Атанов Иван Вячеславович
C=RU, S=Ставропольский край, L=Ставрополь, T=Первый проректор, O="ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ ""СТАВРОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ""", СНИЛС=00908046430, ИНН=263507133790, E=glbuh@stgau.ru, G=Иван Вячеславович, SN=Атанов, CN=Атанов Иван Вячеславович
I am the author of this document
your signing location here
2026-06-16 14:41:30

СТАВРОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ

УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

СТАВРОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Учебное пособие

«Электроэнергетические системы и сети»

для студентов направления подготовки бакалавриата

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль «Системы электроснабжения городов, промышленных предприятий, сельского хозяйства, и их объектов»

Ставрополь
2026

Учебное пособие составлено в соответствии с программой дисциплины «Электроэнергетические системы и сети» и предназначены для студентов направления подготовки бакалавриата 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

В учебном пособии освещены основные вопросы, связанные с проектированием электрических сетей: выбор рационального варианта схемы сети и параметров ее элементов (линий электропередачи и понижающих подстанций) для электроснабжения пяти пунктов потребления электроэнергии; анализ характерных установившихся режимов работы спроектированной сети; определение основных технико-экономических показателей спроектированной сети.

Составитель: Ярош В.А.

Содержание

Введение 7
1 Определение времени использования наибольшей нагрузки 9
1.1 Годовой график нагрузки 9
1.2 Пример определения времени наибольшей нагрузки. 10
2 Баланс активной мощности и расстановка компенсирующих устройств 12
2.1 Расчет нагрузок 12
2.2 Пример расчета нагрузок 12
2.3 Баланс активной мощности 13
2.4 Пример составления баланса активной мощности 14
2.5 Расстановка компенсирующих устройств 15
2.6 Пример расстановки компенсирующих устройств 16
3. Выбор оптимального варианта схемы сети 18
3.1 Составление вариантов схем сети 18
3.2 Выбор схем электрических соединений подстанций проектируемой сети 22
3.3 Приближенная технико-экономическая оценка вариантов схем сети 26
3.4 Пример составления вариантов схемы сети 27
4 Предварительный расчет отобранных вариантов 33
4.1 Расчет потокораспределения 33
4.2 Выбор номинального напряжения 34
4.3 Оценка баланса реактивной мощности в проектируемой сети 37
4.4 Выбор сечений и марок проводов воздушных линий 43
4.4.1 Выбор экономически целесообразных сечений проводов 43
4.4.2. Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений 45
4.5 Определение потерь мощности в нормальном режиме наибольших нагрузок 51
4.6. Пример предварительного расчета радиально-магистральной сети 51
4.7. Пример предварительного расчета кольцевой сети 58
4.8. Пример предварительного расчета смешанной сети 66

5 Выбор трансформаторов понижающих подстанций 67
5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов понижающих подстанций 67
5.2. Пример выбора числа и мощности трансформаторов понижающих подстанций 69
6 Выбор рационального варианта схемы сети 71
6.1. Критерий технико-экономического сопоставления 71
6.2. Капиталовложения на сооружение электрической сети 72
6.3. Издержки на передачу электроэнергии по электрической сети 77
6.4. Ликвидационная стоимость 79
6.5. Сопоставление вариантов 79
6.6. Пример сопоставления вариантов 82
6.6.1 Пример сопоставления радиальной и кольцевой сети 82
6.6.2 Пример сопоставления кольцевой и смешанной сети 86
7 Расчет основных режимов работы спроектированной сети 88
7.1 Подготовка исходных данных 89
7.2 Пример подготовки исходных данных 89
7.3 Анализ результатов расчетов режимов 94
7.4 Пример анализ результатов расчетов режимов 97
8 Технико-экономические показатели спроектированной сети 101
8.1 Основные технико-экономические показатели спроектированной сети 101
8.2 Пример расчета основных технико-экономических показателей спроектированной сети 104
9 Задание и указания по оформлению курсового проекта 108
Список используемой литературы 110
Приложения 112

Введение

Задачами проектирования электроэнергетических систем является разработка и технико-экономическое обоснование решений по формированию целесообразного комплекса электрических станций, линий электропередачи и понижающих подстанций, обеспечивающих требуемый уровень надежности электроснабжения всех потребителей рассматриваемого района качественной электроэнергией с наименьшими затратами.

В данном курсовом проекте осуществляется проектирование электрических сетей заданного района с пятью пунктами потребления электроэнергии, в которых будут сооружаться понижающие подстанции.

К основным задачам, решаемым в данном курсовом проекте, относятся:

– выбор рационального варианта схемы сети и параметров ее элементов (линий электропередачи и понижающих подстанций) для электроснабжения заданного числа пунктов потребления электроэнергии;

– анализ характерных установившихся режимов работы спроектированной сети;

– определение основных технико-экономических показателей спроектированной сети.

Характерными разделами курсового проекта и ориентировочные значения трудозатрат на их выполнение являются:

1. Определение времени наибольшей нагрузки. Баланс активной мощности. Выбор компенсирующих устройств (10%).

2. Формирование вариантов схем электрических сетей (15%).

3. Расчет приближенного потокораспределения. Выбор номинального напряжения сети. Выбор сечения линий и его проверка (40%).

4. Выбор мощности трансформаторов (5%).

5. Технико-экономическое сравнение вариантов (10%).

6. Расчет режимов работы электрической сети на ЭВМ. Выбор средств регулирования напряжения (10%).

7. Основные технико-экономические показатели спроектированной сети (10%).

В указанных выше объемах разделов проекта не учитываются затраты на оформление материалов расчетно-пояснительной записки и плаката, которые составляют 10-15 % от общей трудоемкости раздела.

В настоящем методическом пособии даны указания по выполнению этих разделов проекта, а также необходимый справочный материал, приведенный в приложениях.

1 Определение времени использования наибольшей нагрузки

1.1 Годовой график нагрузки

В таблице П.1 приложении 1. представлены характерные суточные зимние и летние графики нагрузок (полной мощности S^* в относительных единицах) некоторых отраслей промышленности. Номер варианта графика нагрузки, количество зимних дней задается преподавателем.

Для упрощения расчетов принято, что графики активной и реактивной мощности в относительных единицах совпадают во времени и, следовательно, совпадают с графиком полной мощности.

По суточному графику строиться годовой график активной нагрузки по продолжительности, который строится в порядке убывания ступеней графика и показывает, сколько часов в году предприятие работает с той или иной активной мощностью нагрузки. Площадь такого графика, построенного в именованных единицах равна полной энергии, потребленной предприятием за год.

Энергия, полученная потребителем за год, равна:

$$W = \sum_{i=1}^{N} P_i t_i = P_{нб} T_{нб}, \qquad (1.1)$$

где $T_{нб}$ – время использования наибольшей нагрузки – это время, за которое потребитель, работая с наибольшей нагрузкой, потребляет такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительному графику в течение года, $P_{нб}$ − наибольшая потребляемая нагрузкой мощность.

Число часов использования наибольшей нагрузки можно определить по выражению:

$$T_{нб} = \frac{W}{P_{нб}} = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_i T_i}{P_{нб}}. \qquad (1.2)$$

Геометрический смысл времени использования наибольшей нагрузки – это время представляет собой абсциссу прямоугольника, площадь которого равна площади графика на рисунке 1.1.

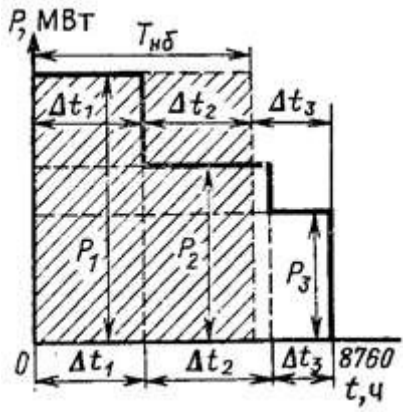


Рисунок 1.1 – График нагрузки

Площадь графика, построенного в относительных единицах, равна числу часов использования наибольшей нагрузки – $T_{нб}$. Так как $P_{нб}$=1, то

$$T_{нб} = \sum P_i \cdot T_i . \qquad (1.3)$$

1.2 Пример определения времени наибольшей нагрузки.

В таблице 1.1 приведен суточный зимний и летний график нагрузки. Количество зимних дней – 213. Построить графики нагрузок и найдем число часов использования наибольшей нагрузки.

Таблица 1.1 – Суточный зимний и летний график нагрузки

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	0,8	1	1	1	1	0,7	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4
лето	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,3	0,3	0,3

По данным таблицы 1.1 строим суточный зимний и летний график нагрузки (рисунок 1.2).

Количество летних дней в году равно 152 дня.

Так как в нашем случае графики представлены в относительных единицах, $P_{нб}$=1, то время использования наибольшей нагрузки определим по формуле (1.3):

$T_{нб}$ ● 213·15,9+152·13,4=5423,5 ч.

Наименьшая летняя нагрузка составляет 80 % от наибольшей зимней.

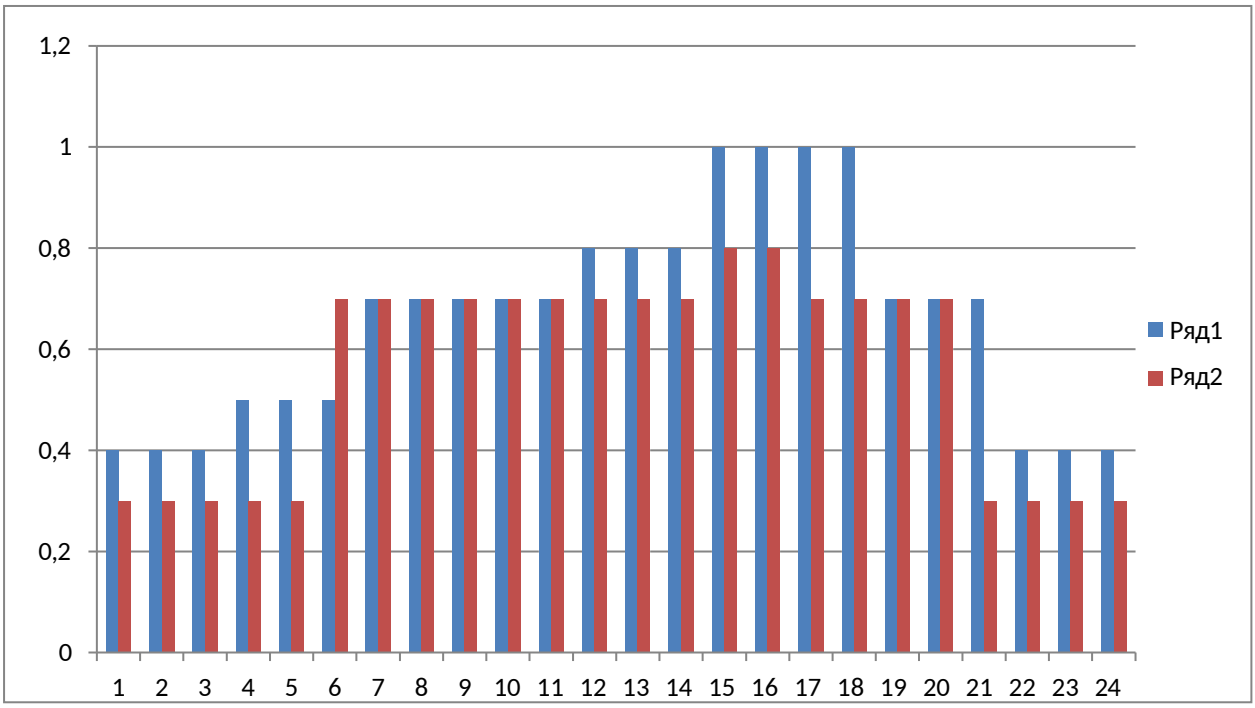


Рисунок 1.1 – Суточный зимний и летний график нагрузки

2 Баланс активной мощности и расстановка компенсирующих устройств

2.1 Расчет нагрузок

Исходными данными при проектировании являются наибольшие зимние активные нагрузки пунктов потребления $P_{нбi}$ и их коэффициенты мощности ($\cos\varphi_i$).

По заданным значениям $P_{нбi}$ и $\cos\varphi_i$ определяются $\operatorname{tg}\varphi_i$, наибольшие зимние реактивные нагрузки $Q_{нбi}$ и полные нагрузки $S_{нбi}$ пунктов потребления:

$$tg\varphi_i = tg\arccos(\cos\varphi_i) \text{ или } tg\varphi_i = \frac{\sqrt{1-(\cos\varphi_i)^2}}{\cos\varphi_i}, \quad (2.1)$$

$$Q_{нбi} = P_{нбi} \cdot tg\varphi_i, \quad (2.2)$$

$$S_{нбi} = \frac{P_{нбi}}{\cos\varphi_i} \text{ или } S_{нбi} = \sqrt{P^2_{нбi} + Q^2_{нбi}}. \quad (2.3)$$

2.2 Пример расчета нагрузок

Определить нагрузки подстанций при следующих исходных данных:

Таблица 2.1 – Исходные данные

Пункт / Данные	1	2	3	4	5
Наибольшая зимняя нагрузка тыс. кВт	16	16	26	14	13
Коэффициент мощности нагрузки	0,86	0,81	0,93	0,87	0,96

Для первой нагрузки по $\cos\varphi_1$ =0,86 определяем

tg(φ1)=tg(*arccos*(0,86))=0,593.

Реактивная и полная нагрузка первого потребителя

$Q_{нб1}$=16·0,593=9,49 Мвар;

$S_{нб1}$=16/0,86=18,6 МВ·А.

Расчеты для остальных нагрузок сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.2 – Определение заданных нагрузок

№ п/с	$P_{нбi}$, МВт	cos φ_i	tg φ_i	$Q_{нбi}$, Мвар	$S_{нбi}$, МВ·А
1	16	0,86	0,593	9,49	18,6
2	16	0,81	0,724	11,58	19,75
3	26	0,93	0,395	10,27	27,96
4	14	0,87	0,567	7,94	16,09
5	13	0,96	0,292	3,8	13,54
Итого	85	–	–	43,08	95,94

2.3 Баланс активной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы электроэнергетической системы является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. В любой момент установившегося режима электроэнергетической системы суммарная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, равна суммарной потребляемой мощности в этот же момент времени. Такое соотношение вырабатываемой и потребляемой мощностей называется балансом мощности.

Дефицит активной мощности приводит к снижению частоты во всей ЭС, при дефиците реактивной мощности происходит общее снижение уровня напряжения в ЭС и в наибольшей степени в узле изменения баланса по реактивной мощности.

Балансовые расчёты, то есть выявление дефицита (или избытка) мощности, позволяют установить возможные направления передачи электроэнергии, оказывающие влияние на формирование схемы проектируемой ЭС и выбор параметров её элементов.

В рассматриваемом курсовом проекте баланс мощностей составляют только

для режима наибольших нагрузок.

Источником питания проектируемой районной сети являются шины узловой подстанции 220/110/35 кВ, входящей в состав электроэнергетической системы. При проектировании районных электрических сетей предполагается, что установленная мощность источника питания достаточна для покрытия потребности в активной мощности, то есть баланс по активной мощности выполняется с учетом покрытия потерь активной мощности в элементах сети.

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети определяется выражением:

$$P_{района} = k_{0P} \sum_{i=1}^{n} P_{нбi} + \Delta P_c \sum_{i=1}^{n} P_{нбi}, \qquad (2.4)$$

где k_{0P} – коэффициент одновременности наибольших активных нагрузок подстанций (0,95÷0,96); $P_{нбi}$ – наибольшая зимняя активная нагрузка i-го пункта проектируемой электрической сети; ΔP_c – суммарные потери активной мощности в элементах сети в долях от суммарной нагрузки подстанций; n – число пунктов потребления электроэнергии проектируемой электрической сети.

Прогнозируемые потери активной мощности в линиях и трансформаторах сети 110-220 кВ принимаются в пределах 4…6 %.

2.4 Пример составления баланса активной мощности

Рассчитать баланс активной мощности при исходных данных, представленных в таблице 2.1.

Баланс активной мощности.

Суммарная активная мощность нагрузок потребителей:

$$\sum_{i=1}^{n} P_{нбi} = 16+16+26+14+13=85 \text{ МВт}.$$

Суммарные потери активной мощности в элементах сети:

$$\Delta P_c \sum_{i=1}^{n} P_{нбi} = 0{,}05 \cdot 85 = 4{,}25 \text{ МВт}.$$

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети:

$P_{района}$ ● 0,95·85+4,25=85 МВт.

Так как ограничений по мощности источника питания не имеется, то баланс активной мощности в проектируемом районе электрической сети соблюдается.

2.5 Расстановка компенсирующих устройств

Основным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций, вырабатывающие около 60 % требуемой реактивной мощности. Располагаемая реактивная мощность электростанций ЭС недостаточна для покрытия общей потребности ЭС в реактивной мощности [1]. В связи с этим возникает необходимость установки дополнительных источников реактивной мощности (компенсирующих устройств).

Компенсация реактивных нагрузок является одним из эффективных способов снижения потерь активной мощности и электроэнергии в элементах электрических сетей и улучшения качества электроэнергии по отклонению напряжения за счет уменьшения потерь напряжения в элементах электрических сетей. Эффект достигается за счет разгрузки элементов электрических сетей от источника питания до места установки компенсирующих устройств по реактивной мощности.

Оптимальное распределение компенсирующих устройств по сети является сложной технико-экономической задачей и в проекте не рассматривается.

В соответствии с [2] предельное значение коэффициента реактивной мощности на шинах 6-20 кВ понижающих подстанций составляет $tg\varphi_{пр}^{ед} = 0{,}4$.

Таким образом, если на подстанциях проектируемой сети, на шинах 6 (10) кВ которых не выполняется условие

$$tg\varphi_i \boxtimes tg\varphi_{пред}, \qquad (2.5)$$

необходимо установить компенсирующие устройства мощностью

$$Q_{куі} = P_{нбі}(tg\varphi_i - tg\varphi_{пред}). \quad (2.6)$$

Основным типом компенсирующих устройств, устанавливаемых на шинах 6-10 кВ понижающих подстанций, являются конденсаторные батареи.

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность конденсаторных батарей, по выражению (2.6), может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что установка конденсаторных батарей на данной подстанции не требуется.

Число конденсаторных батарей на шинах 6-10 кВ понижающей подстанций должно быть четным и определяется выражением:

$$n_{бі} = \frac{Q_{куі}}{Q_{ном\ куі}}, \quad (2.7)$$

где $Q_{ном\ куі}$ – мощность, выдаваемая батареей при напряжении $U_{ном}$, принимается по справочным данным (таблица П 2.1 Приложение 2).

В заключение раздела определяются расчётные нагрузки подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей. Мощность конденсаторных батарей снижает общую (расчётную) мощность подстанции:

$$S_{рі} = P_{нбі} + jQ_{нбі} - Q^{уст}_{ку}. \quad (2.8)$$

2.6 Пример расстановки компенсирующих устройств

Расставить компенсирующие устройства на шинах 10 кВ понижающих подстанций.

Определяем мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на каждой из подстанций проектируемого района в соответствии с предельным значением коэффициента реактивной мощности $tg\varphi_{пред}$ =0,4:

$Q_{ку1}$ = 16·(0,593-0,4)=3,088 Мвар;

$Q_{ку\ 2}$ = 16·(0,724-0,4)=5,184 Мвар;

$Q_{ку3}$ = 26·(0,395-0,4)=-0,13 Мвар;

$Q_{ку4}$ ● 14·(0,567-0,4)=2,338 Мвар;

$Q_{ку5}$ ● 13·(0,292-0,4)=-1,404 Мвар.

Определим число конденсаторных батарей на каждой из подстанции:

$n_{б1}$ ● 3,088/1,35=2,29

$n_{б2}$ ● 5,184/3,15=1,65

$n_{б3}$ ● 0

$n_{б4}$ ● 2,338/1,35=1,73

$n_{б5}$ ● 0

На п/ст 1 устанавливаем 2 БК типа УКРМ-10,5-1350.

На п/ст 2 устанавливаем 2 БК типа УКРМ-10,5-3150.

На п/ст 4 устанавливаем 2 БК типа УКРМ-10,5-1350.

Результаты расстановки конденсаторных батарей и определения расчётных нагрузок подстанций сведем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности

№ п/ст	$Q_{ку}^{расч}$, Мвар	$Q_{ку}^{уст}$, Мвар	$P_{нб}$, МВт	$Q_{нб}$, Мвар	$Q_{Р}$, Мвар	$S_{Р}$, МВ·А
1	3,09	2,7	16	9,49	6,79	17,381
2	5,18	6,3	16	11,58	5,28	16,849
3	0	0	26	10,27	10,27	27,955
4	2,34	2,7	14	7,94	5,24	14,948
5	0	0	13	3,80	3,80	13,544
Итого	10,61	11,7	85,00	43,08	31,38	90,677

3. Выбор оптимального варианта схемы сети

Выбор оптимального варианта схемы сети включает в себя несколько последовательных этапов. Первым из них является этап, на котором разрабатываются возможные варианты конфигурации сети. На втором этапе делается приближенная технико-экономическая оценка каждого варианта, и из них отбирается несколько (не более трех) наиболее конкурентоспособных. И, наконец, на третьем этапе путем технико-экономического сравнения выбирается наиболее оптимальный вариант.

3.1 Составление вариантов схем сети

Одним из важнейших условий, которые обязательно соблюдаются при составлении схемы, является требование обеспечения надежности электроснабжения. Требования к надежности зависят от состава потребителей по категориям. Эти сведения приведены в задании на проект.

Потребители 1-й и 2-й категории согласно [4] должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. При питании потребителей района от шин распределительных устройств (РУ) электростанции или крупной подстанции энергосистемы независимыми источниками питания можно считать сборные шины РУ, если выполняются следующие условия:

– каждая секция шин РУ должна иметь питание от разных генераторов (не менее двух) или трансформаторов;

– секции шин РУ электрически не должны быть связаны между собой или должны иметь связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из взаимосвязанных секций шин.

Для питания потребителей 1-й категории применяют резервированные схемы с АВР. Питание потребителей 2-й категории осуществляется, как правило, тоже по резервированным схемам, но включение резерва при этом может быть ручным, то есть резервный источник включается обслуживающим персоналом.

Поэтому линии электропередачи, по которым осуществляется

электроснабжение потребителей 1 и 2 категории, в разомкнутых вариантах схем сетей должны быть двухцепными, в замкнутых вариантах – одноцепными. Питание мелких подстанций, в составе нагрузки которых отсутствуют потребители 1 и 2 категории, осуществляется по одноцепным линиям.

На подстанции при наличии потребителей разных категорий следует исходить из высшей категории потребителей данной подстанции.

В районных сетях применяют следующие типы схем электроснабжения:

– разомкнутые нерезервированные сети, радиальные (рисунок 3.1 а) и магистральные (рисунок 3.1 б), выполняемые одноцепными линиями;

– разомкнутые резервированные сети, радиальные (рисунок 3.1 в), магистральные (рисунок 3.1 г) радиально-магистральные (рисунок 3.1 з), выполняемые двухцепными линиями;

– замкнутые резервированные сети, просто замкнутые (рисунок 3.1 д) и сложно замкнутые (рисунок 3.1 е), выполняемые одноцепными линиями;

– смешанные варианты, выполненные в виде комбинации из трех первых типов схем электроснабжения (рисунок 3.1 ж).

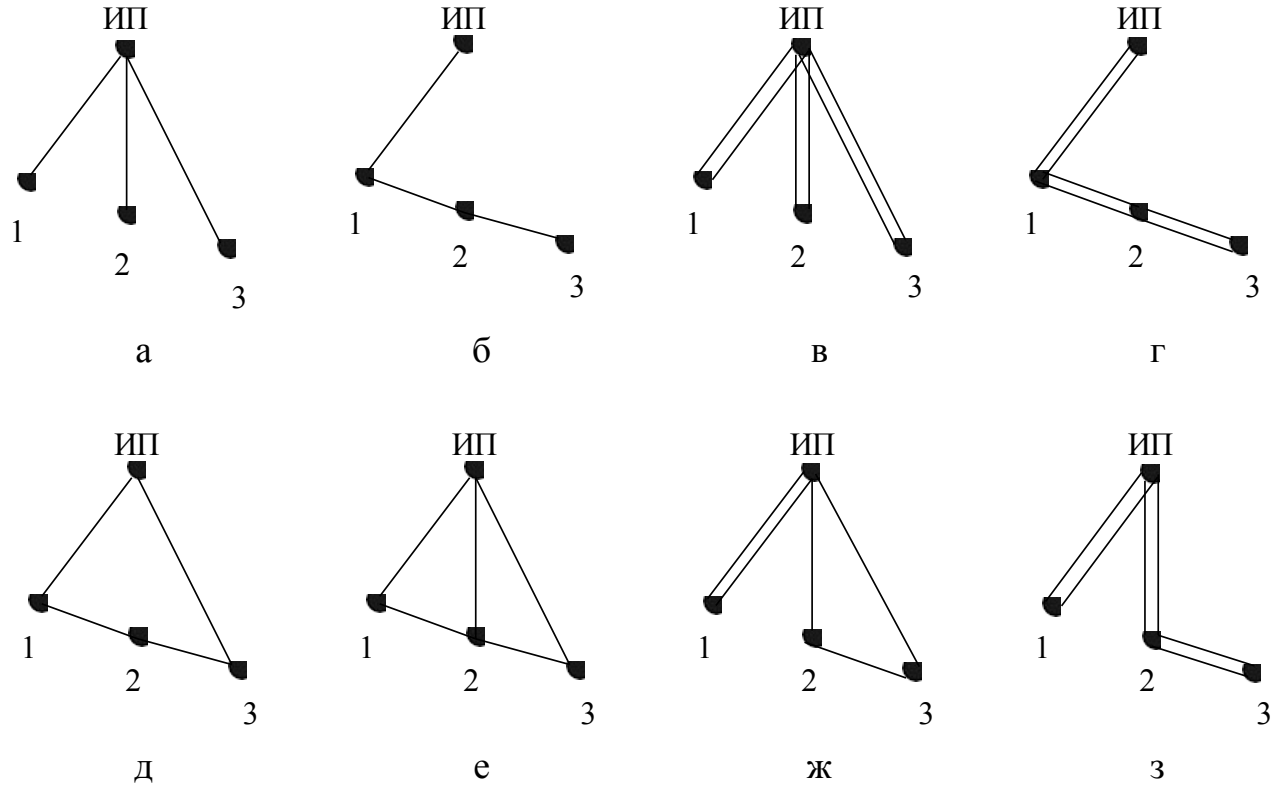


Рисунок 3.1 – Варианты схем районных сетей

В разомкнутой сети питание к каждому узлу подается с одной стороны. В просто замкнутой сети − с двух сторон. В сложно замкнутой сети есть узлы, питание к которым может подаваться не менее чем с трех сторон. Главной особенностью сложно замкнутой электрической сети в наличие замкнутых контуров с общими ветвями.

Радиальная схема – схема, в которой линия электропередачи соединяет подстанцию верхнего уровня с подстанцией нижнего уровня без промежуточных отборов мощности.

Радиальные схемы просты, в большинстве случаев позволяют использовать упрощенные схемы первичной коммутации подстанции нижнего уровня. Аварийное отключение радиальной линии не отражается на потребителях электроэнергии, подключенных к другим линиям. К недостаткам радиальных схем можно отнести большую протяженность линий по сравнению с магистральными схемами.

Радиальные схемы следует применять: при сосредоточенных нагрузках; для питания мощных электроприемников с нелинейными, резко переменными, ударными нагрузками, отрицательно влияющими на качество электрической энергии; при повышенных требованиях к надежности электроснабжения.

При магистральной схеме от подстанции верхнего уровня по одной линии электропередачи (магистрали) питаются несколько подстанций нижнего уровня. Преимуществами магистральных схем являются лучшая загрузка магистральных линий по току, уменьшение длины линий. К недостаткам можно отнести усложнение схем первичной коммутации подстанций нижнего уровня, более сложные схемы релейной защиты.

Магистральные схемы распределения электроэнергии следует применять при распределенных нагрузках и при таком взаимном расположении подстанций на территории проектируемого объекта, когда магистрали могут быть проложены без значительных обратных направлений.

Варианты схем сетей радиально-магистрального типа, как правило, имеют:

– наименьшую длину трасс линий;

– небольшие величины потерь напряжения, мощности и электроэнергии;

– большими резервами по пропускной способности линий при перспективном росте нагрузок в заданных пунктах;

– наибольшей суммарной длиной линий в одноцепном исчислении, которые по условиям надежности для потребителей 1 и 2 категории выполняются двухцепными.

Кольцевые схемы обладают:

– повышенной длиной трасс линий;

– повышенными потерями мощности и электроэнергии и большими потерями напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков «ИП-1» или «ИП-3» – на рисунке 3.1 д);

– несложными схемами транзитных подстанций;

– пониженной суммарной длиной линий в одноцепном исчислении;

– хорошими возможностями присоединения новых подстанций, располагающихся на территории района.

Промежуточными («компромиссными») техническими и технико-экономическими характеристиками могут обладать сложно замкнутые сети, образуемые сооружением диагональных линий в составе кольцевых сетей (рисунок 3.1, е). В некоторых случаях такое выполнение схемы сети может оказаться рациональным (например, при преобладающей нагрузке п/ст 2).

При разработке вариантов схем сетей следует руководствоваться следующими положениями:

– схема сети должна обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей;

– передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;

– схема сети должна быть по возможности (обоснованно) простой;

– следует стремиться к минимизации количества трансформаций

напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов и, соответственно, капиталовложения на сооружение сети, а также – потери мощности и электроэнергии;

– следует избегать строительства малозагруженных линий, используемых только во время отключения элементов сети;

– не рекомендуется сооружать кольцевые сети, обеспечивающие электроснабжение 4-5 подстанций, из-за недопустимо больших потерь напряжения в послеаварийных режимах;

– передача электроэнергии потребителям должна осуществляться в направлении общего потока мощности от ИП к потребителям района, следует избегать обратных потоков мощности, так как это приводит к увеличению капитальных затрат и потерь электроэнергии в сети.

На основе изложенных выше принципов и рекомендаций формируется некоторое количество дополняющих друг друга и конкурирующих между собой по конфигурации вариантов схем электрической сети проектируемого района. Количество сформированных, логически обоснованных вариантов схем сети должно находиться в пределах 9-10. При этом следует рассматривать конкурирующие схемы выполнения сети как радиально-магистральные и кольцевые, так и смешанные конфигурации.

3.2 Выбор схем электрических соединений подстанций проектируемой сети

Для составленных вариантов схем сети необходимо наметить типы и схемы электрических соединений подключаемых подстанций (ПС). Схема электрических соединений ПС в большой степени зависит от способа присоединения ПС к питающей электрической сети. Способы присоединений показаны на рисунке 3.2, где все ПС условно показаны только шинами высшего напряжения.

Под источником питания (ИП) электрической сети будем понимать шины соответствующего напряжения подстанции более высокой ступени напряжения.

Так, например, шины 110 кВ подстанции 220/110/35 кВ являются ИП для электрической сети 110 кВ.

