

1. Характеристика и порядок выбора задания

1.1 Характеристика задания

Заданием предусмотрено выполнение курсовой работы на тему «Разработка проекта электрической сети района». Необходимо произвести электроснабжение расположенных в 6 пунктах потребителей от крупного источника электроэнергии. Четыре потребителя характеризуются достаточно большой мощностью, соответствующей необходимости выбора для них районной подстанции или главной понизительной подстанции крупного предприятия. Для этой группы потребителей электроэнергия должна быть преобразована на напряжение 10 кВ. Два потребителя имеют относительно небольшую мощность и расположены недалеко от одного из крупных потребителей. Ими могут быть небольшие промышленные и сельскохозяйственные предприятия, жилые районы и населённые пункты. Электроснабжение этих потребителей предполагается осуществить от подстанций соответствующих крупных потребителей и обеспечить напряжением 380 В.

Содержание проекта включает следующие вопросы:

1. Разработка вариантов конфигураций электрической сети и выбор двух лучших.
2. Ориентировочный выбор компенсирующих устройств.
3. Выбор основных параметров сети: номинального напряжения, трансформаторов, проводов и кабелей.
4. Составление схем электрических соединений подстанций.
5. Технико – экономическое сравнение вариантов.
6. Расчёт режимов лучшего варианта электрической сети.
7. Выбор ответвлений трансформаторов и других средств обеспечения качества напряжения.
8. Технико – экономические показатели спроектированной сети.

1.2 Порядок выбора задания

Исходные данные для курсового проекта приведены в таблицах, представленных ниже. Необходимый вариант выбирается по первым трём буквам фамилии и имени студента и по первой букве отчества.

В таблицах 1.1–1.4 представлена информация о потребителях 1–4: координаты X и Y потребителей по отношению к источнику питания, их

максимальные активные мощности P_m , коэффициенты мощности $\cos \varphi$, время использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ и категории надёжности электроснабжения потребителей.

В таблицах 1.5–1.6 даны координаты X и Y потребителей по отношению к точке их привязки, их максимальные активные мощности P_m , коэффициенты мощности $\cos \varphi$, время использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ и категории надёжности электроснабжения потребителей.

В таблице 1.7 дана исходная информация о потребителях и их расположении: масштаб для потребителей 1–4, доля каждой из нагрузок в минимальном режиме $P_{мин}$ по отношению к максимальному, точка привязки нагрузок 5 и 6, масштаб для потребителей 5 и 6 по отношению к точке привязки.

Таблица 1.1 – Исходные данные о потребителе 1

Параметр	Варианты по буквам алфавита фамилии									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X, мм	-11	-7	8	5	12	23	25	32	34	36
Y, мм	17	16	45	46	49	16	22	21	23	25
P_m , МВт	42	39	54	31	18	58	46	28	17	27
$\cos \varphi$	0,80	0,95	0,90	0,91	0,88	0,85	0,78	0,89	0,95	0,92
$T_{нб}$, ч	5680	5120	4490	5450	4610	3730	3210	3670	4160	3790
Категория	I	I, II	II	III	III	I	I, II	I	I, II	III

Таблица 1.2 – Исходные данные о потребителе 2

Параметр	Варианты по буквам алфавита фамилии									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X, мм	8	-30	14	-20	-23	16	22	35	38	41
Y, мм	16	23	12	24	35	21	26	39	40	34
P_m , МВт	69	78	72	40	47	33	23	16	11	57
$\cos \varphi$	0,78	0,80	0,85	0,91	0,93	0,95	0,95	0,82	0,84	0,83
$T_{нб}$, ч	4220	4890	4380	5270	4650	3530	3790	2520	3160	4880
Категория	I, II	I	I, II	I, II	I	III	III	I	I, II	II

Таблица 1.3 – Исходные данные о потребителе 3

Параметр	Варианты по буквам алфавита фамилии									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X, мм	11	22	9	26	17	30	24	43	27	35
Y, мм	28	0	38	5	35	0	31	0	38	12
P_m , МВт	72	53	44	27	22	41	38	49	66	64
$\cos \varphi$	0,95	0,93	0,91	0,78	0,80	0,84	0,88	0,90	0,85	0,81
$T_{нб}$, ч	5790	5920	6180	2950	3280	3170	3870	4340	4730	5610
Категория	I	II	I, II	III	III	I	I, II	II	I, III	III

Таблица 1.4 – Исходные данные о потребителе 4

Параметр	Варианты по буквам алфавита имени									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X, мм	-13	-12	-26	-38	-20	-7	-4	0	-23	-30
Y, мм	42	24	0	5	6	37	38	23	12	14
P_m , МВт	72	61	58	39	23	16	37	43	28	32
$\cos \varphi$	0,90	0,92	0,95	0,95	0,88	0,84	0,80	0,78	0,83	0,87
$T_{нб}$, ч	5720	4760	5980	4890	5540	4280	3190	3620	3950	4550
Категория	I	I, II	II	III	III	III	I	I, II	II	II

