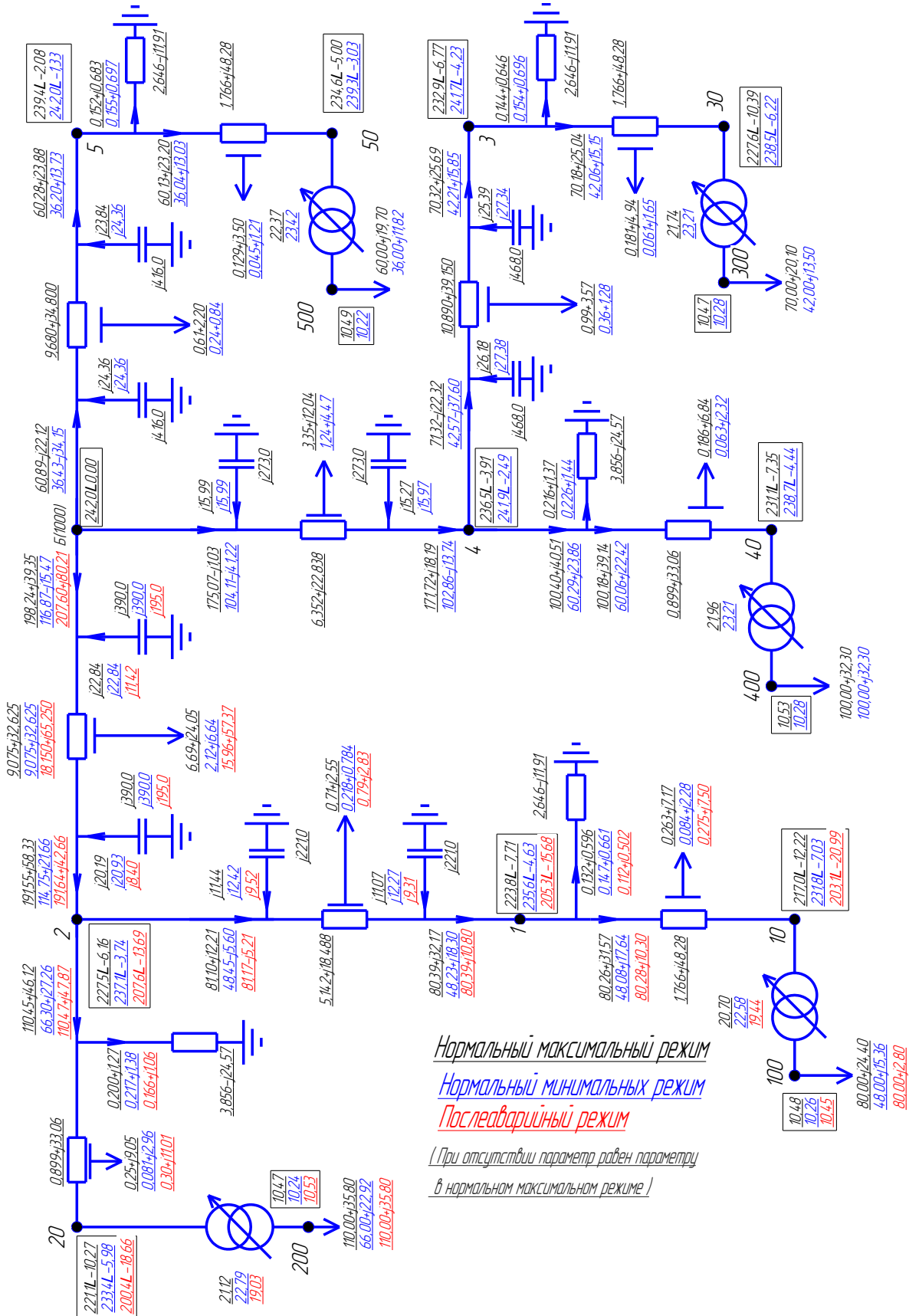
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Принципиальная схема электрических соединений РЭС



