

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

---

А.В. ЛЫКИН, Ю.М. СИДОРКИН

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Утверждено  
Редакционно-издательским советом университета  
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК  
2021

УДК 621.311.1(075.8)  
Л 883

Рецензенты:  
канд. техн. наук, доцент *А.П. Долгов*  
канд. техн. наук, доцент *Н.А. Стрельников*

Работа подготовлена на кафедре автоматизированных  
электроэнергетических систем для студентов направления подготовки  
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

**Лыкин А.В.**

Л 883 Проектирование электрических сетей : учебное пособие /  
А.В. Лыкин, Ю.М. Сидоркин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ,  
2021. – 88 с.

ISBN 978-5-7782-4453-5

Содержится описание работ по проектированию развития электрических сетей напряжением 35–220 кВ. Приводятся рекомендации по принятию проектных решений развития электрических сетей районной энергосистемы при строительстве на новых площадках. Анализируется выбор технических решений и дается оценка их экономической эффективности, которые относятся к схемам и основному силовому оборудованию электрических сетей для уже определенных мощностей и мест размещения новых подстанций.

Пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», при изучении дисциплины «Электрические системы и сети» и может быть полезно студентам старших курсов для выполнения выпускных квалификационных работ.

УДК 621.311.1(075.8)

ISBN 978-5-7782-4453-5

© Лыкин А.В., Сидоркин Ю.М., 2021  
© Новосибирский государственный  
технический университет, 2021

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БСК	– батарея статических конденсаторов
БУ	– балансирующий узел
ВЛ	– воздушная линия электропередачи
ВН	– высшее напряжение
КУ	– компенсирующие устройства
ЛЭП	– линия электропередачи
МЭК	– Международная электротехническая комиссия
НН	– низшее напряжение
НТД	– нормативно-техническая документация
ОРУ	– открытое распределительное устройство
ПБВ	– переключение ответвлений без возбуждения
ПС	– подстанция
РПН	– регулирование напряжения под нагрузкой
РУ	– распределительное устройство
РЭС	– район электрических сетей
СКРМ	– средства компенсации реактивной мощности
СН	– среднее напряжение
СТК	– статический тиристорный компенсатор
СЭВ	– Совет экономической взаимопомощи
Т/АТ	– трансформатор/автотрансформатор
ТП	– трансформаторная подстанция
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
УКРМ	– установка компенсации реактивной мощности
УНЦ	– укрупненные нормативы цены
ЦП	– центр питания (понижающая подстанция) напряжением 35–110(220)/6–20 кВ

## **ПРЕДИСЛОВИЕ**

Проектирование развития электрических сетей относится к технологическому проектированию. Термин «технология» понимают как совокупность методов и инструментов для достижения желаемого результата, в широком смысле – как применение научного знания для решения практических задач.

Главная цель технологического проектирования – разработка прогрессивных решений, позволяющих сделать проект экономичным и выгодным со всех сторон. Технологическое проектирование позволяет экономить на всех ресурсах, задействованных в проекте. Проект включает в себя различные расчеты параметров и условий, необходимых для нового строительства или реконструкции электрических сетей.

Таким образом, технологическое проектирование электрических сетей – это разработка оптимальных технологических решений для выполнения строительно-монтажных работ и эксплуатации объекта с целью передачи и распределения электрической энергии с минимальными затратами.

Поиск рационального технологического решения основан на вариантном проектировании схем развития электрических сетей.

Накопленный опыт создания многочисленных видов электрических сетей позволяет выбрать типовые решения при их проектировании. Разработаны и используются наиболее рациональные методики выбора оборудования и построения схем электрических сетей. В специальной нормативно-технической документации (НТД) приводятся различные методики и правила выбора оборудования и типовые электрические схемы подстанций. По мере накопления опыта эксплуатации и появления новых видов оборудования и технологий НТД обновляется, при

этом иногда однотипные документы содержат разные и порой противоречащие друг другу правила. Поэтому правильным решением будет принятие вместе с заказчиком перечня используемых нормативных документов, что отражается в техническом задании на проектирование.

В настоящем учебном пособии приводится задание на проектирование электрической сети номинальным напряжением 35–220 кВ, которое может быть представлено как техническое задание для проектирования. Основным документом, на который опираются все решения при учебном и производственном проектировании электрических сетей, является справочник [1].

## **ВВЕДЕНИЕ**

Электрические сети должны обеспечивать уровни надежности электроснабжения, нормированное качество электрической энергии, возможность расширения применительно к росту электрических нагрузок и использованию новых средств автоматизации и новых технологий обслуживания.

При развитии электрической сети необходимо соблюдать максимальную экономичность в части потерь электроэнергии при ее передаче по электрической сети и расхода энергетических ресурсов, используемых для производственно-хозяйственных нужд сетевых предприятий.

Все решения, принимаемые в проекте развития электрической сети, принимаются на основе экономических критериев с учетом уровня надежности электроснабжения, требуемого качества электроэнергии, технических ограничений для оборудования, электромагнитной совместимости, безопасности и минимального воздействия объектов сетевого оборудования на окружающую среду.

Выбор сечения проводов линий электропередачи, конструкции фазы, мощности и числа трансформаторов подстанции (ПС) следует выполнять в соответствии с нормами технологического проектирования линий электропередачи и понижающих подстанций.

При разработке вариантов схемы сети трассы воздушной линии электропередачи (ВЛ) и площадки ПС намечаются с использованием картографического материала. При развитии сети трассы должна учитываться возможность присоединения к ВЛ намечаемых ПС и их планируемого расширения.

В учебное пособие включено описание основных работ и применяемых на практике методов по выбору схем и основного силового оборудования проектируемых электрических сетей районного значения на номинальном напряжении 35–220 кВ.

# **РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ РАЗДЕЛОВ ПРОЕКТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

## **1. Выбор вариантов схем соединений линий электропередачи**

Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при нормальной схеме сети и при отключении одной ВЛ (одной цепи двухцепной ВЛ) или одного трансформатора с учетом допустимой перегрузки трансформаторов, оставшихся в работе.

При проектировании электрической сети необходимо руководствоваться следующими рекомендациями [3].

1. В районах с малым охватом территории сетями при близких значениях технико-экономических показателей вариантов развития сети рекомендуется отдавать предпочтение сооружению ВЛ по новым трассам.

2. В крупных городах и промышленных районах с большой концентрированной нагрузкой по одной трассе может предусматриваться строительство двух и более ВЛ.

3. При прохождении ВЛ по территории городов, промышленных районов, на подходах к электростанциям и подстанциям, в стесненных условиях, лесных массивах и др. ВЛ рекомендуется выполнять на двухцепных опорах. При этом подвеска одной цепи возможна в случае, когда необходимость ввода второй цепи может возникнуть в срок более пяти лет после ввода первой, а также когда отключение первой цепи на время проведения работ по подвеске второй допустимо по условиям электроснабжения. Допускается подвеска на одних опорах цепей разных классов напряжений.

4. При питании ПС с потребителями первой категории применение двух одноцепных ВЛ вместо одной двухцепной допускается при наличии обоснований.

5. Для электроснабжения особой группы электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого резервирующего источника питания.

6. Не допускается сооружение новых протяженных ВЛ 110 кВ параллельно существующим ВЛ 220–330 кВ.

7. В качестве источников питания сети 110 кВ используются ПС 220–330/110 кВ, имеющие независимые питающие линии.

8. Необходимо обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ, длина которой, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанций – больше трех. Присоединение к такой ВЛ двухтрансформаторных ПС рекомендуется по схеме «мостик». Допускается присоединение ПС к одноцепной тупиковой ВЛ 110 кВ только на первом этапе развития сети. При этом резервирование ответственных потребителей должно быть обеспечено по сети вторичного напряжения.

9. Двухцепные ВЛ с двухсторонним питанием применяются в системах электроснабжения крупных и крупнейших городов, а также в схемах внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т. п.). К таким ВЛ рекомендуется присоединять не более пяти промежуточных ПС, осуществляя чередование ПС по схеме «мостик» и блочной схеме.