Таблица 1.5 – Исходные данные о потребителе 5

Параметр	Варианты по буквам алфавита имени									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
X, мм	-13	-12	-10	-6	0	2	7	6	8	11
Y, мм	0	15	8	4	6	12	7	5	0	4
P_m , кВт	530	460	648	1130	834	754	327	558	934	438
$\cos \varphi$	0,78	0,80	0,84	0,89	0,92	0,95	0,92	0,95	0,80	0,83
$T_{нб}$, ч	5250	4300	3560	4520	3230	5580	4240	3890	2580	2860
Категория	I	I, II	II	III	I	I, II	II	III	II	III

Таблица 1.6 – Исходные данные о потребителе 6

Параметр	Варианты по буквам алфавита имени									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х

X, мм	-9	-6	-11	-7	-4	0	5	11	10	13
Y, мм	2	0	9	8	16	14	12	13	0	2
P_M , кВт	458	1168	523	544	327	351	431	687	952	385
$\cos \varphi$	0,95	0,92	0,90	0,93	0,88	0,86	0,84	0,82	0,80	0,79
$T_{нб}$, ч	5020	5360	5290	2950	3390	2550	4170	4240	5180	3560
Категория	III	II	II, I	I	I	I, II	II	III	II	III

Таблица 1.7 – Исходные данные о потребителях

Характеристика потребителей	Варианты по буквам алфавита отчества									
	А, Ц, Я	Б, Э, Ю	В, З, Ч	Ж, М, Ш	Д, Н, Щ	Е, О, П	Л, Р	Г, С	И, Т, Ф	К, У, Х
Масштаб для потребителей 1-4, км/мм	2	1,5	1	2	1,5	1	2	1,5	1	2
Масштаб для потребителей 5 и 6 по отношению к точке привязки, км/мм	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5
Потребитель, к которому привязаны потребители 5 и 6	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
Доля всех нагрузок в минимальном режиме по отношению к максимальной	0,51	0,62	0,54	0,61	0,55	0,57	0,65	0,67	0,56	0,64

2. Объём курсовой работы и требования к его оформлению

Пояснительная записка должна содержать титульный лист, задание на проектирование, введение, освещение всех разделов, заключение, список литературы и оглавление.

Во введении обосновывается тема проекта с точки зрения перспективы развития сетевого строительства в регионе проживания студента. Определяется цель и задача курсового проекта.

В каждом разделе проекта необходимо:

1. Сформулировать задачу, решаемую в разделе.
2. Привести исходные данные и поставленные требования.
3. Привести чертежи и схемы.
4. Описать методику и последовательность решения задачи с приведением расчётных формул.
5. Выполнить расчёты. Повторные аналогичные расчёты свести в таблицы.
6. Привести краткий анализ полученных результатов. Сделать выводы.

Заключение должно обобщать основные результаты, полученные в каждом разделе.

На первом листе графической части приводятся варианты конфигурации нескольких предварительно рассмотренных схем проектируемой электрической сети с указанием на них категорий потребителей, активной мощности потребителей P_m (МВт), протяжённость участков линии (км), суммарной длины линий (км) каждого варианта и принятые обозначения. Также приводятся две принципиальные схемы электрических соединений двух лучших вариантов проектируемой сети – радиальной и смешанной (с наличием замкнутых участков). На схемах указывают марки проводов, длины участков сети, количество, тип и мощности выбранных трансформаторов на каждой подстанции, напряжение распределительных устройств высокого, среднего и низшего напряжений, места подключения компенсирующих устройств и их типы.

На втором листе приводится режимная схема лучшего варианта электрической сети с данными расчётов режимов сети: максимального, минимального и послеаварийного – потоков мощности в начале и конце каждого участка, напряжения в узлах, значения выбранных ответвлений на трансформаторах, действительные напряжения на шинах потребителей для всех расчётных режимов.

3. Указания по выполнению курсовой работы

3.1 Разработка вариантов конфигурации и выбор номинального напряжения сети

Разработка схем электрических сетей производится совместно с построением конфигурации сети и выбором её номинального напряжения. Многообразие условий, связанных с взаимным размещением нагрузок и источников питания, их географическим расположением приводит к

большому количеству конфигураций и схем электрической сети, которые отличаются различными свойствами и технико – экономическими показателями.

При разработке вариантов конфигурации сети необходимо учитывать следующие основные требования:

1. Обеспечение необходимой надёжности электроснабжения потребителей электрической энергии.
2. Обеспечение нормируемого качества электроэнергии потребителей как в нормальных, так и в послеаварийных режимах.
3. Обеспечение гибкости сети. При этом передача мощности должна осуществляться в различных режимах, в том числе ремонтных и послеаварийных.
4. Схемы должны позволять построение сетей из унифицированных элементов (линий и подстанций).

По заданным координатам расположения источника питания и нагрузок составляется топологическая схема их размещения. На схему наносят максимальные нагрузки потребителей и отмечают категории потребителей электроэнергии. В принятом масштабе на топологическую схему наносят расстояния между узлами проектируемой сети. После этого приступают к разработке вариантов схемы сети.