ПРИЛОЖЕНИЕ К

Схема замещения РЭС с результатами РУР



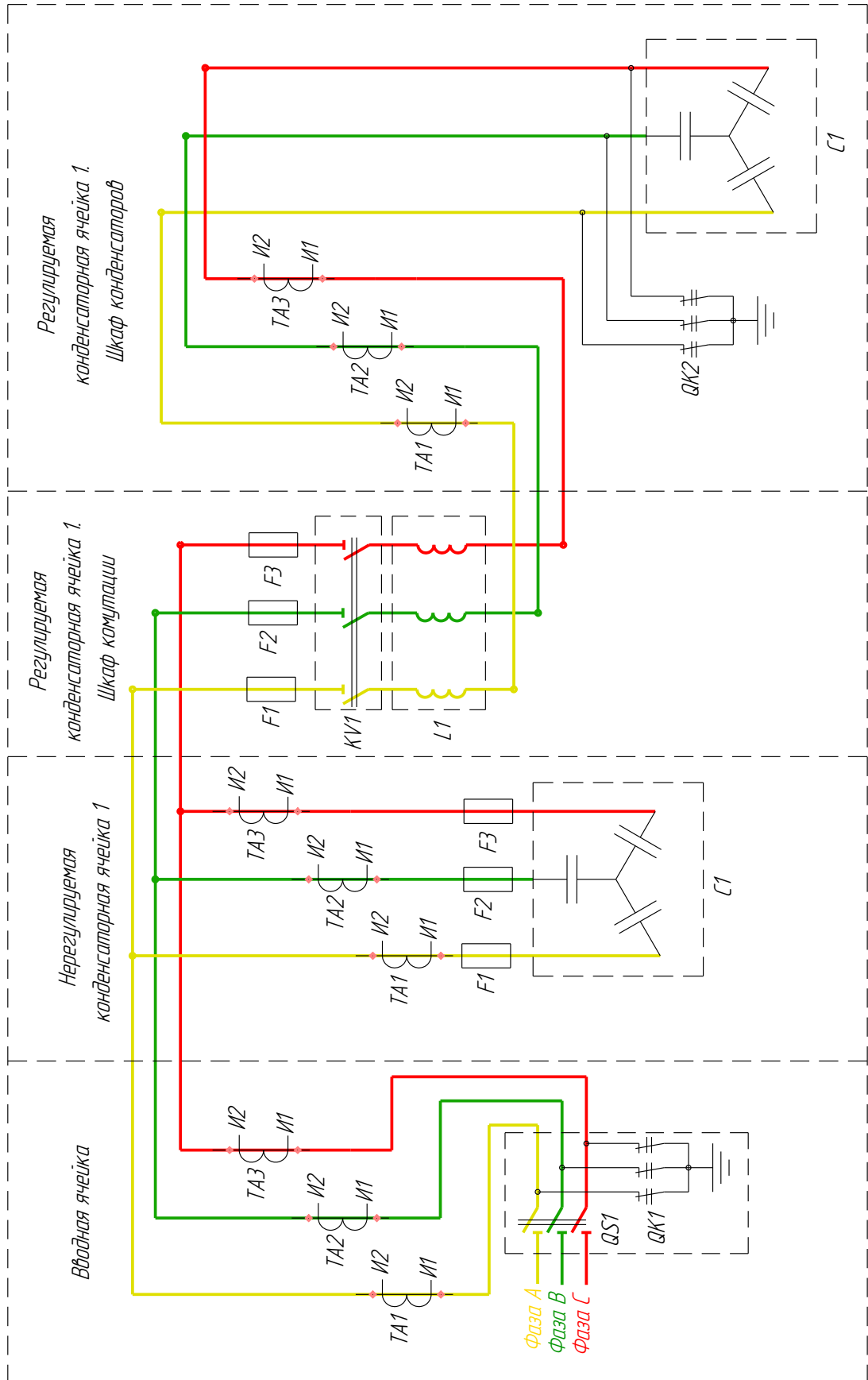
ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Основные технико-экономические показатели РЭС

Показатель	Единица измерения	Численное значение
Капиталовложения в сооружение ВЛ	млн. руб.	5727,1
Капиталовложения в сооружение подстанций	млн. руб.	1500,3
Суммарные капиталовложения	млн. руб.	7227,4
Издержки при эксплуатации ВЛ	млн. руб./год	160,4
Издержки при эксплуатации подстанций	млн. руб./год	126,0
Суммарные годовые потери электроэнергии в ЭС	МВт·ч	$75,72 \cdot 10^3$
Издержки на возмещение потерь электроэнергии	млн. руб./год	89,61
Суммарные эксплуатационные издержки	млн. руб./год	376,0
Приведённые затраты	млн. руб./год	1279,4

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Принципиальная схема подключения УКРМ1-10,5





СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

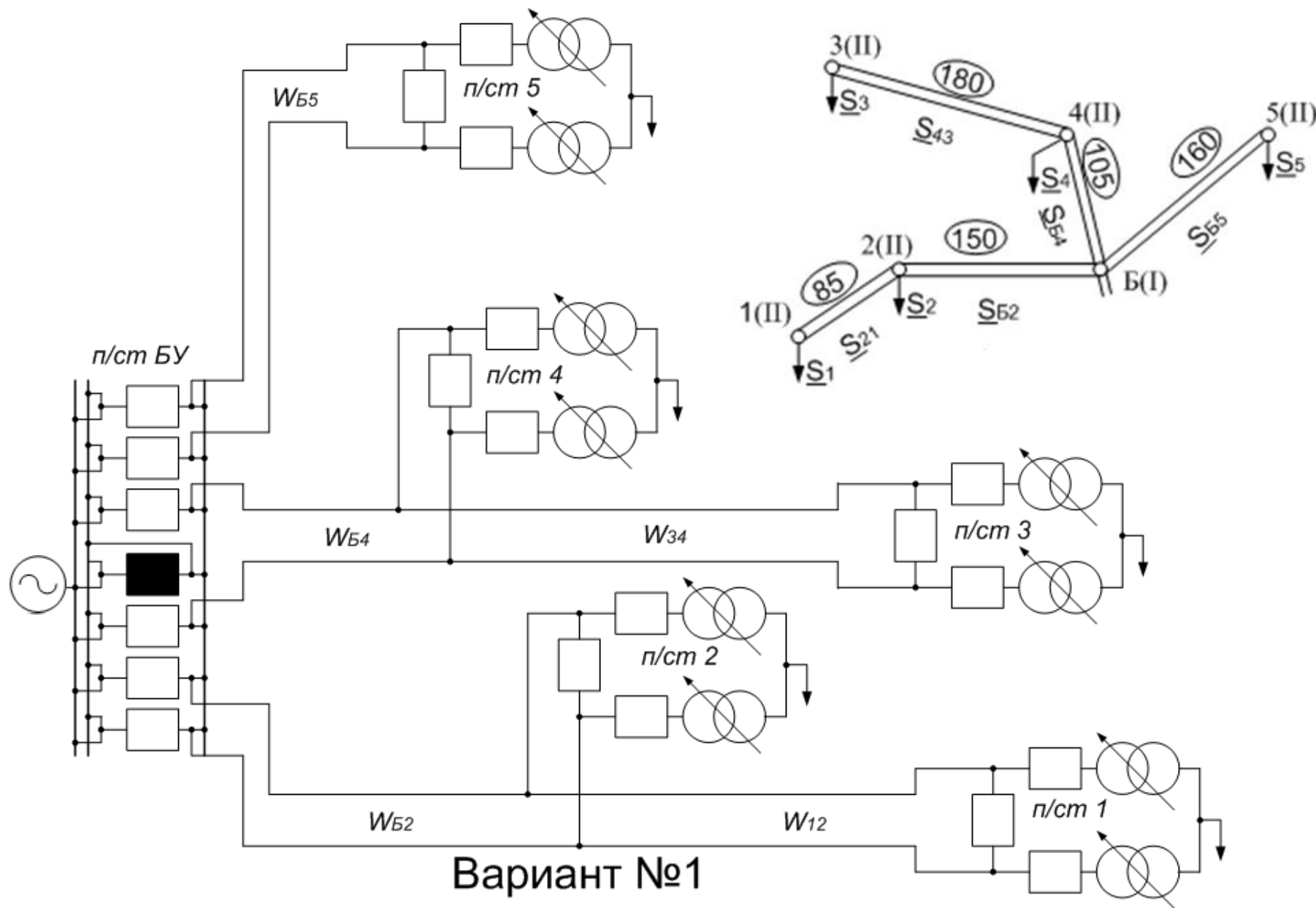
Выпускная квалификационная работа

«Расчёт и анализ режимов работы
районной электрической сети 220 кВ и
проектирование отпаечной подстанции»

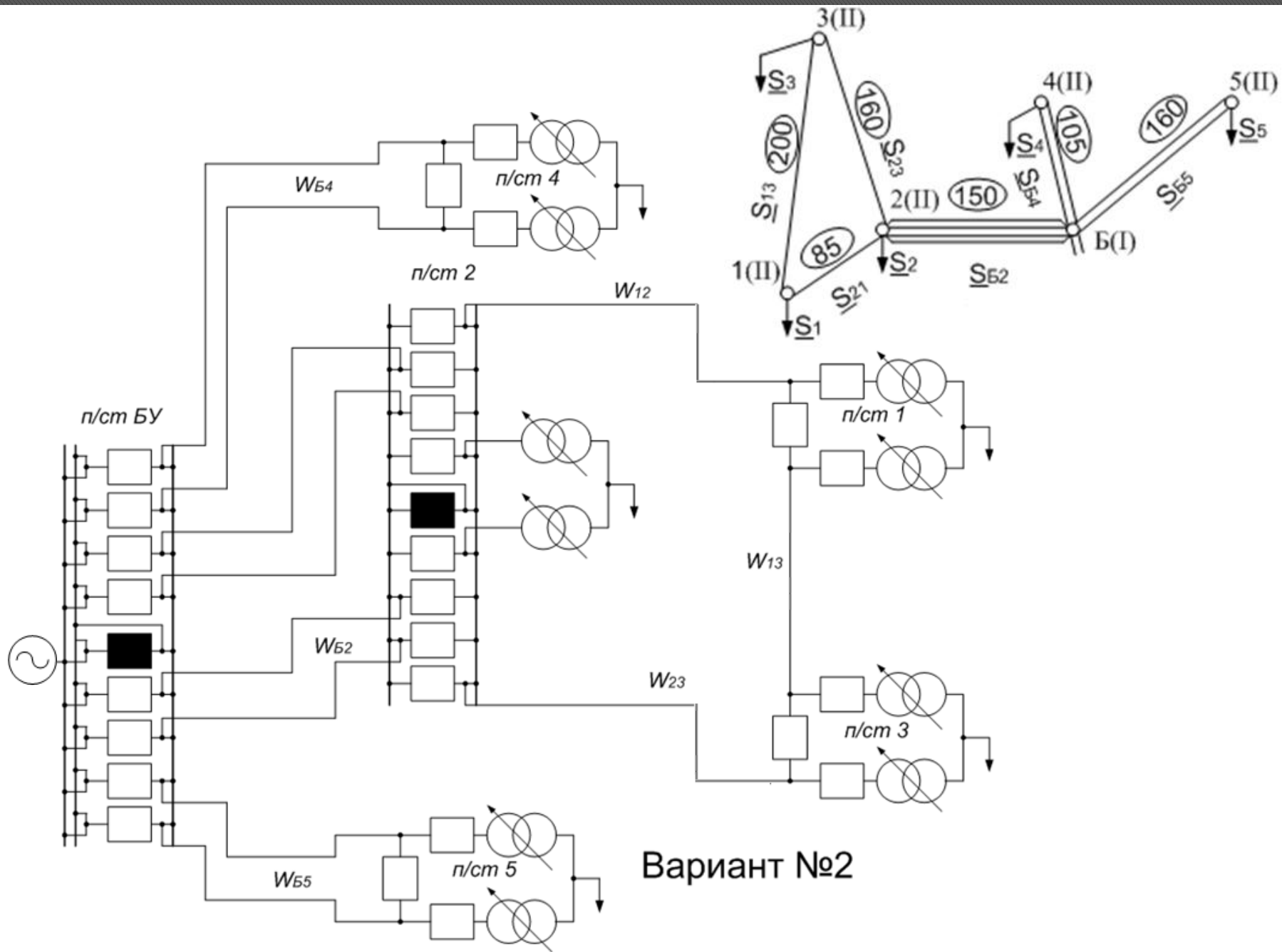
Руководитель проекта О. П. Халезина
Разработал студент А. В. Аришин