10. Двухцепные тупиковые ВЛ применяются в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий и т. п. с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ может быть присоединено до трех подстанций.

11. Следует принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощностью не выше 63 МВА. Применение на ПС 110 кВ трансформаторов мощностью 80 МВА должно быть обосновано.



При развитии сетей 35 кВ рекомендуется:

- не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 35 кВ параллельно существующим ВЛ 110 кВ и не сооружать новые ВЛ 35 кВ протяженностью свыше 80 м;
- оценивать целесообразность сооружения новых ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ;
- рассматривать возможность перевода существующих ВЛ и ПС 35 кВ на напряжение 110 кВ;
- использовать преимущественно одноцепные ВЛ 35 кВ с питанием от разных ПС 110–220 кВ или разных секций (систем шин) одной ПС;
- число подстанций, присоединяемых к одноцепной ВЛ 35 кВ с двухсторонним питанием, не должно превышать пяти (без учета подстанций 35/0,4 кВ);
- принимать к установке на ПС 35 кВ трансформаторы единичной мощностью до 10 МВА.

Для учебного проектирования при выборе схем соединения вновь сооружаемых линий электропередачи (ЛЭП) необходимо наметить 6–10 вариантов, среди которых должны быть варианты радиальных и замкнутых (кольцевых) схем. Присоединение новых линий возможно к действующим подстанциям и к балансирующему узлу (пункту питания сети) за счет расширения (реконструкции) их распределительных устройств (РУ). По типу присоединения к сети подстанции должны быть тупиковые или проходные. Ответвительные подстанции применять не желательно. При построении вариантов схем соединений ЛЭП принимают во внимание требования, которые предъявляются к надежности электроснабжения потребителей электроэнергетической системы. Все намеченные варианты должны быть технически сопоставимыми и взаимозаменяемыми.

Для построения вариантов можно использовать граф существующей сети.

На основе приближенной технико-экономической оценки вариантов следует выбрать из предложенных два или три для дальнейшей проработки. Среди этих вариантов должен быть хотя бы один, имеющий замкнутую схему электроснабжения не менее двух новых потребителей.

При подготовке вариантов необходимо руководствоваться следующим:

1) передача электроэнергии от источника питания к пунктам ее потребления должна производиться по возможности по наикратчайшему пути, что предполагает снижение потерь мощности в сети;

2) суммарная стоимость сооружаемых ЛЭП должна быть наименьшей, что приближенно можно оценить по суммарной протяженности сооружаемых ЛЭП (протяженность двухцепных ЛЭП следует включать в сумму с весовым коэффициентом 1,5).

Протяженность всех линий выбранных вариантов принимается на 15...20 % больше воздушной прямой.

Пример выбора вариантов развития электрической сети приведен в прил. 2.

## **2. Выбор номинальных напряжений сооружаемых линий электропередачи**

Номинальные напряжения электрических сетей в России, установленные действующими стандартами (ГОСТ 721–77 и ГОСТ 29322–2014 – IEC 60038–2009 MOD), для вновь проектируемых электрических сетей распределительного комплекса составляют следующий ряд: 6, 10, 20, 35, 66, 110, 132 и 220 кВ.

Приближенную оценку применения экономически целесообразных номинальных напряжений воздушных ЛЭП можно сделать по эмпирическим формулам, например по формуле Г. А. Илларионова [1]

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}},$$

или

$$U = 16\sqrt[4]{Pl},$$

где  $P$  – передаваемая по линии активная мощность на одну цепь, МВт;  
 $l$  – длина линии, км.

Предварительно следует найти приближенное потокораспределение мощностей по сооружаемым ЛЭП для максимальных нагрузок новых подстанций.

Найденные с помощью эмпирических формул номинальные напряжения ЛЭП следует сверить с данными табл. 1.

Т а б л и ц а 1

**Пропускная способность и дальность электропередачи  
по ВЛ 35, 110 и 220 кВ**

Номинальное напряжение, кВ	Стандартное сечение фазы, мм <sup>2</sup>	Пропускная способность ВЛ, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		нату- ральная	при плотно- сти тока 0,9, А/мм <sup>2</sup>	предельная (КПД = 0,9)	средняя (между двумя соседними ПС)
35	От 70 до 150	3	4...10	20	5
110	От 70 до 240	30	11...37	80	25
150	От 150 до 300	60	31...63	250	20
220	От 240 до 400	135	74...123	400	100

При решении вопроса о том, какое из двух смежных по шкале номинальных напряжений принять, необходимо учитывать возможные перегрузки по току при переключениях в сети, наличие данного напряжения на подстанции, куда присоединяется ЛЭП, и перспективный рост нагрузки с течением времени.

Пример выбора номинальных напряжений ЛЭП приведен в прил. 2.

### **3. Определение сечений проводов сооружаемых линий электропередачи**

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока [1].

Суммарное сечение ( $F$ ) проводов фазы проектируемой ВЛ составляет

$$F = \frac{I_p}{j_n},$$

где  $I_p$  – расчетный ток, А;  $j_n$  – нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) нормированы следующие значения плотности тока для ВЛ 35–500 кВ (табл. 2).

Т а б л и ц а 2

**Нормированные значения плотности тока для ВЛ**

Проводники	Плотность тока $j_n$ (при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\max}$ , ч/год), А/мм <sup>2</sup>		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
– медные	2,0	1,7	1,4
– алюминиевые	1,0	0,9	0,8

Значение расчетного тока  $I_p$  определяется по выражению

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T,$$

где  $I_5$  – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий основной сети по расчетным длительным потокам мощности (для линий распределительной сети  $I_5$  определяется расчетом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы);  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии (для линий 110–220 кВ значение  $\alpha_i$  может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки\*);  $\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ  $T_{\max}$  (табл. 3).

В табл. 3 коэффициент  $K_M$  отражает участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы. Расчет коэффициента для нагрузок новых подстанций производится по данным табл. 4.

---

\* Для ВЛ напряжением 35 кВ значение  $\alpha_i$  также можно принять равным 1,05.

Таблица 3

Усредненные значения коэффициента  $\alpha_T$ 

Номинальное напряжение, кВ	Коэффициент участия в максимуме энергосистемы $K_M$	Коэффициент $\alpha_T$ (при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\max}$ , ч/год)		
		до 4000	4000–6000	более 6000
35–330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2
500	1,0	0,7	0,9	1,1
	0,8	0,8	1,0	1,4
	0,6	0,9	1,4	1,9

Таблица 4

## Коэффициенты попадания в максимум энергосистемы для различных потребителей электроэнергетики

Потребители электроэнергии	Коэффициент $K_{M_i}$
Осветительно-бытовая нагрузка	1,0
Промышленные предприятия:	
– трехсменные	0,85
– двухсменные	0,70...0,75
– односменные	0,10...0,15
Электрифицированный транспорт	1,0
Сельскохозяйственное производство	0,70...0,75

Для радиальных ЛЭП  $K_M$  принимается равным коэффициенту для нагрузки, которая подключена к данной линии; если нагрузок несколько, то берется средневзвешенное значение. Для замкнутой сети  $K_M$  определяется как средневзвешенное значение коэффициентов по долям мощностей нагрузок подстанций, входящих в замкнутую сеть.

На ВЛ рекомендуется применять сталеалюминиевые провода. Использование алюминиевых проводов и проводов из алюминиевого сплава обосновывается расчетами.

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву  $I_{\text{доп}}$ :

$$I_{p.n} \leq I_{\text{доп}},$$

где  $I_{p.n}$  – расчетный ток для проверки проводов по нагреву (средняя токовая нагрузка за полчаса), при этом расчетными могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонта других элементов сети, возможного неравномерного распределения нагрузки между линиями и т. п.

Допустимые длительные токи для неизолированных проводов марок АС и АСК, применяемых на ВЛ 35–220 кВ (допустимая температура нагрева +70 °С при температуре воздуха +25 °С), приведены в табл. 5, а поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов – в табл. 6.