При выборе количества линий можно исходить из следующего. Электроснабжение потребителей I категории должно осуществляться не менее чем по двум отдельным линиям. Электроснабжение потребителей II категории относительно небольшой мощности возможно по двухцепной линии, а III категории по одной линии.

При построении конфигурации можно рекомендовать следующее:

- целесообразно выделить подстанции, потребители которых требуют 100 % резерва по сети и рассмотреть выполнение этого требования;
- замкнутой сетью целесообразно связывать потребители примерно одинаковой мощности;
- по возможности необходимо исключить потоки мощности к источнику питания;
- не следует допускать малозагруженных линий в замкнутых сетях;

– необходимо стремиться к передаче электроэнергии потребителям по кратчайшему пути.

В результате должно быть разработано не менее трёх вариантов радиальных схем и столько же замкнутых и смешанных.

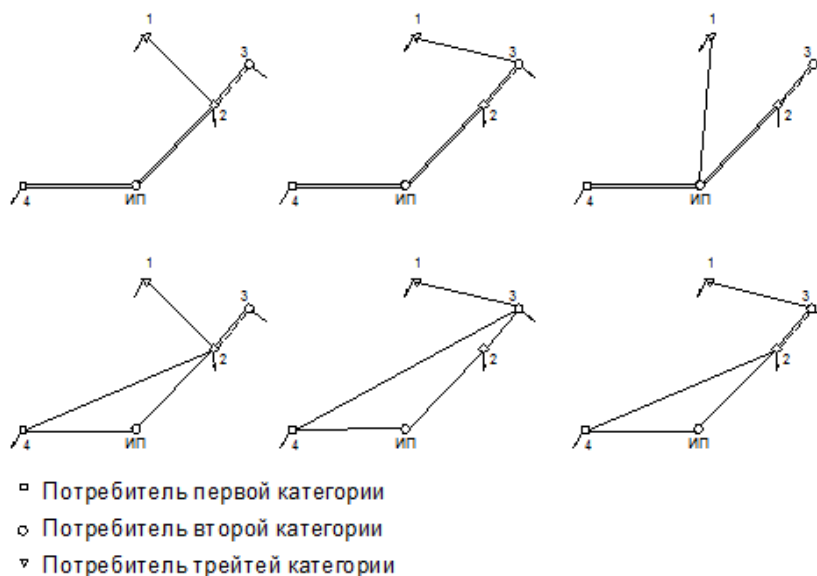


Рисунок 1 - Варианты конфигурации электрической сети

В качестве критерия сопоставления вариантов сети на данном этапе проектирования рекомендуется использовать суммарную длину линий. Длины двухцепных линий при этом умножаются на 1,5; во столько раз дороже двухцепная линия по сравнению с одноцепной.

Из каждой группы схем на основе сравнения по длинам надо выбрать по одной лучшей для дальнейшего расчёта. Так как это ориентировочный отбор вариантов, то не исключается замена их другими, если в дальнейшем возникнут трудности с выбором трансформаторов, сечений проводников или обеспечением качества напряжения.

Номинальное напряжение – это основной параметр сети, определяющий габаритные размеры линий, трансформаторов, подстанций. Номинальное напряжение сети должно соответствовать характерной для данной энергосистемы системе номинальных напряжений. В энергосистемах СНГ применяются две системы номинальных напряжений: 10(6)–110–330–750 кВ и 10(6)–35–110–220–500 кВ. Номинальное напряжение 150 кВ для вновь проектируемых сетей использовать нежелательно.

Для предварительного выбора номинального напряжения сети учитывают его связь с передаваемой мощностью и длиной. Активные

мощности на каждом участке сети можно найти без учёта потерь. В случае расчёта замкнутой сети она принимается за однородную.

Номинальное напряжение U_n участков можно наметить:

– по эмпирической формуле Г.А. Илларионова

$$U_n = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, [\text{kВ}]$$

где L – длина линии, км,

P – передаваемая мощность, МВт.

– по экономическим областям номинальных напряжений [2, с.259].

Полученные напряжения необходимо уточнить, для чего принимается во внимание:

- недопустимость применения большого ряда разных напряжений;
- необходимость использования одного напряжения на всех участках замкнутой части сети;

Обеспечение качества напряжения, как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Результаты выбора номинального напряжения по каждому варианту целесообразно свести в таблицу.

Таблица 3.1 – Результаты выбора номинального напряжения участков сети

Участок сети	Длина линии L, км	Передаваемая мощность, МВт	Номинальное напряжение, кВ по		Выбранное напряжение, кВ
			формуле Илларионова	экономическим областям	

3.2 Ориентировочный выбор компенсирующих устройств

Выбор компенсирующих устройств представляет собой довольно сложную задачу. При выполнении курсовой работы решим её упрощённо.

Компенсирующие устройства (батареи конденсаторов и синхронные компенсаторы) должны обеспечить снижение потребляемой из электрической сети реактивной мощности. При этом предлагается исходить

из равенства коэффициентов реактивной мощности на шинах вторичного напряжения подстанции без учёта её потребления линиями и трансформаторами.