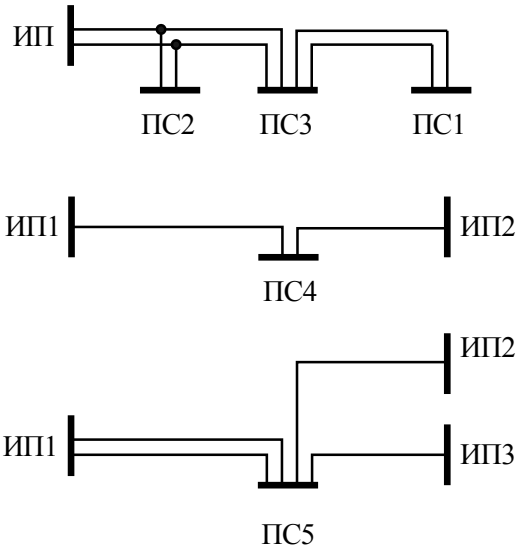


Рисунок 3.2 – Способы присоединения ПС к питающей электрической сети

Тупиковая подстанция (ПС1 на рисунке 3.2) получает питание с одной стороны по одной или двум параллельным линиям. Мощность, текущая от ИП к тупиковой ПС, поступает только к потребителям этой ПС и не передается дальше.

Ответвительная подстанция (ПС2 на рисунке 3.2) присоединяется глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум проходящим линиям. Такое присоединение ПС не требует больших затрат, однако эксплуатация линий с отпайками не удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС2-ПС3 необходимо отключать всю линию ИП-ПС3. При этом потребители ПС2 и ПС3 будут получать питание по другой, но одной оставшейся в работе линии ИП-ПС3.

Проходная (транзитная) подстанция (ПС3 и ПС4 на рисунке 3.2) включается в рассечку двух линий с односторонним питанием или в рассечку одной линии с двухсторонним питанием. Такие ПС более дорогие, чем ответвительные, так как требуют большего количества коммутационных аппаратов на высшем напряжении, чем ответвительные ПС. Однако эксплуатация линий с такими ПС более удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС3-ПС1 необходимо отключать только эту линию.

Узловая подстанция (ПС5 на рисунке 3.2) присоединяется к источникам питания не менее чем тремя линиями. Для таких ПС требуются более сложные схемы электрических соединений на высшем напряжении, чем у тупиковых, ответвительных и проходных ПС.

Схемы электрических соединений подстанций тесно увязываются с их назначением и способом присоединения к энергосистеме. При составлении схемы ПС руководствуются следующими соображениями. Для потребителей 1 и 2 категории на подстанции устанавливаются по два понижающих трансформатора с распределительными устройствами на высокой стороне.

Все схемы электрических соединений подстанций можно разделить на следующие виды: схемы без сборных шин (блочные и упрощенные схемы); схемы многоугольников; схемы с одной системой сборных шин (без обходной или с обходной системой шин); с двумя системами сборных шин (без обходной или с обходной системой шин).

Типовые схемы распределительных устройств (РУ) 35-750 кВ, которые следует применять при проектировании новых, расширении действующих и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции ПС приведены на рисунке П 3.1, области их применения – в таблице П 3.1 в соответствии с [5].

Схемы электрических соединений ПС выбирается по критериям обеспечения требования надежности и минимума приведенных затрат.

В период бурного строительства электрических сетей (1960–1985 гг.), в целях удешевления, широко применялись схемы РУ ВН на ПС 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями, а также ответвительные подстанции, присоединяемые глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум проходящим линиям. В то же время данные схемы соединений обладали определенными конструктивными дефектами и эксплуатационными недостатками.

Поэтому в настоящее время использование схем РУ ВН с отделителями и короткозамыкателями на вновь сооружаемых ПС, а также строительство ответвительных подстанции прекращено.

Разработаны мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции электросетей для обеспечения надежного снабжения потребителей электроэнергией высокого качества, где предусмотрены:

– замена отделителей и короткозамыкателей выключателями;

– реконструкция схем присоединения ответвительных ПС, выполнением заходов линий на ПС;

– кольцевание сети всех напряжений с целью обеспечения потребителей двухсторонним питанием, и д.р. [6].

Поскольку неизвестна требуемая надежность работы элементов нормальных, послеаварийных и ремонтных схем (не задана в условии), то при выполнении курсового проекта рекомендуется использовать следующие типы схем РУ ВН 35-220 кВ:

– для тупиковых двухтрансформаторных подстанций при присоединении двух цепей линий – «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (схема 4Н);

– для подстанций кольцевых сетей – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (схема 5Н);

– для проходных двухтрансформаторных подстанций при присоединении двух цепей линий – «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема 9);

– для узловых двухтрансформаторных подстанций при числе присоединений более четырех (2 трансформатора и более 2 цепей линий) – «две рабочие системы шин» (схема 13).

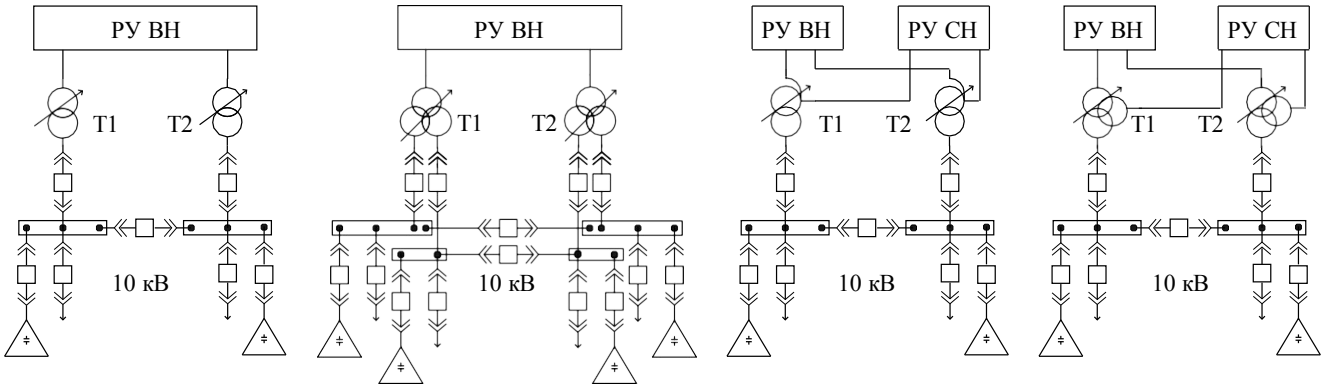
Примеры схем РУ НН подстанций, выполненные на базе комплектных шкафов КРУ, приведены на рисунке 3.3.

Схема с одной секционированной системой шин применяется на подстанциях с двухобмоточными трансформаторами без расщепления обмотки низшего напряжения (рисунок 3.3, а), с автотрансформаторами (рисунок 3.3, в) и трехобмоточными трансформаторами (рисунок 3.3, г). Схема с двумя секционированными системами шин (рисунок 3.3, б) применяется при

расщепленных обмотках трансформаторов.

Секционные выключатели шин низшего напряжения, как правило, разомкнуты в нормальных режимах работы (для уменьшения токов короткого замыкания в сети низшего напряжения) и автоматически включаются при аварийном (или плановом) отключении одного из трансформаторов.

На низшем напряжении могут устанавливаться реакторы и другое оборудование для регулирования напряжения, ограничения токов КЗ.



а) б) в) г)

Рисунок 3.3 – Схема РУ НН подстанций

3.3 Приближенная технико-экономическая оценка вариантов схем сети

При выборе из числа возможных вариантов наиболее целесообразной конфигурации сети необходимо учитывать число ступеней трансформации, суммарную установленную мощность, суммарную протяженность трассы сети и протяженность воздушных линий сети (в одноцепном исчислении), схемы электрических соединений понижающих подстанций сети.

Однако полный и строгий технико-экономический анализ всех составленных вариантов схемы и номинального напряжения сети – чрезмерно трудоемок. Поэтому может быть рекомендован двухэтапный анализ технико-экономической рациональности рассматриваемых вариантов.

На первом этапе варианты с одинаковым номинальным напряжением сопоставляются по натуральным количественным показателям, отражающим капиталовложения, а следовательно и эксплуатационные расходы по сети. Такими

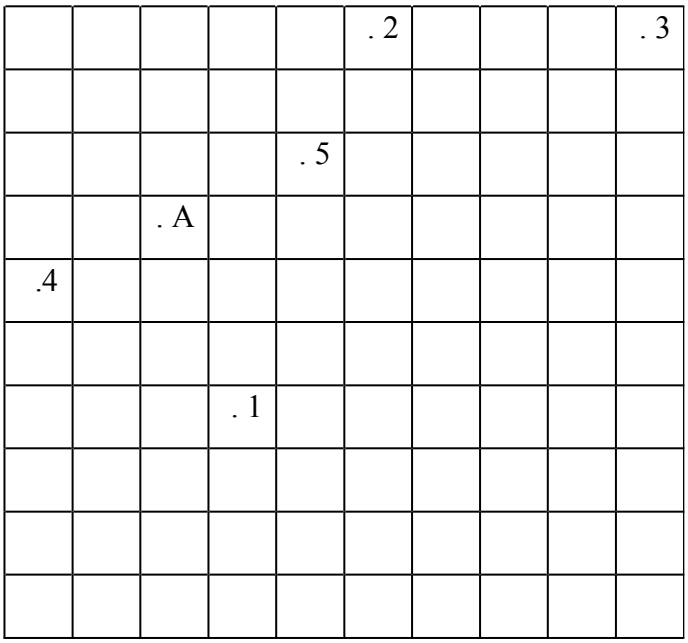
показателями являются: а) протяженность трасс линий; б) протяженность линий в одноцепном исчислении; в) суммарное количество ячеек выключателей разных классов напряжения на подстанциях сети.

Если варианты близки по натуральным количественным показателям, могут также учитываться: а) наибольшие потери напряжения в сети (%); б) сопоставление вариантов по принципу передачи электроэнергии «вперед» от источника питания к потребителям сравнительно с перетоками мощности по линиям «поперек» указанного направления.

В результате такого количественно-качественного анализа обычно могут быть выбраны три варианта, обладающих преимущественными показателями. Данные варианты подлежат последующему уточненному сравнению на основе расчетов дисконтированных затрат.

3.4 Пример составления вариантов схемы сети

Выбрать три варианта схем сети для электроснабжения района. Источник питания – шины подстанции «А» 220/110/35 кВ. Географическое расположение источника и потребителей представлено на рисунке 3.4. Предполагается, что все пункты имеют потребителей 1, 2 и 3 категории.



Масштаб 1:10

Рисунок 3.4 – Расположение потребителей и источника питания

Все варианты имеют одинаковое количество трансформаторов на каждой из подстанций. Схемы могут различаться длиной и числом цепей ВЛ, а так же количеством выключателей. При расчёте условно принято, что на каждом ответвлении от источника «А» установлено по одной ячейке с выключателями.

Варианты схем сравниваются по суммарной стоимости ЛЭП и ячеек выключателей. Расчёт выполняется в относительных единицах стоимости (о.е.с.).

За основание к вычислению о.е.с. принимается стоимость сооружения одноцепной ЛЭП ($C_{1цеп}$), которую считаем равной 1 о.е.с.. Стоимость двухцепной ($C_{2\ цеп}$) и стоимость ячейки с выключателями ($C_{вык}$) вычисляем согласно выражениям:

$$k_{цеп} = \frac{C_{2\ цеп}}{C_{1цеп}} = \frac{1495}{987} = 1{,}5,$$

$$k_{вык} = \frac{C_{вык}}{C_{1цеп}} = \frac{6580}{987} = 6{,}7,$$

где $k_{цеп}$ – коэффициент приведения стоимости двухцепных линий к одноцепным; $k_{вык}$ – коэффициент приведения стоимости ячейки выключателя к одноцепной линии; стоимости $C_{1цеп}$, $C_{2цеп}$, $C_{вык}$ определены согласно укрупненным показателям стоимости [7, 8].

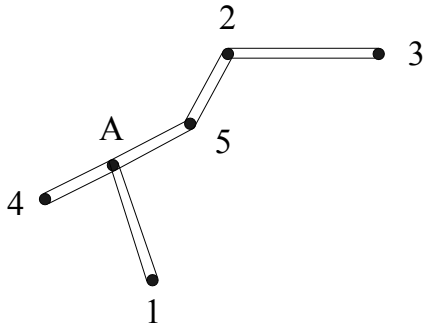
На рисунке 3.5 представлены варианты схем проектируемой электрической сети. Варианты 1-3 представляют собой радиально-магистральные сети, характеризующиеся тем, что все ЛЭП прокладываются по кратчайшим трассам, все линии двухцепные. Варианты 4-6 представляют собой кольцевые сети. Варианты 7-9 представляют собой смешанные сети, состоящие из кольца и радиальных или радиально-магистральных участков.

Найдем длины линий в масштабе 1 см = 10 км и представим их в таблице 3.1.

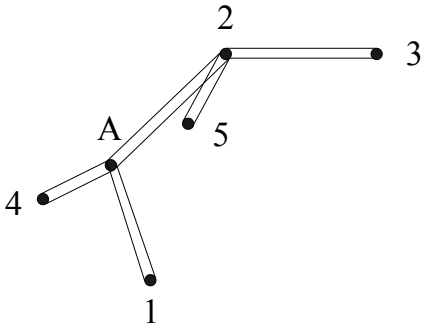
Определим схемы соединения РУ ВН всех подстанций и подсчитаем общее

количество выключателей для каждой схемы (таблица 3.2).

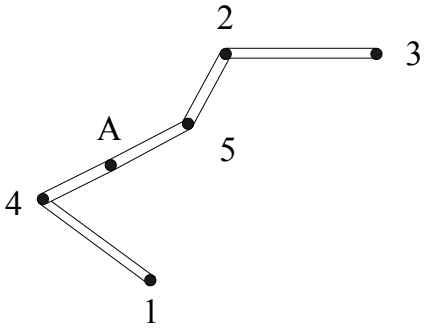
Радиально-магистральные схемы



Вариант 1

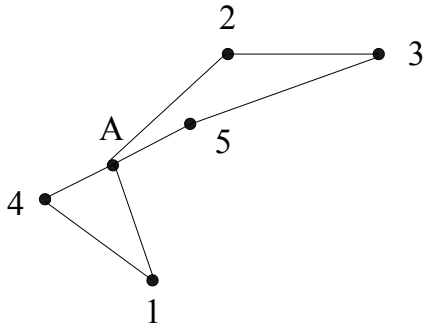


Вариант 2

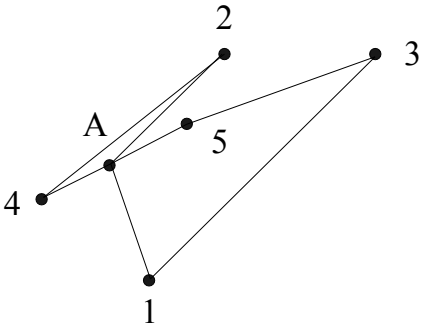


Вариант 3

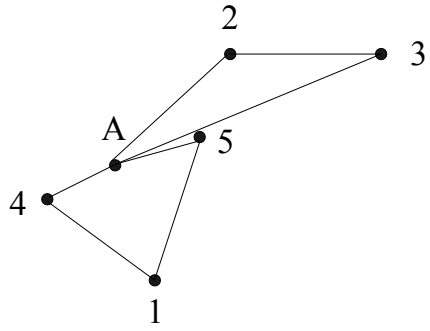
Кольцевые схемы



Вариант 4

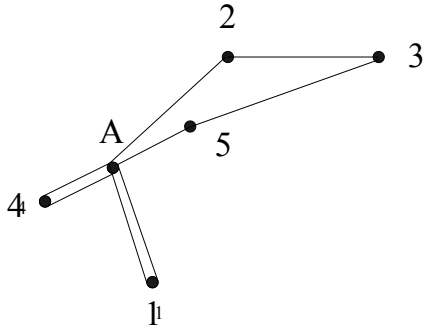


Вариант 5

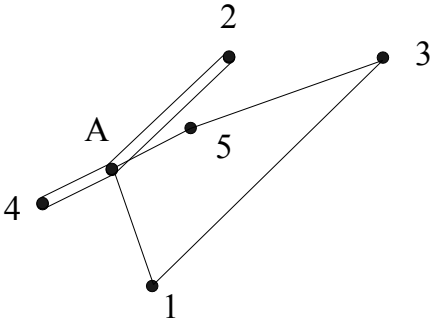


Вариант 6

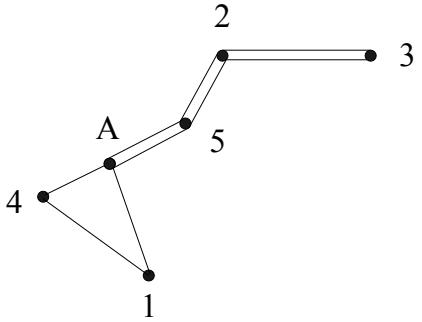
Смешанные схемы



Вариант 7



Вариант 8



Вариант 9

Рисунок 3.5 – Варианты схем электрической сети

Таблица 3.1 – Длины линий проектируемой сети

Линия	Длина, см	Масштаб	Трасса линии, км
А1	3	10	30
А2	4,2	10	42
А3	7,7	10	77
А4	2	10	20
А5	2,3	10	23
12	6	10	60
13	8,3	10	83
14	3,4	10	34
15	4	10	40
23	4	10	40
24	6,2	10	62
25	2,2	10	22
34	9,7	10	97
35	5,4	10	54
45	4,4	10	44

Таблица 3.2 – Схемы соединения РУ ВН подстанций

№ схемы	**Вид**	**ПС 1**	**ПС 2**	**ПС 3**	**ПС 4**	**ПС 5**	**ПС А**	**Всего выкл**
1	Тип п/ст	тупиковая	прох.рад.	тупиковая	тупиковая	прох.рад.		26
	№ типовой схемы	4Н	9	4Н	4Н	9		
	Кол-во выкл	2	7	2	2	7	6	
2	Тип п/ст	тупиковая	узловая	тупиковая	тупиковая	тупиковая		23
	№ типовой схемы	4Н	13	4Н	4Н	4Н		
	Кол-во выкл	2	9	2	2	2	6	
3	Тип п/ст	тупиковая	прох.рад.	тупиковая	прох.рад.	прох.рад.		29
	№ типовой схемы	4Н	9	4Н	9	9		
	Кол-во выкл	2	7	2	7	7	4	
4	Тип п/ст	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	5Н	5Н	5Н	5Н	5Н		

	Кол-во выкл	3	3	3	3	3	4	

Продолжение таблицы 3.2

№ схемы	**Вид**	**ПС 1**	**ПС 2**	**ПС 3**	**ПС 4**	**ПС 5**	**ПС А**	**Всего выкл**
5	Тип п/ст	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	5Н	5Н	5Н	5Н	5Н		
	Кол-во выкл	3	3	3	3	3	4	
6	Тип п/ст	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	5Н	5Н	5Н	5Н	5Н		
	Кол-во выкл	3	3	3	3	3	4	
7	Тип п/ст	тупиковая	прох.кол.	прох.кол.	тупиковая	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	4Н	5Н	5Н	4Н	5Н		
	Кол-во выкл	2	3	3	2	3	6	
8	Тип п/ст	прох.кол.	тупиковая	прох.кол.	тупиковая	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	5Н	4Н	5Н	4Н	5Н		
	Кол-во выкл	3	2	3	2	3	6	
9	Тип п/ст	прох.кол.	прох.рад.	тупиковая	прох.кол.	прох.рад.		26
	№ типовой схемы	5Н	9	4Н	5Н	9		
	Кол-во выкл	3	7	2	3	7	4	

Сравнение вариантов, выполненное в относительных единицах стоимости, представлено в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Предварительное сравнение вариантов

№ вар.	Одноцепные ВЛ		Двухцепные ВЛ		Выключатели		Общая стоимость о.е.с.
	Длина км	Стоимость о.е.с.	Длина км	Стоимость о.е.с.	Кол - во шт	Стоимость о.е.с.	
1	0	0	135,00	202,5	26	174,2	376,7
2	0	0	154,00	231,0	23	154,1	385,1
3	0	0	139,00	208,5	29	194,3	402,8
4	243,00	243,0	0	0,0	19	127,3	370,3
5	314,00	314,0	0	0,0	19	127,3	441,3
6	276,00	276,0	0	0,0	19	127,3	403,3
7	159,00	159,0	50	75,0	19	127,3	361,3
8	190,00	190,0	62	93,0	19	127,3	410,3
9	84,00	84,0	85	127,5	26	174,2	385,7

Для дальнейших расчетов выбираем варианты 1, 4, 7.

4 Предварительный расчет отобранных вариантов

В предварительном расчете делается приближенный (без учета потерь мощности) расчет потокораспределения, выбираются номинальное напряжение, оценивается баланс реактивной мощности проектируемой сети, выбираются сечения линий, выбранные сечения проверяются по техническим ограничениям в нормальном и наиболее тяжелом послеаварийном режиме. Определяются общие потери мощности и наибольшая потеря напряжения. Если отобранные варианты имеют разные номинальные напряжения, то выбираются также и трансформаторы на подстанциях потребителей.

Предварительный расчет нужен для того, чтобы получить необходимые данные для технико-экономического сравнения отобранных вариантов.

4.1 Расчет потокораспределения

Предварительный расчет потокораспределения производится для режима наибольших нагрузок и всегда должен начинаться с составления расчетной схемы (см. рисунки 4.2-4.4). На расчетную схему наносят нагрузки и указывают длину участков. Порядок расчета зависит от типа линий, образующих сеть.

Расчет потокораспределения радиально-магистральной линии делают на основании первого закона Кирхгофа, двигаясь от наиболее удаленных потребителей к источнику. Так как расчет приближенный, то потерями мощности пренебрегают.

Кольцевую линию вначале условно «разрезают» по источнику и разворачивают, превращая кольцевую линию в линию с двухсторонним питанием. Далее определяют поток мощности на одном из головных участков (условно считая, что вся сеть однородна), по формуле:

$$\underline{S}_{гол} = \frac{\sum \underline{S}_i \cdot l_i}{L_{\Sigma}}, \qquad (4.1)$$

где $\underline{S}_{гол} = P_{гол} + jQ_{гол}$ – поток мощности на головном участке; $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$ – i-тая

нагрузка; $L_{кц}$ – общая длина кольцевой линии; l_i – расстояние от места подключения *i*-той нагрузки до источника, противоположного рассматриваемому головному участку.

Определив поток мощности на головном участке, далее по первому закону Кирхгофа определяют потоки на остальных участках, двигаясь к противоположному источнику. Потерями также пренебрегают. В конце расчета рекомендуется сделать проверку. Для этого нужно по формуле (4.1) определить поток мощности на противоположном головном участке и сравнить его с потоком мощности, полученным по первому закону Кирхгофа.

Если от кольцевой линии, где делается расчет потокораспределения, отходит радиальная или магистральная линия, то все нагрузки этой линии считаются находящимися в точке подключения линии.

Если кольцевая линия получает питание по радиальной, то «разрез» делают в точке подключения кольцевой линии к радиальной.

В случае сложно-замкнутой сети ее предварительно преобразуют в простую замкнутую сеть или проводят расчет потокораспределения методом узловых потенциалов, используя вычислительную технику.

4.2 Выбор номинального напряжения

Номинальные напряжения электрических сетей в Российской Федерации установлены ГОСТ 21128-83. В России для питающих линий используются напряжения 35, 110 (150), 220 кВ. При этом напряжение 150 кВ используется для вновь сооружаемых линий только в том случае, если в данной энергосистеме уже имеются линии с таким напряжением. Намечается тенденция к поэтапному выводу из эксплуатации и ограничению развития электрических сетей напряжением 35 кВ в связи с ограниченной пропускной способностью линий данного класса напряжения и замене их сетями напряжением 110 кВ [6]. Сети 35 кВ применяются только для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и небольших (до 5…10 МВт) промышленных предприятий.

При выборе напряжения, прежде всего, следует исходить из технической приемлемости данного номинального напряжения. Под технической приемлемостью понимается возможность в любых режимах, как нормальных, так и послеаварийных, обеспечить в наиболее удаленных точках сети требуемый уровень напряжения (с учетом диапазона регулирования устройств РПН трансформаторов на подстанциях потребителей). А также возможность в послеаварийном режиме длительно и без недопустимого перегрева пропускать по сети токи, необходимые для нормального функционирования потребителей. Чем выше напряжение, тем легче выполнить эти требования, так как при большем напряжении и токи меньше, и потеря напряжения ниже. Но линии электропередачи и особенно подстанции при более высоком напряжении становятся значительно дороже. Поэтому при выборе того или иного номинального напряжения следует учитывать его экономическую целесообразность.

Экономически целесообразное номинальное напряжение участка сети зависит от многих параметров, среди которых основные – передаваемая активная мощность по одной цепи линии и длина электропередачи $U_{ном} \bullet f(L, P)$.

В технической литературе представлено несколько эмпирических формул. Здесь отметим лишь две.

1. Формула Стилла:

$$U_{ном} \bullet 4{,}34\sqrt{L\ 16\,P}\ , \tag{4.2}$$

применяется при $L \boxtimes 250$ км и $P \boxtimes 60$ МВт.

2. Формула Илларионова:

$$U^{ном}_{\bullet} \quad \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L}\ \frac{2500}{P}}}. \tag{4.3}$$

Формула Илларионова не имеет ограничений ни по расстоянию, ни по передаваемой мощности.

В формулах (4.2) и (4.3) при подстановке расстояния в км, а мощности, передаваемой в нормальном режиме по одной цепи линии, в МВт обе формулы дают результат в кВ.

Однозначно выбрать напряжение по эмпирическим формулам можно только в том случае, если полученное значение близко к одному из стандартных. Если же полученное по формуле значение находится в середине между стандартными, то следует рассмотреть оба варианта и, если оба технически приемлемы, то выбрать лучший, произведя их технико-экономическое сравнение.

Кроме того можно также выбрать номинальное напряжение, ориентируясь по:

1) графикам (номограммам), называемые «области применения электрических сетей разных номинальных напряжений», имеются в справочной литературе, например в [9];

2) таблицам «пропускной способности и дальности линий электропередачи», составленным на основе практики проектирования, строительства и эксплуатации ЛЭП. Таблицы опубликованы в литературе, например в [10].

Недостаток этих способов определения номинального напряжения состоит в том, что они опираются на прошлый опыт электроэнергетики, причем за достаточно большой период, и не учитывают новых тенденций (изменение цен, новое оборудование, новые технические решения и др.).

Варианты проектируемой электрической сети или отдельные ее участки могут иметь разные номинальные напряжения. Участки кольцевой сети необходимо выполнять на одно номинальное напряжение, выбираемое по наиболее загруженным головным участкам. Нецелесообразно введение нового номинального напряжения для питания одной или двух подстанций.

При составлении вариантов схем сети следует стремиться к минимально возможному количеству подстанций, соединяющих участки разных номинальных напряжений, в связи с тем, что подстанции с автотрансформаторами или трехобмоточными трансформаторами очень дорогостоящие.

4.3 Оценка баланса реактивной мощности в проектируемой сети

Решить вопрос о необходимости установки компенсирующих устройств в проектируемой сети сверх установленных по условию (2.6) следует до выполнения расчетов параметров элементов сети, так как компенсация реактивной мощности влияет на передаваемые по элементам сети мощности и может влиять на их выбираемые параметры, а также влияет на потери мощности и напряжения в элементах сети.

Таким образом, мощность компенсирующих устройств и их размещение влияют на оценку технических и технико-экономических показателей вариантов схемы сети и, следовательно, на выбор рационального варианта схемы проектируемой сети.

Потребление реактивной мощности в проектируемой сети в период наибольших нагрузок складывается из расчетных реактивных нагрузок в пунктах потребления электроэнергии (с учетом установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности) и потерь реактивной мощности в элементах электрической сети (линиях и понижающих трансформаторах) с учетом зарядных мощностей линий. При определении одновременно потребляемой реактивной мощности следует также учитывать несовпадение по времени суток наибольших нагрузок отдельных потребителей. При четырех и более пунктах потребления среднестатистическое значение коэффициента одновременности реактивных нагрузок на шинах 220 кВ источника питания составляет 0,98.

Таким образом, наибольшая суммарная реактивная мощность, потребляемая в проектируемом районе электрической сети, составляет:

$$Q_{района} = k_{0Q} \sum_{i=1}^{n} Q_{pi} + \Delta Q_T - \sum_{i=1}^{m} \Delta Q_{li} - Q_{ci}, \qquad (4.4)$$

где k_{0Q} – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок подстанций (k_{0Q} =0,98); Q_{pi} – наибольшая расчетная реактивная нагрузка *i*-го пункта (с учетом установленных конденсаторных батарей по условию (2.6));

n – число пунктов потребления электроэнергии проектируемой электрической сети; $\Delta Q_{T\Sigma}$ – суммарные потери в трансформаторах подстанций проектируемой сети; $\Delta Q_{л i}$ – потери реактивной мощности в i-й линии электропередачи проектируемой сети; Q_{ci} – зарядная мощность i-й линии электропередачи проектируемой сети; m – число линий электропередачи в сети.

В электрических сетях номинальным напряжением до 220 кВ основным типом подстанций являются подстанции с двухобмоточными трансформаторами, для которых при двух параллельно включенных трансформаторах и коэффициенте аварийной перегрузки 1,4 потери реактивной мощности приближенно оцениваются в размере 8 % от полной нагрузки подстанции $S_{нб}$ [11]. Потери реактивной мощности в автотрансформаторах зависят от класса напряжения, соотношения нагрузок на шинах среднего и низшего напряжения и коэффициентов загрузки его обмоток. Вместе с тем для автотрансформаторов 220/110 кВ можно использовать ту же оценку, что и для подстанций с двухобмоточными трансформаторами.

Мощность нагрузки i-й подстанции на пути от источника питаний может проходить через несколько трансформаций. Если считать, что на каждой из них теряется 8 % от полной мощности этой нагрузки, то можно оценить суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций сети следующим образом:

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx 0{,}08 \sum_{i=1}^{n} m_{Ti} S_{pi} , \qquad (4.5)$$

где m_{Ti} – число трансформаций нагрузки i-й подстанции (S_{pi}) на пути от источника питания до ее шин низшего напряжения.

Вторая составляющая потерь реактивной мощности – потери в линиях электропередачи – существенно зависит от передаваемой по линии мощности и длины линии; зарядная мощность линий – от длины линии. Обе эти величины зависят от напряжения электропередачи, причем потери мощности обратно пропорциональны, а зарядная мощность прямо пропорциональна квадрату

напряжения линии электропередачи. Вследствие этого, соотношение потерь и

генерации реактивной мощности в линиях существенно различается для линий разных номинальных напряжений. При этом сечение проводов линий практически не оказывает влияния на это соотношение.

Конфигурация схемы сети и номинальные напряжения участков сети значительно влияют на составляющие баланса реактивной мощности, поэтому баланс реактивной мощности необходимо оценивать для каждого варианта схемы сети, в отличие от оценки потребления активной мощности в проектируемой сети, где эти факторы не оказывают заметного влияния.

Для оценки потерь реактивной мощности в воздушных линиях удельное реактивное сопротивление линий x_0 напряжением 220 и 110 кВ может быть принято равным 0,42 Ом/км, а удельная генерация реактивной мощности линий q_c напряжением 220 кВ – 0,14 Мвар/км, напряжением 110 кВ – 0,036 Мвар/км. При этом следует учитывать количество цепей линий.