Красноярск 2016

Рассмотренные варианты схем соединений сети

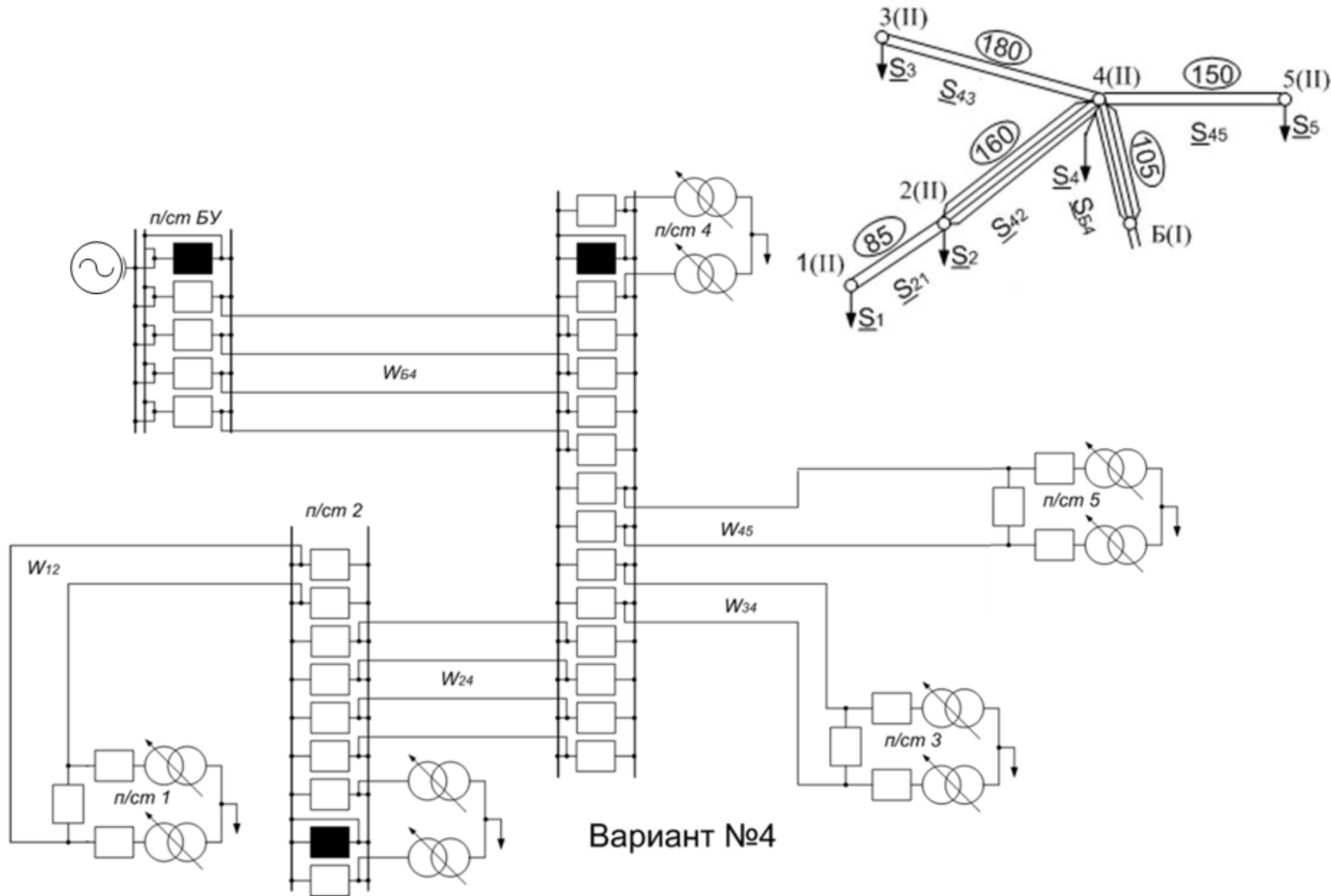


Рассмотренные варианты схем соединений сети



Вариант №2

Рассмотренные варианты схем соединений сети

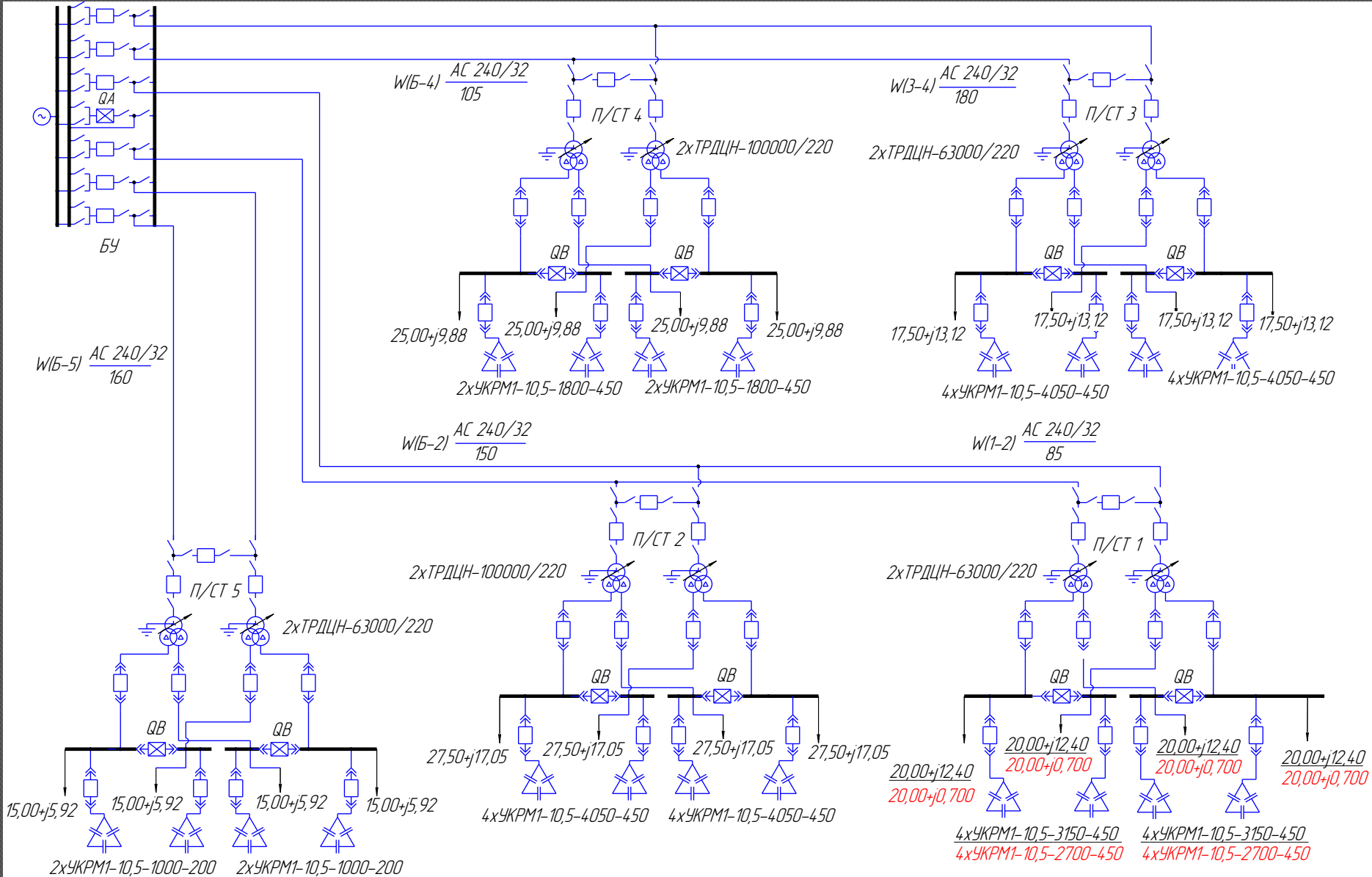


Натуральные показатели вариантов РЭС 220 кВ

№ варианта	Экономические показатели			Технические показатели		
	Длина, км		Количество выключателей, шт	$\Delta U_{\Sigma}^{н.м.}, \%$	Послеаварийный режим	
	Трасы	ЛЭП			Участок обрыва цепи	$\Delta U_{\Sigma}^{н/ав}, \%$
1	680	1088	22	8,231	Б-2	14,90
2	860	1349	30	8,807	2-3	16,48
3	840	1422	32	12,25	2-4	19,37
4	680	1512	38	10,26	Б-4	11,98