Необходимая величина компенсируемой реактивной мощности Q_k :

$$Q_k = P_m (tg \varphi - tg \varphi_{жс}), [MVar]$$

где P_m – максимальная активная мощность нагрузки подстанции, МВт;

$tg \varphi$ – естественный коэффициент реактивной мощности нагрузки подстанции;

$tg \varphi_{жс}$ – желаемый коэффициент реактивной мощности нагрузки подстанции.

При выборе типа и количества компенсирующих устройств необходимо учитывать количество и тип трансформаторов на подстанциях. Так, если на подстанции необходима установка двух трансформаторов, то мощность компенсирующих устройств должна быть разделена на каждый из них и на каждую обмотку низшего напряжения. При этом предпочтение следует отдавать комплектным конденсаторным установкам и только при большой мощности – синхронным компенсаторам.

Результаты выбора компенсирующих устройств необходимо свести в таблицу.

Таблица 3.2 – Результаты выбора компенсирующих устройств подстанций

Номер подстанции	P_m , МВт	$tg \varphi$	$tg \varphi_{жс}$	Q_k , МВАр	Q_{KV} , МВАр	Количество и тип компенсирующих устройств

Весь дальнейший расчёт следует вести с учётом работы компенсирующих устройств реактивной мощности. Результаты перерасчёта мощностей подстанций с учётом компенсации реактивной мощности сведём в таблицу.

Таблица 3.3 – Результаты перерасчёта мощностей подстанций с учётом компенсирующих устройств

Номер подстанции	Нагрузка подстанции до установки КУ \underline{S}_M , МВА	Мощность КУ Q_{KV} , МВАр	Нагрузка подстанции после установки КУ \underline{S}_M , МВА

3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях

Выбор числа трансформаторов главным образом зависит от требований к надёжности электроснабжения потребителей. На понижающих подстанциях устанавливают, как правило, два трансформатора. Установка более двух трансформаторов принимается на основе технико – экономических обоснований. Это могут быть подстанции, где требуются два средних напряжения, а также подстанции промышленных предприятий с высокой плотностью нагрузки или, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки.

Применение подстанций с одним трансформатором допускается при условии обеспечения резервирования питания потребителей по сетям вторичного напряжения от соседних подстанций.

Допускается питание электроприёмников II и III категории от одного трансформатора при наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 24 ч. При этом необходимо учитывать габариты трансформатора, время и пути доставки его к месту установки, сложность настройки релейной защиты трансформатора.

На всех подстанциях с высшим напряжением 35 кВ и более должны применяться трансформаторы, оборудованные устройствами РПН.

Основой для выбора мощности трансформаторов являются допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки силовых масляных трансформаторов. В учебном проектировании, в связи с отсутствием графиков нагрузки проектируемых подстанций, выбор мощности трансформаторов произведём упрощённо.

Мощность однотрансформаторной подстанции S_T определим максимальной загрузкой трансформатора в нормальном режиме работы:

$$S_T \leq S_{нб}$$

где $S_{нб}$ – наибольшая мощность подстанции.

Для двухтрансформаторных подстанций мощность каждого трансформатора выбирается исходя из условия, учитывающего допускаемую в течение не более 5 суток перегрузку в 40% на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки:

$$S_T \geq \frac{S_{нб}}{1,4}.$$

То есть коэффициент загрузки K_z трансформатора в нормальном режиме работы не должен превышать 0,7, а в послеаварийном 1,4.

Выбор мощности автотрансформаторов производится согласно ТУ № 3411-001-498-90-270-2005. В соответствии с ТУ в аварийных случаях автотрансформаторы допускают перегрузку в 1,2 номинальной мощности. Перегрузка допускается на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 ч. в сутки при условии, что предшествующая нагрузка составляла не более 0,7 номинального значения и температура охлаждающего воздуха во время перегрузки 25 °С. Поэтому для двухтрансформаторной подстанции при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого автотрансформатора:

$$S_T \geq \frac{S_{нб}}{1,2}.$$

При выборе мощности трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов необходимо выполнять проверку по нагрузочной способности для каждой обмотки.

Результаты выбора трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях сведём в таблицу.

Таблица 3.4 – Результаты выбора трансформаторов

Номер подстанции	$S_{нб}$, МВА	Категория потребителей	Число трансформаторов	S_T , МВА	Марка трансформаторов	$K_3^{нор}$	$K_3^{ав}$

Для лучших вариантов схем (радиальной и замкнутой) после выбора компенсирующих устройств, номинальных напряжений и трансформаторов, необходимо составить структурные схемы.