Для линии длиной L с числом цепей $n_ц$ при передаче по ней полной мощности $S_л$ при номинальном напряжении $U_{ном}$ потери реактивной мощности примерно составляют

$$\Delta Q_л \approx \frac{S_л^2}{U_{ном}^2} \frac{x_0 L}{n_ц}. \qquad (4.6)$$

В свою очередь зарядная мощность такой линии

$$Q_c \approx n_ц q_{c0} L. \qquad (4.7)$$

Для определения потерь реактивной мощности в линиях по выражению (2.4) необходимо определить распределение мощностей в линиях сети. На первоначальной стадии проектирования параметры проектируемой электрической сети неизвестны.

Однако для определения потерь реактивной мощности в линиях по выражению (4.6) необходимо определить распределение реактивных мощностей в линиях сети. С другой стороны, соотношение между потерями и генерацией реактивной мощности в линиях зависит от отношения передаваемой активной мощности по одной цепи линии к натуральной мощности линии $P_{нат}$, косвенно

характеризующей пропускную способность линий (рисунок 4.1) [1].

Значение разности между зарядной мощностью и потерями реактивной мощности, отнесенное к зарядной мощности, определяется следующим выражением:

$$\frac{Q_л}{*} = \frac{Q_c - Q_л}{Q_c} = 1 - P_л^2 = 1 - \left(\frac{P_л}{P_{нат} n_ц}\right)^2, \qquad (4.8)$$

откуда при известном значении передаваемой по линии активной мощности $P_л$ (определенном в п.2) и зарядной мощности линии потери реактивной мощности в линии находятся по выражению

$$\frac{Q_л}{Q_c} = 1 - \frac{Q_л}{Q_c} \cdot \left(\frac{P_л}{P_{нат} n_ц}\right)^2 \qquad (4.9)$$

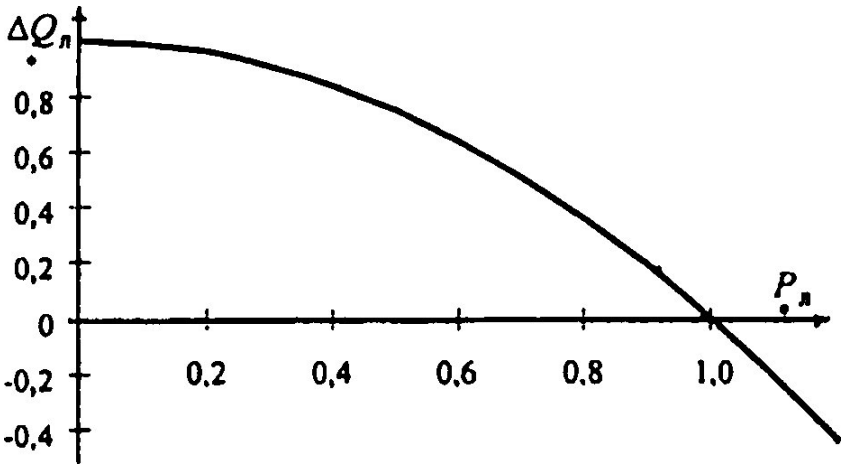


Рисунок 4.1 – Приближенное соотношение между избытком (дефицитом) реактивной мощности в линии и передаваемой по ней активной мощностью

В качестве средних значений натуральной мощности для линий 110 кВ может быть принято 30 МВт, линий 220 кВ – 130 МВт.

Анализ значений разности между зарядной мощностью и потерями реактивной мощности в линиях 110 кВ показывает, что на этой стадии расчета в линиях 110 кВ допускается принимать равными величины потерь и генерации реактивной мощности при условии передачи по линиям активной мощности, существенно не превышающей значения натуральной мощности.

Полученное по (4.4) значение суммарной потребляемой реактивной

мощности в проектируемом районе электрической сети $Q_{района}$ сопоставляется со значением реактивной мощности, которую экономически целесообразно передать с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть $Q_{ист}$ определяемым по суммарному потреблению активной мощности в проектируемой электрической сети и коэффициенту реактивной мощности источника питания, указанному в задании на проект:

$$Q_{ист} = P_{района} \cdot tg\varphi_{ист}. \qquad (4.10)$$

Если $Q_{района} > Q_{ист}$ то необходимость в установке компенсирующих устройств в узлах проектируемой сети (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (2.5)) отсутствует, так как системные источники реактивной мощности полностью покрывают всю потребность в ней.

Если $Q_{района} < Q_{ист}$ то в проектируемой сети должны быть установлены компенсирующие устройства (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (2.5)), суммарная мощность которых определяется из условия выполнения баланса реактивной мощности:

$$Q_{ку} = Q_{района} - Q_{ист}. \qquad (4.11)$$

Как было отмечено в п.2, основным типом компенсирующих устройств, условно устанавливаемых на шинах 6 (10) кВ понижающих подстанций, являются конденсаторные батареи.

Конденсаторные батареи суммарной мощностью $Q_{ку}$ необходимо распределить между подстанциями проектируемой сети. С учетом дискретности суммарная мощность устанавливаемых батарей конденсаторов должна быть не менее чем $Q_{ку}$.

Основным критерием расстановки батарей конденсаторов из условия выполнения баланса реактивной мощности является минимум потерь активной мощности в сети. Решение этой оптимизационной задачи для сложной распределительной электрической сети может быть получено только с помощью

методов оптимизации режимов и расчета на ПЭВМ. В то же время для достаточно простых схем, рассматриваемых в данном курсовом проекте, можно дать некоторые рекомендации по решению данной задачи без применения ПЭВМ:

1. В электрических сетях двух и более номинальных напряжений (например, 220/110 кВ) следует в первую очередь устанавливать компенсирующие устройства на шинах 10 кВ подстанций сети более низкого номинального напряжения (например, 110 кВ).

2. В сети одного номинального напряжения необходимо в первую очередь компенсировать реактивную мощность на наиболее электрически удаленных подстанциях (по активному сопротивлению сети) вплоть до полной компенсации реактивной нагрузки подстанции.

3. При незначительной разнице в электрической удаленности подстанций от источника питания в сети одного номинального напряжения расстановка компенсирующих устройств может производиться по условию равенства коэффициентов реактивной мощности нагрузок на шинах 10 кВ, удовлетворяющему условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети:

$$tg\varphi_б = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_{pi} - Q_{ку\Sigma}}{\sum_{i=1}^{n} P_{нбi}}, \qquad (4.12)$$

где Q_{pi} – действительные реактивные нагрузки подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию (2.5).

Тогда мощность устанавливаемых конденсаторных батарей (сверх установленных по условию (2.6)) на *i*-й подстанции

$$Q_{куi} = P_{нбi}\left(tg\varphi_i - tg\varphi_б\right). \qquad (4.13)$$

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность конденсаторных батарей может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что коэффициент реактивной мощности достаточно низок и установка конденсаторных батарей на шинах 10 кВ данной подстанции по условию

равенства коэффициентов реактивной мощности нагрузок на шинах 10 кВ не требуется. Данная подстанция должна быть исключена из числа n в выражении (4.12), и соответственно пересчитаны значения $tg\varphi_б$ и $Q_{куi}$.

Определенные в результате расчета мощности $Q_{куi}$, округляются до стандартных значений так, чтобы сумма $Q_{куi}$ соответствовала $Q_{куэк}$.

В заключение данного раздела определяются действительные реактивные нагрузки подстанций $Q_{рi}$ с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (2.5) и условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети (4.11) и полные нагрузки подстанций $S_{рi}$. Затем необходимо определить приведенные к шинам высшего напряжения нагрузки подстанций $S_{приві}$, пренебрегая потерями активной мощности в трансформаторах и принимая потери реактивной мощности в трансформаторах равными 8 % от полной нагрузки подстанции, в соответствии с выражением

$$S_{приві} = P_{нбі} + jQ_{рі} + 0{,}08S_{рі}. \qquad (4.14)$$

4.4 Выбор сечений и марок проводов воздушных линий

4.4.1 Выбор экономически целесообразных сечений проводов

Все реальные проводники обладают некоторым активным сопротивлением, поэтому при пропускании тока греются, то есть часть передаваемой по линии электропередачи мощности неминуемо расходуется на этот нагрев. При этом суммарные потери электроэнергии в электрических сетях достигают колоссальных объемов. Существует только один способ снижения этих потерь –это уменьшение активного сопротивления проводников.

При обычных температурах уменьшить сопротивление проводника можно только путем увеличения его сечения. Но увеличение сечения влечет за собой увеличение стоимости ЛЭП. Таким образом, увеличению сечения сопутствуют два конкурирующих фактора. С одной стороны это снижение затрат на

компенсацию потерь электроэнергии. С другой – увеличение затрат на сооружение ЛЭП. Понятно, что увеличение сечения выгодно лишь до тех пор, пока первый фактор действует сильнее, чем второй. Сечение, которое соответствует минимуму затрат, называют экономически целесообразным.

На воздушных линиях предусматривается применение только сталеалюминиевых проводов марки АС, маркируемых в соответствии с ГОСТ 839-80Е. Поскольку механический расчет проводов не входит в число задач данного курсового проекта, то провода сечением до 185 мм^2 включительно принимаются нормального исполнения (отношение поперечных сечений алюминиевой и стальной частей примерно 6:1); провода сечением 240 мм^2 и более – облегченного исполнения (отношение поперечных сечений – примерно 8:1) [4].

Экономически целесообразное сечение проводов $F_{эк}$ линии определяется выражением

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_н}, \tag{4.15}$$

где I_p – расчетный ток одной цепи линии; $j_н$ – норматив экономической плотности тока. Нормированные значения плотности тока для ВЛ приведены в таблице П.4.1.

Значение I_p определяется по выражению

$$I_p = \nu_i I_{нб(5)}, \tag{4.16}$$

где $I_{нб(5)}$ – наибольший ток одной цепи линии на пятый год ее эксплуатации; ν_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии за расчетный период (10 лет). Для линий 110-220 кВ значение ν_i, принимается равным 1,05, что соответствует наиболее часто встречающимся темпам роста нагрузки [6].

В свою очередь, значение $I_{нб(5)}$ рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению:

$$I_{нб} = \frac{S_{прив}}{n_ц \sqrt{3}}, \tag{4.17}$$

где $n_ц$ – количество цепей.

Сечение, полученное по выражению (4.15), округляется до ближайшего (большего или меньшего) стандартного.

Шкала стандартных сечений проводов ВЛ составляет следующий ряд:

16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 500, … мм^2.

Если для какой-либо линии выбранное сечение проводов превышает максимально возможное сечение при использовании унифицированных опор воздушных линий: для линий 110 кВ – 240 мм^2, 220 кВ – 500 мм^2, то следует выявить экономическую целесообразность сооружения линии с максимально возможным сечением проводов и ее эксплуатации с повышенными потерями электроэнергии по сравнению с вариантами усиления сети: сооружением дополнительной цепи линии или переводом линии на более высокое номинальное напряжение. Однако опыт проектирования [4, 6] показывает, что во избежание увеличения числа цепей линии сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения допускается превышение нормативов экономической плотности тока вплоть до двукратных значений. Вместе с тем в курсовом проекте в силу ограниченности времени не рекомендуется дальнейшее рассмотрение таких вариантов схем сети, если имеются другие варианты схем, в которых при том же номинальном напряжении экономически целесообразное сечение проводов линии не превышает максимально возможное.

Исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ 110 кВ (таблица П.6.1) в курсовом проекте выбор экономически целесообразного сечения проводов можно делать между 150 и 240 мм^2.

4.4.2. Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений

Выбранное экономически целесообразное сечение проводов воздушных линий и жил кабелей должно удовлетворять ряду технических ограничений по:

– механической прочности;

– потерям на корону и уровню радиопомех;

– длительно допустимому нагреву;

– потерям напряжения.

Условие механической прочности. При воздействии на провода воздушных линий нагрузок от собственного веса провода и от внешних нагрузок (гололед, температура, ветер) механическое напряжение в проводе может превысить допустимое и привести к разрушению провода. По условиям механической прочности рекомендуется применять на воздушных линиях провода сечением не менее указанных в таблице 4.1 [4]. Районы по ветровому давлению и гололеду приведены в таблице П.4.3.

Таким образом, проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию механической прочности сводится к условию

$$F_{эк} \geq F_{\min мех}. \qquad (4.18)$$

Таблица 4.1 – Минимально допустимые сечения сталеалюминиевых проводов $F_{\min мех}$ воздушных линий по условиям механической прочности

Характеристика воздушной линии	$F_{\min мех}$, мм^2
Воздушные линии, сооружаемые на одноцепных опорах в районах по гололеду:	
до II	35/6,2
в III-IV	50/8
в V и более	70/11
Воздушные линии, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах	120/19

В случае несоблюдения неравенства (4.18) необходимо увеличить сечение провода до значения $F_{\min мех}$.

Условие ограничения потерь на корону и уровня радиопомех. При выборе сечений проводов воздушных линий напряжением 110 кВ и выше необходимо соблюдать ограничение напряженности электрического поля на поверхности проводов до уровней, допустимых по короне и радиопомехам. По условиям ограничения потерь мощности на корону и уровня радиопомех рекомендуется применять на воздушных линиях провода диаметром не менее указанных в таблице 4.2 [4].

Таблица 4.2 – Минимально допустимые диаметры проводов $d_{\min кор}$ воздушных линий 110-220 кВ и соответствующие им сечения сталеалюминиевых проводов $F_{\min кор}$ по условиям ограничения потерь на корону и уровня радиопомех

$U_{ном}$, кВ	110	220
$d_{\min кор}$, мм	11,4	21,6
$F_{\min кор}$, мм^2	70/11	240/32

Так как каждому значению $d_{\min кор}$ соответствует вполне определенная марка провода, то проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию ограничения потерь на корону и уровня радиопомех сводится к условию

$$F_{эк} \geq F_{\min кор}. \qquad (4.19)$$

В случае несоблюдения неравенства (4.19) необходимо увеличить сечение провода до значения $F_{\min кор}$.

Условие длительно допустимого нагрева. Длительный нагрев неизолированного провода воздушной линии сверх допустимого может вызвать разрушение контактных соединителей провода, увеличение стрелы провеса, приводящее к нарушению допустимых габаритных расстояний до земли.

Для проводов воздушных линий на основе практики эксплуатации установлено значение длительно допустимой температуры нагрева проводов $T_{дл.доп}$, равной 70 °С [4]. В справочных данных для расчетной температуры воздуха $T_{расч}$, равной 25 °С, приводятся соответствующие длительно допустимые токи $I_{дл.доп}$, при протекании которых провод нагревается до длительно допустимой температуры. Значения $I_{дл.доп}$ приведены в таблице П.4.2.

Если фактическая температура воздуха $T_{факт}$ (таблица П.4.3) отличается от расчетной температуры воздуха, то значение длительно допустимого тока может быть скорректировано по выражению:

$$I_{дл.доп} = I_{дл.доп} \sqrt{\frac{T_{дл.доп} - T_{факт}}{T_{дл.доп} - T_{расч}}} = I_{дл.доп} \sqrt{\frac{70 - T_{факт}}{70 - 25}} = I_{дл.доп} \, k_T, \qquad (4.20)$$

где k_T – поправочный коэффициент на температуру воздуха, учитывающий отличие фактической температуры воздуха от расчетной. Значения k_T приведены в таблице П.4.4.

Тогда проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию длительно допустимого нагрева сводится к условию

$$I_{нб} \boxtimes I_{\text{дл.доп}} k_T , \qquad (4.21)$$

где $I_{нб}$ – ток, протекающий по линии в режиме наибольших нагрузок.

В случае несоблюдения неравенства (4.21) необходимо увеличить сечение провода до значения, при котором неравенство (4.21) будет выполняться.

Сечения проводов воздушных линий должны удовлетворять условиям длительно допустимого нагрева не только в нормальных, но и в послеаварийных и ремонтных режимах [4]. Необходимо рассматривать такие послеаварийные и ремонтные режимы, которые приводят к наибольшему увеличению тока, протекающего по линии. В качестве послеаварийных и ремонтных режимов рассматриваются отключения одной цепи двухцепных радиальных и магистральных линий или головных участков в кольцевой сети.

Анализ значений длительно допустимых токов показывает:

– длительно допустимый ток провода воздушной линии всегда превосходит ток, протекающий в нормальном режиме по проводу, выбранному по экономическим соображениям. Следовательно, в нормальных режимах неравенство (4.21) всегда будет выполняться;

– для проводов воздушных линий напряжением до 220 кВ включительно норматив экономической плотности тока более чем в два раза меньше длительно допустимой плотности тока. Следовательно, для двухцепных радиальных и магистральных линий, провода которых выбраны по экономической плотности тока, в послеаварийных режимах, связанных с отключением одной цепи, удвоенный ток нормального режима, протекающий по оставшейся в работе второй цепи, будет меньше длительно допустимого тока, т.е. неравенство (4.21) при этих условиях всегда будет выполняться.

Таким образом, проверку экономически целесообразных сечений проводов

воздушных линий напряжением до 220 кВ включительно по условию длительно допустимого нагрева необходимо выполнять только в послеаварийных режимах для линий кольцевых сетей, используя неравенство (4.21).

Условие ограничения потерь напряжения. Сечения проводов линий 35 кВ и выше проверке по допустимым потерям напряжения не подлежат, так как уменьшение потерь напряжения путем увеличения сечений линий экономически нецелесообразно по сравнению с применением трансформаторов с устройством регулирования под нагрузкой (РПН) и устройств компенсации реактивной мощности [6].

Поэтому рассчитанные величины потери напряжения до наиболее удаленных точек в нормальном и, особенно, в послеаварийном режиме, нужно соотнести с возможностями серийных устройств РПН и сделать вывод, можно ли будет на всех подстанциях обеспечить встречное регулирование напряжения.

Если окажется, что потеря напряжения в каком-то режиме выше возможностей устройств РПН, то это будет означать, что данный вариант не соответствует техническим требованиям, и необходимо или внести в него какие-то изменения, снимающие данную проблему, или рассмотреть другой вариант.

Проверка сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами РПН выполняется с помощью соотношения:

$$\Delta U_{\%} \le \Delta U_{\text{доп}}, \qquad (4.22)$$

где $\Delta U_{\%}$ − наибольшая сумма потерь напряжения на линиях сети между ИП и наиболее электрически удаленной точкой сети для режима наибольших нагрузок в процентах; $\Delta U_{\text{доп}}$ − допустимая потеря напряжения в сети с точки зрения достаточности регулировочного диапазона трансформаторов с РПН.

Наибольшая сумма потерь напряжения в процентах определяется по выражению:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%. \qquad (4.23)$$

Потери напряжения до электрически наиболее удаленных точек сети определяются путем суммирования потерь напряжения по участкам. В радиально - магистральной сети электрически наиболее удаленные точки обычно совпадают с точками, наиболее удаленными географически. В кольцевой сети электрически наиболее удаленными точками считаются точки потокораздела.

Потери напряжения для участка определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_{уч} \cdot R_{уч} + Q_{уч} \cdot X_{уч}}{U_{ном}} . \qquad (4.24)$$

Активные ($R_{уч}$) и реактивные ($X_{уч}$) сопротивления линий определяются по формулам:

$$R_{уч} = \frac{r_0 l}{n_ц}, \text{ Ом}; \qquad X_{уч} = \frac{x_0 l}{n_ц}, \text{ Ом}; \qquad (4.25)$$

где l и $n_ц$ – длина участка в км и количество цепей; r_0, x_0 – погонные активное и реактивное сопротивления, Ом/км. Значения погонных сопротивлений приведены в таблицах П.4.5 и П.4.6.; $P_{уч}$ и $Q_{уч}$ – активная и реактивная составляющие потока приведенной мощности на участке.

Наиболее тяжелый послеаварийный режим в радиально-магистральной сети это обычно режим, возникающий после отказа одной из цепей головного участка магистрали. Так как потокораспределение при этом не изменяется, то расчет потери напряжения для этого режима производят так же, как и для нормального режима, но с учетом изменившихся сопротивлений поврежденного участка.

В кольцевой сети наиболее тяжелый послеаварийный режим возникает после отказа наиболее загруженного головного участка. При этом полностью меняется потокораспределение, т.к. сеть из кольцевой превращается в радиально-магистральную. Поэтому вначале следует рассчитать потокораспределение в послеаварийном режиме, затем потерю напряжения по участкам, а затем – потерю напряжения до электрически наиболее удаленных точек.

Значение $\Delta U_{доп}$ определяется с учетом напряжения ИП, диапазона регулирования трансформаторов с РПН, нормируемого напряжения на стороне

НН трансформаторов. Ориентировочное значение $U_{доп}$ приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Значения допустимых потерь напряжения проектируемой сети с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами РПН

$U_{ном}$, кВ	$U_{доп}$, %	
	нормальный режим	послеаварийный режим
110	10	20
220	7	17

Большие потери напряжения свидетельствуют о заниженном номинальном напряжении или о нерациональной схеме сети.

4.5 Определение потерь мощности в нормальном режиме наибольших нагрузок

На стадии предварительного расчета достаточно определить потери мощности в нормальном режиме наибольших нагрузок.

Потери мощности на участке сети определяются по формуле:

$$P_{уч} = \frac{S_{уч}^2}{U_{ном}^2} R_{уч} \quad , \tag{4.26}$$

где $S_{уч}$, МВ·А – приведенное значение потока мощности на участке; $R_{уч}$, Ом – активное сопротивление участка.

Потери мощности во всей сети определяются суммированием потерь мощности по всем участкам сети.

4.6. Пример предварительного расчета радиально-магистральной сети

Произвести предварительный расчет радиально-магистральной сети варианта 1, отобранного в п. 3.4. Расчетные нагрузки пунктов взять с учетом компенсации реактивной мощности из таблицы 2.3 в п.2.6. Коэффициент мощности источника питания 0,93.

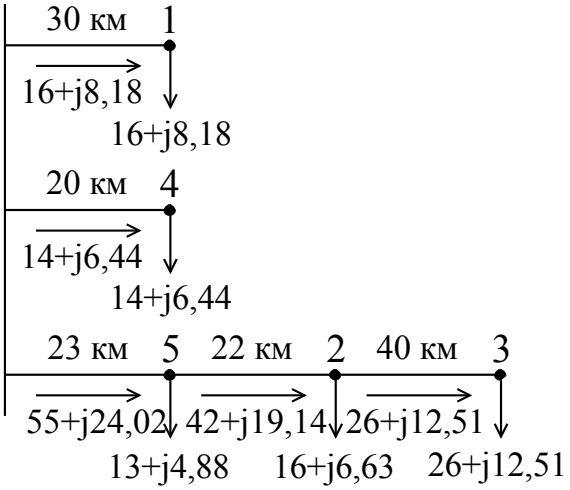


Рисунок 4.2 – Расчетная схема варианта 1

Расчет потокораспределения активной мощности.

Расчетная схема этого варианта сети представлена на рисунке 4.2. Потоки активной мощности на участках сети определяем по первому закону Кирхгофа, двигаясь от наиболее удаленных потребителей к источнику.

$P_{A1} = P_1 = 16$ МВт.

$P_{23} = P_3 = 26$ МВт.

$P_{52} = P_{23} + P_2 = 26 + 16 = 42$ МВт.

$P_{A5} = P_{52} + P_5 = 42 + 13 = 55$ МВт.

$P_{A4} = P_4 = 14$ МВт.

Результаты помещаем в таблицу 4.4, а также наносим на расчетную схему.

Выбор номинального напряжения.

Далее, с помощью формулы Илларионова, определяем целесообразную величину номинального напряжения на участке А-5:

$$U'_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{23} \cdot \frac{2500}{55/2}}} = 94,22 \text{ кВ}.$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.4.

Для схемы вариант 1 по результатам расчета экономически целесообразного номинального напряжения выбираем номинальное напряжение 110 кВ.

Таблица 4.4 – Выбор напряжений для варианта 1

Участок	L, км	P, МВт	U', кВ	Uном, кВ
A1	30	16	55,12	110
23	40	26	69,88	110
52	22	42	83,98	110
A5	23	55	94,22	110
A4	20	14	51,15	110

Оцениваем баланс реактивной мощности.

Т.к. активная мощность в линиях отличается от значения натуральной мощности, следует учитывать величины потерь и генерации реактивной мощности.

Находим зарядную мощность линии по выражению (4.7):

Q_{cA1} ● 2·0,036·30=2,16 Мвар; Q_{c52} ● 2·0,036·22=1,584 Мвар; Q_{cA4} ● 2·0,036·20=1,44 Мвар;

Q_{c23} ● 2·0,036·40=2,88 Мвар;

Q_{cA5} ● 2·0,036·23=1,656 Мвар;

∑ Q_{ci} ● 9,72 Мвар.

Находим потери реактивной мощности в линиях по выражению (4.9):

$\Delta Q_{лA1}$ ● $\frac{16^2}{Р^2 \cdot 30}$ ● 2,16 ● 0,154 Мвар; $\Delta Q_{л23}$ ● $\frac{26^2}{Р^2 \cdot 30}$ ● 2,88 ● 0,541 Мвар;

$\Delta Q_{л52}$ ● $\frac{42^2}{Р^2 \cdot 30}$ ● 1,584 ● 0,776 Мвар; $\Delta Q_{лA5}$ ● $\frac{55^2}{Р^2 \cdot 30}$ ● 1,656 ● 1,392 Мвар;

$\Delta Q_{лA4}$ ● $\frac{14^2}{Р^2 \cdot 30}$ ● 1,44 ● 0,078 Мвар;

∑ $\Delta Q_{лi}$ ● 2,941 Мвар.

Находим суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций сети по выражению (4.5):

ΔQ_{T} ● 0,08·90,677=7,254 Мвар.

Находим наибольшую суммарную реактивную мощность, потребляемую в проектируемом районе электрической сети по выражению (4.4):

$Q_{района}$ ● 0,98·31,38+7,254+2,941-9,72=31,227 Мвар.

Величина реактивной мощности, поступающей с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть по выражению (4.10) равна:

$Q_{ист}$ ● 85·0,395=33,575 Мвар, где $tg\varphi_{ист}$ ● 0,395.

Т.к. $Q_{района}$ ■ $Q_{ист}$, то нет необходимости установки дополнительных КУ (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности).

Определяем действительные реактивные нагрузки подстанций по выражению (4.14) а результаты сводим в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Действительные мощности нагрузок подстанций

№ п/ст	$P_{нб}$, МВт	$Q_{нб}$, МВар	$Q^{уст}_{ку}$, Мвар	Q_P, Мвар	S_P, МВ·А	$Q_{прив}$, Мвар	$S_{прив}$, МВ·А
1	16	9,49	2,7	6,79	17,38	8,18	17,97
2	16	11,58	6,3	5,28	16,85	6,63	17,32
3	26	10,27	0	10,27	27,95	12,51	28,85
4	14	7,94	2,7	5,24	14,95	6,44	15,41
5	13	3,80	0	3,80	13,54	4,88	13,89
Итого	85	43	11,70	31,38	90,67	38,64	93,44

Расчет потокораспределения реактивной мощности.

Q_{A1} ● Q_1 ● 8,18 Мвар;

Q_{23} ● Q_3 ● 12,51 Мвар;

Q_{52} ● Q_{23}, Q_2 ● 12,51+6,63=19,14 Мвар;

Q_{A5} ● Q_{52}, Q_5 ● 19,14+4,88=24,02 Мвар;

Q_{A4} ● Q_4 ● 6,44 Мвар.

Расчет потокораспределения полной мощности.

Находим по выражению (2.3):

S_{A1} ● 17,97 МВ·А; S_{23} ● 28,85 МВ·А; S_{52} ● 46,16 МВ·А;

S_{A5} ● 60,02 МВ·А; S_{A4} ● 15,41 МВ·А.

Выбор экономически целесообразных сечений проводов.

Для участка сети А1.

Наибольший ток одной цепи линии $I_{нб}$ рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению (4.17):

$$I_{\text{нб}A1} \bullet \frac{17,97 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3}} \bullet 47,16 \text{ А}.$$

Расчетную токовую нагрузку определим по выражению (4.16):

$I_{р\,A1} \bullet 1,05 \cdot 47,16 \bullet 49,52$ А.

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока по формуле (4.15). Плотность тока, при числе часов использования максимума нагрузки $T_{нб}$ ● 5423,5 ч. (определено в п.1.2), равна 0,8 А/мм^2.

$$F_{\text{эк}A1} \bullet \frac{49,52}{0,8} \bullet 61,90 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное по выражению (4.15), округляем до ближайшего (большего или меньшего) стандартного с учетом технических ограничений (4.18), (4.19), а также исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ (для ВЛ, сооружаемые на двухцепных опорах, $F_{\min\,мех} \bullet 120$ мм^2, а $F_{\min\,кор} \bullet 70$ мм^2 для с ВЛ с $U_{ном}$ 110 кВ, экономически целесообразные сечения проводов для ВЛ 110 кВ 150 и 240 мм^2) принимаем $F_{A1} \bullet 150$ мм^2.

Проверка условия длительно допустимого нагрева

Допустимый ток по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха определяем по формуле (4.20):

$$I_{\text{д}}\square_{\text{оп}A1} \bullet 450 \cdot 1,05 \bullet 472,5 \text{ А},$$

где k_T = 1,05 из таблицы П 4.4 для средней июльской температуры Северного Кавказа (таблица П 4.3); $I_{\text{дл.доп}}$ – допустимый длительный ток для неизолированных проводов марок АС определяем по таблице П 4.2.

Послеаварийный режим

Для двухцепных радиально-магистральных линий ток послеаварийного

режима определяется по выражению: $I_{\text{нб}ав} = 2 \cdot I_{нб}$:

$I_{\text{нб ав}A1} = 2 \cdot 47{,}16 = 94{,}32$ А.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.6.

Выбранное экономически целесообразное сечения провода проходит по условию длительно допустимого нагрева, т.к. выполняется условие (4.21) для нормального и послеаварийного режима.

Таблица 4.6 –Выбор сечений провода для варианта 1

Участок	А1	23	52	А5	А4
$F_{эк}$, мм^2	61,90	99,38	158,98	206,72	53,08
$F_{\min кор}$, мм^2	70	70	70	70	70
$F_{\min мех}$, мм^2	120	120	120	120	120
F, мм^2	150	150	150	240	150
$I_{нб}$, А	47,16	75,72	121,13	157,50	40,44
$I_{р}$, А	49,52	79,51	127,18	165,38	42,46
$I_{\text{нб ав}}$, А	94,32	151,44	242,25	315,00	80,88
$I_{\text{доп}}$, А	472,5	472,5	472,5	640,5	472,5

Проверка условия ограничения потерь напряжения

Проверяем выбор сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой с помощью соотношения (4.22).

Для участка сети А1.

Активные ($R_{уч}$) и реактивные ($X_{уч}$) сопротивления определяются по формулам (4.25):

$$R_{A1} = \frac{0{,}204 \cdot 30}{2} = 3{,}06 \text{ Ом;} \qquad X_{A1} = \frac{0{,}42 \cdot 30}{2} = 6{,}3 \text{ Ом.}$$

Определим потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах по формуле (4.24):

$$\Delta U_{A1} = \frac{16 \cdot 3{,}06 + 8{,}18 \cdot 6{,}3}{} = 0{,}91 \text{ кВ;}$$

11
0 $U_{\%\,A1}$

● 0,91

100% ●

0,83 %; ——
110

U_{A1} ● $\frac{16 \cdot 3{,}06 + 8{,}18 \cdot 6{,}3 \cdot 2}{110}$ ● 1,83 кВ; $U_{\%\,A1}$ ● $\frac{1{,}83}{110} \cdot 100\%$ ● 1,66 %.
ав *ав*

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.7.

Определим потери мощности.