Таблица 5

**Допустимые длительные токи для неизолированных проводов  
марок АС и АСК**

Допустимое значение	Сечение провода (алюминий/сталь), мм <sup>2</sup>							
	35/6,2	50/8	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/39
Ток, А	175	210	265	330	390	450	510	610

Допустимое значение	Сечение провода (алюминий/сталь), мм <sup>2</sup>							
	300/48	330/27	400/18	400/51	400/69	500/26	500/64	
Ток, А	690	730	830	825	860	330	945	

Таблица 6

**Поправочные коэффициенты на температуру воздуха  
для неизолированных проводов**

Расчетная температура воздуха, °C	Нормированная температура провода, °C	Поправочные коэффициенты при фактической температуре воздуха											
		−5 °C	0 °C	+5 °C	+10 °C	+15 °C	+20 °C	+25 °C	+30 °C	+35 °C	+40 °C	+45 °C	+50 °C
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

Минимально возможные сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности проводов для ВЛ свыше 1 кВ приведены в табл. 7.

Таблица 7

**Минимально допустимые сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности для ВЛ свыше 1 кВ**

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм <sup>2</sup>			
	алюминиевых и из нетермообработанного алюминиевого сплава	из термообработанного алюминиевого сплава	сталеалюминиевых	стальных
ВЛ без пересечений в районах по гололеду				
I и II	70	50	35/6,2	35
III и IV	95	50	50/8	35
V и более	—	—	70/11	35
Пересечения ВЛ с судоходными реками и инженерными сооружениями в районах по гололеду				
I и II	70	50	50/8	35
III и IV	95	70	50/8	50
V и более	—	—	70/11	50
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах				
До 20 кВ	—	—	70/11	—
35 кВ и выше	—	—	120/19	—

*Примечания.* 1. В пролетах пересечений с автомобильными дорогами, троллейбусными и трамвайными линиями, железными дорогами необщего пользования допускается применение проводов таких же сечений, как на ВЛ без пересечений.

2. В районах, где требуется применение проводов с антикоррозионной защитой, минимально допустимые сечения проводов принимаются такими же, как и сечения соответствующих марок без антикоррозионной защиты.

Максимально возможные сечения проводов из условия механической прочности типовых опор составляют:

- для ВЛ 35 кВ – 150 мм<sup>2</sup>;
- для ВЛ 110 кВ – 240 мм<sup>2</sup>;
- для ВЛ 220 кВ – 500 мм<sup>2</sup>.

Однако следует учесть, что увеличение числа цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях удовлетворения требований по экономической плотности тока обосновывается технико-экономическим расчетом. При этом во избежание увеличения

числа линий или цепей также допускается превышение нормативных величин плотности тока вплоть до двукратных значений [1].

Проверке по условиям короны подлежат ВЛ 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, если сечения проводов равны минимально допустимым по условиям короны или превышают их (табл. 8).

Т а б л и ц а 8

**Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны  
и радиопомех, мм**

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	двумя и более
110	11,4 (АС 70/11)	—
150	15,2 (АС 120/19)	—
220	21,6 (АС 240/32) 24,0 (АС 300/39)	—
330	33,2 (АС 600/72)	2 × 21,6 (2 × АС 240/32) 3 × 15,2 (3 × АС 120/19) 3 × 17,1 (3 × АС 150/24)
500	—	2 × 36,2 (2 × АС 700/86) 3 × 24,0 (3 × АС 300/39) 4 × 18,8 (4 × АС 185/29)
750	—	4 × 29,1 (4 × АС 400/93) 5 × 21,6 (5 × АС 240/32)

*Примечание.* Для ВЛ 220 кВ минимальный диаметр провода 21,6 мм относится к горизонтальному расположению фаз, а в остальных случаях допустим с дополнительной проверкой по радиопомехам.

Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) или средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) экономически не оправдывается.

Пример выбора сечений проводов ЛЭП приведен в прил. 2.



#### **4. Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях**

На новых подстанциях с высшим напряжением (ВН) 35 кВ и выше применяют типовые схемы РУ, в которых предусмотрена установка, как правило, двух трансформаторов одинаковой мощности.

Применение однитрансформаторных ПС допускается [1]:

- в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной ПС, при этом на период работы одного трансформатора должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;
- для питания потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора (например, насосные станции орошения земель).

Установка более двух трансформаторов/автотрансформаторов (Т/АТ) применяется:

- на ПС промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки (например, электропечи);
- если целесообразно использование на ПС двух средних напряжений;
- если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух трансформаторов по существующей шкале;
- на действующей двухтрансформаторной ПС при росте нагрузок сверх расчетного уровня по согласованию с заказчиком;
- если для повышения надежности электроснабжения потребителей по требованию заказчика целесообразна установка трех трансформаторов (например, на ряде ПС, обеспечивающих электроснабжение г. Москвы).

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации, считая с года ввода первого трансформатора в работу.

При выборе трансформаторов определяющим условием является их нагрузочная способность.

*Нагрузочной способностью* трансформаторов называется совокупность нагрузок и перегрузок трансформатора. Исходным режимом для определения нагрузочной способности является номинальный режим работы трансформатора на основном ответвлении при номинальных

условиях места установки и охлаждающей среды, определяемых соответствующим стандартом или техническими условиями.

*Допустимым режимом нагрузки* называется режим продолжительной нагрузки трансформатора, при котором расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превышает износ, соответствующий номинальному режиму работы. Перегрузочным считается такой режим, при котором расчетный износ изоляции превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Основанием для ограниченных во времени перегрузок трансформатора являются его неполная нагрузка в период, предшествующий допустимой нагрузке, и пониженная нагрузка охлаждающей среды (воздуха или воды).

ГОСТ 14209–97 [9] позволяет осуществить рациональную загрузку силовых трансформаторов и обеспечить оптимальный выбор их номинальной мощности при проектировании подстанций. В соответствии с Рекомендациями [7] мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе (с учетом их допустимой по техническим условиям на трансформаторы перегрузки и резерва по сетям среднего (СН) и низшего (НН) напряжения) обеспечивали питание нагрузки.

Трансформаторы с повышенной нагрузочной способностью (на основе применения форсированной системы охлаждения) мощностью до 100 МВА включительно класса напряжения 110, 150 и 220 кВ выбираются в соответствии с действующими нормативными документами и заводскими материалами.

Номинальная мощность  $S_T$  одного из  $n_T$  трансформаторов, устанавливаемых на понижающей ПС, должна удовлетворять следующим условиям [1]:

$$S_T \geq \frac{S_{\max}}{n_T},$$

где  $S_{\max}$  – максимальная полная мощность в нормальном режиме;

$$S_T \geq \frac{P_{\text{п/ав}}}{k_{\text{пер}}(n_T - n_{\text{отк}})},$$

где  $P_{\text{п/ав}} = P_{\text{max}} - P_{\text{рез}}$  – нагрузка ПС в послеаварийном режиме после выхода из работы одного трансформатора,  $P_{\text{max}}$  – максимальная активная мощность в нормальном режиме,  $P_{\text{рез}}$  – часть нагрузки ПС, резервируемая по сетям вторичного напряжения;  $k_{\text{пер}}$  – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в случае отключения одного из трансформаторов по стандартам [9] и техническим условиям (ТУ);  $n_{\text{отк}}$  – количество отключенных трансформаторов.

При отсутствии резервирования по сетям СН и НН и известных суточных графиках нагрузки новых подстанций для характерных дней зимнего и летнего периодов выбор трансформаторов на новых понижающих подстанциях выполняется исходя из перегрузки при отключении одного из двух трансформаторов на время ремонта или замены. Для применения ГОСТ 14209–97 [9] необходимо также знать сезонные эквивалентные температуры охлаждающего воздуха для населенных пунктов, в которых строятся новые подстанции, а также предполагаемый вид охлаждения трансформаторов.