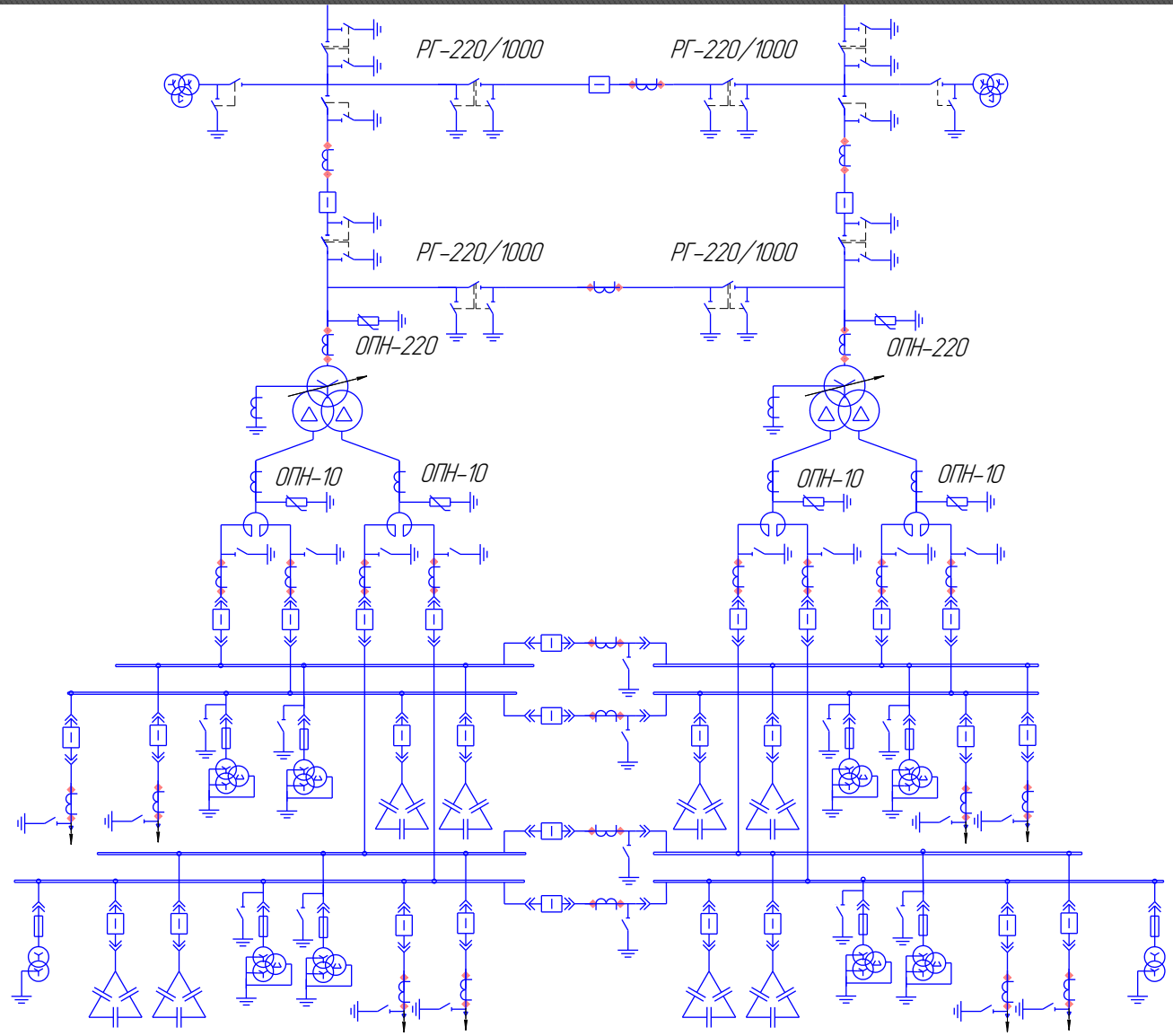


Принципиальная схема электрических соединений РЭС



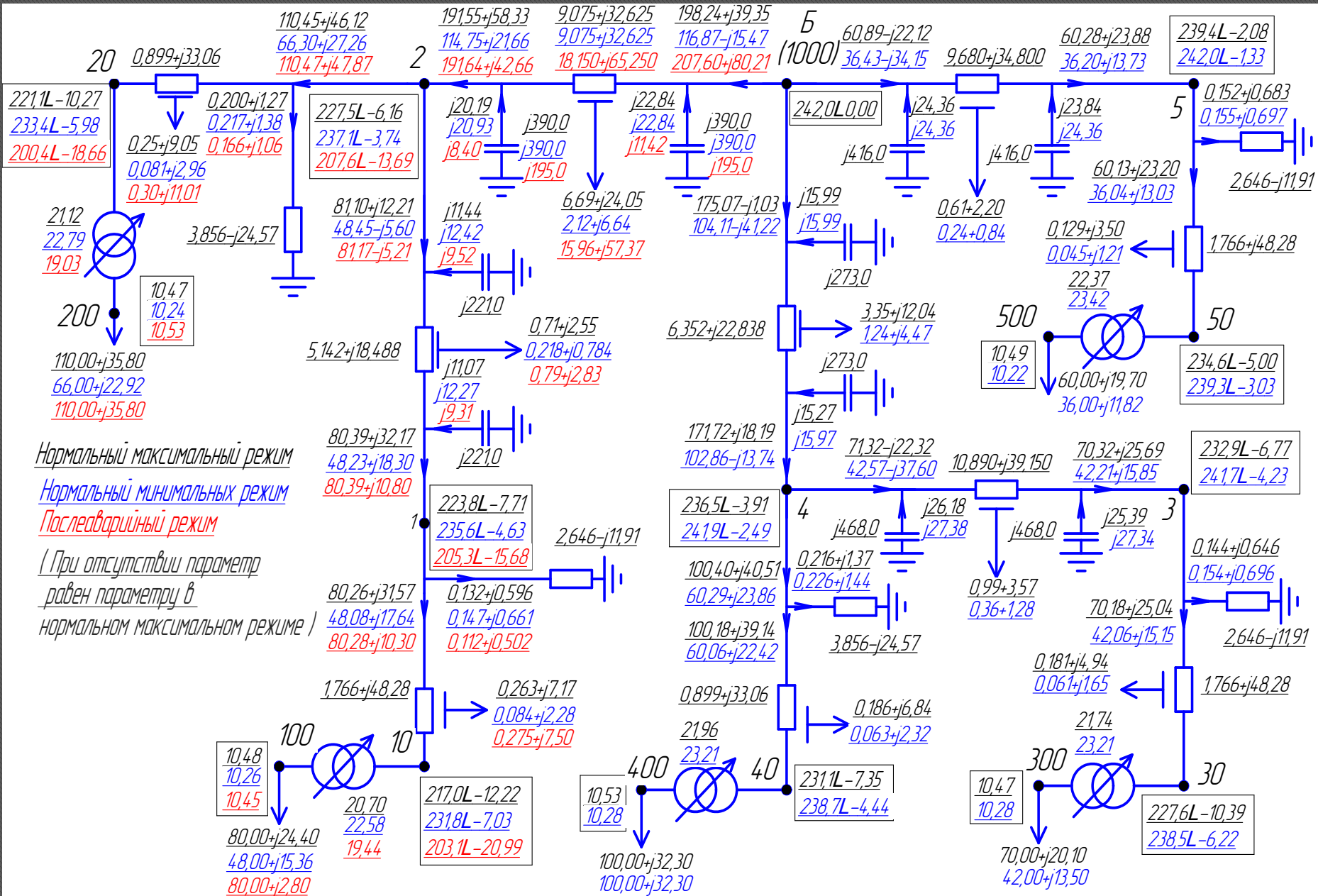
Принципиальная схема электрических соединений подстанции 220/10 кВ