Для участка А1

Потери мощности в нормальном режиме при наибольших нагрузках определим по формуле (4.26):

P_{A1} ● $\frac{17{,}97^2}{110^2} \cdot 3{,}06$ ● 0,082 МВт.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет параметров линий варианта 1

Участок	А1	23	52	А5	А4
P, МВт	16	26	42	55	14
Q, Мвар	8,18	12,51	19,14	24,02	6,44
L, км	30	40	22	23	20
F, мм^2	150	150	150	240	150
R_o, Ом/км	0,204	0,204	0,204	0,118	0,204
X_o, Ом/км	0,420	0,420	0,420	0,405	0,420
$R_л$, Ом	3,06	4,08	2,24	1,36	2,04
$X_л$, Ом	6,30	8,40	4,62	4,66	4,20
U , кВ	0,91	1,92	1,66	1,70	0,51
$U_{\%}$	0,83	1,75	1,51	1,54	0,46
$U_{ав}$, кВ	1,83	3,84	3,32	3,39	1,01
$U_{ав\,\%}$	1,66	3,49	3,02	3,08	0,92
P , МВт	0,082	0,281	0,395	0,404	0,040

Максимальные потери напряжения определяются путем суммирования потерь напряжения по участкам до электрически наиболее удаленной точки сети:

U_{A523} ● U_{A5}, U_{52}, U_{23} ● 1,7+1,66+1,92=5,28 кВ.

Максимальные потери напряжения в процентах:

$U_{\%A523} = U_{\%A5} + U_{\%52} + U_{\%23} = 1,54+1,51+1,75=4,8$ %.

Максимальная потеря напряжения в нормальном режиме 4,8% < 10%.

В послеаварийном режиме:

$U_{авA523} = U_{авA5} + U_{ав52} + U_{ав23} = 3,39+3,32+3,84=10,55$ кВ;

$U_{ав\%A523} = U_{ав\%A5} + U_{ав\%52} + U_{ав\%23} = 3,08+3,02+3,49=9,59$ %.

Максимальная потеря напряжения в послеаварийном режиме 9,59% < 20%.

Выбранные сечения удовлетворяют всем техническим ограничениям.

Суммарные потери мощности проектируемой сети варианта 1 равны:

$P_{\Sigma} = 0,082+0,281+0,395+0,404+0,04=1,202$ МВт.

4.7. Пример предварительного расчета кольцевой сети

Произвести предварительный расчет кольцевой сети варианта 4, отобранного в п. 3.4. Расчетные нагрузки пунктов взять с учетом компенсации реактивной мощности из таблицы 2.3 в п.2.6. Коэффициент мощности источника питания 0,93.

В п. 3.4. выбран вариант 4 состоящий из двух колец А235А и А41А.

Предварительный расчет кольцевой сети

Поскольку сеть кольцевая, то условно «разрезаем» источник и разворачиваем кольцо, превращая кольцевую сеть в магистральную линию с двухсторонним питанием. Расчетные схемы представлена на рисунке 4.3 и 4.4.

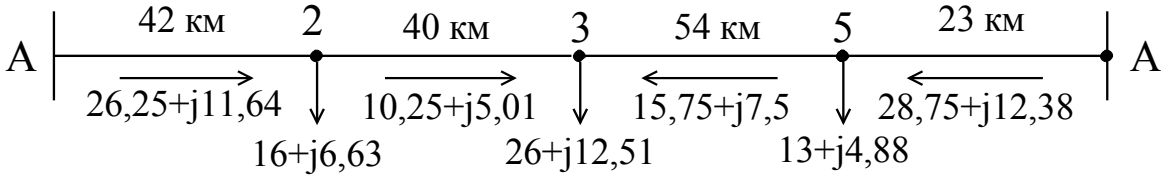


Рисунок 4.3 – Расчетная схема кольца А235А варианта 4

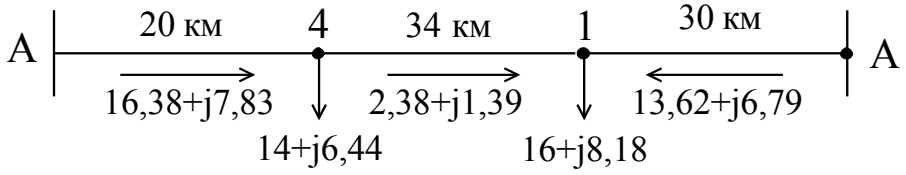


Рисунок 4.4 – Расчетная схема кольца А41А варианта 4

Расчет потокораспределения активной мощности кольца А235А.

Расчет потокораспределения активной мощности производим, начиная с головного участка по формуле (4.1):

$$P_{A2} = \frac{16 \cdot 117 + 26 \cdot 77 + 13 \cdot 23}{42 + 40 + 54 + 23} = 26{,}25 \text{ МВт};$$

Потоки мощности в линиях 23, 35 и 5А определяются по 1 закону Кирхгофа:

$P_{23} = P_{A2} - P_2 = 26{,}25\text{-}16 = 10{,}25$ МВт;

$P_{35} = P_{23} - P_3 = 10{,}25\text{-}\ 26 = \text{-}15{,}75$ МВт; $P_{5A} = P_{35} - P_5 = \text{-}15{,}75\ \text{-}13 = \text{-}28{,}75$ МВт

По полученным знакам потоков мощностей в линиях находим точку потокораздела. По активной мощности: 3 точка потокораздела.

Выполним проверку результатов расчета. Для этого определим по формуле (4.1) поток активной мощности на противоположном головном участке и сравнить его с потоком активной мощности, полученным по первому закону Кирхгофа.

$$P_{A5} = \frac{13 \cdot 136 + 26 \cdot 82 + 16 \cdot 42}{42 + 40 + 54 + 23} = 28{,}75 \text{ МВт};$$

$P_{5A} = P_{A5}$ 28,75=28,75

Расчет потокораспределения активной мощности кольца А41А.

Производится аналогично расчета потокораспределения активной мощности кольца А235А.

Выбор номинального напряжения кольца А235А.

Целесообразную величину напряжения определяем по наиболее загруженному и протяженному головному участку 5А:

$$U'_{ном\,5A} = \frac{1000}{} = 95{,}92 \text{ кВ}.$$

$$\sqrt{\frac{500}{23}\cdot\frac{2500}{28{,}75}}$$

Принимаем номинальное напряжение для всей линии 110 кВ.

Выбор номинального напряжения кольца А41А.

Производится аналогично выбора номинального напряжения кольца А235А.

Результаты расчета потокраспределения и выбора напряжения для схемы варианта 4 поместим в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 –Выбор напряжений для схемы варианта 4

	кольцо А235А				кольцо А41А		
Участок	А2	23	35	5А	А4	41	1А
L, км	42	40	54	23	20	34	30
P, МВт	26,25	10,25	15,75	28,75	16,38	2,38	13,62
U', кВ	96,61	62,45	77,15	95,92	75,03	30,64	70,67
Uном, кВ	110	110	110	110	110	110	110

Оцениваем баланс реактивной мощности схемы варианта 4.

Т.к. активная мощность в линиях отличается от значения натуральной мощности, следует учитывать величины потерь и генерации реактивной мощности.

Находим зарядную мощность линии по выражению (4.7):

Q_{cA2} ● 0,036·42=1,512 Мвар; Q_{c35} ● 0,036·54=1,944 Мвар; Q_{cA4} ● 0,036·20=0,72 Мвар; Q_{cA1} ● 0,036·30=1,08 Мвар

Q_{c23} ● 0,036·40=1,44 Мвар; Q_{cA5} ● 0,036·23=0,828 Мвар; Q_{c41} ● 0,036·34=1,224 Мвар;

$\sum Q_{ci}$ ● 8,748 Мвар.

Находим потери реактивной мощности в линиях по выражению (4.9):

$$\Delta Q_{лA2} = \frac{26,25^2}{30^2} \cdot 1,44 = 0,168 \text{ Мвар}; \quad \Delta Q_{л23} = \frac{10,25^2}{28,75^2} \cdot 1,512 = 1,158 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{л35} = \frac{15,75^2}{30^2} \cdot 0,828 = 0,76 \text{ Мвар}; \quad \Delta Q_{лA5} = \frac{}{} \cdot 1,944 = 0,536 \text{ Мвар};$$

$$_{2}16,38$$

$$Q_{л44} \quad 1,224 \quad 0,008 \text{ Мвар;}$$

30

$$2,38^{2}$$

$$0,72 \quad 0,215 \text{ Мвар; } Q_{л41}$$

$Q_{лА1} = \frac{13{,}62^2}{30} \cdot 1{,}08 = 0{,}223$ Мвар;

$Q_{лi} = 3{,}068$ Мвар.

Суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах $Q_{Т} = 7{,}254$ Мвар.

Находим наибольшую суммарную реактивную мощность, потребляемую в проектируемом районе электрической сети по выражению (4.4):

$Q_{района} = 0{,}98 \cdot 31{,}38+7{,}254+3{,}068-8{,}748=32{,}326$ Мвар.

Величина реактивной мощности, поступающей с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть $Q_{ист} = 33{,}575$ Мвар.

Т.к. $Q_{района} \blacksquare Q_{ист}$, то нет необходимости установки дополнительных КУ (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности).

Действительные реактивные нагрузки подстанций будут такими же как в таблице 4.5.

Расчет потокораспределения реактивной мощности кольца А235А.

Реактивная мощность головного участка:

$$Q_{A2} = \frac{6{,}63 \cdot 117 + 12{,}51 \cdot 77 + 4{,}85 \cdot 23}{42 + 40 + 54 + 23} + 11{,}64 \text{ Мвар;}$$

Потоки мощности в линиях 23, 35 и 5А определяются по 1 закону Кирхгофа:

$Q_{23} = Q_{A2} - Q_2 = 11{,}64-6{,}63=5{,}01$ Мвар; $Q_{35} = Q_{23} - Q_3 = 5{,}01-12{,}51=-7{,}5$ Мвар; $Q_{5A} = Q_{35} - Q_5 = -7{,}5-4{,}88=-12{,}38$ Мвар.

По реактивной мощности: 3 точка потокораздела.

Выполним проверку результатов расчета:

$$Q_{A5} = \frac{4{,}88 \cdot 136+12{,}51 \cdot 82+6{,}63 \cdot 42}{42 + 40 + 54 + 23} = 12{,}38 \text{ Мвар.}$$

$Q_{5A} = -12{,}38=12{,}38$
Q_{A5}

Расчет потокораспределения реактивной мощности кольца A41A.

Производится аналогично расчета потокораспределения реактивной мощности кольца А235А.

Расчет потокораспределения полной мощности схемы варианта 4.

S_{A2} ● 28,72 МВ·А; S_{23} ● 11,41 МВ·А; S_{35} ● 17,44 МВ·А; S_{A5} ● 31,30 МВ·А; S_{A1} ● 15,22 МВ·А. S_{A4} ● 18,16 МВ·А; S_{41} ● 2,76 МВ·А;

Выбор экономически целесообразных сечений проводов схемы варианта 4.

Для участка сети А2.

Наибольший ток линии рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению (4.17):

$$I_{\text{нб }A2} = \frac{28,72 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 150,71 \text{ А}.$$

Расчетную токовую нагрузку определим по выражению (4.16):

$$I_{p\ A2} = 1,05 \cdot 150,71 = 158,25 \text{ А}.$$

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока по формуле (4.15):

$$F_{\text{эк}A2} = \frac{158,25}{0,8} = 197,81 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное по выражению (4.15), округляем до ближайшего (большего или меньшего) стандартного с учетом технических ограничений (4.18), (4.19), а также исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ (для ВЛ, сооружаемые на одноцепных опорах в IV районе по гололеду, $F_{\min\ мех} = 50$ мм^2, а $F_{\min\ кор} = 70$ мм^2 для с ВЛ с $U_{ном}$ 110 кВ, экономически целесообразные сечения проводов для ВЛ 110 кВ 150 и 240 мм^2) принимаем $F_{A2} = 240$ мм^2.

Проверка условия длительно допустимого нагрева в нормальном режиме

Допустимый ток по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха определяем по формуле (4.20):

$$I_{\text{доп}\,A2} = 610 \cdot 1,05 = 640,5 \text{ А}.$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты

помещаем в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 –Выбор сечений провода для варианта 4

	кольцо А235А				кольцо А41А		
Участок	А2	23	35	5А	А4	41	1А
$F_{эк}$, мм^2	197,81	78,59	120,17	215,64	125,07	18,99	104,84
$F_{\min кор}$, мм^2	70	70	70	70	70	70	70
$F_{\min мех}$, мм^2	50	50	50	50	50	50	50
F, мм^2	240	240	240	240	150	150	150
$I_{нб}$, А	150,71	59,88	91,56	164,29	95,29	14,47	79,88
$I_{р}$, А	158,25	62,88	96,14	172,51	100,05	15,19	83,87
$I_{доп}$, А	640,5	640,5	640,5	640,5	472,5	472,5	472,5

Проверка условия ограничения потерь напряжения в нормальном режиме

Проверяем выбор сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой с помощью соотношения (4.23).

Для участка сети А2.

Активные ($R_{уч}$) и реактивные ($X_{уч}$) сопротивления участка

$R_{A2} = 0{,}118 \cdot 42 = 4{,}96$ Ом; $X_{A2} = 0.405 \cdot 42 = 17{,}01$ Ом.

Определим потери напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U_A = \frac{26{,}25 \cdot 4{,}96 + 11{,}64 \cdot 17{,}01}{110} = 2{,}98 \text{ кВ}; \qquad \Delta U_{\%A2} = \frac{2{,}98}{110} \cdot 100\% = 2{,}71\ \%;$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.10.

Максимальные потери напряжения в нормальном режиме:

Кольцо А235А точка потокраздела *3*:

$\Delta U_{A23} = \Delta U_{A2} + \Delta U_{23} = 2{,}98+1{,}18=4{,}16$ кВ;

$\Delta U_{35A} = \Delta U_{35} + \Delta U_{5A} = 2{,}40+1{,}76=4{,}16$ кВ;

$\Delta U_{\%35A} = 3{,}78$ %.

Кольцо А41А точка потокраздела *1*:

$\dot{U}_{A41} = \dot{U}_{A4} + \dot{U}_{41} = 1{,}21+0{,}33=1{,}54$ кВ;

ΔU_{1A} = 1,54 кВ;

$\Delta U_{\%A41}$ = 1,4 %.

Максимальная потеря напряжения в нормальном режиме 3,78< 10 %, т.е. входит в пределы регулирования устройств РПН.

Определим потери мощности.

Для участка сети А2.

Потери мощности в нормальном режиме при наибольших нагрузках

$$\Delta P_{A2} = \frac{28{,}72^2}{110^2} \cdot 4{,}96 = 0{,}338 \text{ МВт}.$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет параметров линий варианта 4

	кольцо А235А				кольцо А41А		
Участок	А2	23	35	5А	А4	41	1А
P, МВт	26,25	10,25	15,75	28,75	16,38	2,38	13,62
Q, Мвар	11,64	5,01	7,50	12,38	7,83	1,39	6,79
L, км	42,00	40	54,00	23,00	20,00	34,00	30,00
F, мм^2	240	240	240	240	150	150	150
R_o, Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,118	0,204	0,204	0,204
X_o, Ом/км	0,405	0,405	0,405	0,405	0,42	0,42	0,42
$R_л$, Ом	4,96	4,72	6,37	2,71	4,08	6,94	6,12
$X_л$, Ом	17,01	16,20	21,87	9,32	8,40	14,28	12,60
ΔU , кВ	2,98	1,18	2,40	1,76	1,21	0,33	1,54
$\Delta U_{\%}$	2,71	1,07	2,18	1,60	1,10	0,30	1,40
ΔP , МВт	0,338	0,051	0,160	0,220	0,111	0,004	0,117

Суммарные потери мощности проектируемой сети варианта 4 равны:

ΔP_{Σ} = 0,338+0,051+0,16+0,22+0,111+0,004+0,117=1,001 МВт.

Выполним проверку выбранных сечений в послеаварийном режиме работы сети.

Кольцо А235А

Наиболее тяжелый послеаварийный режим возникает в результате отказа наиболее загруженного участка *5А*. При этом кольцевая сеть превращается в магистральную линию с питанием с одной стороны. Расчетная схема линии представлена на рисунке 4.5. Для послеаварийного режима определяем:

– потоки мощности по участкам по первому закону Кирхгофа,

– наибольшие токи по выражению (4.17);

– потери напряжения по выражению (4.24).

Результаты расчета проведены в таблице 4.11.

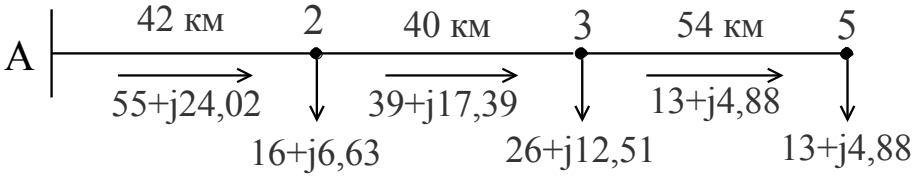


Рисунок 4.5 – Расчетная схема послеаварийного режима кольца А235А варианта 4

Кольцо А41А.

Наиболее тяжелый послеаварийный режим возникает в результате отказа наиболее загруженного участка *А4*. При этом кольцевая сеть превращается в магистральную линию с питанием с одной стороны. Расчетная схема линии представлена на рисунке 4.6. Для послеаварийного режима определяем:

– потоки мощности по участкам по первому закону Кирхгофа,

– наибольшие токи по выражению (4.17);

– потери напряжения по выражению (4.24).

Результаты расчета проведены в таблице 4.11.

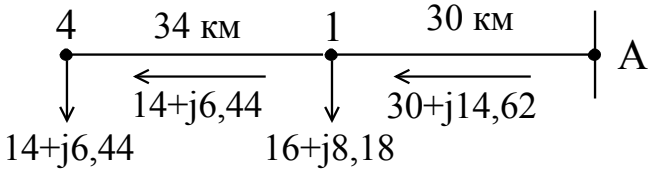


Рисунок 4.6 – Расчетная схема послеаварийного режима кольца А41А варианта 4

Таблица 4.11 – Расчет параметров линий сети варианта 4 в послеаварийном режиме

	кольцо А235А			кольцо А41А	
Участок	А2	23	35	41	1А
P, МВт	55	39	13	14	30
Q, Мвар	24,02	17,39	4,88	6,44	14,62
S, МВ·А	60,02	42,70	13,89	15,41	33,37
$\Delta U_{ав}$, кВ	6,19	4,23	1,72	1,72	3,34
$\Delta U_{ав}$ %	5,63	3,85	1,57	1,56	3,04
$I_{\text{нб ав}}$, А	315,00	224,12	72,88	80,88	175,16
$I_{\text{доп}}$, А	640,5	640,5	640,5	472,5	472,5

Максимальные потери напряжения в послеаварийном режиме:

Кольцо А235А $\Delta U_{\%A235}$ ● 11,05 %

Кольцо А41А $\Delta U_{\%A14}$ ● 4,60 %

Максимальная потеря напряжения в послеаварийном режиме 11,05< 20 %, т.е. входит в пределы регулирования устройств РПН. Условие длительно допустимого нагрева (4.21) для нормального и послеаварийного режима выполняется. Следовательно, выбранные сечения удовлетворяют всем техническим ограничениям.

4.8. Пример предварительного расчета смешанной сети

В п. 3.4. выбран вариант 7 состоящий из кольца А235А и двух радиальных линий А4 и А1. Расчет кольца А235А приведен в п. 4.7, а радиальных линий А4 и А1 в п.4.6.

5 Выбор трансформаторов понижающих подстанций

Выбор числа трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанции потребителей.

В практике проектирования на подстанциях рекомендуется, как правило, установка двух трансформаторов. Для установки более двух трансформаторов на подстанции требуется технико-экономическое обоснование. Установка более двух трансформаторов применяется в специальных случаях [6].

5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов понижающих подстанций

При выборе мощности трансформаторов, как правило, определяющим условием является не экономический критерий, согласно которому экономически выгодно трансформаторы перегружать, а их нагрузочная способность.

При выборе мощности трансформаторов необходимо учитывать: заполнение суточного графика нагрузки, продолжительность суточного максимума нагрузки, заполнение годового графика нагрузки, температуру окружающей среды и перегрузочную способность трансформаторов в зависимости от системы охлаждения по ГОСТ 14209-97. Мощность трансформаторов выбирается по заданной в курсовом проекте наибольшей нагрузке пятого года эксплуатации подстанции с учетом мощности установленных компенсирующих устройств.

При отсутствии подробной информации о графиках нагрузки проектируемых подстанций, в соответствии с существующей практикой проектирования, допускается упрощенный выбор мощности трансформаторов из условия допустимой перегрузки трансформаторов в послеаварийных режимах:

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{нб}}{k_{ав}\, n_т\, 1}, \qquad (5.1)$$

где $S_{нб}$ – наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции с

учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (2.5) и условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети (4.11); $n_т$ – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции; $k_{ав}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы.

В случае установки трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов условие (5.1) преобразуется к виду:

$$S_{т.ном} \geq \frac{\left| S_{сн\ нб}, S_{нн\ нб} \right|}{k_{ав} \cdot n_т \cdot 1}, \qquad (5.2)$$

где $S_{сн\ нб}$ и $S_{нн\ нб}$ – соответственно нагрузка на шинах среднего и низшего напряжения подстанции с учетом установленных компенсирующих устройств.

Для автотрансформаторов номинальная мощность обмотки низшего напряжения отличается от номинальной мощности автотрансформатора, поэтому первое условие выбора мощности автотрансформаторов (5.2) должно быть дополнено вторым условием:

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{нн\ нб}}{k_{ав} \cdot \beta \cdot n_т \cdot 1}, \qquad (5.3)$$

где β – отношение номинальной мощности обмотки низшего напряжения автотрансформатора к номинальной мощности автотрансформатора.

В соответствии с ГОСТом 14209-97 в послеаварийном режиме допускается перегрузка двухобмоточных трансформаторов на 40 % номинальной мощности, т.е. $k_{ав}$= 1,4. В соответствии с ТУ № 3411-001- 498-90-270-2005 в послеаварийном режиме допускается перегрузка автотрансформаторов на 20% номинальной мощности, т.е. $k_{ав}$= 1,2. Такие перегрузки допускаются на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 часов в сутки на протяжении 5 суток при условии, что коэффициент загрузки трансформатора в режиме, предшествующем послеаварийному, составлял не более 0,8 (0,7 для автотрансформатора).

Основные каталожные и расчетные данные трансформаторов приведены в таблицах П.5.1-П.5.5.

На всех подстанциях с высшим напряжением 35 кВ и более необходимо применять трансформаторы, оборудованные устройствами регулирования напряжения под нагрузкой. Для обеспечения регулирования напряжения на шинах низшего напряжения подстанций с автотрансформаторами необходима установка линейных регулировочных трансформаторов, включаемых последовательно в цепь с обмотками низшего напряжения. Мощность линейных регулировочных трансформаторов выбирается по условию (5.1). Коэффициент допустимой перегрузки линейных регулировочных трансформаторов в послеаварийном режиме работы принимается равным 1,4. Основные каталожные и расчетные данные линейных регулировочных трансформаторов приведены в таблице П.5.6.

5.2. Пример выбора числа и мощности трансформаторов понижающих подстанций

Выбрать число и мощность трансформаторов для проектируемой электрической сети.

При наличии на подстанциях потребителей 1 категории выбираем двухтрансформаторные подстанции.

Наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции мы берем из таблице 2.3 – расчетные нагрузки подстанций с учетом компенсации реактивной мощности по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности по условию (2.5), т.к по условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети (4.11) не были выбраны дополнительные компенсирующие устройства.

Наибольшая нагрузка на шинах НН подстанции с учетом установленных компенсирующих устройств составит:

S_1 ● 16+j6,79=17,38 МВ·А;

S_2 ● 16+j5,28=16,85 МВ·А;

S_3 ● 26+j10,27=27,95 МВ·А;

S_4 ● 14+j5,24=14,95 МВ·А;

S_5 ● 13+j3,8=13,54 МВ·А.

Определим требуемые мощности трансформаторов из условия допустимой перегрузки двухобмоточных трансформаторов в послеаварийных режимах на 40% номинальной мощности по выражению (5.1):

S_{mp1} ● 17,38/1,4=12,41 МВ·А; $S_{mp\ 2}$ ● 16,85/1,4=12,04 МВ·А; $S_{mp\ 3}$ ● 27,95/1,4=19,96 МВ·А; $S_{mp\ 4}$ ● 14,95/1,4=10,68 МВ·А; $S_{mp\,5}$ ● 13,54/1,4=9,67 МВ·А.

Технические данные всех трансформаторов сводим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результат выбора трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	$S_{ном}$ МВ·А	пределы регулирования	Каталожные данные						расчетные данные		
				$U_{ном}$,кВ		$U_к$ %	$P_к$, кВт	P_X кВт	I_X, %	r_t, ом	x_t ом	Q_X Квар
				ВН	НН							
1	ТДН-16000/110	16	±9x1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
2	ТДН-16000/110	16	±9x1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
3	ТРДН-25000/110	25	±9x1,78%	115	10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
4	ТДН-10000/110	10	±9x1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
5	ТДН-10000/110	10	±9x1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

6 Выбор рационального варианта схемы сети

В результате приближенной технико-экономической оценки вариантов схем сети (количественно-качественного анализа) из числа сформированных вариантов схем сети (п.3.1) были отобраны три варианта (п.3.3). Данные варианты подлежат последующему сопоставлению на основе расчетов дисконтированных затрат.

6.1. Критерий технико-экономического сопоставления

В соответствии с [12] в рыночных условиях одним из основных показателей экономической эффективности проекта является чистый дисконтированный доход (*ЧДД*), под которым понимают дисконтированную разность между величиной доходов ($Д_t$) и затрат ($З_t$) в год t в течение расчетного периода (T_p). При этом под дисконтированием понимают приведение разновременных значений доходов и затрат к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения. Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норматив дисконтирования (E), который выражается в долях единицы или в процентах в год.

Суммарный *ЧДД* за расчетный период при приведении к году начала реализации проекта (первому году) равен [13]:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^{T_p} \left(Д_t - З_t \right) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} \,. \qquad (6.1)$$

Проект считается экономически эффективным, если его *ЧДД* больше нуля, т.е. дисконтированные доходы должны превышать дисконтированные затраты. При выборе между несколькими проектами предпочтение следует отдавать проекту с более высоким (положительным) *ЧДД* .

Доход образуется в процессе производства, передачи, распределения и реализации электроэнергии, т.е. в результате взаимодействия генерирующих, передающих и сбытовых компаний. Поэтому при выполнении технико-экономических расчетов по выбору схем сетей должна учитываться только часть

общего дохода от реализации электроэнергии, что представляет некоторую трудность: необходимо определить, какая часть дохода выделяется на долю электросетевых объектов. В связи с этим при сравнении вариантных решений, имеющих одинаковый производственный эффект (одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям) по годам, в качестве показателя экономической целесообразности проекта удобнее использовать дисконтированные затраты [14].

Дисконтированные затраты за расчетный период при приведении к году начала реализации проекта (первому году) равны [14]:

$$З_{Д} = \sum_{t=1}^{T_p} \left(З_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t} \right) + \sum_{t=1}^{T_p} \left(К_t \cdot И_t + К_{ликвt} \cdot \frac{1}{(1+E)^t} \right), \qquad (6.2)$$

где $К_t$ – капиталовложения на сооружение электрической сети в год t; $И_t'$ – суммарные издержки на передачу электроэнергии по электрической сети (без отчислений на амортизацию) в год t; $К_{ликв\,t}$ – ликвидационная (остаточная) стоимость объекта на момент окончания расчетного периода (то есть $t = T_p$).

Дисконтированные затраты зависят от значения норматива дисконтирования E и от продолжительности расчетного периода T_p. Оба эти параметра в настоящее время в нормативных документах не зафиксированы. В современных условиях при выборе норматива дисконтирования рекомендуется ориентироваться на ставку рефинансирования Центробанка РФ, что позволяет принять E=0,1. Для электрических сетей напряжением до 220 кВ включительно в качестве T_p рекомендуется рассматривать период в 10 лет [6, 14, 15], что соответствует практике их перспективного проектирования.

6.2. Капиталовложения на сооружение электрической сети

Большое распространение в технико-экономическом анализе при сравнении вариантов электросетевых объектов получили укрупненные показатели стоимости, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных и опыте строительства и сравнительно просто (без выполнения сметно-финансовых

расчетов) позволяют определять капитальные вложения в электроэнергетические объекты.

В настоящее время укрупненные показатели стоимости приводятся в соответствующих источниках в базисных ценах, сложившихся на 01.01.2000.

Определение стоимости строительства в текущем уровне цен осуществляется с применением индексов пересчета стоимости в текущий уровень цен. Индексы представляют собой отношение стоимости продукции, работ или ресурсов в текущем уровне цен к стоимости в базисном уровне цен.

Индексы цен публикуются в письмах Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации на сайте «Минстрой России» http://www.minstroyrf.ru.

Суммарные капиталовложения на сооружение сети $K_{сеть}$ складываются из суммы капиталовложений по отдельным понижающим подстанциям $K_{пс\,i}$, и линиям $K_{лэп\,i}$ электрической сети:

$$K_{сеть} = \sum_i K_{лэп\,i} + \sum_i K_{пс\,i}. \qquad (6.3)$$

Капиталовложения на сооружение линии электропередачи в базисных ценах $K_{лэп}^{2000}$ длиной $l_{лэп}$ определяются в зависимости от ее номинального напряжения, количества трехфазных цепей на опоре, материала опор, марок провода по укрупненным показателям стоимости 1 км воздушных линий в базисных ценах $k_{о\,лэп\,2000}$, приведенным в [7] и таблице П.6.1:

$$K_{лэп}^{2000} = (1 + k_{лэп}) \cdot k_{о\,лэп\,2000} \cdot l_{лэп}, \qquad (6.4)$$

где $k_{лэп} = 0{,}2$ – коэффициент учитывающий затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

3,3% – временные здания и сооружения (ГСН 81-05-01-2001);

5,0-6,0% – прочие работы и затраты;

2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль (Методические рекомендации по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО «ФСК ЕЭС»);

7,5-8,5% – проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства – 8%).

Капитальные вложения на сооружение линии электропередачи в текущем уровне цен рекомендуется определять с учетом структуры затрат и с применением индексов цен рекомендованных к применению в текущем квартале, утвержденные в письме Минстроя РФ.

$$K_{лэп}^{20XX} = сз_{лэп}^{лэп} \cdot K_{лэп}^{2000} \cdot \left(\%_{с\text{-}м} \cdot и_ц_{с\text{-}м}^{лэп} + \%_{прочие} \cdot и_ц_{\%прочие}^{лэп} \right), \quad (6.5)$$

где 20XX – год строительства; $сз_{\%с\text{-}м}^{лэп}$, $сз_{\%прочие}^{лэп}$ – составляющие стоимости 1 км линии электропередачи на строительно-монтажные и прочие работы и затраты, приведенные в [7] и таблице П.6.2; $и_ц_{с\text{-}м}^{лэп}$ – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (приложение № 1 к письму Минстроя РФ – воздушная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами без учета НДС) в зависимости от округа строительства; $и_ц_{\%прочие}^{лэп}$ – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (приложение № 4 к письму Минстроя РФ – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС).