Для выбора трансформаторов необходимо преобразовать суточный график нагрузки в упрощенный двухступенчатый в соответствии с рис. 1 ( $K_1$  и  $K_2$  – ступени нагрузки, где  $K_2$  – максимум нагрузки). Продолжительность максимума нагрузки –  $t$  часов. Методы определения этой продолжительности для прямоугольного графика нагрузки зависят от конфигурации исходного суточного графика нагрузки. Ниже приведены рекомендации по формированию двухступенчатого графика для различных видов реальных графиков нагрузки.

Если эквивалентность двухступенчатого графика нагрузки вызывает сомнение, следует сделать несколько допущений и принять график с наибольшим запасом.

1. На графике нагрузки с одним максимумом значение  $t$  следует определять согласно рис. 2. Для участка графика нагрузки без максимума значение  $K_1$  определяют как среднее значение нагрузки без максимума.

Таблица 9

## Допустимые аварийные перегрузки без учета предшествующей нагрузки

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка в долях номинального тока в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки																															
	-25 °С				-20 °С				-10 °С				0 °С				10 °С				20 °С				30 °С				40 °С			
	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD	ONAN				
0,5	2,0	1,8	1,6	1,4	1,9	1,7	1,6	1,5	1,7	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,4	1,3	1,7	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2		
1,0	1,9	1,7	1,6	1,4	1,9	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,7	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1	
2,0	1,9	1,7	1,5	1,4	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,3	1,6	1,5	1,4	1,3	1,5	1,4	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,1	1,1	
4,0	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,6	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	
24,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,6	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3	1,5	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	

В ГОСТ 14209–97 в упрощенных таблицах допустимых аварийных перегрузок масляных трансформаторов (табл. 9) использованы сокращения в обозначениях видов охлаждения, принятые Советом экономической взаимопомощи (СЭВ) и Международной электротехнической комиссией (МЭК):

ON – обозначает виды охлаждения ONAN (M – естественная циркуляция воздуха и масла) или ONAF (Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла). ONAN в таблице выделен в отдельный столбец, и поэтому ON в данном случае представляет ONAF;

OF – виды охлаждения OFAF (ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла) или OFWF (Ц – принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла);

OD – виды охлаждения ODAF (НДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла) или ODWF (НЦ – принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла).

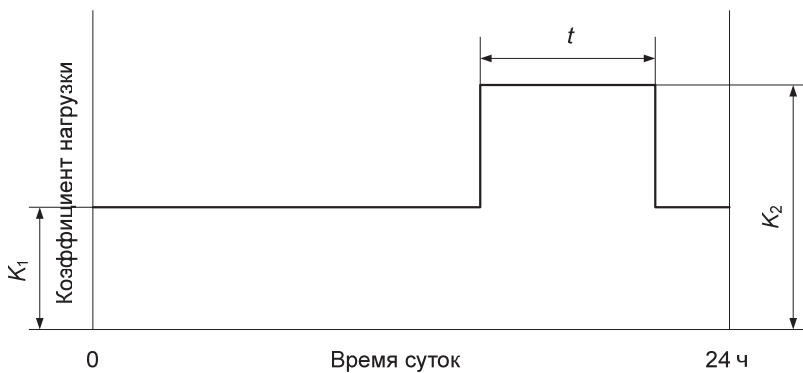


Рис. 1. Эквивалентный двухступенчатый график нагрузки

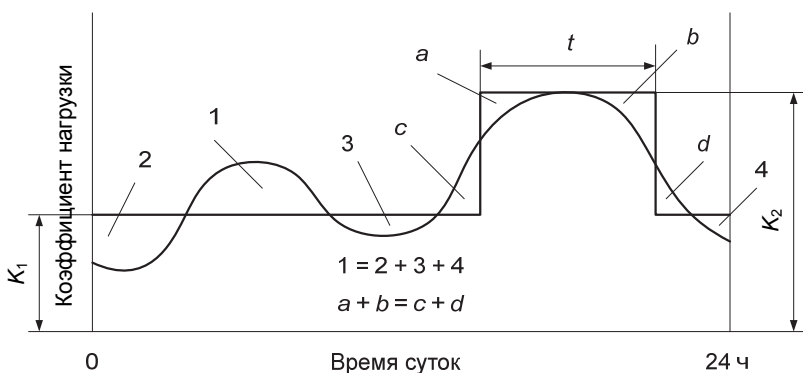


Рис. 2. График нагрузки с одним максимумом

2. На графике нагрузки с двумя максимумами равной амплитуды, но различной продолжительности (рис. 3) значение  $t$  определяют для максимума большей продолжительности, а значение  $K_1$  должно соответствовать среднему значению оставшейся нагрузки.

3. На графике нагрузки с последовательными максимумами (рис. 4) значение  $t$  принимают достаточной продолжительности, чтобы охватить все максимумы, а значение  $K_1$  должно соответствовать среднему значению оставшейся нагрузки, как показано на рисунке.

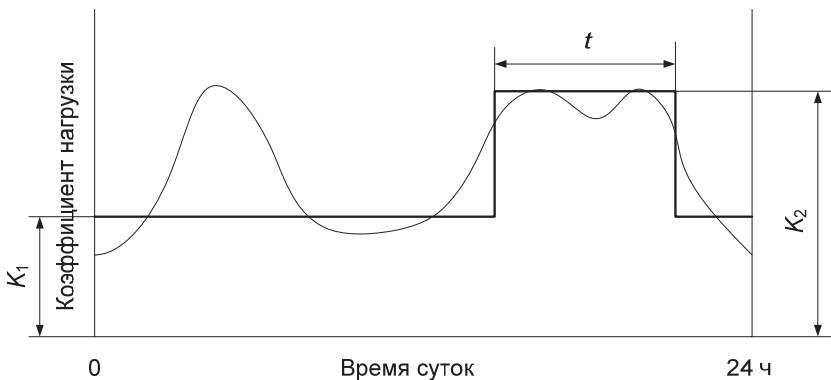


Рис. 3. График нагрузки с двумя максимумами равной амплитуды и различной продолжительности

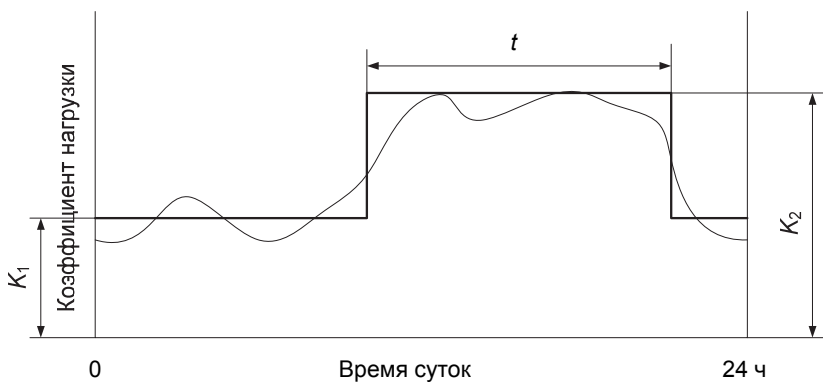


Рис. 4. График нагрузки с последовательными максимумами

Можно рекомендовать следующий алгоритм для приближенного построения эквивалентного графика нагрузки. Заданным является суточный часовой ступенчатый график нагрузки полной мощности (24 ч).

1. На графике нагрузки проводится линия, соответствующая средней нагрузке.

2. Выделяется непрерывный интервал времени, на котором имеются максимум нагрузки и все нагрузки выше средней. Если таких интервалов два, то берется более длительный. Величина этого интервала

является первым приближением длительности перегрузки. Как правило, оно получается с запасом.

3. Строится двухступенчатый график, у которого бо́льшая ступень равна максимальной нагрузке, а другая (меньшая) является среднеквадратичным значением ступеней графика, которые не принадлежат интервалу перегрузки\*.