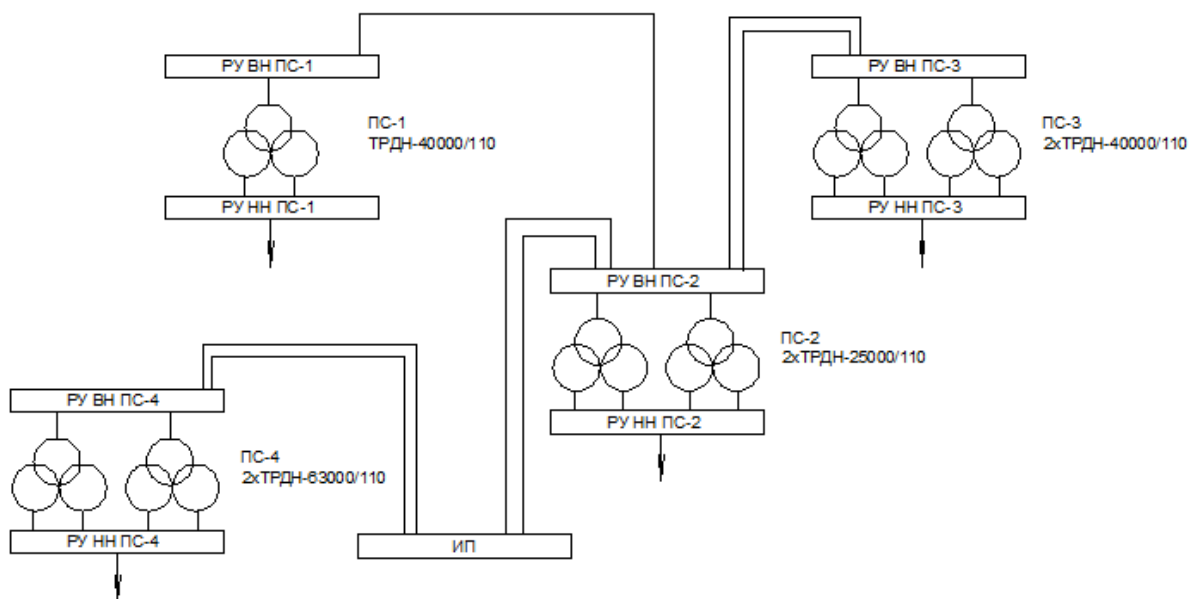


Рисунок 2 - Структурная схема радиальной электрической сети

3.4 Выбор конструктивного исполнения сети и сечений проводников

По конструкции электрические сети делят на воздушные и кабельные. Для передачи электроэнергии на относительно большие расстояния практически используют только воздушные линии. Передача электроэнергии на расстояние от сотен метров до километров может осуществляться как по воздушным, так и по кабельным линиям.

Кабельные линии по сравнению с воздушными имеют ряд преимуществ. В основном они не подвергаются атмосферным воздействиям и поэтому более надёжны в эксплуатации. На ограниченной территории может быть проложено несколько кабельных линий, так как они весьма компактны. Вместе с тем, кабельные линии значительно дороже воздушных.

Они более сложны в эксплуатации, в них труднее найти и устранить повреждение.

Кабельные линии широко применяются для передачи и распределения электроэнергии на территории городов, промышленных предприятий. При этом используются разные кабели и различные способы их прокладки.

Сечения проводов воздушных линий и жил кабелей должны выбираться, прежде всего, по экономическим условиям, которым отвечают методы экономической плотности тока и экономических токовых интервалов.

Сечение проводника F_3 по условию экономической плотности тока определяется выражением:

$$F_3 = \frac{I_{нб}}{j_3}, [\text{мм}^2]$$

где $I_{нб}$ – расчётный ток в режиме наибольших нагрузок при нормальном режиме работы сети, А;

j_3 – нормированная плотность тока, А/мм² [2].

Полученное значение сечения округляется до ближайшего стандартного.

Не подлежат выбору по данному методу:

- проводники до 1 кВ при $T_{нб} \leq 4000...5000$;
- линии, питающие отдельные приёмники напряжением до 1 кВ независимо от $T_{нб}$;
- проводники осветительных сетей;
- проводники временных сетей со сроком службы до 5 лет;
- шины станций и подстанций.

Сечения проводников любого назначения должны удовлетворять требованиям предельно-допустимого нагрева в нормальном и послеаварийном режимах сети.

Условие проверки по нагреву:

$$I_{нб} \leq I_{доп}$$

где $I_{нб}$ – наибольший ток из нормального, послеаварийного режимов, А.

$I_{доп}$ – длительно допустимый ток проводника, А.

При расчёте воздушных линий $I_{доп}$ принимается равным допустимому табличному значению для проводника рассматриваемого сечения. Для кабельных линий допустимый ток определяется по выражению:

$$I_{доп} = I_{доп}^{табл} K_n K_T K_{ав},$$

где $I_{доп}^{табл}$ – допустимый табличный ток для рассматриваемого кабеля;

K_n – поправочный коэффициент, учитывающий число рядом проложенных работающих кабелей;

K_T – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды;

$K_{ав}$ – коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме.

Провода воздушных линий напряжением 110 кВ и выше подлежат проверке по условию короны. Минимальный диаметр проводов ВЛ напряжением 110 кВ – 70 мм², напряжением 220 кВ – 240 мм².