Капиталовложения на сооружение понижающей подстанции $K_{пс}^{2000}$ в базисных ценах складываются из суммарной стоимости устанавливаемых трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанции $\sum K_{тр}$, суммарной стоимости распределительных устройств всех классов напряжения подстанции $\sum K_{руна}$, постоянной части затрат на сооружение подстанции $\sum K_{пост\ пс}$, суммарной стоимости ячеек выключателей на источнике питания проектируемой электрической сети $\sum K_{выкл}$; суммарной стоимости устанавливаемых на подстанции компенсирующих устройств $\sum K_{ку}$:

$$K_{пс}^{2000} = (1 + \%_{ПС}) \cdot \left(\sum K_{тр} + \sum K_{пост\ пс} + \sum K_{выкл} + \sum K_{ку} \right), \quad (6.6)$$

где $\%_{ПС}$ – коэффициент учитывающий затраты, сопутствующие строительству,

которые составляют: 1,5-2 % – временные здания и сооружения; 8,5-9,0% –

прочие работы и затраты; 2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль (Методические рекомендации по расчету норматива затрат на содержание службы заказчика-застройщика ОАО «ФСК ЕЭС»); 7,5-8,5% – проектно-изыскательские работы и авторский надзор (при осуществлении нового строительства - 8%). Принимаем $\checkmark_{ПС}$ =0,2.

Капитальные вложения на сооружение понижающей подстанции в текущем уровне цен рекомендуется осуществлять с учетом структуры затрат и с применением индексов цен рекомендованных к применению в текущем квартале, утвержденные в письме Минстроя РФ.

$$K^{20XX}_{пс} = сз^{пс}_{\%см} K^{2000}_{пс} \cdot и_ц^{пс}_{см} + сз^{пс}_{\%об} K^{2000}_{пс} \cdot и_ц^{пс}_{об} + сз^{пс}_{\%прочие} K^{2000}_{пс} \cdot и_ц^{пс}_{\%прочие}, \quad (6.7)$$

где 20XX – год строительства; $сз^{пс}_{\%см}$, $сз^{пс}_{\%об}$, $сз^{пс}_{\%прочие}$ – составляющие стоимости строительства подстанций (%) на строительно-монтажные работы, оборудование и прочие работы и затраты, приведенные в [7] и таблице П.6.3; $и_ц^{пс}_{см}$ – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок (приложение № 1 к письму Минстроя РФ – прочие объекты без учета НДС); $и_ц^{пс}_{об}$ – индекс изменения сметной стоимости оборудования (приложение № 5 к письму Минстроя РФ – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС); $и_ц^{пс}_{\%прочие}$ – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (приложение № 4 к письму Минстроя РФ – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС).

Суммарные капиталовложения в n_m однотипных трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, определяются в зависимости от их номинального напряжения и номинальной мощности по укрупненным показателям стоимости понижающих трансформаторов $K_{тр\ 2000}$, приведенным в [7] и таблице П.6.4:

$$K_{тр} = \sum n_{т\,i} \cdot K_{тр\ 2000\,i}, \quad (6.8)$$

укрупненные показатели стоимости линейных регулировочных трансформаторов приведены в [7] и таблице П.6.8.

Суммарные капиталовложения в распределительные устройства всех

классов напряжения подстанции (как правило, на вновь проектируемых подстанциях число распределительных устройств не превышает трех – РУВН, РУСН и РУНН) складываются из стоимости распределительного устройства каждого класса напряжения:

$$\text{Т}\ K_{ру\,\blacksquare} = \text{Т}\ K_{ру\ вн} + \text{Т}\ K_{ру\ сн} + \text{Т}\ K_{ру\ нн}\ . \qquad (6.9)$$

Капиталовложения в распределительное устройство одного класса напряжения понижающей подстанции, состоящего из $n_{яч}$ ячеек выключателей, определяются в зависимости от его номинального напряжений и типа применяемых выключателей по укрупненным показателям стоимости ячейки выключателя $K_{выкл\ 2000}$, приведенным в [7] и таблице П.6.5:

$$\text{Т}\ K_{ру} = \text{Т}\ K_{выкл\ 2000} \cdot n_{яч}\ . \qquad (6.10)$$

Постоянная часть затрат $\text{Т}\ K_{пост\ пс}$ определяется в зависимости от номинального напряжения распределительных устройств подстанции и схемы распределительного устройства высшего напряжения по укрупненным показателям стоимости постоянной части затрат $K_{пост\ пс\ 2000}$, приведенным в [7] и таблице П.6.6:

$$\text{Т}\ K_{пост\ пс} = \text{Т}\ K_{пост\ пс\ 2000i}\ . \qquad (6.11)$$

Суммарная стоимость ячеек выключателей на источнике питания проектируемой электрической сети $\text{Т}\ K_{выкл}$ определяется аналогично капиталовложениям в распределительное устройство одного класса напряжения понижающей подстанции по выражению (6.10) в зависимости от количества выключателей.

Суммарные капиталовложения устанавливаемых на подстанции батарей конденсаторов $\text{Т}\ K_{ку}$, определяется в зависимости от номинальной реактивной мощности КУ по укрупненным показателям стоимости.

Базовая укрупненная стоимость конденсаторной батареи 10(6) кВ единичной мощностью 1 Мвар в ценах 2000 года составляет 274 тыс. руб.

6.3. Издержки на передачу электроэнергии по электрической сети

Суммарные ежегодные издержки на передачу электроэнергии по электрической сети $И_{сети}$ складываются из суммарных ежегодных издержек на эксплуатацию элементов электрической сети $И_{эксплсети}$ (линий электропередачи и подстанций) и суммарных ежегодных издержек на возмещение потерь электроэнергии при ее передаче по элементам электрической сети $И_{потсети}$:

$$И_{сети} = И_{эксплсети} + И_{потсети}. \quad (6.12)$$

Ежегодные издержки эксплуатации элемента электрической сети $И_{эксплсети}$ складываются из ежегодных издержек на амортизацию $И_{ам}$, ремонты $И_{рем}$ и обслуживание $И_{обсл}$ объекта:

$$И_{эксплсети} = И_{ам} + И_{рем} + И_{обсл}. \quad (6.13)$$

Составляющие ежегодных эксплуатационных издержек при технико-экономическом сопоставлении вариантов электросетевых объектов определяются на основе опыта эксплуатации элементов электрических сетей, что позволяет сравнительно просто (без выполнения сметно-финансовых расчетов) определять эксплуатационные издержки как процент от капиталовложений, что связано с некоторой погрешностью.

Например, издержки на обслуживание линий электропередачи практически не зависят от сечения проводов. Однако это не вызывает существенных погрешностей и вполне допустимо на стадии технико-экономического сопоставления. Тогда:

$$И_{ам} = ✔_{ам} \cdot K, \quad (6.14)$$

$$И_{рем} = ✔_{рем} \cdot K, \quad (6.15)$$

$$И_{обсл} = ✔_{обсл} \cdot K, \quad (6.16)$$

где $✔_{ам}$, $✔_{рем}$, $✔_{обсл}$ – соответственно нормы отчислений на амортизацию, ремонты и обслуживание, приведенные в [6] и таблице П.6.7; K – капиталовложения в элемент электрической сети.

При этом в формуле (6.2) при технико-экономическом сопоставлении, амортизационные отчисления в составе суммарных ежегодных издержек на передачу электроэнергии по электрической сети не учитываются [6].

Суммарные ежегодные издержки на возмещение потерь электроэнергии в элементах электрической сети

$$И_{пот} = \text{ } \cdot W, \tag{6.17}$$

где – стоимость потерь электроэнергии; W – суммарные годовые потери электроэнергии в элементах электрической сети.

Годовые потери электроэнергии в элементе электрической, сети W состоят из нагрузочных (переменных) потерь в активном сопротивлении продольной ветви схемы замещения элемента $W_{нагр}$ и условно-постоянных потерь в активной проводимости поперечной ветви схемы замещения элемента $W_{усл\text{-}пост}$ (потери холостого хода, потери на корону, диэлектрические потери и т.д.):

$$W = W_{нагр} + W_{усл\text{-}пост}, \tag{6.18}$$

В свою очередь при технико-экономическом сопоставлении годовые нагрузочные потери электроэнергии $W_{нагр}$ определяются через потери активной мощности в режиме наибольших нагрузок $P_{нб}$ и время наибольших потерь :

$$W_{нагр} = P_{нб} \cdot , \tag{6.19}$$

годовые условно-постоянные потери электроэнергии определяются через соответствующие потери активной мощности в активных проводимостях $P_{усл\text{-}пост}$ и время работы элемента в году $T_{раб}$:

$$W_{усл\text{-}пост} = P_{усл\text{-}пост} \cdot T_{раб}. \tag{6.20}$$

Время наибольших потерь определяется через определенное в п. 1 время использования наибольших нагрузок $T_{нб}$ [16]:

$$= \left(\frac{1}{3} T_{нб} + \frac{2}{3}\right) \cdot \frac{T_{нб}^{2}}{8760}. \tag{6.21}$$

Время работы линий электропередачи и трансформаторов в течение года

принимается равным 8760 ч, конденсаторных батарей – 6000 ч [11].

На стадии технико-экономического сопоставления допустимо определение потокораспределения без учета потерь мощности в линиях и активной мощности в трансформаторах (автотрансформаторах). В замкнутых сетях одного номинального напряжения допускается определять потокораспределение по длинам линий. Расчеты потерь активной мощности и электроэнергии допускается выполнять по номинальным напряжениям сети.

6.4. Ликвидационная стоимость

Ликвидационная стоимость элемента электрической сети на момент окончания расчетного срока представляет собой стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало свой нормативный срок службы (величина, обратная значению нормы отчислений на амортизацию) и пригодно для использования на других объектах, и определяется как

$$K_{ликв} = K(1 - a_м T_{экспл}) . \qquad (6.22)$$

где K – первоначальные капиталовложения в элемент электрической сети; $T_{экспл}$ – время эксплуатации элемента электрической сети до окончания расчетного периода.

Если время эксплуатации элемента электрической сети больше нормативного срока службы, то ликвидационная стоимость принимается равной нулю.

6.5. Сопоставление вариантов

Проекты развития распределительных электрических сетей, как правило, реализуются в течение одного-двух лет. Поэтому в данном курсовом проекте принимается, что суммарные капиталовложения на сооружение электрической сети осуществляются в первый год реализации проекта, а со второго года после начала строительства начинается нормальная эксплуатация электрической сети.

Также в данном курсовом проекте принимается, что электрическая сеть начинает эксплуатироваться с проектной нагрузкой со второго года после начала строительства, что приводит к равенству суммарных ежегодных издержек на передачу и распределение электроэнергии по годам эксплуатации. С учетом этих допущений, выражений (6.12) – (6.17), (6.22) и положений подразделов 6.1 – 6.5 выражение (6.2) запишется в следующем виде:

$$З_д = \sum_{t=1}^{T_р} И_t \cdot K_{ликв\,t} \cdot (1+E)^{-t} + K_{ликв} \cdot (1+E)^{-T_р} + K \cdot \sum_{t=1}^{T_р} (1+E)^{-t} + K_{ликв} \cdot (1+E)^{-T_р} + \sum_{t=2}^{T_р} (1+E)^{-t} + K \cdot (1+E)^{-1} + K \cdot (a_{обсл} + a_{рем}) \cdot K \cdot \sum_{t=2}^{T_р} И_{пот} \cdot (1+E)^{-t} + K \cdot (1+a_{ам}) \cdot T_р \cdot (1+E)^{-1}, \quad (6.23)$$

или в компактном виде:

$$З_д = K \cdot D_р + И_{пот} \cdot D_д, \quad (6.24)$$

где $D_р$ – расчетный множитель; $D_д$ – дисконтирующий множитель:

$$D_д = \sum_{t=2}^{T_р} (1+E)^{-t}, \quad (6.25)$$

$$D_р = 1 + (a_{обсл} + a_{рем}) \cdot D_д \cdot (1 + a_{ам}) \cdot T_р \cdot (1+E)^{-T_р}. \quad (6.26)$$

Значения расчетного множителя для различных элементов электрических сетей и дисконтирующего множителя приведены в таблицах П.6.9-П.6.14.

Поскольку значения $a_{ам}$, $a_{рем}$, $a_{обсл}$ для различных элементов электрических

сетей не одинаковы, то при расчете дисконтированных затрат по выражению (6.24) необходимо раскладывать суммарные капиталовложения на составляющие по элементам электрической сети в соответствии с таблицей П.6.7. Тогда первое слагаемое в выражении (6.24) вычисляется как сумма значений $K \cdot D_р$ для однотипных элементов электрической сети.

При сопоставлении вариантов по дисконтированным затратам должны учитываться только те составляющие суммарных капиталовложений в элементы электрической сети (включая ячейки выключателей на источнике питания проектируемой электрической сети) и суммарных ежегодных издержек на

передачу и распределение электроэнергии, по которым сравниваемые варианты отличаются друг от друга, т.е. одинаковые составляющие дисконтированных

затрат не учитываются при технико-экономическом сопоставлении вариантов.

К таким составляющим, как правило, относятся: капиталовложения в распределительные устройства низшего напряжения; капиталовложения в трансформаторы подстанций и потери холостого хода в них, в случае установки одинаковых трансформаторов (одинаковой мощности и напряжения) в сравниваемых вариантах, а также нагрузочные потери в трансформаторах, в случае одинаковой мощности устанавливаемых компенсирующих устройств и т.п. По причине своей малости, годовые потери на корону в воздушных линиях и диэлектрические потери в батареях конденсаторов рекомендуется не учитывать на этапе технико-экономического сопоставления вариантов.

Рациональным по технико-экономическим показателям является вариант сети, которому соответствуют минимальные дисконтированные затраты. При этом варианты схем сети считаются равноэкономичными, если разница в дисконтированных затратах в различающихся частях сравниваемых вариантов составляет не более 5 %. При этом обязательным условием является исключение составляющих затрат на элементы электрических сетей, одинаковых в сравниваемых вариантах. В связи с этим целесообразно сопоставлять варианты в такой последовательности, при которой различающиеся части вариантов были бы минимальны.

Выбор рационального варианта из числа равноэкономичных производится на основе инженерной оценки показателей, которые, как правило, не могут быть выражены в денежном эквиваленте и включены в состав дисконтированных затрат. К таким показателям относятся: перспективность схемы (возможность дальнейшего развития схемы сети при росте нагрузок и появлении новых пунктов потребления электроэнергии), уровень надежности схемы, простота схемы, оперативная гибкость схемы (приспосабливаемость схемы к различным режимам работы сети), площадь отчуждаемой земли, удобство эксплуатации и т.п. При этом в современный период необходимо принимать во внимание и другие не формализованные показатели, связанные с архитектурно-планировочными и эстетическими аспектами сооружения электросетевых объектов, особенно на

территориях городов и промышленных зон.

6.6. Пример сопоставления вариантов

Произвести технико-экономическое сравнение трех вариантов схемы сети для электроснабжения района. Варианты схем сети были выбраны в п. 3.4. Во всех вариантах ВЛ проектируются с использованием стальных опор. Район проектирования электрической сети – Ставропольский край.

Сравнение вариантов схем будем производить на основе дисконтированных затрат по выражению (6.24). При сопоставлении вариантов по (6.24) нужно учитывать только те составляющие, по которым сравниваемые варианты отличаются друг от друга. Для этого составим таблицу 6.1 с натуральными показателями рассматриваемых вариантов схем сети.

Таблица 6.1 – Натуральные показатели вариантов схем сети

Схема	Количество выключателей, шт.	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Кол-во п/ст с № типовых схем 4Н и 5Н, шт.	Кол-во п/ст с № типовых схем 9 и 13, шт.	Потери ΔP, МВт
радиальная 1	26	112	23	0	0	3	2	1,202
кольцевая 4	19	0	0	84	159	5	0	1,001
смешанная 7	19	50	0	0	159	5	0	0,891

6.6.1 Пример сопоставления радиальной и кольцевой сети

На первом этапе сравним радиальную и кольцевую схемы. Для определения различающихся частей сравниваемых вариантов вычислим разность между натуральными показателями радиальной и кольцевой сети (таблица 6.2).

При сопоставлении вариантов на основе дисконтированных затрат различающихся частей сравниваемых вариантов по выражению (6.24) для радиальной схемы учитываются только положительные значения, а для кольцевой отрицательные значения по модулю.

Далее определим капитальные вложения в ВЛ, подстанции и эксплуатационные издержки на возмещение потерь электроэнергии по которым сравниваемые варианты отличаются друг от друга.

Таблица 6.2 – Натуральные показатели различающихся частей радиальной и кольцевой сети.

Схема	Количество выключателей, шт.	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Кол-во п/ст с № типовых схем 4Н и 5Н, шт.	Кол-во п/ст с № типовых схем 9 и 13, шт.	Потери ΔP, МВт
радиальная-кольцевая	7	112	23	-84	-159	-2	2	0,201

Капитальные затраты на сооружение ВЛ для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Капиталовложения на сооружение ВЛ в базисных ценах определяем по выражению (6.4), где $k_{о\,лэп\,2000}$ определяется по таблице П.6.1.

Капитальные вложения на сооружение ВЛ в текущем уровне цен определяется по выражению (6.5), где:

– $сз^{лэп}_{\%\,см}$ ● 0,8 для ВЛ 110 кВ из таблицы П.6.2;

– $сз^{лэп}_{\%\,прочие}$ ● 0,2 для ВЛ 110 кВ из таблицы П.6.2;

– $и_ц^{лэп}_{см}$ ● 4,32 из приложения № 1 к письму Минстроя РФ № 40178-ЛС/09 от 01.10.2018 г. – воздушная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами без учета НДС для Ставропольского края;

– $и_ц^{лэп}_{\%\,прочие}$ ● 8,92 из приложения № 3 к письму Минстроя РФ

№ 40178-ЛС/09 от 01.10.2018 г. – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС.

Для радиальной схемы:

$K^{2000}_{лэп\ р}$ ● 1,2·((1495·112)+(1687·23))/1000=247,489 млн. руб.

$K^{2018}_{лэп\ р}$ ● 247,489·0,8·4,32+247,489·0,2·8,93=1297,337 млн. руб.

Для кольцевой схемы:

$K^{2000}_{лэп\ к}$ ● 1,2·((987·84)+(1100·159))/1000=309,37 млн. руб.

$K^{2018}_{лэп\ к}$ ● 309,37·0,8·4,32+309,37·0,2·8,93=1621,718 млн. руб.

Капитальные затраты на сооружение подстанций для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Капиталовложения на сооружение подстанции в базисных ценах определяем по выражению (6.6) только по тем составляющим, по которым сравниваемые варианты отличаются друг от друга, т.е. в нашем случае по выражению: $K^{2000}_{пс}$ ● (1 ✔ $_{ПС}$) ☁ ($\overline{1}$ $K_{выкл}$. $\overline{1}$ $K_{пост\ пс}$). Стоимость ячейки одного выключателя и постоянной часть затрат по подстанции в базисных ценах определяются по таблицам П.6.5 и П.6.6.

Капиталовложения на сооружение подстанции в текущем уровне цен определяем по выражению (6.7), где:

– $сз^{пс}_{\%см}$ ● 0,22 (для подстанций 110 кВ из таблицы П.6.3.);

– $сз^{пс}_{\%об}$ ● 0,61 (для подстанций 110 кВ из таблицы П.6.3.);

– $сз^{пс}_{\%прочие}$ ● 0,17 (для подстанций 110 кВ из таблицы П.6.3.);

– $и_ц^{пс}_{см}$ ● 6,80 из приложения № 1 к письму Минстроя РФ № 40178-ЛС/09 от 01.10.2018 г. – прочие объекты без учета НДС;

– $и_ц^{пс}_{об}$ ● 4,53 из приложения № 4 к письму Минстроя № 40178-ЛС/09 от 01.10.2018 г. – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС;

– $и_ц^{пс}_{\%прочие}$ ● 8,93 из приложения № 3 к письму Минстроя РФ № 40178-ЛС/09 от 01.10.2018 г. – электроэнергетика (строка 2) без учета НДС.

Для радиальной схемы:

$K^{2000}_{пс\ р}$ ● 1,2·((6580·7)+(19740·2))/1000=102,648 млн. руб.;

$K_{пс\ р}^{2018}$ ● 102,648·0,22·6,8+102,648·0,61·4,53+102,648·0,17·8,93=

=593,039 млн. руб.

Для кольцевой схемы:

$K_{пс\ к}^{2000}$ ● 1,2·(10340·2))/1000=24,816 млн. руб.;

$K_{пс\ к}^{2018}$ ● 24,816·0,22·6,8+24,816·0,61·4,53+24,816·0,17·8,93=

=143,372 млн. руб.

Издержки на возмещение потерь электроэнергии для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Потери электроэнергии за год определяются по выражению (6.19), где $P_{нб}$ – потери электроэнергии из таблицы 6.1, время наибольших потерь определяется по выражению (6.21).

Суммарные ежегодные издержки на возмещение потерь электроэнергии в элементах электрической сети определяются по выражению (6.17), где –стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии 2,12 тыс. руб/МВт ч.

Время наибольших потерь равно

● 5423,5/3+2·5423,5·5423,5/(3·8760)=4046,4 ч.

Для радиальной схемы:

ΔW=0,201·4046,4=813,326 МВт·ч.;

$И_{W}$ ● 813,326·2,12/1000=1,724 млн. руб.

Для кольцевой схемы:

ΔW= 0 МВт·ч.;

$И_{W}$ ● 0 млн. руб.

Дисконтированные затраты для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Принимаем, что суммарные капиталовложения на сооружение электрической сети осуществляются в первый год реализации проекта, а со второго года начинается нормальная эксплуатация электрической сети. Для электрических сетей напряжением до 220 кВ включительно в качестве T_p принимаем период в 10 лет, E=0,1.

Дисконтированные затраты для различающихся частей сравниваемых вариантов определяем по выражению (6.24). Принимаем $D_л$ ● 0,876, $D_{пс}$ ● 1,107, $D_и$ ● 5,759 по таблицам П.6.9 – П.6.14.

Для радиальной схемы:

Зр=1297,337·0,876+593,039·1,107+1,724·5,759=1802,89 млн. руб.

Для кольцевой схемы:

Зк=1621,718·0,876+143,372·1,107+0·5,759=1579,338 млн. руб.

Сравним дисконтированные затраты.

ΔЗр-к=100·(Зр-Зк)/Зк=100·(1802,89-1579,338)/1579,338=14,15 %.

При сравнении радиальной схемы с кольцевой схемой ΔЗр-к>5%, следовательно, дальше будем сравнивать кольцевую схему со смешанной схемой.

6.6.2 Пример сопоставления кольцевой и смешанной сети

На втором этапе сравним кольцевую и смешанную схемы.

Определим различающиеся части сравниваемых вариантов (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Натуральные показатели различающихся частей кольцевой и смешанной сети.

Схема	Количество выключателей, шт.	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 2-х цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением до 150 мм^2, км	Длина 1-но цепных ВЛ с сечением 185-240 мм^2, км	Кол-во п/ст с № типовых схем 4Н и 5Н, шт.	Кол-во п/ст с № типовых схем 9 и 13, шт.	Потери ΔР, МВт
кольцевая-смешанная	0	-50	0	84	0	0	0	0,11

Капитальные затраты на сооружение ВЛ для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Для кольцевой схемы:

$K^{2000}_{лэп\ к}$ ● 1,2·(987·84)/1000=99,49 млн.руб.

$K^{2018}_{лэп\ к}$ ● 99,49·0,8·4,32+99,49·0,2·8,93=521,527 млн. руб.

Для смешанной схемы:

$K_{лэп\ с}^{2000}$ ● 1,2·(1495·50)/1000=89,7 млн. руб.

$K_{лэп\ с}^{2018}$ ● 89,7·0,8·4,32+89,7·0,2·8,93=470,207 млн. руб.

Капитальные затраты на сооружение подстанций для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Для кольцевой схемы:

$K_{пс\ к}^{2000}$ ● 0 руб.

$K_{пс\ к}^{2018}$ ● 0 руб.

Для смешанной схемы:

$K_{пс\ с}^{2000}$ ● 0 руб.

$K_{пс\ с}^{2018}$ ● 0 руб.

Издержки на возмещение потерь электроэнергии для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Для кольцевой схемы:

ΔW=0,11·4046,4=445,104 МВт·ч.

$И_{\Delta W}$ ● 445,104·2,12/1000=0,944 млн. руб.

Для смешанной схемы:

ΔW= 0 МВт·ч.

$И_{\Delta W}$ ● 0 млн. руб.

Дисконтированные затраты для различающихся частей сравниваемых вариантов.

Для кольцевой схемы:

Зк=521,527·0,876+0·1,107+0,944·5,759=462,294 млн. руб.

Для смешанной схемы:

Зс=470,207·0,876+0·1,107+0·5,759=411,901 млн. руб.

Сравним дисконтированные затраты.

ΔЗк-с=100·(Зк-Зс)/Зс=100·(462,294-411,901)/411,901=12,23 %.

При сравнении кольцевой схемы со смешанной схемой ΔЗк-с>5%, следовательно наиболее выгодной по дисконтированным затратам является смешанная схема.

7 Расчет основных режимов работы спроектированной сети

Расчеты установившихся режимов выбранной схемы сети заключаются в определении потокораспределения, потерь мощности и уровней напряжения для условий годового максимума (зимний максимум) и минимума (летний минимум) электрических нагрузок.

Расчетными режимами работы электрической сети являются установившиеся нормальные режимы (наибольших и наименьших нагрузок) и наиболее тяжелые установившиеся послеаварийные режимы (в период наибольших нагрузок), связанные с отключением линий каждой из частей сети, отличающихся номинальным напряжением.

Исходными данными для выполнения расчетов являются заданные рабочие напряжения на шинах источника питания, мощность нагрузок на шинах низшего напряжения подстанций, мощность компенсирующих устройств, установленных на подстанциях сети, и параметры схем замещения элементов электрической сети.

Расчет нормального режима наименьших нагрузок выполняется при заданном уменьшении нагрузок подстанций. Конденсаторные батареи, установленные на подстанциях, при расчете данного режима должны быть отключены во избежание выдачи реактивной мощности из проектируемой сети в электроэнергетическую систему.

Выбор отключаемой линии для расчета послеаварийного режима выполняется в каждом конкретном случае индивидуально. Чаще всего это может быть наиболее загруженная линия кольцевой части сети, отключение которой приводит к значительному перераспределению потоков мощности, или отключение одной цепи двухцепной линии, по которой получают питание все или большая часть подстанций.

Совпадение аварийных отключений двух и более элементов сети не рассматривается, как маловероятное.

Расчеты установившихся режимов выполняются на ПЭВМ с помощью программных комплексов по расчету установившихся режимов RastrWin, краткое руководство по работе с которым приведено в приложении 7.

7.1 Подготовка исходных данных

Перед проведением расчетов исходные данные необходимо представить в форме, понятной RastrWin. Для этого составляется схема замещения всей сети, на которой указываются номера всех узлов (включая среднюю точку трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов), которые должны быть уникальными и отличными от нуля целыми числами; номинальное напряжение для каждого узла; сопротивления и проводимости ветвей; коэффициент трансформации трансформаторов; мощности узлов нагрузки. Параметры ветвей, относящихся к трансформаторам, должны быть приведены к напряжению обмотки высшего напряжения. Поперечные ветви схем замещения линий обязательно, а трансформаторов желательно представлять соответствующими проводимостями, а не постоянным отбором или генерацией мощности; емкостный характер проводимости отражается знаком «минус». Коэффициент трансформации трансформатора определяется как отношение низшего номинального напряжения к высшему (т.е. коэффициент трансформации будет всегда меньше единицы). Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов коэффициент трансформации луча высшего напряжения задается равным единице. Для каждого узла нагрузки необходимо указать активную и реактивную мощность с учетом установленных компенсирующих устройств.

7.2 Пример подготовки исходных данных

Подготовить исходные данные для расчета режимов на ПЭВМ с помощью программных комплексов RastrWin. Напряжение на шинах ИП при наибольших нагрузках 1.07, при наименьших нагрузках 1.03, при тяжелых авариях в сети 1.08 Uном. Наименьшая летняя нагрузка 80 % от наибольшей зимней.

Расчет режимов будем проводить для определенной в п.6.6 наиболее выгодной по дисконтированным затратам смешанной схемы сети вариант 7.

Составим схему замещения для этого пронумеровать все узлы сети. Узлами

являются шины высокого и низкою напряжения подстанций 1-5. Ветвями в схеме замещения являются линии и двухобмоточные трансформаторы. Параллельные элементы схемы представляются одной ветвью с эквивалентными параметрами.

Всем узлам схемы замещения присваиваем уникальные номера в диапазоне от 1 до 999.

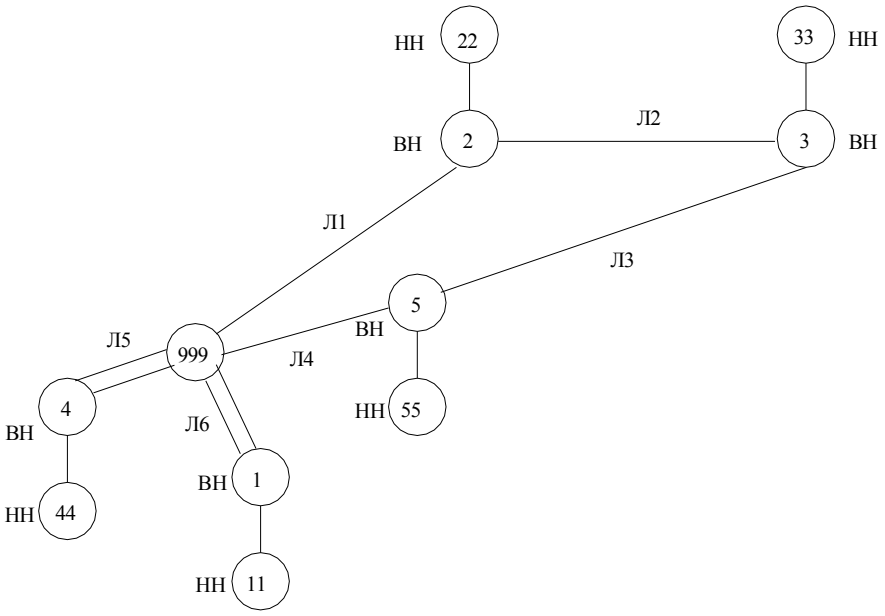


Рисунок 7.1 – Схема замещения сети (вариант 7)

Исходная информация по схеме замещения режим максимальных нагрузок

Таблица 7.1 – Исходная информация по узлам в максимальном режиме

№ узла	$U_{ном}$, кВ	$P_н$, МВт	$Q_н$, Мвар
999	117,7		
1	110		
2	110		
3	110		
4	110		
5	110		
11	10	16	6,79
22	10	16	5,28
33	10	26	10,27
44	10	14	5,24
55	10	13	3,8

В таблице 7.1 № узла – присвоенный номер узла на схеме замещения сети; $U_{ном}$ – номинальное напряжение узла (для максимального режима $U_б$=1,07·110=117,7 кВ); $P_н$, $Q_н$ – активная и реактивная мощности нагрузки (для шин НН – наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции с учетом компенсации реактивной мощности по условиям (2.5) и (4.11)).