4. Проверяется равенство площадок:  $a + b = c + d$ . Если погрешность выполнения равенства велика, то одно часовое значение бо́льшей ступени исключается из интервала перегрузки. Как правило, это меньшее из двух крайних значений.

5. Вновь строится двухступенчатый график нагрузки, у которого продолжительность бо́льшей ступени (продолжительность перегрузки) короче на один час, а меньшей – больше на час.

6. Снова проверяется равенство  $a + b = c + d$ , и, если погрешность его выполнения невелика, процесс построения заканчивается. В противном случае последние два пункта повторяются.

Порядок выбора трансформаторов следующий:

1. По сезонным суточным графикам активной  $P$  и реактивной  $Q$  нагрузки находятся графики полной мощности  $S$ .

2. Для обоих графиков полной мощности (зимнего и летнего) путем преобразования находятся упрощенные эквивалентные двухступенчатые прямоугольные графики нагрузки. Алгоритм построения приведен выше.

3. По полученным эквивалентным графикам для бо́льшей ступени определяются продолжительности перегрузки трансформаторов.

4. По продолжительности перегрузки (табл. 9), виду охлаждения трансформатора и эквивалентной температуре охлаждающей среды (табл. 10) находятся коэффициенты допустимой перегрузки трансформаторов для зимнего и летнего графиков нагрузки.

5. Трансформаторы выбираются по условию

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{k_{\text{пер}}(n_{\text{т}} - 1)},$$

---

\* Выше было указано, что меньшая ступень определяется как средняя по ступеням графика, которые не вошли в интервал перегрузки. Использование среднеквадратического значения является более корректным и в ГОСТ 14209–97 [9] применяется при уточненном построении эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки.

где  $S_{\max}$  – максимальная полная мощность ПС в нормальном режиме для зимнего и летнего графиков нагрузки на пятый год эксплуатации;  $k_{\text{пер}}$  – допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных случаях соответственно для зимнего и летнего графиков;  $n_T$  – число трансформаторов на подстанции. Выбирается номинальная мощность трансформатора по большей рассчитанной величине.

Таблица 10

**Значения годовой и сезонных эквивалентных температур  
охлаждающего воздуха по данным ряда населенных пунктов  
Западной Сибири**

Населенный пункт	Эквивалентная температура, °С		
	годовая	зимняя	летняя
Абакан	8,7	–19,3	17,6
Алдан	4,8	–20,1	14,6
Актюбинск	12,1	–14,1	20,9
Ачинск	7,5	–16,7	16,3
Барнаул	9,4	–16,4	18,2
Бийск	8,6	–16,9	17,4
Благовещенск	10,4	–19,6	19,7
Благовещенское	9,2	–16,8	17,9
Братск	7,1	–20,1	16,3
Зея	7,4	–20,1	16,7
Иркутск	7,1	–19,1	16,0
Кемерово	7,8	–17,7	16,7
Красноярск	8,0	–15,9	16,7
Новосибирск	8,3	–17,7	17,2
Омск	8,4	–17,8	17,1
Рубцовск	10,1	–16,5	19,0
Сургут	5,6	–19,9	14,9
Сыктывкар	6,5	–14,1	15,0
Тайшет	7,3	–18,5	16,4
Томск	7,5	–17,8	16,4
Чита	7,5	–20,1	16,8

На подстанциях с напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливают автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по



сравнению с трансформаторами (меньшие масса, стоимость и потери энергии при той же мощности).

Пример выбора трансформаторов на понижающей подстанции 110/10 кВ приведен в прил. 2.

## **5. Составление принципиальных и расчетных схем вариантов**

Для составления принципиальных схем вариантов электрической сети необходимо перерисовать существующую схему и добавить к ней сооружаемые ЛЭП и подстанции с надписанными марками проводов и типами трансформаторов.

Расчетные схемы включают в себя как существующие, так и новые элементы сети. На расчетной схеме указываются связи между узловыми точками (прямые или ломаные линии), для трансформаторов – элементы трансформации (по обозначению совпадающие с обозначением трансформаторов на принципиальных схемах). Двухцепные ЛЭП и соединенные параллельно трансформаторы могут изображаться одной эквивалентной ветвью. Возле каждой ветви могут подписываться сопротивления и подписываться проводимости (для ЛЭП). Возле элемента трансформации указываются коэффициент трансформации или номинальные напряжения обмоток трансформатора через косую черту, например 230/121.

Никакие графические элементы (емкость, индуктивность и пр.) кроме элемента трансформации на расчетной схеме изображать не рекомендуется.

Пример принципиальной и расчетной схем для радиального варианта приведен в прил. 2.

## **6. Расчет установившихся режимов и баланс реактивной мощности**

Расчеты установившихся режимов выполняются по схеме существующей сети с добавлением новых ЛЭП и подстанций с целью определения допустимости режимов напряжений узлов, составления баланса по реактивной мощности, определения суммарных потерь мощности для последующего вычисления затрат и проверки загрузки элементов существующей сети вследствие подключения новых потребителей.

При проектировании электрической сети проводятся расчеты всех характерных режимов:

- максимальных нагрузок;
- минимальных нагрузок;
- послеаварийных и ремонтных режимов.

Расчеты режимов максимальных нагрузок проводятся на ПЭВМ по одной из программ расчета установившегося режима электрической сети (net, Anares, Rastr и др.). Порядок подготовки расчетных схем и рекомендации по расчету установившихся режимов приведены в [12].

При составлении баланса реактивной мощности необходимо сопоставить суммарную потребляемую мощность электрической сети (выделив все ее составляющие) с располагаемой реактивной мощностью электростанций. Упрощенно эту задачу можно решить с использованием располагаемой мощности, вычисляемой через коэффициент мощности 0,9 от активной мощности балансирующего узла (БУ) в режиме максимальных нагрузок.

Сопоставление суммарной потребляемой реактивной мощности с располагаемой мощностью БУ позволяет сделать вывод о потребности в установке компенсирующих устройств (КУ) необходимой мощности в проектируемой сети, размещение которых производится с учетом следующих рекомендаций:

1) компенсирующие устройства рекомендуется устанавливать на наиболее мощных и по возможности удаленных подстанциях;

2) нельзя полностью компенсировать реактивную мощность нагрузки, следует ограничиться 40...60 %.

В качестве СКРМ применяются синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы (СТК) и конденсаторные установки.

Для определения суммарной реактивной мощности компенсации вычисляется располагаемая реактивная мощность БУ

$$Q_{\text{БУрасп}} = P_{\text{БУ}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{БУ}},$$

где  $P_{\text{БУ}}$  – активная мощность БУ (берется из расчета установившегося режима);  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{БУ}}$  – наибольший допустимый коэффициент реактивной мощности БУ (вычисляется для заданного коэффициента мощности  $\cos \varphi$ ).

Суммарная реактивная мощность компенсации равна

$$Q_{КУ} = Q_{БУ} - Q_{БУ\text{расп}},$$

где  $Q_{БУ}$  – реактивная мощность БУ (берется из расчета установившегося режима).

Полученную таким образом мощность компенсации следует уменьшить на 10...15 % из-за системного эффекта, возникающего в результате снижения потребления реактивной мощности ЛЭП и трансформаторами при повышении напряжения в узлах электрической сети, и выполнить расстановку КУ в сети. После расстановки КУ следует вновь выполнить расчет режимов максимальных нагрузок и подобрать ответвления устройства РПН на новых подстанциях, чтобы показать возможность встречного регулирования напряжения на шинах НН подстанций.

На шинах ВН подстанций в режиме максимальных нагрузок необходимы такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов с учетом использования устройства РПН напряжение не будет ниже 1,05 номинального, а в послеаварийных режимах – номинального. Для всех шин подстанций (ВН, СН и НН) напряжение не должно превышать наибольшего рабочего напряжения (табл. 11).