Разъединитель РГ-220/1000	
Трансформатор напряжения ЗНГ-220	
Разъединитель РГ-220/1000	
Встроенный трансформатор тока ТВ-220-2000/5	
Элегазовый выключатель ВГБУ-220-40/2000	
Разъединитель РГ-220/1000	
Встроенный трансформатор тока ТВ-220-2000/5	
Трансформатор ТРДЦН-100000/220	
Встроенный трансформатор тока ТВТ-10-И-5000/5	
Сдвоенный реактор РТСС-10-2×2500-0,14	
Трансформатор тока ТОЛ-10-2000/5	КРЧ-СВЭЛ-1-10-200/2000
Вакуумный выключатель VF12-M-10-20-B-2000	
Рабочая секционированная система шин	
Вакуумный выключатель VF12-M-10-20-B-630	КРЧ-СВЭЛ-1-10-200/630
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-10	
Рабочая секционированная система шин	
Трансформатор с. н. ТЛС(З)-160/10	



Трансформатор с. н. ТЛС(З)-160/10	УКРМ1-10,5-1800-450	Трансформатор напряжения ЗНОЛ-10	Ввод ЭП КРЧ-СВЭЛ-1-10-20,0/630	Секционный выключатель VF12-M-EF-10-20-B-2000	Трансформатор тока ТОЛ-10-2000/5	УКРМ1-10,5-1800-450	Трансформатор напряжения ЗНОЛ-10	Ввод ЭП КРЧ-СВЭЛ-1-10-20,0/630	Трансформатор с. н. ТЛС(З)-160/10
-----------------------------------	---------------------	----------------------------------	--------------------------------	-----------------------------------------------	----------------------------------	---------------------	----------------------------------	--------------------------------	-----------------------------------

Схема замещения РЭС с результатами РУР



Основные технико-экономические показатели

Показатель	Единица измерения	Численное значение
Капиталовложения в сооружение ВЛ	млн. руб.	5727,1
Капиталовложения в сооружение подстанций	млн. руб.	1500,3
Суммарные капиталовложения	млн. руб.	7227,4
Издержки при эксплуатации ВЛ	млн. руб./год	160,4
Издержки при эксплуатации подстанций	млн. руб./год	126,0
Суммарные годовые потери электроэнергии в ЭС	МВт·ч	$75,72 \cdot 10^3$
Издержки на возмещение потерь электроэнергии	млн. руб./год	89,61
Суммарные эксплуатационные издержки	млн. руб./год	376,0
Приведённые затраты	млн. руб./год	1279,4