Таблица 7.2 – Исходная информация по ветвям в максимальном режиме

№ начала ветви	№ конца ветви	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	$K_{т/в}$
999	2	4,960	17,010	-	-117,936	-
2	3	4,720	16,200	-	-112,320	-
3	5	6,370	21,870	-	-151,632	-
5	999	2,710	9,320	-	-64,584	-
999	1	3,060	6,300	-	-162,420	-
999	4	2,040	4,200	-	-108,280	-
1	11	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
2	22	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
3	33	1,270	27,950	4,083	26,465	0,091
4	44	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096
5	55	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096

При вводе данных по ветвям задаются номера узлов, ограничивающих ветвь. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению, проставленному в поле $K_{т/в}$ (коэффициент трансформации).

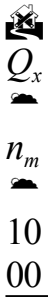
Ветвь ВЛ: $R = r_0 \cdot \frac{l}{n_ц}$ Ом, $X = x_0 \cdot \frac{l}{n_ц}$ Ом, $B_л = b_0 \cdot l \cdot n_ц$ мкСм,

где l – длинна трассы линии; $n_ц$ – количество цепей на ВЛ; $B_л$ – емкостная проводимость линии (вводим с отрицательным знаком), мкСм.

Трансформаторная ветвь:

При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Первым (поле N_нач) должен стоя ть номер узла ВН, тогда вторым (поле N_кон) будет номер узла НН.

$R_т = r_т \cdot n_т$ Ом, $X_т = x_т \cdot n_т$ Ом, $G_т = \frac{P_x \cdot n_т}{1000 \cdot U_{НОМ\,ВН}^2}$

мкСм, B_m  мкСм,

Q_x

n_m

10

00

U

где n_m – количество параллельно работающих трансформаторов; r_m, x_m – каталожные данные трансформатора, Ом; G, B – проводимость шунта холостого хода для Г-образной схемы (B>0).

$K_{т/в} = \frac{U_{НОМ\ НН}}{U_{НОМ\ ВН}}$ <1 – коэффициент трансформации ветви.

Например, для трансформатора в узле 11 ТДН-16000/110:

$K_{т/в} = \frac{11}{115} = 0{,}096$; $G = \frac{19 \cdot 2 \cdot 1000}{115^2} = 2{,}873$ мкСм; $B = \frac{112 \cdot 2 \cdot 1000}{115^2} = 16{,}938$ мкСм.

Исходная информация по схеме замещения режим минимальных нагрузок

Для минимального режима: $U_б$=1,03·110=113,3 кВ.

Наименьшая летняя нагрузка 80 % от наибольшей зимней:

$P_н^{min} = 0{,}8 \cdot P^{max}$ – активная мощность нагрузки для шин НН подстанции;

$Q_н^{min} = 0{,}8 \cdot (Q^{max} - Q_{ку})$ – реактивная мощность нагрузки на шинах НН подстанции без компенсации реактивной мощности по условиям (2.5) и (4.11).

Исходная информация по ветвям для режима минимальных нагрузок не изменится по отношению к исходной информации по ветвям в максимальном режиме.

Таблица 7.3 – Исходная информация по узлам в режиме минимальных нагрузок

№ узла	$U_{ном}$, кВ	$P_н$, МВт	$Q_н$, Мвар
999	113,3		
1	110		
2	110		
3	110		
4	110		
5	110		
11	10	12,8	7,592
22	10	12,8	9,264
33	10	20,8	8,216
44	10	11,2	6,352
55	10	10,4	3,04

Таблица 7.4 – Исходная информация по ветвям в режиме минимальных нагрузок

№ начала ветви	№ конца ветви	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	$K_{т/в}$
999	2	4,960	17,010	-	-117,936	-
2	3	4,720	16,200	-	-112,320	-
3	5	6,370	21,870	-	-151,632	-
5	999	2,710	9,320	-	-64,584	-
999	1	3,060	6,300	-	-162,420	-
999	4	2,040	4,200	–	-108,280	-
1	11	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
2	22	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
3	33	1,270	27,950	4,083	26,465	0,091
4	44	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096
5	55	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096

Исходная информация по схеме замещения послеаварийного режима

Исходная информация по узлам в послеаварийном режиме не изменится по отношению к исходной информации по узлам в максимальном режиме, кроме напряжения балансирующего узла $U_б$=1,08·110=118,8 кВ.

Таблица 7.5 – Исходная информация по узлам в послеаварийном режиме

№ узла	$U_{ном}$, кВ	$P_н$, МВт	$Q_н$, Мвар
999	118,8		
1	110		
2	110		
3	110		
4	110		
5	110		
11	10	16	6,79
22	10	16	5,28
33	10	26	10,27
44	10	14	5,24
55	10	13	3,80

В послеаварийном режиме отключается линия от источника питания 5-999, так как при отключении этой линий будут наибольшие потери напряжения в сети, а также по одной цепи двухцепных линий 999-4 и 999-1. Соответственно для

линий 999-4 и 999-1 пересчитаны $R_л$, $X_л$, $B_л$.

Таблица 7.6 – Исходная информация по ветвям в послеаварийном режиме

№ начала ветви	№ конца ветви	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм	$K_{т/в}$
999	2	4,960	17,010	-	-117,936	-
2	3	4,720	16,200	-	-112,320	-
3	5	6,370	21,870	-	-151,632	-
5	999	2,710	9,320	-	-64,584	-
999	1	6,120	12,600	-	-81,210	-
999	4	4,080	8,400	-	-54,140	-
1	11	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
2	22	2,190	43,350	2,873	16,938	0,096
3	33	1,270	27,950	4,083	26,465	0,091
4	44	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096
5	55	3,975	69,500	2,117	10,586	0,096

7.3 Анализ результатов расчетов режимов

Для каждого из 3 режимов в приложения к пояснительной записке после проведения расчетов прилагается распечатки окон «Узлы», «Ветви», «Узлы+Ветви» и «Районы+Потери».

По окончании расчета на ПЭВМ нормальном режиме наибольших нагрузок следует проверить, не оказалась ли реактивная мощность, передаваемая из электроэнергетической системы в спроектированную электрическую сеть, больше располагаемой реактивной мощности источника питания. В случае превышения располагаемой реактивной мощности необходимо разместить дополнительные конденсаторные батареи соответствующей мощности на подстанциях сети, руководствуясь условием (4.11).

По результатам расчета нормального режима наибольших нагрузок необходимо сопоставить суммарные потери активной мощности в спроектированной сети с характерными для сетей 110-220 кВ значениями потерь, составляющими 4-5 %.

В нормальном режиме наименьших нагрузок (при отключенных конденсаторных батареях) необходимо проверить, не оказалась ли реактивная

мощность, передаваемая из электроэнергетической системы в спроектированную электрическую сеть, отрицательной, что свидетельствует о выдаче реактивной мощности из спроектированной сети в систему и в соответствии с [2] недопустимо. В этом случае необходимо проанализировать причины и предложить мероприятия по устранению выдачи реактивной мощности из спроектированной сети в электроэнергетическую систему.

После расчета послеаварийного режима, как правило, оказывается, что реактивная мощность, передаваемая из электроэнергетической системы в спроектированную электрическую сеть, больше располагаемой реактивной мощности источника питания. Так как такой режим работы сети относительно кратковременен и не скажется на экономичности работы системы в целом, то в этом случае допускается отклонение от заданного потребления реактивной мощности. Установка дополнительных компенсирующих устройств в электрической сети не предусматривается, а повышенное потребление реактивной мощности покрывается за счет использования аварийного резерва реактивной мощности в электроэнергетической системе.

Для всех рассматриваемых режимов необходимо сделать выводы о достаточности регулировочного диапазона устройств РПН трансформаторов и приемлемости уровней напряжения на шинах 6(10) кВ понижающих подстанций. Если уровень напряжения на шинах 6(10) кВ понижающих подстанций неприемлем, то необходимо предложить мероприятия по введению напряжений в допустимые границы.

Регулировочные отпайки выбираются исходя из желаемых напряжений на стороне НН подстанций. Применительно к районным подстанциям в соответствии с принципом встречного регулирования устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 6-20 кВ подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. В аварийных режимах допускается дополнительное снижение напряжения на 5%.

Отсюда в качестве желаемых напряжений на стороне НН подстанций можно задать:

– 1,05 $U_{ном}$ для режима максимальных нагрузок;

– 1,00 $U_{ном}$ для режима минимальных нагрузок;

– для послеаварийного режима, с допустимостью снижения

– 1,05 $U_{ном}$

напряжения до уровня $0{,}95\,U_{ном}$.

Понижающие трансформаторы имеют РПН в нейтрали обмотки высшего напряжения. Ответвление высшей части обмотки, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{н.жел}$, может быть определено по выражению

$$n_{жел} = \left(\frac{U_{нн}}{U_{н.жел}} - 1\right)\frac{100}{\Delta U_{отв}}, \qquad (7.1)$$

где $U_{нн}$ – действительное напряжение НН подстанции; $\Delta U_{отв}$ – ступень регулирования напряжения, %.

Вычисленное значение округляется до ближайшего целого числа с учетом максимального числа ответвлений. После этого следует определить действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанции:

$$U_{н}^{дейтв} = \frac{U_{нн}}{1 \pm n\frac{\Delta U_{отв}}{100}} \qquad (7.2)$$

и отклонение напряжения на этих шинах от номинального напряжения:

$$\delta U = \frac{U_{н}^{дейтв} - U_{ном}}{U_{ном}} 100\%. \qquad (7.3)$$

Падение напряжения не должно превышать пределов регулирования РПН трансформаторов самого удаленного пункта потребления. Если же падение напряжения окажется больше, чем возможность регулирования следует рассмотреть вопрос дополнительных средств регулирования напряжения.

В качестве дополнительных средств регулирования могут быть

использованы:

– линейный регулировочный трансформатор, включаемый последовательно

в цепь с обмотками низшего напряжения;

– дополнительные конденсаторные батареи.

Мощность линейных регулировочных трансформаторов выбирается по условию (5.1).

Значение дополнительной мощности конденсаторных батарей определим из выражения для потерь напряжения:

$$\Delta U_{жел} = \frac{P R + (Q - Q_{ку\,доп}) X}{U_{ном}}. \qquad (7.4)$$

Откуда необходимая мощность конденсаторных батарей

$$Q_{ку\,доп} = \frac{(\Delta U_{жел} - \Delta U_{дейст}) U_{ном}}{X}, \qquad (7.5)$$

где $\Delta U_{жел}$ – желаемая потеря напряжения в послеаварийном режиме с учетом регулировочного диапазона устройства РПН трансформатора, например для трансформатора 110 кВ регулировочный диапазон устройства РПН 9·1,78=16%, что составляет 16·110/100=17,6 кВ; $\Delta U_{дейст}$ – действительная наибольшая потеря напряжения по результатам расчета на ПЭВМ $\Delta U_{дейст} = U_{цп} - U_{\min}$, кВ; $U_{цп}$ – действительное напряжение центра питания, кВ; $U_{\min}$ – действительное напряжение самого удаленного потребителя, кВ; $X_{сум}$ – суммарное реактивное сопротивление сети от центра питания до самого удаленного потребителя с напряжением $U_{\min}$ и где планируется установка конденсаторных батарей, Ом.

Выбор числа и мощности конденсаторных батарей рассмотрено в п. 2.5.

7.4 Пример анализ результатов расчетов режимов

Провести анализ результатов расчета режима и выбор регулировочных ответвлений на трансформаторах понизительных подстанций.

Результаты расчета режимов по исходным данным п.7.2 представлены на рисунках П.7.1-П.7.4.

Располагаемая реактивная мощность источника питания, определенная по

выражению (4.10) равна $Q_{ист}$ ● 33,575 Мвар.

Нормальный режим наибольших нагрузок.

Реактивная мощность, потребляемая районом проектируемой сети $Q_{района}$ ● 31,1 Мвар, меньше выдаваемой с шин источника питания. Дополнительные КУ устанавливать не нужно.

Суммарные потери активной мощности в спроектированной сети 1,27 МВт включающие в себя: потери в линиях 0,77 МВт; потери в трансформаторах 0,31 МВт; потери холостого хода в трансформаторах 0,19 МВт. Что составляет 1,39 % от поступившей в сеть активной мощности. Это меньше характерных для сетей 110-220 кВ значениями потерь, составляющими 4-5 %.

Нормальный режим наименьших нагрузок.

Реактивная мощность, потребляемая районом проектируемой сети, не является отрицательной и равна 32,9 Мвар. Проектируемая сеть не выдает реактивную мощность в систему, что являлось бы недопустимым.

Послеаварийный режим.

Реактивная мощность, потребляемая районом проектируемой сети $Q_{района}$ ● 40,3 Мвар, больше выдаваемой с шин источника питания. Однако такой режим работы краткосрочный и не скажется на экономичности работы системы в целом, установка дополнительные КУ не предусматривается, а повышенное потребление реактивной мощности покрывается за счет использования аварийного резерва реактивной мощности в электроэнергетической системе.

Выбора отпаек РПН трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

$U_{н.жел}$ ● 1,05 ▬ $U_{ном}$ ● 10,5 кВ.

Подстанция №1 в максимальном режиме:

$$n_{жел} \bullet \frac{10,93}{10,5} 1 \frac{100}{1,78} \bullet 2,3 \approx 2;$$

$$U_{н}^{дейтв} \bullet \frac{10,93}{1 \frac{2}{100}} \bullet 10,55 \text{ кВ};$$

$$\delta U \bullet \frac{|10,55 - 10|}{10} \cdot 100 \bullet 5,54\%.$$

Расчет по другим подстанциям произведен аналогично, результаты расчета сведены в таблицы 7.7 – 7.9.

Таблица 7.7 – Результат выбора отпаек РПН трансформаторов в режиме максимальных нагрузок

№	Регулирование напряжения	$U_{нн}$	$U_{н\ жел}$	$\Delta U_{отв}$	$n_{жел}$	n	$U_{н}^{дейтв}$	ΔU
11	±9x1,78%	10,93	10,5	1,78	2,30	2	10,55	5,54
22	±9x1,78%	10,81	10,5	1,78	1,66	2	10,44	4,38
33	±9x1,78%	10,1	10,5	1,78	-2,14	-2	10,47	4,73
44	±9x1,78%	10,87	10,5	1,78	1,98	2	10,50	4,96
55	±9x1,78%	10,86	10,5	1,78	1,93	2	10,49	4,87

Таблица 7.8 – Результат выбора отпаек РПН трансформаторов в режиме минимальных нагрузок

№	Регулирование напряжения	$U_{нн}$	$U_{н\ жел}$	$\Delta U_{отв}$	$n_{жел}$	n	$U_{н}^{дейтв}$	ΔU
11	±9x1,78%	10,48	10	1,78	2,70	3	9,95	0,51
22	±9x1,78%	10,22	10	1,78	1,24	1	10,04	0,41
33	±9x1,78%	9,78	10	1,78	-1,24	-1	9,96	0,43
44	±9x1,78%	10,38	10	1,78	2,13	2	10,02	0,23
55	±9x1,78%	10,51	10	1,78	2,87	3	9,98	0,23

Таблица 7.9 – Результат выбора отпаек РПН трансформаторов в послеаварийном режиме

№	Регулирование напряжения	$U_{нн}$	$U_{н\ жел}$	$\Delta U_{отв}$	$n_{жел}$	n	$U_{н}^{дейтв}$	ΔU
11	±9x1,78%	10,95	10,5	1,78	2,41	2	10,57	5,74
22	±9x1,78%	10,56	10,5	1,78	0,32	0	10,56	5,60
33	±9x1,78%	9,57	10,5	1,78	-4,98	-5	10,50	5,05
44	±9x1,78%	10,93	10,5	1,78	2,30	2	10,55	5,54
55	±9x1,78%	9,93	10,5	1,78	-3,05	-3	10,49	4,90

Во всех режимах регулировочного диапазона устройств РПН трансформаторов достаточно и уровни напряжений на шинах 10 кВ подстанций могут поддерживаться в допустимых пределах.

8 Технико-экономические показатели спроектированной сети

По результатам выбора схемы сети и результатам расчета режима наибольших нагрузок необходимо определить технико-экономические показатели спроектированной сети, по которым можно судить об обоснованности принятых решений.

8.1 Основные технико-экономические показатели спроектированной сети

К основным технико-экономическим показателям относятся:

– суммарные капиталовложения на сооружение спроектированной электрической сети;

– суммарные ежегодные издержки на передачу электроэнергии по спроектированной электрической сети;

– суммарные потери электроэнергии в спроектированной сети, в именованных единицах и в процентах от полезно отпущенной потребителям активной мощности и электроэнергии;

– себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной электрической сети от шин заданного источника питания до шин 6 (10) кВ понижающих подстанций.

Суммарные капиталовложения учитывают полную стоимость сооружения всех линий и подстанций спроектированной сети от шин заданного источника питания сети до шин 6(10) кВ понижающих подстанций и рассчитываются на основе подраздела 6.2 по выражениям (6.3)-(6.11). Кроме того количество ячеек КРУН в РУ НН на *i*-ой подстанции определяется по выражению:

$$n_{ячi} \bullet n_i, a_i, a_{ку\,i}, \qquad (8.1)$$

где a_i – количество ячеек КРУН в РУ НН, $a_i=3$, если на подстанции 2 двухобмоточных трансформатораили; $a_i=6$, если на подстанции 2 двухобмоточных трансформатора с расщепленной обмоткой; n_i – количество

ячеек КРУН количество на отходящих фидерах подстанции; $a_{ку\,i}$ – количество ячеек КРУН на КУ *i*-ой подстанции.

Количество фидеров на подстанции определяются по формуле:

$$n_i \bullet P_{нбi} / P_{эк}, \tag{8.2}$$

где $P_{нбi}$ – наибольшая активная мощность нагрузки *i*-ой подстанции; $P_{эк}$ – экономическая мощность линии 6-20 кВ (1,5-2 МВт).

Суммарные ежегодные издержки на передачу электроэнергии по спроектированной сети учитывают суммарные ежегодные издержки на эксплуатацию всех линий и подстанций сети, включая издержки на амортизацию и издержки на возмещение потерь электроэнергии во всех линиях и элементах подстанций сети и рассчитываются на основе подраздела 6.3 и выражений (6.12)-(6.21).

Суммарные потери активной электроэнергии W_{Σ} учитывают нагрузочные потери и потери на корону во всех воздушных линиях, нагрузочные потери и потери холостого хода в трансформаторах всех подстанций, диэлектрические потери во всех установленных на подстанциях сети батареях конденсаторов и рассчитываются на основе подразделов 6.3 и 7.3 и выражений (6.18)-(9.21).

Нагрузочные потери активной мощности во всех воздушных линиях, нагрузочные потери и потери холостого хода в трансформаторах всех подстанций могут быть определены по результатам расчета нормального режима наибольших нагрузок из окна «*Районы+Потери»*.

Потери на корону при отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице П.8.1 в зависимости от региона расположения линии. Распределение субъектов Российской Федерации по регионам приведено в таблице П.8.2 в соответствии с [17].

При расчете потерь электроэнергии на корону на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблице П.8.1, значения таблицы П.8.1,

умножаются на отношение $F_m / F_ф$, где F_m – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в таблице П.8.1; $F_ф$ – фактическое сечение проводов линии.

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается умножением данных, приведенных в таблице П.8.1, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{Uкор} = 6{,}88U_{отн}^{2} - 5.88U_{отн}, \qquad (8.3)$$

где $U_{отн}$ – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

В случае отрицательного значения коэффициента, определяемого по формуле (8,3), (при низких рабочих напряжениях) значение коэффициента принимается равным нулю.

Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах –батареях статических конденсаторов – определяются по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta P_{КУ} S_{КУ} T_{раб} \text{ кВт·ч}, \qquad (8.4)$$

где $\Delta P_{КУ}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ, кВт/квар; $S_{КУ}$ – мощность КУ, квар, $T_{раб}$ – 6000 ч.

При отсутствии паспортных данных оборудования значение $\Delta P_{КУ}$ принимается равным: для БК – 0,003 кВт/квар [17].

Суммарные потери активной электроэнергии $\Delta W_{\%}$ в спроектированной электрической сети в процентах от полезно отпущенной потребителям активной электроэнергии $W_{отп}$ определяются соответственно по выражениям:

$$\Delta W_{\%} = \frac{\Delta W}{W_{отп}} \cdot 100 . \qquad (8.5)$$

Полезно отпущенная потребителям активная мощность определяется как сумма наибольших нагрузок на шинах 10 кВ всех подстанций сети без учета коэффициентов одновременности:

$$P_{нб} = \sum_{i=1}^{n} P_{нб\,i} . \qquad (8.6)$$

Полезно отпущенная потребителям электроэнергия с шин 6(10) кВ всех

подстанций сети за год определяется выражением

$$W_{отп} = P_{нб} T_{нб}. \quad (8.7)$$

Стоимость сооружения сети, отнесенную к 1 МВт наибольшей мощности:

$$K_{уд} = K_{} / W_{отп}. \quad (8.8)$$

Себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной сети определяется по выражению:

$$c = И_{} / W_{отп}. \quad (8.9)$$

КПД передачи электроэнергии:

$$= \frac{P_{нб}}{P_{ист}} 100\%, \quad (8.10)$$

где $P_{ист}$ – активная мощность, отпущенная в спроектированную сеть с шин источника питания.

8.2 Пример расчета основных технико-экономических показателей спроектированной сети

Для смешанной схемы сети вариант 8 рассчитать основные технико-экономические показатели.

Капитальные вложения в линии:

Капиталовложения на сооружение ВЛ в базисных ценах определяем по выражению (6.4):

$K_{лэп}^{2000} = 1{,}2 \cdot (50 \cdot 1495 + 159 \cdot 1100)/1000 = 299{,}58$ млн. руб.;

Капитальные вложения на сооружение ВЛ в текущем уровне цен определяется по выражению (6.5):

$K_{лэп}^{2018} = 299{,}58 \cdot 0{,}8 \cdot 4{,}32 + 299{,}58 \cdot 0{,}2 \cdot 8{,}93 = 1570{,}398$ млн. руб.

Капитальные вложения на подстанции:

Суммарные капиталовложения в трансформаторы определяем по выражению (6.8):

$K_{тр}^{2000} = 2 \cdot (5546 + 5546 + 6674 + 3854 + 3854)/1000 = 50{,}948$ млн. руб.

Суммарные капиталовложения в РУ определяем по выражению (6.9):

Суммарные капиталовложения в РУ ВН и выключатели на ПС А:

$K^{2000}_{ру\ вн}$. $K^{2000}_{выкл}$ ● 19·6580/1000=125,02 млн. руб.

Суммарные капиталовложения в РУ НН определяем по выражению (6.10).

Стоимость ячейки одного комплекта вакуумного выключателя 6(10) кВ 150 тыс. руб. (таблица П.6.5). Количество ячеек на *i*-ой подстанции определим по выражению (8.1) результаты представим в таблице 8.1, $P_{эк}$=1,6 МВт.

Таблица 8.1 – Количество ячеек КРУН в РУ НН подстанций

№ п.ст	$P_{нбi}$, МВт	n_i, шт	a_i, шт	$a_{кv\,i}$, шт	$n_{ячi}$, шт
1	16	10	3	2	15
2	16	10	3	2	15
3	26	20	6	0	26
4	14	10	3	2	15
5	13	10	3	0	13
Итого					84

$K^{2000}_{ру\,нн}$ ● 0,15·84=12,6 млн. руб.

Постоянная часть затрат в ПС определяем по выражению (6.11)

$K^{2000}_{пост\,пс}$ ● (5·10340+0·19740)/1000=51,7 млн. руб.

Суммарные капиталовложения устанавливаемых на подстанции батарей конденсаторов:

$K^{2000}_{ку}$ ● 274·11,7/1000=3,206 млн. руб.

Капиталовложения на сооружение ПС в базисных ценах определим по выражению (6.6):

$K^{2000}_{пс}$ ● 1,2·(50,948+125,02+12,6+51,7+3,206)=292,169 млн. руб.

Капитальные вложения на сооружение ПС в текущем уровне цен определим по выражению (6.7):

$K^{2018}_{пс}$ ● 292,169·0,22·6,8+292,169·0,61·4,53+292,169·0,17·8,93=

=1687,977 млн. руб.

Суммарные капиталовложения на сооружение сети определим по выражению (6.3), где 1,16 коэффициент учитывающий удлинение трасс по сравнению с прямой:

$K_{\text{сети}}$ ● 1,16·1570,398+1687,977=3509,639 млн. руб.

Суммарные ежегодные издержки на передачу электроэнергии по сети

Ежегодные эксплуатационные издержки ВЛ

$И_{\text{экспл ВЛ}}$ ● 1,16·1570,398·7,47/100=136,078 млн.руб.

Ежегодные эксплуатационные издержки ПС

$И_{\text{экспл ПС}}$ ● 1687,977·10,9/100=183,989 млн. руб.

Потери электроэнергии в элементах электрической сети:

– Нагрузочные потери в ВЛ определим по выражению (6.19)

$\Delta W_{\text{Л}}$ ● 0,77·4046,4=3115,728 МВт·ч.

– Потери на корону в ВЛ

$K_{Uкор}$ ● 6,88 ◓ 1,05^2 5,88 ◓ 1,05 ● 1,4112

$\Delta W_{кор}$ ● 1,4112·(120/240·0,66·159+120/150·0,44·50)=98,883 МВт·ч.

– Нагрузочные потери в трансформаторах всех подстанций

$\Delta W_{тр}$ ● 0,31·4046,4=1254,384 МВт·ч

– Потери холостого хода в трансформаторах всех подстанций

ΔW_{xx} ● 0,19·8760=1664,4 МВт·ч.

– Диэлектрические потери во всех установленных на подстанциях сети батареях конденсаторов

$\Delta W_{\text{У}}$ ● 0,003·6000·11,7=210,6 МВт·ч.,

где $\Delta P_{\text{У}}$ для БК равно 0,003 кВт/квар.

Суммарные годовые потери электроэнергии в элементах электрической сети:

$\Delta W_{\text{сети}}$ ● 3115,728+98,883+1254,384+1664,4+210,6=6343,995 МВт·ч.

Суммарные ежегодные издержки на возмещение потерь электроэнергии в элементах электрической сети из расчета стоимости потерь электроэнергии 2,12 руб/(кВт·ч):

$И_{\Delta W}$ ● 6343,995·2,12/1000=13,449 млн. руб.

$И_{\Sigma}$ ● 136,078+183,989+13,449=333,516 млн. руб.

Полезно отпущенная потребителям электроэнергия с шин 10 кВ всех подстанций сети за год:

$W_{отп}$ ● 85·5423,5=460997,5 МВт·ч.

Стоимость сооружения сети, отнесенную к 1МВт наибольшей мощности:

$К_{уд}$ ● 1000·3509,639/460997,5=7,613 тыс. руб./МВт·ч.

Суммарные потери электроэнергии в спроектированной электрической сети в процентах от полезно отпущенной потребителям электроэнергии:

$\Delta W_{\%}$ ● (6343,995/460997,5)·100=1,38 %.

Себестоимость передачи электроэнергии:

С=1000000·333,516/460997,5=723,47 руб/МВт·ч.

КПД передачи электроэнергии:

● (85/86,2)·100=98,61 %.

9 Задание и указания по оформлению курсового проекта

Каждому студенту выдается индивидуальное задание на выполнение курсового проекта. В котором указываются:

– регион страны, в котором проектируется электрическая сеть;

– схема географического расположения источника питания района и пунктов потребления электроэнергии;

– прогнозируемые значения наибольших активных нагрузок пунктов на пятый год нормальной эксплуатации проектируемой сети и коэффициентов реактивной мощности нагрузок на шинах низшего напряжения, которые условно принимаются одинаковым во всех режимах;

– коэффициент реактивной мощности источника питания;

– уровни напряжения, которые поддерживаются на шинах источника питания в режиме наибольших, наименьших нагрузок и в послеаварийном режиме;

– состав потребителей всех подстанций;

– вторичное напряжение всех сооружаемых подстанций.

Источником питания проектируемой районной сети являются шины узловой подстанции 220/110/35 кВ, входящей в состав электроэнергетической системы. Источник питания в режиме наибольших нагрузок обеспечивает полную выдачу всей необходимой активной мощности для потребителей проектируемой сети.

Общий вид задания приведен в приложении 9.

После выполнения курсового проекта оформляется сброшюрованная расчетно-пояснительная записка, в составе которой должны быть титульный лист, оригинал задания на проект, содержание (оглавление), основной текст по всем этапам разработки проекта с необходимыми рисунками, графиками, таблицами, ссылками на литературные источники и т.п., список используемой литературы.

Расчетно-пояснительная записка должна быть четко поделена на разделы и подразделы. Деление записки на разделы, как правило, совпадает с делением,

принятым в настоящих методических указаниях. Каждый раздел в записке должен начинаться с четкой формулировки задачи проектирования в данном разделе. Далее приводятся нормы, критерии и требования, которые должны быть соблюдены при разработке вопроса, а также – конкретные исходные данные для расчетов. На основании сформулированных требований намечаются возможные варианты решения поставленной задачи (например, варианты схемы и конфигурации сети, варианты возможных размещений компенсирующих устройств и др.). Здесь должно быть обращено особое внимание на описание и обоснование предлагаемых вариантов и применяемых методов расчетов и решений.

При выполнении первого из расчетов того или иного типа дается обоснование или пояснение по применяемому методу расчета и расчетная формула в общем виде. Далее однократно показывается численная подстановка конкретных исходных данных в расчетную формулу и приводится результат вычисления. Во всех последующих случаях применения тех же расчетных методов и формул приводятся лишь результаты расчетов, сведенные в продуманные, удобочитаемые таблицы.

Следует обратить особое внимание на письменный анализ результатов каждого этапа проектирования. На основании такого анализа формируются выводы о выполнении задачи проектирования в данном разделе, соблюдении норм и условий проектирования и др. Такие выводы в большинстве случаев являются исходным материалом для следующего этапа проектирования.

По проекту выполняется лист графического материала (плаката) на листе формата А1, на котором изображается полная принципиальная схема электрических соединений спроектированной сети (должны быть показаны все линии электропередачи, трансформаторы, выключатели и разъединители 6(10)-110(220) кВ).

Список используемой литературы

1. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с.

2. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

3. Справочник электрика/ Под ред. Э.А. Киреевой и С.А. Цырука. – М.: Колос, 2007. – 464 с.

4. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.

5. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 (СТО 59012820-29.240.30.003-2009) Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».

6. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012.

7. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007-29.240.124-2012). Утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385.

8. Сборник укрупненых показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». Утвержденный Приказом ОАО «Холдинг МРСК» №488 от 20.09.2012.

9. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов/ Под ред. В.М. Блок. М.: Высшая школа, 1990. 388 с.

10. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под

ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

12. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М.: Экономика, 2000. – 421 с.

13. Экономика промышленности: В 3 т. Т. 1. Общие вопросы экономики: учебное пособие для втузов / Н.Н. Кожевников и др.; ред. А.И. Барановский и др. – М.: Изд-во МЭИ, 1997. – 696 с.

14. Экономик а промышленности: В 3 т. Т. 2. Экономика и управление объектами. Кн. 2: РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети: учебное пособие для вузов по техническим специальностям и направлени ям / Н.Н. Кожевников, и др.; ред. А.И. Барановский и др. – М.: Изд-во МЭИ, 1998. –368 с.

15. Зуев Э.Н. Выбор основных параметров линий электропередачи районных электрических сетей в современных условиях. – М.: Информэлектро, 2003, – 64 с.