Таблица 11

**Наибольшие рабочие напряжения в электрических сетях, кВ**

Номинальное напряжение	6	10	20	35	110	220	330	500	750	1150
Наибольшее напряжение	7,2	12	24	40,5	126	252	363	525	787	1200

Уровни напряжения можно изменить с помощью ответвлений РПН трансформаторов новых подстанций (локальное регулирование напряжения) и ответвлений РПН автотрансформаторов действующих подстанций А и Г (централизованное регулирование напряжения) (рис. П1.1). При этом с целью предупреждения появления уравнильных потоков мощности в контурах сети 110/220 кВ следует устанавливать одинаковые отпайки РПН на автотрансформаторах.

Проверка загрузки существующей сети выполняется по результатам расчета потоков мощности по действующим ЛЭП и трансформаторам.

торам. Вначале следует рассчитать токи в ЛЭП (по полученным потокам мощности в ЛЭП и напряжениям узлов) и сопоставить с предельно допустимыми по условию нагрева проводов, затем потоки мощности через трансформаторы сопоставить с установленной мощностью трансформаторов на подстанциях. При недопустимых перегрузках элементов действующей сети следует либо изменить решения, принятые при подборе вариантов сооружения новой сети, либо выполнить реконструкцию существующей сети.

Пример расчета режима максимальных нагрузок и баланса реактивной мощности для одного варианта электрической сети приведен в прил. 2.

## **7. Выбор схем присоединения к сети новых и расширения существующих понижающих подстанций**

Выбор схем присоединения к сети всех новых подстанций выполняется из числа типовых коммутационных схем с учетом их области применения [1]. Они являются схемами открытых распределительных устройств (ОРУ), стоимости которых включаются в затраты при сопоставлении вариантов.

На рис. 5 приведены типовые схемы РУ 35–220 кВ, а в табл. 12 – перечень схем и области их применения.

В проекте необходимо привести изображения выбранных в обоих вариантах схем присоединения к сети понижающих подстанций.

Следует иметь в виду, что присоединение ЛЭП к существующим подстанциям требует расширения их ОРУ. Поэтому стоимость ячеек (комплектов выключателей – по одному на одну линию) также должна включаться в затраты при сопоставлении вариантов.

Блочные схемы 1, 3Н являются, как правило, первым этапом двухтрансформаторной ПС с конечной схемой «сдвоенный блок без перемычки».

Схема 4Н широко применяется в радиальных электрических сетях для тупиковых и ответвительных ПС.

Мостиковые схемы 5Н и 5АН находят широкое применение в замкнутых сетях 110–220 кВ.

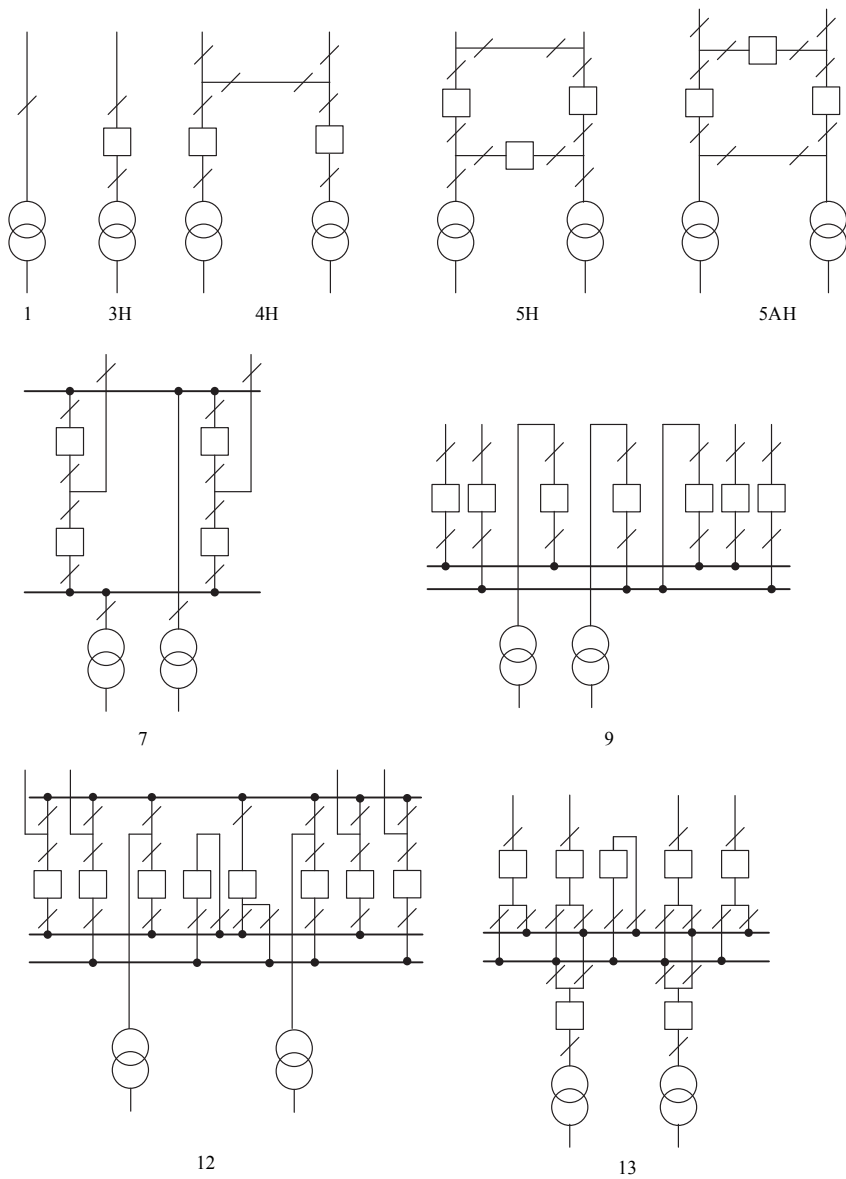


Рис. 5. Типовые схемы РУ 35–220 кВ

Таблица 12

**Некоторые типовые схемы РУ 35–220 кВ<sup>1</sup>**

Номер типовой схемы	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		напряжение, кВ	сторона подстанции	количество присоединяемых линий	
1	Блок (линия – трансформатор) с разъединителем	35–220	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питаемые линией без ответвлений. 2. Охват трансформатора линейной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего импульса
3Н	Блок (линия – трансформатор) с выключателем	35–500	ВН	1	Тупиковые и ответвительные ПС
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	35–220	ВН	2	1. Тупиковые и ответвительные ПС
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35–220	ВН	2	Проходные ПС при необходимости сохранения в работе трансформаторов при повреждении на ВЛ
5АН	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35–220	ВН	2	Проходные ПС при необходимости сохранения транзита при повреждении в трансформаторе
7	Четырехугольник	110–750	ВН	2	1. Альтернатива схемам «мостика» для ПС 110–220 кВ. 2. Начальный этап более сложных схем для ПС 330–750 кВ

<sup>1</sup> Полный комплект типовых схем РУ ПС приведен в [1, 2, 10].

Номер типовой схемы	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		напряжение, кВ	сторона подстанции	количество присоединяемых линий	
9	Одна секционированная система шин	35–220	ВН, СН, НН	3 и более	Количество радиальных ВЛ – не более одной на секцию
12	Одна рабочая секционированная и одна обходная системы шин	110–220	ВН, СН	3 и более	1. Количество радиальных ВЛ – не более одной на секцию. 2. Недопустимость отключения присоединений при плановом ремонте выключателей. 3. При наличии устройств для плавки гололеда
13	Две несекционированные системы шин	110–220	ВН, СН	3 и более	При невыполнении условий для применения схемы 12

Схема 7 (четырёхугольник) применяется на напряжении 220 кВ при невозможности использования схем 5Н или 5АН.

Схемы с одной и двумя системами шин (9, 12 и 13) используются для РУ ВН узловых ПС 35–220 кВ.

Схема 9 применяется, как правило, на стороне СН и НН подстанций 110–330 кВ.

Схема 12 используется на стороне ВН узловых ПС в сети 110 кВ (как правило, четырех ВЛ), на стороне СН схемы 12 – на ПС 220 и 500 кВ.