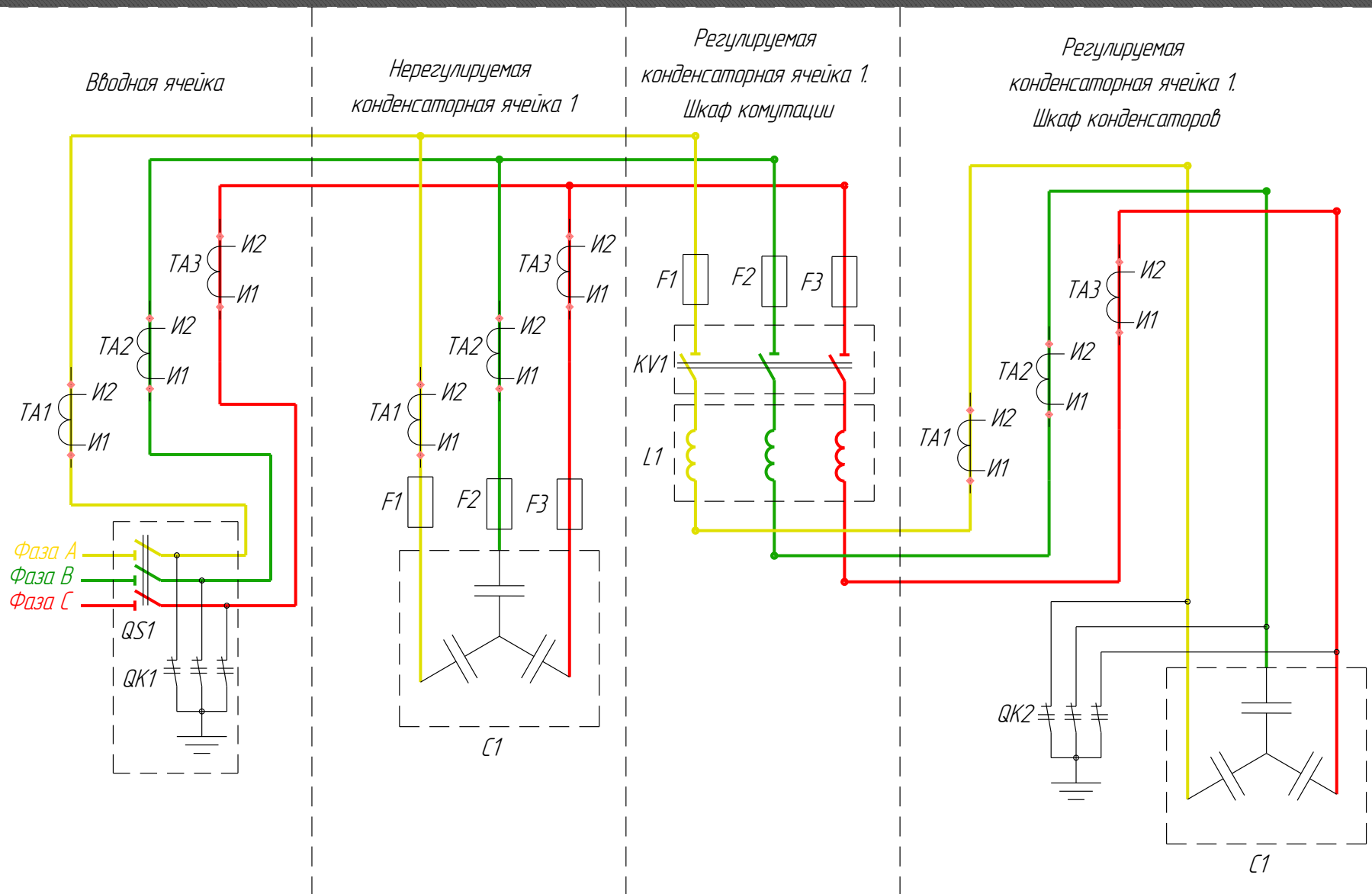
Сравнение параметров компенсирующих устройств

Параметры сравнения	БСК	СК	СТК	
			Прямая компенсация	Косвенная компенсация
Мощность, Мвар	0,240÷15,0	При опережающем токе 10÷320	6,3÷250	6,3÷250
Регулирование	Ступенчатое	плавное	ступенчатое	Плавное
Скорость регулирования, с	Менее 0,02	Более 0,06	Менее 0,02	Менее 0,01
Строительная часть	Большая гибкость монтажа	Массивные фундаменты	Большая гибкость монтажа	
Обслуживание	Практически не требуется	Необходим высокий уровень эксплуатации	Практически не требуется	
$Q_{уст} / Q_{max}$, о.е.	1,0 перегрузка не допускается	0,50÷0,70; возможность до двухкратной перегрузки	1,0 перегрузка не допускается	2,0 – регулируемая индуктивная часть; 1,0 – ёмкостная нерегулируемая часть
Работа на несимметричную нагрузку	Пофазное управление	Пофазное управление практически невозможно	Пофазное управление	Пофазное управление
Потери от номинальной мощности, %	0,30÷0,60	2,5÷4,0	0,5÷41,0	1,0÷2,0
Искажение питающего напряжения	нет	нет	нет	Является источником высших гармоник

Технические характеристики применяемых УКРМ1-10,5

Параметр	Значение
Номинальная мощность, квар	1000; 1800; 2700; 3150; 4050
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Частота, Гц	50
Род тока	Переменный трёхфазный
Тип ввода	Кабельный
Напряжение питания вспомогательных цепей, В	220 (50 Гц)
Степень защиты по ГОСТ 14254	IP21
Климатическое исполнение	У3
Ток электродинамической стойкости, кА	20,0
Ток термической стойкости, кА	12,5
Максимальная перегрузка по напряжению, о.е.	1,1
Максимальная перегрузка по мощности, о.е.	1,3
Общие потери, Вт/квар	<2,0
Шаг регулирования, квар	200; 450

Принципиальная схема подключения УКРМ1-10,5



«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

О Т З Ы В

руководителя о выпускной работе
дипломном проекте (работе), выпускной работе, магистерской
диссертации

студента _____ факультета
группы ФЭ12-046

АРИШИНА Александра Владимировича
(Ф.И.О. студента)

1. выпускная работа выполнен(а) по
дипломный проект, выпускная работа, магистерская диссертация
заданию кафедры «Электрические станции и
электроэнергетические
системы»

(наименование, организации, отдела)

2. В выпускной работе
дипломном проекте (работе), выпускной работе, магистерской диссертации

решены следующие задачи: 1. Спроектирована районная эл сеть 220кВ
2. Определены технико-экономические показатели сети
3. Рассчитаны характерные установившиеся режимы
4. Определены действительные уровни напряжения
электроприёмников
5. Рассмотрены вопросы регулирования напряжения в
РЭС.

3. Замечания и предложения Работа выполнена в полном объеме с
применением современного программного обеспечения.

4. Оценка отлично

Руководитель проекта


подпись

Халезина О.П.

Ф. И. О.