16. Методика расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде // Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 года № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

17. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям // Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям"

Приложение 1

Зимние и летние суточные графики нагрузки

Таблица П.1 – Зимние и летние суточные графики нагрузки

Вариант 1												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1
лето	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	1	1	1	1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1
лето	0,7	0,7	0,7	0,7	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1
Вариант 2												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	1	1	1	1	1	1
лето	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	1	1	1	1	1	1	1	1	0,2	0,2	0,2	0,2
лето	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2
Вариант 3												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,4	0,4	0,4	0,6	0,6	1	1	1	1	1	1	0,8
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	1	1	1	1	1	1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
лето	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Вариант 4												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,8	0,8	1	1	1	1	1
лето	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	1	0,3	0,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,6	0,4	0,3	0,3
лето	0,8	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Вариант 5												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	1	1	1	1	1	1	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4
лето	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,3	0,3
Вариант 6												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,7	0,7	0,7	1	1	1	1	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4
лето	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3	0,3	0,3

Продолжение таблицы П.1

Вариант 7												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
лето	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	0,6	0,6	0,6
лето	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Вариант 8												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,9	0,8	0,7	0,8	0,8
лето	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	0,8	0,8	0,9	1	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
лето	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Вариант 9												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7
лето	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	1	1	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5
лето	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,9	0,9	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Вариант 10												
Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,8	1	1	1	1	0,8
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5
лето	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,8	0,7	0,3	0,3	0,3

Приложение 2

Таблица П 2.1 – Технические характеристики установок компенсации реактивной мощности УКРМ 10 кВ и 6 кВ

Наименование	Мощность, Квар	Шаги регулировки, квар		Габариты** ДхВхГ,мм	Ток,А (при U=6.3 кВ)	Ток,А (при U=10.5 кВ)	Масса, кг
		Фикс.	Рег.				
УКРМ-6,3 (10,5)-150-50 (100р+50р)	150	1х100	1х50	2394 х 1800 х 770	13,75	8,25	480
УКРМ-6,3 (10,5)-300-150 (150ф+150р)	300	1х150	1х150	2394 х 1800 х 770	27,49	16,50	530
УКРМ-6,3 (10,5)-450-150 (300ф+150р)	450	1х300	1х150	2394 х 1800 х 770	41,24	24,74	550
УКРМ-6,3 (10,5)-600-300 (300ф+300р)	600	1х300	1х300	2394 х 1800 х 770	54,99	32,99	600
УКРМ-10,5 (6,3)-900-450 (450ф+450р)	900	1х450	1х450	2394 х 1800 х 770	82,48	49,49	600
УКРМ-6,3 (10,5)-1350-450 (450ф+2х450р)	1350	1х450	2х450	3344 х 1800 х 770	123,72	74,23	910
УКРМ-6,3 (10,5)-2250-450 (3х450ф+2х450р)	2250	3х450	2х450	4294 х 1800 х 770	206,20	123,72	1375
УКРМ-6,3 (10,5)-3150-450 (3х450ф+4х450р)	3150	3х450	4х450	6194 х 1800 х 770	288,68	173,21	1850
УКРМ-6,3 (10,5)-4050-450 (2х450ф+7х450р)	4050	2х450	7х450	8444 х 1800 х 770	371,15	222,69	2650
УКРМ-6,3 (10,5)-5400-450 (3х450ф+9х450р)	5400	3х450	9х450	10944 х 1800 х 770	494,87	296,92	2950
УКРМ-6,3 (10,5)-6000-600 (4х600ф+6х600р)	6000	4х600	6х600	8444 х 1800 х 770	549,86	329,91	3000
УКРМ-6,3 (10,5)-7200-450 (8х450ф+8х450р)	7200	8х450	8х450	12244 х 1800 х 770	659,83	395,90	4125

Приложение 3

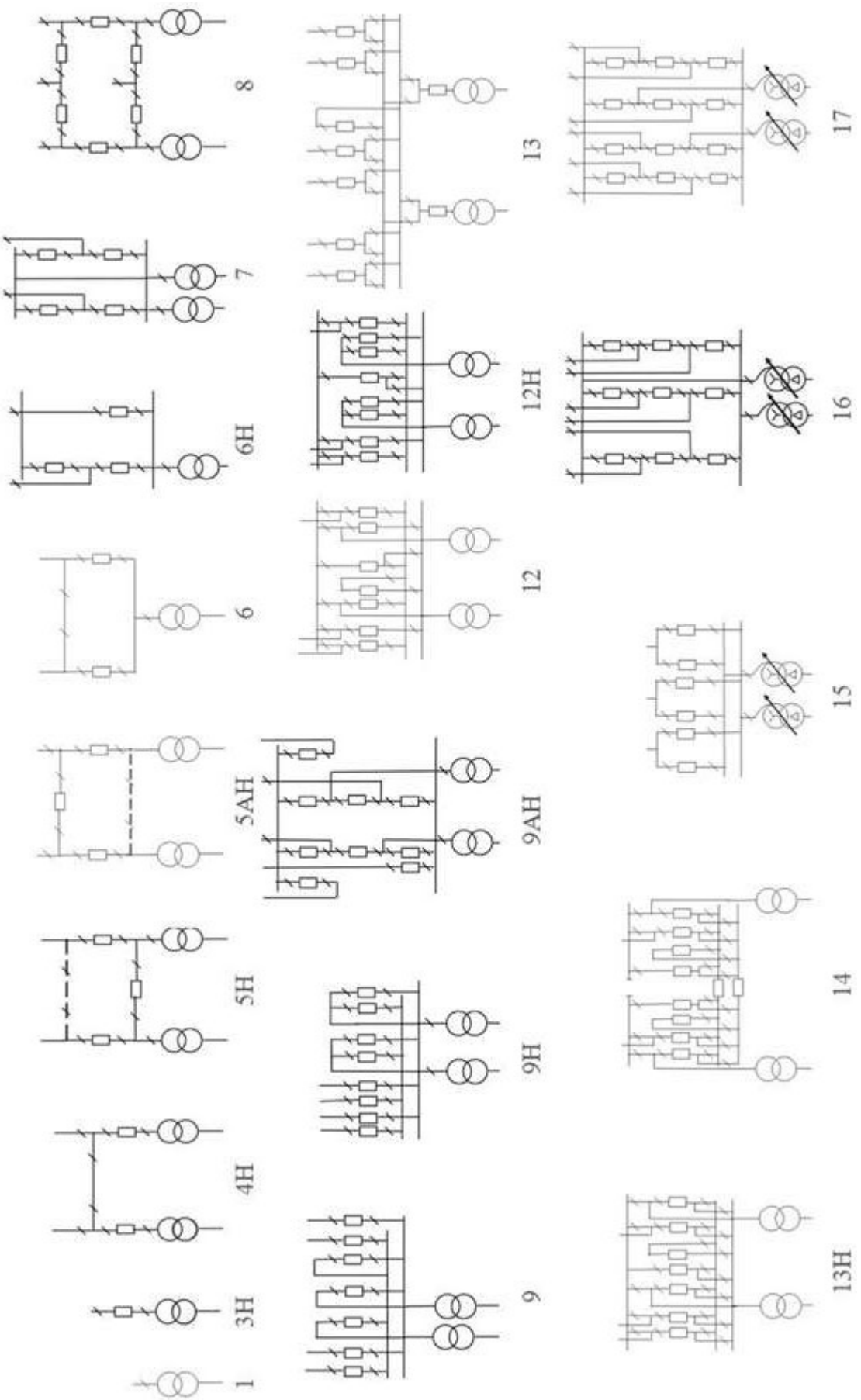


Рисунок П 3.1 Типовые схемы РУ 35-750 кВ. Цифры соответствуют номерам типовых схем (схемы, рекомендуемые в первую очередь, выделены толстыми линиями)

Таблица П 3.1 – Перечень типовых схем по классам напряжения 35-750 кВ и области их применения

Номер типовой схемы	Наименование схемы	Область применения	
		В РУ напряжением	Другие условия
1	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	35-220 кВ	Тупиковые однотрансформаторные ПС при их питании короткой линией не имеющей ответвлений.
3Н	Блок (линия-трансформатор) с выключателем	20-500 кВ	Тупиковые или ответвительные однотрансформаторные ПС при необходимости автоматического отключения поврежденного Т от ВЛ, питающей несколько ПС. В схеме пускового этапа РУ (с переходом при дальнейшем развитии к более сложной схеме).
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	35-220 кВ	Тупиковые или ответвительные двухтрансформаторные ПС питаемые по 2-м ВЛ.
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35-220 кВ	Проходные двухтрансформаторные ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме работы ПС (при равномерном графике нагрузок).
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35-220 кВ	Проходные двухтрансформаторные ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при к.з. (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).
6	Заход-выход	110-220 кВ	Проходные или ответвительные однотрансформаторные ПС с двусторонним питанием, начальный этап более сложной схемы.
6Н	Треугольник	110-750 кВ	Для РУ 110-220 кВ однотрансформаторных ПС. Данная схема является альтернативой схеме 6 (заход-выход). Для РУ 330-750 кВ используется как начальный этап более сложных схем.
7	Четырехугольник	110-750 кВ	Для двухтрансформаторных ПС питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. Может применяться в качестве начального этапа схемы «трансформаторы-шины». Схема является альтернативой схемам «мостиков» и по многим показателям является предпочтительной.

Продолжение таблицы П 3.1

Номер		Область применения

типовой	Наименование схемы	В РУ	Другие условия
схемы		напряжением	
8	Шестиугольник	110-330 кВ	Для двухтрансформаторных узловых ПС с 4-я ВЛ или с другим соотношением из 6 присоединений.
9	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	20-220 кВ	Для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин.
9Н	Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через раз-вилку из выключателей	110-220 кВ	Тоже, что и для схемы 9 и при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов.
9АН	Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку	110-220 кВ	Тоже, что и для схем 9 и 9Н и при повышенных требованиях к сохранению в работе особо ответственных ВЛ и трансформаторов.
12	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	110-220 кВ	В РУ с 5-ю и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы. В РУ с устройствами для плавки гололеда. При наличии других обоснований.
12Н	Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через раз-вилку из выключателей	110-220 кВ	Тоже, что и для схем 12, но при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов. При наличии других обоснований.
13	Две рабочие системы шин	110-220 кВ	При 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин; при необходимости деления сети.

Продолжение таблицы П 3.1

Номер типовой	Наименование схемы	Область применения	
		В РУ	Другие условия
схемы		напряжением	
13Н	Две рабочие и обходная системы шин	110-220 кВ	Тоже, что и для схем 13, но при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при планов выводе выключателей из работы. В РУ с устройством для плавки гололеда. При реконструкции и наличии других обоснований.
14	Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединитель-ными выключателями	110-220 кВ	Тоже, что и для схем 13Н мощных узловых ПС с 3-4-я трансформаторами и числом присоединений более 15. При реконструкции и наличии других обоснований.
15	Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя	330-750 кВ	Для обеспечения 100% резервирования подключения ВЛ (через 2 выключателя). При реконструкции и наличии других обоснований.
16	Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий	220-750 кВ	Применяется для РУ подстанций при 5 и более линиях, подключаемых в «полуторную» цепочку, при необходимости подключения ВЛ через 2 выключателя.
17	Полуторная схема	220-750 кВ	Применяется при 6 и более присоединениях, при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений. При других обоснованиях.

Таблица П 4.1 – Нормированные значения плотности тока для ВЛ [6]

Проводники	Плотность тока, А/мм^2, при числе часов использования максимума нагрузки, T_{max}, ч/год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины: медные алюминиевые	 2,0 1,0	 1,7 0,9	 1,4 0,8

Таблица П 4.2 – Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных проводов марок АС, АСК (допустимая температура нагрева +70 °С при температуре воздуха +25 °С) [6]

Сечение (алюминий/сталь), мм²	Ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	вне помещений	внутри помещений	500	330	220	150	110	35
35/6,2	175	135	–	–	–	–	–	10
50/8	210	165	–	–	–	–	–	12
70/11	265	210	–	–	–	–	47,6	15,2
95/16	330	260	–	–	–	–	59,3	18,9
120/19	390	313	–	–	–	93,6	68,7	21,8
150/24	450	365	–	–	–	110,3	80,9	25,7
185/29	510	425	–	–	–	126,2	92,6	29,5
240/39	610	505	–	328	218	149	109,2	–
300/48	690	585	566	374	249	–	–	–
330/27	730	–	596	–	–	–	–	–
400/18	830	713	685	452	301	–	–	–
400/51	825	705						
400/69	860	–						
500/26	960	830	778	513	342	–	–	–
500/64	945	815	778	513	342	–	–	–

Таблица П 4.3 – Справочные данные по температурам, ветровым и гололедным районам

№ п/п	Город РФ (регион)	Температура, °С			Ветров. район	Гололед. район
		Средн. январь	Средн. годовая	Средн. июль		
1	Архангельск (Сев.-Запад)	-12,5	0,8	15,6	II	I
2	Астрахань (Центр)	-6,8	9,4	25,3	III	II
3	Барнаул (Сибирь)	-17,7	1,1	19,7	III	III
4	Белгород (Центр)	-7,6	6,3	20,2	II	II-III
5	Благовещенск (Восток)	-24,3	0	21,4	III	II
6	Брянск (Центр)	-8,5	4,9	18,4	I	I
7	Владивосток (Восток)	-14,4	4	17,5	IV	IV
8	Владимир (Центр)	-11,4	3,4	15,8	I	I
9	Волгоград (Центр)	-9,2	7,6	24,2	III	III
10	Вологда (Центр)	-11,8	2,2	16,9	I	I
11	Воронеж (Центр)	-9,3	5,4	19,9	К	II
12	Грозный (Сев. Кавказ)	-3,6	10,1	23,8	IV	III-IV
13	Екатеринбург (Урал)	-15,3	1,2	17,4	II	II
14	Иваново (Центр)	-11,8	2,7	17,4	I	I
15	Ижевск (Урал)	-14,2	2,1	18,7	I	II
16	Иркутск (Сибирь)	-20,9	-1,1	17,6	III	I
17	Казань (Средн. Волга)	-13,5	2,8	19	II	II
18	Калининград	-3,4	6,8	17,4	II-III	II
19	Кемерово (Сибирь)	-19,2	-0,4	18,4	III	II
20	Киров (Сев.-Запад)	-14,2	1,5	17,8	I	II
21	Комсомольск-на-Амуре (Восток)	-25,6	-0,7	19,9	III	III
22	Кострома (Центр)	-11,8	2,7	17,6	I	I
23	Краснодар (Сев. Кавказ)	-1,8	10,8	23,2	IV	IV
24	Красноярск (Сибирь)	-17,1	0,5	18,7	III	I
25	Курган (Урал)	-18,5	0,8	18,8	II	II
26	Курск (Центр)	-8,6	5,4	19,3	II	II-III
27	Кызыл (Тыва) / (Сибирь)	-33,7	-4,5	19,6	I	I
28	Липецк (Центр)	-10,3	5,1	20,2	II	II
29	Магадан (Восток)	-21	-4,7	12,6	V	V
30	Махачкала (Сев. Кавказ)	-0,4	11,8	24,7	V	II-III
31	Москва (Центр)	-10,2	3,8	18,1	I	I
32	Мурманск (Сев.-Запад)	-10	0	12,4	IV	II
33	Нальчик (Сев. Кавказ)	-4,8	8,8	21,8	IV	V
34	Нижний Новгород (Центр)	-12	3,1	18,1	I	I
35	Новороссийск (Сев. Кавказ)	2,6	12,7	23,6	V	V
36	Новосибирск (Сибирь)	-19	-0,1	18,7	III	II
37	Омск (Сибирь)	-19,2	0	18,3	II	I-II

Продолжение таблица П 4.3

№ п/п	Город РФ (регион)	Температура, °С			Ветров. район	Гололед. район
		Средн. январь	Средн. годовая	Средн. июль		
38	Оренбург (Урал)	-14,8	3,9	21,9	III	III
39	Орджоникидзе (Сев. Кавказ)	-5	7,9	19,7	V	IV
40	Орел (Центр)	-9,2	4,6	18,8	II	II-III
41	Пенза (Средн. Волга)	-12,1	3,9	19,8	II	II-III
42	Пермь (Урал)	-15,1	1,5	18,1	II	II
43	Петрозаводск (Сев.-Запад)	-10,6	2,2	15,9	II	II
44	Петропавловск-Камчатский (Восток)	-8,4	1,9	12,6	I	IV
45	Ростов-на-Дону (Сев. Кавказ)	-5,7	8,7	22,9	III	III
46	Рязань (Центр)	-11,1	3,9	18,8	I	II
47	Самара (Сред. Волга)	-13,8	3,8	20,7	III	III
48	Санкт-Петербург (Сев.-Запад)	-7,7	4,3	17,8	II	I
49	Саранск (Средн. Волга)	-12,1	3,7	19,3	II	II
50	Саратов (Средн. Волга)	-11,9	5,3	22,1	III	III
51	Смоленск (Центр)	-8,6	4,4	17,6	I	II-III
52	Сочи (Сев. Кавказ)	5,8	14,1	22,8	IV	IV
53	Ставрополь (Сев. Кавказ)	-3,7	9,1	21,9	IV	III-IV
54	Сыктывкар (Сев.-Запад)	-15,1	0,4	16,6	I	I
55	Тамбов (Центр)	-10,8	4,8	20,2	II	II-III
56	Тверь (Центр)	-10,4	3,3	17,2	I	I-II
57	Томск (Сибирь)	-19,2	-0,6	18,1	III	I
58	Тула (Центр)	-10,1	4,2	18,4	I	III
59	Тюмень (Урал)	-16,6	1,3	18,6	II	II
60	Улан-Удэ (Бурятия) / (Сибирь)	-25,4	-1,7	19,4	III	III
61	Ульяновск (Средн. Волга)	-13,8	3,2	19,6	II	II-III
62	Уфа (Урал)	-14,6	2,5	19	II	II-III
63	Хабаровск (Восток)	-22,3	1,4	21,1	III	II
64	Чебоксары (Средн. Волга)	-13	2,9	18,6	II	II
65	Челябинск (Урал)	-16,4	1,5	18,1	II	II-III
66	Чита (Сибирь)	-27,7	-3,1	18,8	II	II
67	Элиста (Калмык.) / (Сев. Кавказ)	-6,7	8,6	24,2	III	V
68	Южно-Сахалинск (Восток)	-13,8	2,1	15,5	II	II
69	Якутск (Восток)	-43,2	-10,3	18,7	II	I
70	Ярославль (Центр)	-11,6	2,7	17,2	I	I

Таблица П 4.4 – Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов [6]

Расчетная температура воздуха, °С	Нормированная температура провода, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре воздуха, °С											
		–5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Таблица П 4.5 – Расчетные данные ВЛ 35–150 кВ со сталеалюминиевыми проводами [6]

Номинальное сечение, мм² (алюминий/сталь)	r_o, Ом/км при 20 °С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		x_o, Ом/км	b_o, см/км 10^{-6}	x_o, Ом/км	b_o, см/км 10^{-6}	x_o, Ом/км
70/11	0,422	–	–	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	–	–	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	–
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	–

Таблица П 4.6 – Расчетные данные ВЛ 220 кВ со сталеалюминиевыми проводами [6]

Номинальное сечение, мм (алюминий/сталь)	Число проводов в фазе, шт.	r_o, Ом/км при 20 °С	220 кВ	
			x_o, Ом/км	b_o 10^{-6}, см/км
240/32	1	0,1180	0,435	2,604
	2	0,0590	–	–
240/56	5	0,0240	–	–
300/39	1	0,0960	0,429	2,645
	2	0,0480	–	–
300/48	8	0,0123	–	–
300/66	3	0,0330	–	–
	5	0,0200	–	–
330/43	3	0,0290	–	–
	8	0,0109	–	–
400/51	1	0,0730	0,42	2,701
	2	0,0365	–	–
	3	0,0243	–	–
	5	0,0146	–	–
400/64	4	0,0187	–	–
500/64	1	0,0590	0,413	2,740
	2	0,0295	–	–
	3	0,0197	–	–
	4	0,0148	–	–

Таблица П.5.1 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТМН (ТМ)-1000/35	1	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	8,6	49,8	22,1
ТМН (ТМ)-1600/35	1,6	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	12,4	49,2	17,6
ТМН (ТМ)-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН (ТМ)-4000/35	4,0	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН (ТМ)-6300/35	6,3	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТМН-10000/35	10	±9×1,3%	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Таблица П.5.2 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{ном}$, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1.78%	115	6,3; 10,5	10.5	260	59	0.6	0.87	22	410
ТРДЦН -80000/110	80	±9×1,78%	115	6,3; 10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480

Таблица П.5.3 – Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Каталожные данные									Расчетные данные						
		$U_{ном}$, обмоток, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$Q_х$, квар
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110	80	115	38,5	6,6; 11	11	18,5	7	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6	0	11,9	480

Все трансформаторы имеют РПН ±9×1,78 % в нейтрали ВН

Таблица П.5.4 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные							Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
			ВН	НН							
ТРДН-32000/220	32	РПН в нейтрали ВН ±12%, ±12 ступеней	230	6,6; 11	11,5	150	45	0,65	7,7	190,5	208
ТРДН-40000/220	40		230	6,6; 11	11,5	170	50	0,9	5,6	152,4	360
ТРДН-63000/220	63		230	6,6; 11	11,5	300	82	0,8	3,9	96,7	504
ТДЦ-80000/220	80	ПБВ на стороне ВН ±2×2,5%	242	6,3; 10,5	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480

Таблица П.5.5 – Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные											Расчетные данные						
			$U_{ном}$, обмотка, кВ			$u_к$, %				$\Delta P_к$, кВт		$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-63000/220/110	63	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	11	11	35	22	215	–	–	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110	125	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	11	11	45	28	305	–	–	65	0,5	0,52	0,52	3,2	49,0	0	131	625
АТДЦТН-200000/220/110	200	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	11	11	32	20	430	–	–	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	250	РПН в линии СН ±12%, ± 6 ступеней	230	121	11	11	33,4	20,8	520	–	–	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Таблица П.5.6 – Линейные регулировочные

Тип	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$, кВ	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$P_к$, кВт		$P_х$, кВт		$I_х$, %		X, Ом	$\Delta Q_{ст}$, квар	
			Положение переключателя							Положение переключателя	
			1	23	1; 23	11–13	1	11–13		1; 23	11–13
ЛТМН-16000/10	16	6,6; 11	35	20	9,5	3,5	5	2,35	0,04–0,1	800	376
ЛТДН-40000/10 (ЛТЦН)	40	6,6; 11	70	38	18,5	7	3,5	2,5	0,02–0,04	1400	1000

Примечание.
Каталожные и расчетные данные приведены к $U_{ном}$ и проходной мощности. Положения 1 и 23 соответствуют максимальному и минимальному напряжениям ±10×1,5% $U_{ном}$; 11–13 – нулевые положения переключателя.

Приложение 6

Таблица П.6.1 – Базисные показатели стоимости ВЛ 35-1150 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, шт. х мм^2	Количество цепей на опоре, шт.	Базисные показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км	
				стальные опоры	железобетонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	912	658
			2	1307	1109
110	Свободностоящие	до 150	1	987	799
			2	1495	1081
		185-240	1	1100	893
			2	1687	1551
220	Свободностоящие	240-300	1	1231	1053
			2	2063	-
		400-500	1	1382	1175
			2	2275	-
	Двухстоечные, свободностоящие	300	1	-	1072
			2	-	1993
		400	1	-	1217
			2	-	2181
330	Свободностоящие	2x300	1	1875	-
			2	2928	-
		2x400	1	2106	-
			2	3440	-
	Двухстоечные с внутренними связями	2x300	1	-	1767
		2x400	1	-	1889
500	Свободностоящие двухстоечные, с внутренними связями	3x300	1	3346	2933
		3x330	1	3760	3116
		3x400	1	-	3281
	С оттяжками	3x400	1	3393	-
		3x500	1	3751	-
750	С оттяжками	5x300	1	5320	-
		5x400	1	5753	-
1150	С оттяжками	8x330	1	10340	-

Таблица П.6.2 – Составляющие стоимости 1 км ВЛ (%)

Линии электропередачи (напряжение, кВ)	Составляющие стоимости, %		
	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты	ПИР
ВЛ 35 кВ	80	11,5	8,5
ВЛ 110 кВ	80	11,5	8,5
ВЛ 220 кВ	80	11,5	8,5
ВЛ 330 кВ	81	10,5	8,5
ВЛ 500 кВ	81	11,5	7,5
ВЛ 750 кВ	77	15,5	7,5
ВЛ 1150 кВ	77	15,5	7,5

Таблица П.6.3 – Составляющие стоимости строительства подстанций (%)

Объект	Напряжение, кВ	Стоимость строительства, %				
		Строительные работы	Монтажные работы	Оборудование	Прочие затраты	ПИР
Подстанции: - открытого типа	110	12	10	61	8,5	8,5
	220	12	10	61	8,5	8,5
	330	15	5	63	8,5	8,5
	500	14	7	63	8,5	7,5
	750	12	5	69	6,5	7,5
	1150	12	5	69	6,5	7,5
- закрытого типа	110-500	12	4	68	8	8

Таблица П.6.4 – Стоимость ячейки трансформаторов 35-220 кВ, тыс. руб.

Мощность, МВ А	Трансформатор					Автотрансформатор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
2.5	1128	2300	–	–	–	–
6.3	2068	3008	3572	–	–	–
10	2632	3854	4982	–	–	–
16	3478	5546	6956	–	–	–
25	4700	6674	7708	–	10058	–
32	–	–	–	9511		
40	7144	8084	8930	10246	11280	–
63	–	10904	12032	13818	–	15322
80	–	12596	13818	17578*	–	–
100	–	–	–	17578	–	–
125	–	17 860	–	21996*	–	21526
160	–	–	–	28106	–	–
200	–	–	–	–	–	29892
250	–	–	–	–	–	31208

* с ПБВ

Таблица П.6.5 – Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в РУ 6-1150 кВ

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.				
	Воздушный	Маслянный	Вакуумный	Элегазовый	
				ОРУ	КРУЭ
6(10)	–	197	80-150	658	–
35	–	1081	188	1880	–
110	3901	3243	–	6580	10340
220	8272	9071	–	11750	22560
330	17296	–	–	18800	28200
500	32336	–	–	23500	37600
750	63920	–	–	40420	
1150	94940	–	–	128780	
1150 (выключатель-отключатель)	116560	–	–	183300	

Таблица П.6.6 – Постоянная часть затрат по ПС 35-220 кВ

Напряжение, кВ	Схема РУ на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.	
		Открытая ПС	Закрытая ПС (КРУЭ)
35/10		4700	–
110/10 110/35/10	Мостик 110-4Н, 110-5Н и 5АН	10340	6580
	Системы шин 110-9, 110-13	19740	–
220/10-20	Мостик 220-4Н, 220-5Н и 5АН	24440	15980
	Системы шин 220-9, 220-13	30870	–
220/110/10	Четырехугольник - 220-7	32900	24440
	Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. 220-9	44650	33840
	Две рабочие системы шин 220-13	48880	35720
	Трансформатор-шины с полуторным присоединением линий 220-16	55460	41360
	Полуторная 220-17	71440	49820

Таблица П.6.7 – Нормы ежегодных отчислений на амортизацию, капитальный ремонт и обслуживание элементов электрических сетей (%/год)

Наименование элементов	✔ *ам*	✔ *рем*	✔ *обсл*	✔
Воздушные линии 35 кВ и выше на стальных опорах	6,67	0,4	0,4	7,47
Воздушные линии 35 кВ и выше на железобетонных опорах	5,0	0,4	0,4	5,8
Силовое электрооборудование и коммутационная аппаратура подстанций при высшем напряжении:				
до 150 кВ	5,0	2,9	3,0	10,9
220 кВ и выше	5,0	2,9	2,0	9,9

Таблица П.6.8 – Стоимость линейных регулировочных трансформаторов

Тип	Напряжение. кВ	Мощность. МВ·А	Стоимость, тыс. руб.
ЛТМН-16000/10	6 (10)	16	6110
ЛТДН-40000/10	6 (10)	40	6580

Таблица П.6.9 – Значения коэффициентов дисконтирования

E / Тр	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
1	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
2	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877	0,870	0,862	0,855	0,847	0,840	0,833
3	0,943	0,925	0,907	0,890	0,873	0,857	0,842	0,826	0,812	0,797	0,783	0,769	0,756	0,743	0,731	0,718	0,706	0,694
4	0,915	0,889	0,864	0,840	0,816	0,794	0,772	0,751	0,731	0,712	0,693	0,675	0,658	0,641	0,624	0,609	0,593	0,579
5	0,888	0,855	0,823	0,792	0,763	0,735	0,708	0,683	0,659	0,636	0,613	0,592	0,572	0,552	0,534	0,516	0,499	0,482
6	0,863	0,822	0,784	0,747	0,713	0,681	0,650	0,621	0,593	0,567	0,543	0,519	0,497	0,476	0,456	0,437	0,419	0,402
7	0,837	0,790	0,746	0,705	0,666	0,630	0,596	0,564	0,535	0,507	0,480	0,456	0,432	0,410	0,390	0,370	0,352	0,335
8	0,813	0,760	0,711	0,665	0,623	0,583	0,547	0,513	0,482	0,452	0,425	0,400	0,376	0,354	0,333	0,314	0,296	0,279
9	0,789	0,731	0,677	0,627	0,582	0,540	0,502	0,467	0,434	0,404	0,376	0,351	0,327	0,305	0,285	0,266	0,249	0,233
10	0,766	0,703	0,645	0,592	0,544	0,500	0,460	0,424	0,391	0,361	0,333	0,308	0,284	0,263	0,243	0,225	0,209	0,194
11	0,744	0,676	0,614	0,558	0,508	0,463	0,422	0,386	0,352	0,322	0,295	0,270	0,247	0,227	0,208	0,191	0,176	0,162
12	0,722	0,650	0,585	0,527	0,475	0,429	0,388	0,350	0,317	0,287	0,261	0,237	0,215	0,195	0,178	0,162	0,148	0,135
13	0,701	0,625	0,557	0,497	0,444	0,397	0,356	0,319	0,286	0,257	0,231	0,208	0,187	0,168	0,152	0,137	0,124	0,112
14	0,681	0,601	0,530	0,469	0,415	0,368	0,326	0,290	0,258	0,229	0,204	0,182	0,163	0,145	0,130	0,116	0,104	0,093
15	0,661	0,577	0,505	0,442	0,388	0,340	0,299	0,263	0,232	0,205	0,181	0,160	0,141	0,125	0,111	0,099	0,088	0,078
16	0,642	0,555	0,481	0,417	0,362	0,315	0,275	0,239	0,209	0,183	0,160	0,140	0,123	0,108	0,095	0,084	0,074	0,065
17	0,623	0,534	0,458	0,394	0,339	0,292	0,252	0,218	0,188	0,163	0,141	0,123	0,107	0,093	0,081	0,071	0,062	0,054
18	0,605	0,513	0,436	0,371	0,317	0,270	0,231	0,198	0,170	0,146	0,125	0,108	0,093	0,080	0,069	0,060	0,052	0,045
19	0,587	0,494	0,416	0,350	0,296	0,250	0,212	0,180	0,153	0,130	0,111	0,095	0,081	0,069	0,059	0,051	0,044	0,038
20	0,570	0,475	0,396	0,331	0,277	0,232	0,194	0,164	0,138	0,116	0,098	0,083	0,070	0,060	0,051	0,043	0,037	0,031