Ограничением для применения схемы 12 и замены ее схемой 13 является присоединение к каждой секции шин ПС более одной радиальной ВЛ.

## 8. Выбор окончательного варианта схемы развития электрической сети

Окончательный вариант схемы развития электрической сети выбирается путем сопоставления полных (дисконтированных) или удельных затрат. Методика расчета суммарных дисконтированных приведенных затрат изложена в [1], методика расчета полных и удельных затрат – в [2]. При выполнении проекта рекомендуется использовать методику полных и удельных затрат.

При расчете затрат на сооружение сети необходимо пользоваться укрупненными нормативами цены (УНЦ) типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства [11].

УНЦ рассчитываются и публикуются в ценах по состоянию на текущий год и приводятся без учета налога на добавленную стоимость, уплаты земельного налога и налога на имущество организации.

В суммарные капитальные вложения на сооружение сети  $K_0$  по УНЦ по каждому варианту включается стоимость только тех элементов, по которым варианты различаются между собой, в том числе и стоимость расширения действующих подстанций при присоединении к ним новых ЛЭП.

Расчет  $K_0$  для двух вариантов сооружения электрической сети выполнен в подразд. П2.7 (прил. 2), при этом в  $K_0$  не включены стоимости трансформаторов подстанций, распределительных устройств НН, компенсирующих устройств, а также ЛЭП и ОРУ подстанций, поскольку они входят во все сравниваемые варианты.

Для определения полных затрат необходим расчет потерь мощности:

- нагрузочных потерь в сети (выполняется при расчете установившегося режима на ЭВМ);
- потерь холостого хода (сумма потерь холостого хода всех трансформаторов, установленных на новых подстанциях);
- потерь на корону;
- потерь в ВЛ от токов утечки по изоляторам.

Последние три составляющие потерь относятся к классу условно-постоянных потерь мощности (энергии).



Удельные потери мощности на корону зависят от номинального напряжения ВЛ, конструкции фазы и вида погоды. Можно определять удельные потери мощности на корону через удельные годовые потери электроэнергии в зависимости от региона расположения линии. В России определены семь регионов для расчета потерь, зависящих от погодных условий [5]. Территориальные образования Западной Сибири относятся к VII региону. Удельные годовые потери электроэнергии для этого региона для ВЛ 110 и 220 кВ приведены в табл. 13.

Таблица 13

**Удельные годовые потери электроэнергии на корону (VII регион)**

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Материал опор, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт · ч/км в год
220	Сталь-1 × 300	15,3
	Сталь/2-1 × 300	28,5
	Железобетон-1 × 300	22,2
	Железобетон/2-1 × 300	37,9
110	Сталь-1 × 120	0,85
	Сталь/2-1 × 120	1,13
	Железобетон-1 × 120	1,36
	Железобетон/2-1 × 120	1,47

При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в табл. 13, расчетные значения потерь получаются умножением удельных потерь на отношение  $F_T / F_\phi$ , где  $F_T$  – суммарное сечение проводов фазы (табл. 13);  $F_\phi$  – фактическое сечение фазы линии.

Чтобы получить средние потери мощности на корону в линии, необходимо умножить значения из табл. 13 на число цепей, длину линии, отношение  $F_T / F_\phi$  и поделить на число часов в году.

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ для VII региона на одну цепь принимают:

- для напряжения 220 кВ – 1,08 тыс. кВт · ч/км в год;
- для напряжения 110 кВ – 0,86 тыс. кВт · ч/км в год.

Чтобы получить средние потери мощности по линии электропередачи, необходимо умножить указанные значения на число цепей, длину линии и поделить на число часов в году.

Для вычисления полных затрат в соответствии с [2] определяются:

1) капитальные вложения на сооружение сети по УНЦ, которые складываются из затрат на оборудование новых и расширение существующих ПС и сооружение ВЛ:

$$K_0 = K_{\text{ПС}0} + K_{\text{ВЛ}0};$$

2) суммарные капитальные вложения

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ПС}\Sigma} + K_{\text{ВЛ}\Sigma} = (K_{\text{ПС}0} + K_{\text{ВЛ}0}) \frac{(1+i)^{T_{\text{В}}}}{k_{\text{п}2}} T_{\text{э}},$$

где  $i$  – ежегодная инфляция и учетная ставка кредитора при долгосрочном кредите;  $T_{\text{В}}$  – срок строительства электрической сети;  $T_{\text{э}}$  – временной уровень, на который разрабатывается проект электрической сети;  $k_{\text{п}2}$  – коэффициент приведения ежегодных затрат к сегодняшнему дню, равный

$$k_{\text{п}2} = \frac{1 - (1 - i_{\text{э}})^{-T_{\text{э}}}}{i_{\text{э}}},$$

здесь  $i_{\text{э}}$  – эквивалентная учетная ставка, которая рассчитывается по формуле

$$i_{\text{э}} = \frac{i - a}{1 + a},$$

где  $a$  – рост стоимости электрической энергии;

3) эксплуатационные издержки

$$И_1 = (\beta_{\text{ПС}} K_{\text{ПС}\Sigma} + \beta_{\text{ВЛ}} K_{\text{ВЛ}\Sigma}) k_{\text{п}2},$$

где  $\beta_{\text{ПС}}$  – относительное значение ежегодных эксплуатационных затрат для электрооборудования ПС;  $\beta_{\text{ВЛ}}$  – относительное значение ежегодных эксплуатационных затрат для ВЛ;

4) капитализированная стоимость потерь электроэнергии

$$I_{\text{пот}} = I_{\Delta W} = \left( (\Delta P_{\text{кор}} + \Delta P_{\text{утеч}} + \Delta P_{\text{х.х}}) 8760 + \Delta P_{\text{н}} \tau \right) b k_{\text{п2}},$$

где  $\Delta P_{\text{кор}}$  – потери в ВЛ на корону;  $\Delta P_{\text{утеч}}$  – потери в ВЛ от токов утечки по изоляторам;  $\Delta P_{\text{х.х}}$  – потери холостого хода на подстанциях;  $\Delta P_{\text{н}}$  – суммарные нагрузочные потери в ЛЭП и на подстанциях;  $b$  – удельная стоимость электрической энергии для покрытия потерь энергии;  $\tau$  – время наибольших потерь, равное

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 8760.$$

Полные затраты (3) для каждого варианта определяются по формуле

$$Z = K_{\Sigma} + I_1 + I_{\text{пот}}.$$

Из предложенных вариантов выбирается вариант с наименьшими затратами.

Если полные затраты сравниваемых вариантов различаются менее чем на 5 %, то они считаются неразличимыми с точки зрения используемого критерия, и тогда требуется привлечение дополнительных критериев сравнения.

Если один из вариантов имеет меньшие капитальные вложения и меньшие затраты на потери электроэнергии, то именно он принимается к исполнению.

Если один из вариантов, например первый, имеет бóльшие капитальные вложения, чем у второго варианта, а стоимость потерь у него, наоборот, меньше, чем у второго варианта, то следует оценить:

- дополнительные капитальные вложения в первый вариант с бóльшими капитальными затратами  $\Delta K = K_1 - K_2$ ;

- экономию ежегодных издержек в первом варианте по отношению ко второму от дополнительных капитальных вложений  $\Delta I = I_2 - I_1$ ;

- срок окупаемости дополнительных капитальных вложений в первый вариант

$$T_{\text{ок}} = \frac{\Delta K}{\Delta I}.$$

Если полученный срок окупаемости меньше нормативного, то к исполнению следует принять вариант с меньшими потерями электроэнергии, т. е. первый, в противном случае (с меньшими капитальными вложениями) – второй вариант. Нормативный срок окупаемости принимают 3–5 лет.

При вычислениях затрат исходные данные и результаты расчета удобно представить в табличной форме. Пример сопоставления вариантов по полным затратам приведен в подразд. П2.7 (прил. 2).