Сечения проводников воздушных и кабельных линий напряжением 10 кВ и ниже подлежат проверке по допустимой потере напряжения, допустимая величина которой для сетей напряжением 6-10 кВ равна 6..8%.

Проверке на термическую стойкость подлежат сечения кабелей и изолированных проводов, т.к. даже относительно кратковременное протекание токов короткого замыкания может вызвать термическое повреждение изоляции.

Минимально допустимое сечение проводника по условию термической стойкости:

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C} ;$$

где $B_k = I_{nc}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$ – термический импульс тока короткого замыкания, кА²с.

I_{nc} – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, А;

$t_{отк}$ – время отключения короткого замыкания, с;

T_a – постоянная апериодической составляющей тока короткого замыкания, с;

C – коэффициент, величина которого зависит от напряжения, материала проводника и изоляции. Для кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми (медными) жилами $C=90(140)$. Для кабелей и проводов с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена $C=97$.

Сечения проводов воздушных линий, в соответствии с [1], должны удовлетворять требованию механической прочности.

Результаты выбора сечений проводов ВЛ и жил КЛ представим в виде таблицы.

Таблица 3.5 – Результаты выбора сечений проводов ВЛ и жил КЛ

Участок сети	$U_n, \text{кВ}$	Ток, А		$j_s, \text{А/мм}^2$	Сечение по условию:			$I_{доп}, \text{А}$	Марка провода, кабеля
		Нормальный режим	Послеаварийный режим		j_s	Нагрева	Короны		

3.5 Составление схем электрических соединений подстанций

К главным схемам электрических соединений подстанций предъявляют следующие основные требования:

- схема должна обеспечивать надёжное питание присоединённых потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки по надёжности электроснабжения;
- схема должна обеспечивать надёжность транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;
- схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать возможность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации средствами автоматики без вмешательства персонала.

Одним из важнейших принципов построения сети, обеспечивающих требования надёжности и минимума приведенных затрат, является унификация конструктивных решений по подстанции. Главная схема электрических соединений подстанций выбирается с использованием типовых схем РУ 35–750 кВ, представленных в [2, рис. 4.8]. Область применения схем представлена в [2, табл. 4.4]. Схемы РУ 6(10) кВ представлены в [2, рис. 4.9].

Для подстанций с высшим напряжением 35–220 кВ освоено заводское изготовление блочных комплектных КТПБ, схемы которых представлены в [2, рис. 4.10, 4.11].

В графической части пояснительной записки проекта необходимо представить схему электрических соединений сети с учётом выбранных схем электрических соединений подстанций.

3.6 Техничо – экономическое сравнение вариантов

Задачей технико – экономического сравнения является выбор наилучшего из двух рассматриваемых вариантов. Критерием этого, в соответствии с [2] является минимум приведенных затрат, определяемых выражением:

$$Z = E_n K + I,$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимаемый равным 0,12;

K – капитальные затраты на сооружение электрической сети;

I – годовые эксплуатационные расходы.

3.6.1 Определение капитальных затрат

В капитальные затраты на сооружение сети входят стоимость линий K_l и подстанций K_n , определяемые по укрупнённым показателям стоимости электрических сетей [2].

Стоимость линий определяется их длиной, номинальным напряжением, материалом и типом опор, сечением проводов и районом по гололёду. Стоимость трансформаторов зависит от их типа, мощности и напряжения. Стоимость элементов, составляющих распределительные устройства (РУ),

определяется схемой РУ. Для упрощения, стоимость РУ напряжением ниже 110 кВ можно не учитывать.

Для уменьшения объёмов расчётов из сравниваемых вариантов можно исключить стоимость абсолютно одинаковых линий и подстанций.

3.6.2 Определение годовых эксплуатационных расходов

В состав годовых эксплуатационных расходов входят соответствующие расходы в линиях I_l и подстанциях I_n . Каждую из этих составляющих находят по выражению:

$$I = I_a + I_э + I_{\Delta W},$$

где I_a – издержки на амортизацию;

$I_э$ – издержки на эксплуатацию;

$I_{\Delta W}$ – затраты на возмещение потерь электроэнергии.

Издержки на амортизацию I_a определяются по норме отчисления на амортизацию от капитальных затрат:

$$I_a = \frac{a_p}{100} K,$$

где a_p – коэффициент амортизации, %, принимаемый по [2, табл. 6,1].

Эксплуатационные издержки $I_э$ определяются по выражению:

$$I_э = \frac{\varepsilon_p}{100} K,$$

где ε_p - отчисления на ремонты и обслуживание элементов электрической сети, %, принимаемый по [2, табл. 6,2].

Затраты на возмещение потерь электроэнергии $I_{\Delta W}$ рассчитываются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot \Pi ,$$

где ΔW – расчётные потери электроэнергии в сети, вызванные вводом объекта;

Π – тариф на электроэнергию.