Таблица П.6.10 – Значения дисконтирующего множителя $D_д$

E / Tp	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877	0,870	0,862	0,855	0,847	0,840	0,833
3	1,913	1,886	1,859	1,833	1,808	1,783	1,759	1,736	1,713	1,690	1,668	1,647	1,626	1,605	1,585	1,566	1,547	1,528
4	2,829	2,775	2,723	2,673	2,624	2,577	2,531	2,487	2,444	2,402	2,361	2,322	2,283	2,246	2,210	2,174	2,140	2,106
5	3,717	3,630	3,546	3,465	3,387	3,312	3,240	3,170	3,102	3,037	2,974	2,914	2,855	2,798	2,743	2,690	2,639	2,589
6	4,580	4,452	4,329	4,212	4,100	3,993	3,890	3,791	3,696	3,605	3,517	3,433	3,352	3,274	3,199	3,127	3,058	2,991
7	5,417	5,242	5,076	4,917	4,767	4,623	4,486	4,355	4,231	4,111	3,998	3,889	3,784	3,685	3,589	3,498	3,410	3,326
8	6,230	6,002	5,786	5,582	5,389	5,206	5,033	4,868	4,712	4,564	4,423	4,288	4,160	4,039	3,922	3,812	3,706	3,605
9	7,020	6,733	6,463	6,210	5,971	5,747	5,535	5,335	5,146	4,968	4,799	4,639	4,487	4,344	4,207	4,078	3,954	3,837
10	7,786	7,435	7,108	6,802	6,515	6,247	5,995	5,759	5,537	5,328	5,132	4,946	4,772	4,607	4,451	4,303	4,163	4,031
11	8,530	8,111	7,722	7,360	7,024	6,710	6,418	6,145	5,889	5,650	5,426	5,216	5,019	4,833	4,659	4,494	4,339	4,192
12	9,253	8,760	8,306	7,887	7,499	7,139	6,805	6,495	6,207	5,938	5,687	5,453	5,234	5,029	4,836	4,656	4,486	4,327
13	9,954	9,385	8,863	8,384	7,943	7,536	7,161	6,814	6,492	6,194	5,918	5,660	5,421	5,197	4,988	4,793	4,611	4,439
14	10,63	9,986	9,394	8,853	8,358	7,904	7,487	7,103	6,750	6,424	6,122	5,842	5,583	5,342	5,118	4,910	4,715	4,533
15	11,30	10,56	9,899	9,295	8,745	8,244	7,786	7,367	6,982	6,628	6,302	6,002	5,724	5,468	5,229	5,008	4,802	4,611
16	11,94	11,12	10,38	9,712	9,108	8,559	8,061	7,606	7,191	6,811	6,462	6,142	5,847	5,575	5,324	5,092	4,876	4,675
17	12,56	11,65	10,84	10,11	9,447	8,851	8,313	7,824	7,379	6,974	6,604	6,265	5,954	5,668	5,405	5,162	4,938	4,730
18	13,17	12,17	11,27	10,48	9,763	9,122	8,544	8,022	7,549	7,120	6,729	6,373	6,047	5,749	5,475	5,222	4,990	4,775
19	13,75	12,66	11,69	10,83	10,06	9,372	8,756	8,201	7,702	7,250	6,840	6,467	6,128	5,818	5,534	5,273	5,033	4,812
20	14,32	13,13	12,09	11,16	10,34	9,604	8,950	8,365	7,839	7,366	6,938	6,550	6,198	5,877	5,584	5,316	5,070	4,843

Таблица П.6.11 – Значения расчетного множителя D_p для воздушных линий напряжением 35 кВ и выше на стальных опорах

E / Тр	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0.11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0.2
2	0,102	0,110	0,119	0,127	0,135	0,143	0,151	0,159	0,166	0,174	0,181	0,188	0,195	0,202	0,209	0,216	0,222	0,229
3	0,19	0,21	0,22	0,24	0,25	0,27	0,28	0,29	0,31	0,32	0,33	0,34	0,35	0,36	0,38	0,39	0,40	0,41
4	0,29	0,31	0,33	0,35	0,36	0,38	0,40	0,41	0,43	0,45	0,46	0,47	0,49	0,50	0,51	0,53	0,54	0,55
5	0,37	0,40	0,42	0,44	0,46	0,48	0,50	0,52	0,54	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,65	0,66
6	0,46	0,48	0,51	0,53	0,55	0,57	0,59	0,61	0,63	0,65	0,66	0,68	0,69	0,70	0,72	0,73	0,74	0,75
7	0,54	0,56	0,59	0,61	0,63	0,65	0,67	0,69	0,71	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82
8	0,61	0,64	0,66	0,69	0,71	0,73	0,74	0,76	0,78	0,79	0,80	0,82	0,83	0,84	0,85	0,86	0,87	0,88
9	0,68	0,71	0,73	0,75	0,77	0,79	0,81	0,82	0,83	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,90	0,91	0,92
10	0,75	0,77	0,79	0,81	0,83	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,93	0,94	0,95	0,95
11	0,82	0,84	0,85	0,87	0,88	0,89	0,91	0,92	0,93	0,93	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,97	0,98
12	0,88	0,89	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,95	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99
13	0,93	0,95	0,96	0,96	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01
14	0,99	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
15	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
16	1,09	1,08	1,08	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03
17	1,10	1,09	1,08	1,08	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
18	1,10	1,09	1,09	1,08	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
19	1,11	1,10	1,09	1,08	1,08	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
20	1,11	1,10	1,09	1,08	1,08	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03

Таблица П.6.12 – Значения расчетного множителя D_p для воздушных линий напряжением 35 кВ и выше на железобетонных опорах

Тр \ E	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,085	0,094	0,103	0,111	0,120	0,128	0,136	0,144	0,151	0,159	0,166	0,174	0,181	0,188	0,195	0,202	0,208	0,215
3	0,167	0,183	0,199	0,214	0,228	0,243	0,257	0,270	0,283	0,296	0,309	0,321	0,332	0,344	0,355	0,366	0,377	0,387
4	0,245	0,267	0,288	0,308	0,327	0,346	0,364	0,381	0,398	0,414	0,430	0,445	0,459	0,473	0,487	0,500	0,513	0,525
5	0,319	0,345	0,370	0,394	0,417	0,438	0,459	0,479	0,498	0,516	0,533	0,550	0,565	0,581	0,595	0,609	0,622	0,635
6	0,390	0,419	0,447	0,473	0,498	0,522	0,544	0,565	0,584	0,603	0,621	0,638	0,654	0,669	0,684	0,697	0,710	0,723
7	0,457	0,489	0,518	0,546	0,572	0,596	0,619	0,640	0,660	0,678	0,696	0,712	0,728	0,742	0,756	0,769	0,781	0,792
8	0,521	0,554	0,584	0,612	0,638	0,662	0,685	0,705	0,725	0,742	0,759	0,775	0,789	0,802	0,815	0,826	0,837	0,847
9	0,583	0,615	0,646	0,673	0,699	0,722	0,743	0,763	0,781	0,797	0,813	0,827	0,840	0,852	0,863	0,873	0,882	0,891
10	0,641	0,673	0,702	0,729	0,753	0,775	0,795	0,813	0,829	0,844	0,858	0,870	0,882	0,892	0,902	0,910	0,918	0,926
11	0,696	0,727	0,755	0,780	0,802	0,822	0,840	0,856	0,871	0,884	0,896	0,907	0,917	0,925	0,933	0,940	0,947	0,953
12	0,749	0,778	0,803	0,826	0,846	0,864	0,880	0,894	0,907	0,918	0,928	0,937	0,945	0,952	0,959	0,964	0,969	0,974
13	0,799	0,825	0,848	0,868	0,886	0,901	0,915	0,927	0,938	0,947	0,955	0,962	0,969	0,974	0,979	0,983	0,987	0,991
14	0,847	0,870	0,890	0,907	0,922	0,935	0,946	0,955	0,964	0,971	0,978	0,983	0,988	0,992	0,995	0,999	1,001	1,004
15	0,892	0,911	0,928	0,942	0,954	0,964	0,973	0,980	0,986	0,992	0,996	1,000	1,003	1,006	1,009	1,010	1,012	1,014
16	0,935	0,950	0,963	0,973	0,982	0,990	0,996	1,001	1,005	1,009	1,012	1,014	1,016	1,018	1,019	1,020	1,021	1,021
17	0,976	0,986	0,995	1,002	1,008	1,012	1,016	1,019	1,021	1,023	1,025	1,026	1,026	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027
18	1,015	1,020	1,025	1,028	1,031	1,032	1,034	1,034	1,035	1,035	1,035	1,035	1,034	1,034	1,033	1,033	1,032	1,031
19	1,051	1,052	1,052	1,052	1,051	1,050	1,049	1,048	1,046	1,045	1,044	1,042	1,041	1,040	1,038	1,037	1,036	1,035
20	1,086	1,081	1,077	1,073	1,069	1,065	1,062	1,059	1,056	1,053	1,051	1,048	1,046	1,044	1,042	1,040	1,039	1,037

Таблица П.6.13 – Значения расчетного множителя D_p для силового электрооборудования и коммутационной аппаратуры подстанций при высшем напряжением до 150 кВ

E / Тр	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	0,135	0,143	0,151	0,159	0,167	0,175	0,183	0,190	0,197	0,204	0,212	0,218	0,225	0,232	0,238	0,245	0,251	0,258
3	0,265	0,279	0,293	0,307	0,321	0,334	0,346	0,359	0,371	0,382	0,394	0,405	0,415	0,426	0,436	0,446	0,456	0,465
4	0,389	0,408	0,426	0,444	0,461	0,477	0,493	0,508	0,523	0,537	0,550	0,563	0,576	0,588	0,600	0,611	0,622	0,632
5	0,509	0,530	0,551	0,571	0,590	0,607	0,624	0,641	0,656	0,671	0,685	0,698	0,711	0,723	0,735	0,746	0,757	0,767
6	0,623	0,646	0,668	0,688	0,707	0,725	0,742	0,758	0,773	0,787	0,800	0,813	0,825	0,836	0,847	0,857	0,866	0,875
7	0,733	0,756	0,777	0,797	0,815	0,832	0,847	0,862	0,875	0,888	0,900	0,911	0,921	0,930	0,939	0,947	0,955	0,962
8	0,839	0,860	0,879	0,897	0,913	0,928	0,941	0,954	0,965	0,975	0,985	0,993	1,001	1,008	1,015	1,021	1,026	1,031
9	0,941	0,959	0,975	0,990	1,003	1,015	1,025	1,035	1,043	1,051	1,057	1,063	1,069	1,073	1,077	1,081	1,084	1,087
10	1,038	1,052	1,065	1,076	1,085	1,093	1,100	1,107	1,112	1,116	1,120	1,123	1,125	1,127	1,129	1,130	1,131	1,131
11	1,131	1,141	1,149	1,155	1,160	1,164	1,167	1,170	1,171	1,172	1,173	1,173	1,173	1,172	1,171	1,170	1,168	1,167
12	1,221	1,225	1,227	1,228	1,229	1,228	1,227	1,225	1,223	1,221	1,218	1,215	1,212	1,209	1,205	1,202	1,198	1,195
13	1,307	1,304	1,300	1,296	1,291	1,286	1,280	1,275	1,269	1,263	1,257	1,251	1,245	1,239	1,234	1,228	1,222	1,217
14	1,389	1,379	1,369	1,358	1,348	1,338	1,328	1,318	1,308	1,299	1,290	1,281	1,273	1,264	1,257	1,249	1,242	1,235
15	1,468	1,450	1,432	1,416	1,400	1,384	1,370	1,356	1,342	1,330	1,318	1,306	1,295	1,285	1,275	1,266	1,257	1,249
16	1,544	1,517	1,492	1,469	1,447	1,426	1,407	1,389	1,372	1,356	1,341	1,327	1,314	1,302	1,290	1,280	1,269	1,260
17	1,616	1,581	1,548	1,518	1,490	1,464	1,440	1,418	1,398	1,379	1,361	1,345	1,330	1,316	1,303	1,290	1,279	1,268
18	1,686	1,641	1,600	1,562	1,529	1,498	1,469	1,444	1,420	1,398	1,378	1,360	1,343	1,327	1,313	1,299	1,287	1,275
19	1,753	1,698	1,648	1,604	1,564	1,528	1,495	1,466	1,439	1,415	1,392	1,372	1,353	1,336	1,321	1,306	1,293	1,280
20	1,817	1,751	1,693	1,642	1,596	1,555	1,518	1,485	1,456	1,429	1,404	1,382	1,362	1,344	1,327	1,312	1,297	1,284

Таблица П.6.14 – Значения расчетного множителя D_p для силового электрооборудования и коммутационной аппаратуры

E / Тр	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2
2	11,125	0,134	0,142	0,150	0,158	0,166	0,173	0,181	0,188	0,196	0,203	0,210	0,217	0,223	0,230	0,236	0,243	0,249
3	0,245	0,260	0,275	0,289	0,302	0,316	0,329	0,341	0,353	0,365	0,377	0,388	0,399	0,410	0,420	0,430	0,440	0,450
4	0,361	0,380	0,399	0,417	0,435	0,452	0,468	0,483	0,498	0,513	0,527	0,540	0,553	0,565	0,578	0,589	0,600	0,611
5	0,471	0,494	0,516	0,536	0,556	0,574	0,592	0,609	0,625	0,640	0,655	0,669	0,682	0,695	0,707	0,719	0,730	0,741
6	0,577	0,602	0,624	0,646	0,666	0,685	0,703	0,720	0,736	0,751	0,765	0,779	0,791	0,803	0,815	0,825	0,836	0,845
7	0,679	0,704	0,726	0,747	0,767	0,785	0,802	0,818	0,833	0,847	0,860	0,872	0,883	0,893	0,903	0,912	0,921	0,929
8	0,777	0,800	0,822	0,841	0,859	0,876	0,891	0,905	0,918	0,930	0,940	0,950	0,960	0,968	0,976	0,983	0,989	0,995
9	0,870	0,891	0,911	0,928	0,943	0,957	0,970	0,982	0,992	1,001	1,009	1,017	1,024	1,030	1,035	1,040	1,045	1,048
10	0,960	0,978	0,994	1,008	1,020	1,031	1,041	1,049	1,056	1,063	1,068	1,073	1,077	1,081	1,084	1,087	1,089	1,091
11	1,046	1,060	1,071	1,081	1,090	1,097	1,103	1,108	1,112	1,116	1,119	1,121	1,122	1,123	1,124	1,125	1,125	1,125
12	1,128	1,137	1,144	1,149	1,154	1,157	1,159	1,161	1,161	1,162	1,161	1,161	1,160	1,158	1,157	1,155	1,153	1,151
13	1,207	1,210	1,212	1,212	1,212	1,210	1,209	1,206	1,204	1,201	1,198	1,194	1,191	1,187	1,184	1,180	1,176	1,173
14	1,283	1,279	1,275	1,270	1,264	1,259	1,253	1,247	1,241	1,235	1,229	1,223	1,217	1,211	1,205	1,200	1,195	1,189
15	1,355	1,344	1,334	1,323	1,312	1,302	1,292	1,282	1,273	1,263	1,255	1,246	1,238	1,230	1,223	1,216	1,209	1,203
16	1,424	1,406	1,388	1,372	1,356	1,341	1,326	1,313	1,300	1,288	1,277	1,266	1,256	1,246	1,237	1,229	1,221	1,213
17	1,491	1,464	1,439	1,416	1,395	1,375	1,357	1,340	1,324	1,309	1,295	1,282	1,270	1,259	1,249	1,239	1,230	1,221
18	1,554	1,519	1,487	1,458	1,431	1,406	1,384	1,363	1,344	1,327	1,311	1,296	1,282	1,270	1,258	1,247	1,237	1,227
19	1,615	1,571	1,531	1,496	1,463	1,434	1,408	1,384	1,362	1,342	1,324	1,307	1,292	1,278	1,265	1,253	1,242	1,232
20	1,673	1,620	1,572	1,530	1,493	1,459	1,429	1,402	1,377	1,355	1,335	1,317	1,300	1,285	1,271	1,258	1,247	1,236

Краткая инструкция по использованию программного комплекса RastrWin при выполнении курсового проекта

Программный комплекс RastrWin разработан на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского государственного технического университета (УГТУ-УПИ) и предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Предельный объем схемы полной версии программы – 32000 узлов. Студенческая версия RastrWin, которая может быть использована только в целях обучения, является бесплатной и позволяет пользоваться всеми функциями программы при расчете электрических сетей объемом до 60 узлов.

Начало работы с RastrWin. После запуска программы RastrWin открывается окно Рабочей области, на котором в отдельных окнах отображается содержимое загруженных файлов (таблицы режимов, графика и т.д.). Для загрузки в *Рабочую область* существующего на диске файла режима сети необходимо выполнить команду *Загрузить...* в пункте *Файлы* главного меню программы и выбрать нужный файл с расширением rg2.

Перед вводом новой схемы нужно выполнить команду *Новый* в пункте *Файлы* главного меню и отметить галочкой тип файла *режим.rg2 (Файл-Новый-режим.rg2*). После этого целесообразно сразу сохранить вновь созданный файл режима (*Файлы-Сохранить как...*). После сохранения файла режима нужно открыть два окна, содержащие пустые таблицы для ввода информации об узлах и ветвях сети (*Открыть-Узлы-Узлы* и *Открыть-Ветви-Ветви*).

Открытые таблицы *Узлы* и *Ветви* содержат столбцы и строки, в которые заносится информация об узлах и ветвях. Каждый столбец (поле) соответствует определенному виду данных (название, номинальное напряжение, сопротивления и т.д.), а каждая строка является записью (набором данных) для каждого узла или ветви.

Для добавления в таблицу строк, их удаления и дублирования, необходимо использовать команды *Вставить, Добавить, Удалить, Дублировать* в верху окна каждой таблицы (добавление происходит в конец таблицы, а вставка – перед выделенной строкой). Перемещаться по столбцам и строкам таблиц можно с помощью мыши и соответствующих клавиш клавиатуры, а переключаться между режимами просмотра и редактирования таблицы – щелчком мыши на выделенной ячейке, клавишами *Enter* и *F2*.

Настройка рабочей области программы. Заголовки столбцов таблиц содержат названия данных, которые необходимо занести в соответствующее поле (исходные данные), либо которые будут определены в процессе расчета режима сети (расчетные данные). Некоторые из нужных/ненужных столбцов данных могут отсутствовать/присутствовать в таблицах, что зависит от настроек программы. Сделать видимыми или скрыть столбцы с необходимой информацией (исходной либо расчетной) на время текущего сеанса работы с данным файлом можно с помощью команд *Скрыть, Выбор колонок* в меню, вызываемое нажатием правой кнопки мыши на заголовке соответствующего столбца.

Ширину столбцов в таблицах и точность вывода числовой информации в полях можно менять с помощью полей *Ширина* и *Точность* диалогового окна, появляющегося после нажатия правой кнопкой мыши на заголовке нужного столбца и последующего выбора пункта меню с названием столбца (первый пункт меню). При этом менять *Заголовок* и *Описание* столбца данных нежелательно.

Изменять ширину столбцов на время данного сеанса работы с загруженным файлом можно также с помощью мыши, изменяя границы столбца в области его заголовка. Однако эта операция не позволит сохранить проведенные изменения после выхода из программы или открытия нового файла.

Быстрым двойным нажатием левой кнопки мыши на заголовке столбца информацию в столбцах можно сортировать по возрастанию или убыванию. Переместить столбец таблицы позволяет повторное нажатие левой кнопкой мыши на его заголовке с последующим ее удержанием.

Чтобы изменения в настройках не исчезли после открытия другого файла

или выхода из программы, необходимо их сохранить.

Для сохранения добавленных или удаленных из таблиц столбцов нужно после нажатия правой кнопки мыши на заголовке любого столбца выбрать пункт меню *Запомнить* и нажать *ОК*, затем выполнить команду *Файлы-Настройки программы-Формы*, в диалоговом окне *Формы* из списка *Форма* выбрать название таблицы (*Узлы* или *Ветви*), последовательно нажать *Применить* и *Сохранить* и при всех выбранных галочках в появившемся окне нажать *ОК*, после чего нажать *Закрыть*.

Если необходимо сохранить ширину столбцов и точность вывода данных, нужно выполнить команду *Сохранить шаблон* в пункте *Файлы* главного меню.

Занесение в программу информации об узлах и ветвях. Ввод схемы сети рекомендуется начинать с данных по узлам. Минимально необходимым набором информации при выполнении курсового проекта для каждого узла сети является:

S – состояние узла (включен/отключен); во включенном состоянии узла поле является пустым;

Тип – тип узла (База, Нагр, Ген+, Ген-) определяется программой автоматически, за исключением базисного (балансирующего) узла, в качестве которого необходимо задать шины источника питания, выбрав в данной ячейке вариант *База*;

Номер – номер узла в соответствии со схемой замещения сети;

Название – название узла (необязательно);

U_ном – номинальное напряжение узла, [кВ];

P_н, Q_н – активная и реактивная мощности нагрузки в узле, [МВт] и [Мвар];

V – расчетный модуль напряжения в узле; задается только для базисного (балансирующего) узла, для остальных узлов рассчитывается программой, [кВ]; /.

Delta – расчетный угол напряжения в узле; задается только для базисного (балансирующего) узла (по умолчанию 0), для остальных узлов рассчитывается программой, [град].

Поля остальных столбцов необходимо оставить пустыми.

Основными полями, в которые заносятся минимально необходимые исходные данные по ветвям сети являются:

S – состояние ветви (включена/отключена); во включенном состоянии ветви поле является пустым; ветвь может быть отключена в начале, в конце или с обеих сторон;

Тип – тип ветви (ЛЭП, Тр-р); определяется программой автоматически по значению ячейки, в которую заносится коэффициент трансформации ветви;

N_нач, N_кон – номера узлов, которыми ограничена ветвь; для трансформатора начало ветви N_нач – это обязательно тот узел, к напряжению которого приведены его приведено сопротивление, чаще всего это узел высшего напряжения;

N_n – номер параллельной ветви; задается, если несколько линий или трансформаторов работают параллельно;

R, X — активное и реактивное сопротивления ветви, [Ом];

G, B — суммарные активная и реактивная проводимости ветви, [мкСм]. Для ЛЭП – общая проводимость шунтов П-образной схемы (B<0), для трансформатора – проводимость шунта холостого хода для Г-образной схемы (B>0);

КТ/г – вещественная часть комплексного коэффициента трансформации трансформатора;

P_нач, Q_нач – соответственно активная, реактивная мощности в начале ветви, рассчитываются программой, [МВт], [Мвар].

После занесения исходной информации в таблицы *Узлы* и *Ветви* созданный файл режима необходимо сохранить.

Расчет режима сети. Перед расчетом установившегося режима сети при необходимости нужно настроить параметры расчета, для чего через главное меню программы должна быть открыта таблица *Режим* (*Расчеты-Параметры...-Режим*). Значение параметра *Точность расчета (dP)* (задается в МВт) необходимо корректировать в зависимости от мощностей в узлах сети, поскольку при точности, соизмеримой с нагрузками, результаты расчета могут оказаться

некорректными. Значения остальных параметров из таблицы *Режим* можно оставить принятыми по умолчанию, и изменять в том случае, только если возникли проблемы при расчете режима (некорректно заданы исходные данные, режим расходится и т.п.).

Расчет режима сети производится после выполнения команды *Расчеты-Режим* или нажатия клавиши *F5*.

При аварийном завершении расчета (режим разошелся) в появившемся окне *Протокол* с постадийным описанием итерационного процесса будет содержаться краткое описание ошибки, отмеченное красным значком. Кроме того, в данном случае программа автоматически может произвести изменения в таблицах *Узлы* и *Ветви* (отключить некоторые узлы или ветви), которые необходимо устранить после исправления ошибок, приведших к аварийному завершению расчета. После коррекции исходных данных и/или настроек программы расчет режима нужно повторить.

Если расчет завершился успешно (режим сошелся), в окне *Протокол* не будет сообщений об ошибках. Значение поля *Max. неб*. в последней строке таблицы сходимости окна *Протокол* не должно быть выше значения параметра *Точность расчета (dP)* в таблице *Режим*.

Результаты расчета режима выводятся в таблице *Узлы* в полях *V* и *Delta* и в таблице *Ветви* в полях *P_нач*, *Q _нач*.

Печать результатов расчета. Чтобы распечатать результаты расчета режима сети, отображенные в таблицах *Узлы* и *Ветви*, необходимо сделать активным соответствующее окно, в диалоговом окне *Параметры страницы* (*Файлы-Настройка принтера...*) выбрать размер бумаги А4 и альбомную ориентацию страницы, после чего выполнить команду *Файлы-Печать...*, в открывшемся окне выбрать нужный принтер и нажать *ОК*.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
1			База	999		117,7		1			86,2	31,1	117,70	
2			Нагр	1		110,0		1					116,90	-0,33
3			Нагр	2		110,0		1					115,12	-1,70
4			Нагр	3		110,0		1					114,07	-2,34
5			Нагр	4		110,0		1					117,24	-0,20
6			Нагр	5		110,0		1					116,19	-1,02
7			Нагр	11		10,0		1	16,00	6,79			10,93	-3,26
8			Нагр	22		10,0		1	16,00	5,28			10,81	-4,72
9			Нагр	33		10,0		1	26,00	10,27			10,10	-5,57
10			Нагр	44		10,0		1	14,00	5,24			10,87	-4,31
11			Нагр	55		10,0		1	13,00	3,80			10,86	-4,89

Рисунок П.7.1 – Данные окна «Узлы» в режиме максимальной нагрузки

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
1			База	999		113,3		1			68,9	32,9	113,30	
2			Нагр	1		110,0		1					112,52	-0,26
3			Нагр	2		110,0		1					110,63	-1,39
4			Нагр	3		110,0		1					109,99	-1,98
5			Нагр	4		110,0		1					112,84	-0,15
6			Нагр	5		110,0		1					111,98	-0,87
7			Нагр	11		10,0		1	12,80	7,59			10,48	-2,77
8			Нагр	22		10,0		1	12,80	9,26			10,22	-3,99
9			Нагр	33		10,0		1	20,80	8,22			9,78	-4,74
10			Нагр	44		10,0		1	11,20	6,35			10,38	-3,69
11			Нагр	55		10,0		1	10,40	3,04			10,51	-4,19

Рисунок П.7.2 – Данные окна «Узлы» в режиме минимальных нагрузок

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
1			База	999		118,8		1			87,9	40,3	118,80	
2			Нагр	1		110,0		1					117,15	-0,65
3			Нагр	2		110,0		1					112,62	-3,60
4			Нагр	3		110,0		1					108,46	-6,24
5			Нагр	4		110,0		1					117,87	-0,38
6			Нагр	5		110,0		1					106,79	-7,52
7			Нагр	11		10,0		1	16,00	6,79			10,95	-3,56
8			Нагр	22		10,0		1	16,00	5,28			10,56	-6,75
9			Нагр	33		10,0		1	26,00	10,27			9,57	-9,82
10			Нагр	44		10,0		1	14,00	5,24			10,93	-4,45
11			Нагр	55		10,0		1	13,00	3,80			9,93	-12,13

Рисунок П.7.3 – Данные окна «Узлы» в послеаварийном режиме

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1	1	1,27	1,08	0,77	0,31	0,19	0,00	0,19	

Рисунок П.7.4 – Данные окна «Районы+Потери» в режиме максимальной нагрузки

Приложение 8

Таблица П.8.1 – Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм2	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт.ч/км в год, в регионе						
		1	2	3	4	5	6	7
750-5х240	1200	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4х600	2400	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3х400	1200	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500-8х300	2400	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330-2х400	800	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1х300	300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1х300	300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1х300	300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1х300	300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
220-3х500	1500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154-1х185	185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1х185	185	5,2	4,6	4,0	3,6	3,4	2,9	4,2
110ст-1х120	120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1х120	120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1х120	120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1х120	120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74

Примечания

1. Значения потерь соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент к=366/365.
2. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.

Таблица П.8.2 – Распределение субъектов Российской Федерации по регионам

Nрегиона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха (Якутия), Хабаровский край Области: Камчатская, Магаданская, Сахалинская.
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия-Алания, Чеченская Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкортостан Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия, Алтай Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Приложение 9

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой ЭиЭЭО

_____

«__»_____20___г.

Факультет_____
Кафедра _____
Направление Электроэнергетика и электротехника

ЗАДАНИЕ
по курсовому проектированию
по дисциплине «Электрические системы и сети»
Студента 3 курса _____группы

ФИО

1. Тема работы **Проектирование районной электрической сети**

2. Цель: *Формирование знаний в области проектирования электрических сетей*

3. Задачи: *Изучение технико-экономических основ проектирования электрических сетей; освоение подходов к выбору схем построения сети; изучение критериев и алгоритмов выбора оптимального варианта схемы сети; освоение методик выбора сечения проводов и кабелей в сетях; изучение основ расчета режимов электрических сетей при помощи ЭВМ*.

4. Перечень подлежащих разработке вопросов: *Определить время наибольшей нагрузки, баланс активной мощности. Произвести выбор компенсирующих устройств. Предложить 9 вариантов схемы электрической сети и произвести их предварительное сравнение по его результатам отобрать 3 варианта. Выбрать напряжение проектируемой сети. Выбрать сечение ВЛ для отобранных вариантов, проверить по условиям технических ограничений. Выбрать число и мощность трансформаторов на подстанциях. Провести технико-экономическое сравнение вариантов схем электрической сети. Для выбранного варианта схемы сети произвести расчет на ЭВМ максимального, минимального и послеаварийного режимов. Выбрать регулировочные ответвления РПН трансформаторов. Определить основные технико-экономические показатели спроектированной сети.*

5. Исходные данные

а) Географическое расположение пунктов

Масштаб
В 1 см __км

б) Данные о потребителях электроэнергии

Пункт / Данные	1	2	3	4	5
Наибольшая зимняя нагрузка тыс. кВт					
Коэффициент мощности нагрузки					
Состав потребителей 1к					
по категориям, % 2к.					
3к					
Допускаемые отклонения напряжения					
Номинальные напряжения вторичной сети, кВ					

Напряжение на шинах ИП при наибольших нагрузках ___, при наименьших нагрузках ____, при тяжелых авариях в сети _____Uном.
Коэффициент мощности источника питания _____
№ графика нагрузки _____
Количество «зимних» дней в году _____
Район по гололеду _____.

6. Список рекомендуемой литературы

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д. Л. Файбисовича. – 4 -е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов .М. : Энергоатомиздат. 1989.

7. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) – однолинейная схема проектируемого района

8. Контрольные сроки представления отдельных разделов курсового проекта

Раздел	Наименование раздела	Объем в %
1	Определение времени наибольшей нагрузки. Баланс активной мощности. Выбор компенсирующих устройств	10%
2	Формирование вариантов схем электрических сетей	15%
3	Расчет приближенного потокораспределения. Выбор номинального напряжения сети. Выбор сечения линий и его проверка	40%
4	Выбор мощности трансформаторов	5%
5	Технико-экономическое сравнение вариантов	10%
6	Расчет режимов работы электрической сети на ЭВМ. Выбор средств регулирования напряжения	10%
7	Основные технико-экономические показатели спроектированной сети	5%
8	Подготовка отчета и графического материала	5%
9	Получение допуска к защите	–
10	Защита	–

9. Срок защиты студентом курсовой работы «___» _____20___г.

Дата выдачи задания «___» _____20___г.

Руководитель КП

_____ _____ _____
(ученая степень, звание) *(личная подпись)* *(инициалы, фамилия)*

Задание принял к исполнению студент

_____ _____
(личная подпись) *(инициалы, фамилия)*