Результаты расчёта капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов линий и подстанций целесообразно свести в таблицы 3.6 и 3.7. Для дальнейших расчётов необходимо оставить вариант с наименьшими приведенными затратами.

Таблица – 3.6

Определяемый показатель	Участок сети			
	А-1	1-2	2-3	А-4
Номинальное напряжение, кВ				
Марка провода				
Количество линий и длина участка, км				
Стоимость одного километра линии, тыс.руб./км				
Стоимость одного линии, тыс.руб.				
Издержки на амортизацию, тыс.руб.				
Издержки на эксплуатацию, тыс.руб.				
Потери электроэнергии в линии, МВт·ч.				
Стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии				
Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс.руб.				
Годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб.				

Таблица – 3.7

Определяемый показатель	Номер подстанции			
	1	2	3	4
Стоимость трансформаторов, тыс.руб.				
Стоимость ячейки с выключателями, тыс.руб.				
Стоимость компенсирующих устройств, тыс.руб.				
Стоимость подстанции, тыс.руб.				
Издержки на амортизацию, тыс.руб.				
Издержки на эксплуатацию, тыс.руб.				
Потери электроэнергии в трансформаторах, МВт·ч.				
в том числе: холостого хода, МВт·ч.				
нагрузочные, МВт·ч.				

Затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс.руб.				
Годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб.				

3.7 Электрический расчёт характерных режимов сети

Целью расчёта является определение параметров режимов (распределение мощностей и потерь мощности) и получение необходимых данных для решения вопросов регулирования напряжения. Он ведётся для трёх характерных режимов: максимальных и минимальных нагрузок и послеаварийного. В качестве послеаварийного рассматривается режим с максимальными нагрузками при отключении какого-то одного элемента сети, приводящего к наиболее тяжёлым последствиям (наиболее часто – отключение наиболее загруженной линии).

Порядок расчёта следующий:

- составляют схему замещения сети и определяют её параметры;
- упрощают схему – составляют расчётную схему и определяют расчётные нагрузки подстанций (для трёх режимов);
- определяют потоки мощности на участках сети;
- производят расчёт напряжений на стороне высшего напряжения районных подстанций.

Результаты определения расчётных нагрузок подстанций целесообразно свести в табл. 3.8. Результаты расчёта распределения мощностей и напряжений для каждого режима целесообразно свести в табл. 3.9.

Таблица – 3.8

Определяемый параметр	Номер подстанции			
	1	2	3	4
Мощность нагрузки, МВА				
Потери мощности в трансформаторах, МВА				
Зарадная мощность линий, примыкающих к подстанции, Мвар				
Расчётная нагрузка подстанции, МВА				

Таблица – 3.9

Определяемый параметр	Участок сети			
	A-1	1-2	2-3	3-4
Сопротивления участка, Ом				
Мощность в конце участка, МВА				
Потери мощности на участке, МВА				
Мощность в начале участка, МВА				
Напряжение в начале участка, кВ				
Падение напряжения на участке, кВ				
Напряжение в конце участка, кВ				

Порядок и примеры расчёта режимов электрических сетей изложены в [3].

Напряжение источника питания в максимальном режиме следует принять $U_{ип} = 1.1U_{нс}$, в минимальном режиме $U_{ип} = 1.05U_{нс}$.

3.8 Выбор ответвлений трансформаторов и других средств обеспечения качества напряжения

Задача состоит в том, чтобы обеспечить желаемый уровень напряжения на шинах вторичного напряжения трансформаторных подстанций в соответствии с ГОСТ13109-97. Согласно [1], устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 3-20 кВ электростанций и 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 связи с этим, напряжение на низшей стороне подстанций 1-4 в режиме максимальных нагрузок должно быть не менее 105% номинального, в режиме минимальных нагрузок – не более номинального. На шинах низшего напряжения подстанций 5 и 6 во всех режимах отклонения напряжения не должны выходить за пределы $\pm 5\%$ от номинального.

Для достижения требуемых отклонений напряжения в первую очередь следует рассмотреть возможности трансформаторов.

Трансформаторы с РПН, установленные на подстанциях 1-4, практически позволяют для каждого характерного режима выбрать приемлемое регулировочное ответвление. Трансформаторы на подстанциях 5 и 6, оборудованные устройствами ПБВ, могут обеспечить постоянную для всех режимов добавку напряжения. При невозможности поддержания требуемых отклонений напряжений у потребителей трансформаторами, следует рассмотреть другие пути, например использование линейных регуляторов.

В двухобмоточных и трёхобмоточных трансформаторах РПН выполнены в обмотках высшего напряжения, а в автотрансформаторах – в линейном выводе обмотки среднего напряжения. Эти особенности следует учитывать при выборе ответвлений в них. Порядок и примеры выбора ответвлений в различных трансформаторах представлены в [3].

Результаты выбора ответвлений на примере двухобмоточных трансформаторов с РПН для каждого режима целесообразно свести в табл. 3.10.

Таблица – 3.10

Определяемый показатель	Номер подстанции			
	1	2	3	4
Напряжение на стороне ВН, кВ				
Падение напряжения в трансформаторе, кВ				
Напряжение на стороне НН, приведенное к обмотке ВН, кВ				
Требуемое напряжение на стороне НН, кВ				
Расчётное напряжение регулировочного ответвления, кВ				
Стандартное напряжение регулировочного ответвления, кВ				
Выбранное ответвление $\pm n \times \delta U \%$				
Действительное напряжение на стороне НН, кВ				

Все результаты электрического расчёта трёх режимов необходимо представить в виде режимной схемы в соответствии с рис. 3.

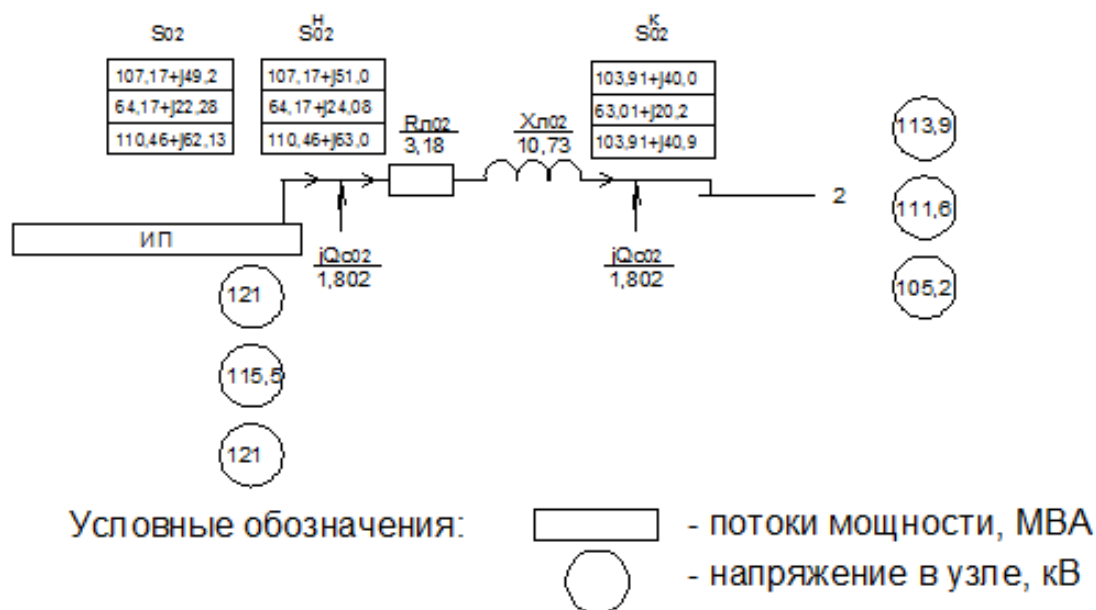


Рисунок 3 – Фрагмент режимной схемы электрической сети

3.9 Технико – экономические показатели электрической сети

Большинство необходимой информации было получено при выполнении технико – экономического сравнения вариантов и в электрическом расчёте. Заметим, что если при расчёте, например, капитальных затрат из сравниваемых вариантов одинаковые элементы исключались, то здесь они должны быть учтены. Величину потерь мощности и электроэнергии необходимо взять из электрического расчёта нормального режима максимальных нагрузок.

В целом в расчётно – пояснительной записке должны быть представлены следующие показатели:

- номинальное напряжение сети, кВ;
- длина линий каждого класса напряжения, км;
- общая активная мощность всех потребителей, МВт;
- установленная мощность трансформаторов подстанций, МВА;
- мощность компенсирующих устройств, МВАр;
- капитальные вложения в сеть **K**, тыс. руб.;
- годовые эксплуатационные расходы по сети **I**, тыс. руб.;

– приведенные затраты электрической сети, тыс. руб.;

– потери мощности в линиях и трансформаторах электрической сети, МВт;

– потери электроэнергии в линиях и трансформаторах электрической сети, МВт×ч;

– годовая потребляемая всеми потребителями электроэнергия,

$$W = \sum_{i=1}^n (P_{нбi} \cdot T_{нбi}) \text{ МВт} \times \text{ч};$$

– удельные капитальные вложения,

$$K_y = \frac{K}{P_{нб\Sigma} \cdot L_{\Sigma}} \text{ тыс.руб./МВт} \times \text{км};$$

– себестоимость передачи электроэнергии,

$$C_e = \frac{I}{W} \text{ тыс.руб./МВт} \times \text{ч};$$

– стоимость передачи электроэнергии,

$$C = \frac{3}{W} \text{ тыс.руб./МВт} \times \text{ч}.$$

Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Электрические системы. Электрические сети / Под ред. В. А. Веникова и В. А. Строева. М.: Высш. Шк., 1998.
5. Электрические системы и сети: Учебник/Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычѳв – Мн.: УП «Технопринт», 2004.
6. Передача и распределение электрической энергии / Герасименко А.А., Федин В.Т. – Изд. 2-е, - Ростов н/Д: Феникс, 2008.