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
2. Лыкин А. В. Электрические системы и сети : учебник / А. В. Лыкин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – 363 с.
3. СО 153-34.20.118–2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем // Нормативные документы в сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Серия 17: Документы по надзору в электроэнергетике. Вып. 19. – Москва : ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2010. – 56 с.
4. СТО 34.01-21.1-001–2017. Распределительные электрические сети напряжением 0,4–110 кВ. Требования к технологическому проектированию : стандарт организации ПАО «Россети». – URL: <https://docinfo.ru/sto/sto-34-01-21-1-001-2017/>.
5. СТО 56947007-29.240.10.248–2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС) : стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». – URL: <https://docinfo.ru/sto/sto-56947007-29-240-10-248-2017/>.
6. Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше (утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 284, дата актуализации: 01.01.2021). – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
7. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 288, дата актуализации: 01.01.2019). – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
8. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (утв. приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 326, с изм. и доп. от 01.02.2010). –

URL: <https://sudact.ru/law/prikaz-minenergo-rf-ot-30122008-n-326/instruktsiia-po-organizatsii-v-ministerstve/>.

9. ГОСТ 14209–97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – URL: <https://rosstandart.msk.ru/gost/001.029.180/gost-14209-97/>.

10. ГОСТ Р 59279–2020. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению. – Москва : Стандартинформ, 2021.

11. Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства (утв. приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10, дата актуализации: 01.02.2020). – URL: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293731581>.

12. Электрические системы и сети. Установившиеся режимы электрических сетей : учебное пособие / А. Ю. Арестова, А. В. Лыкин, Ю. М. Сидоркин, Я. А. Фролова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2020. – 98 с.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### **Задание для выполнения проекта на тему «Развитие электрической сети районной энергосистемы» по дисциплине «Электрические системы и сети»**

Выполнить технико-экономическое обоснование (ТЭО) схемы развития электрической сети районной энергосистемы для электроснабжения новых узлов нагрузки.

#### **Исходные данные**

1. Схема существующей электрической сети (рис. П1.1, П1.2).
2. Мощности шин действующих подстанций (10 и 35 кВ) для режима максимальных нагрузок (табл. П1.1) на пятый год эксплуатации сооружаемой сети.
3. Геометрическое расположение существующих (табл. П1.2) и мест сооружения новых (табл. П1.3, по вариантам) подстанций в декартовой системе координат.
4. Максимальные мощности нагрузки новых подстанций на пятый год их эксплуатации (табл. П1.3, по вариантам).
5. Время использования максимальной нагрузки  $T_{\max}$  (табл. П1.3) для общего годового графика энергосистемы с учетом мощностей новых нагрузок.
6. Ориентировочный состав видов нагрузок новых подстанций (табл. П1.4, по величине мощностей нагрузки).
7. Зимние и летние суточные графики нагрузки характерных дней новых подстанций (табл. П1.5).
8. Напряжение БУ в режимах максимальных нагрузок поддерживается на уровне 242 кВ.
9. Номинальное напряжение на шинах низкого напряжения новых подстанций – 10 кВ.
10. Место строительства – Западная Сибирь.
11. Материал опор для ВЛ всех напряжений – железобетон.

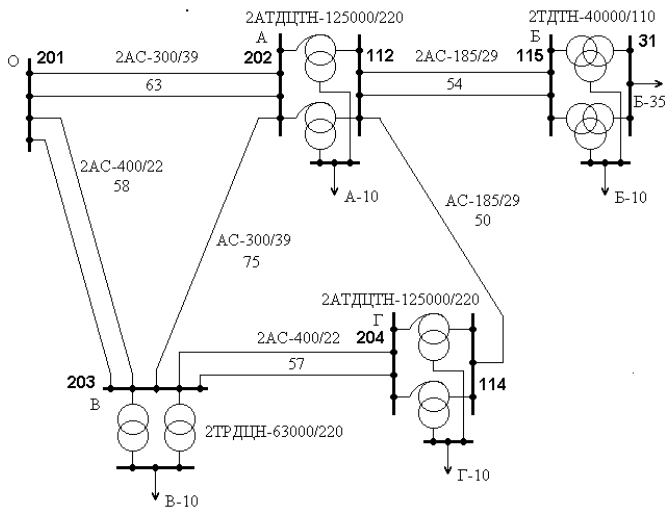


Рис. П1.1. Схема существующей электрической сети 220/110 кВ (расстояния в километрах) (полушрифтом обозначены номера узлов для шин, включенных в расчетную схему)

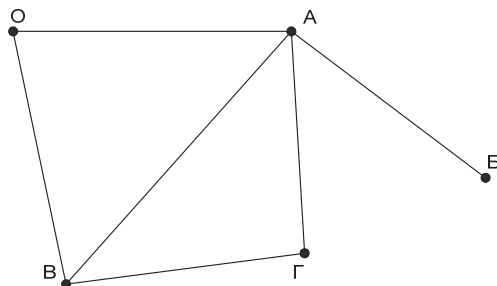


Рис. П1.2. Граф существующей сети

Таблица П1.1

Мощности режима максимальных нагрузок существующей сети

Мощности нагрузок	А-10	Б-35	Б-10	В-10	Г-10
Активная, МВт	90	15	10	80	80
Реактивная, Мвар	36	10	5	50	35



Таблица П1.2

**Координаты расположения существующих подстанций, км**

Подстанция	$x$	$y$
А	63	0
Б	107	-33
В	12	-57
Г	66	-50

*Примечание.* Начало координат в точке балансирующего узла О.

В табл. П1.3 указано геометрическое расположение мест сооружения новых подстанций в декартовой системе координат (по вариантам). Значения ординат ( $y$ ) следует взять с обратным знаком, т. е. точки на плоскости зеркально отобразить относительно оси абсцисс.

Таблица П1.3

**Координаты положения, мощности нагрузок новых подстанций и время использования максимальной нагрузки  $T_{\max}$** 

Номер варианта	Координаты, км ( $y$ – со знаком минус)						Мощности нагрузок, МВт и Мвар						$T_{\max}$ , ч
	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$x_3$	$y_3$	$P_1$	$Q_1$	$P_2$	$Q_2$	$P_3$	$Q_3$	
1	51	36	84	33	85	44	61	40	39	25	18	12	5600
2	55	15	81	35	107	46	61	34	30	17	14	8	4500
3	88	12	50	18	109	55	40	26	63	41	6	4	4800
4	50	33	53	56	92	41	56	38	44	29	7	5	5300
5	88	35	83	8	123	28	59	40	29	20	16	11	5100
6	84	60	76	41	105	7	50	31	34	21	18	11	5000
7	77	59	53	27	127	42	57	32	29	16	10	5	4900
8	65	17	85	47	88	48	66	47	17	12	19	14	4700
9	52	19	80	23	60	33	55	37	24	16	19	13	4600
10	55	9	52	39	71	27	29	21	64	47	10	7	5200
11	82	28	82	6	97	30	75	50	28	19	5	4	5600
12	87	8	64	23	90	50	67	37	27	15	6	3	4500
13	55	20	54	43	77	35	53	38	27	20	16	11	4800
14	76	19	50	12	75	27	22	13	55	31	7	4	5300
15	76	10	68	29	87	15	46	28	59	35	14	8	5100
16	73	19	50	46	109	48	57	41	48	34	13	10	5000
17	90	2	56	18	90	60	63	44	32	22	16	11	4900

Продолжение табл. П1.3

Номер варианта	Координаты, км (y – со знаком минус)						Мощности нагрузок, МВт и Мвар						$T_{\max}$ , ч
	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$x_3$	$y_3$	$P_1$	$Q_1$	$P_2$	$Q_2$	$P_3$	$Q_3$	
18	85	48	53	46	128	2	62	35	24	14	17	10	4700
19	52	26	82	8	128	59	64	43	28	19	15	10	4600
20	54	60	74	27	96	46	26	17	64	41	9	6	5200
21	82	12	89	39	113	10	56	33	27	16	14	8	5600
22	51	5	68	25	55	44	19	12	70	44	6	4	4500
23	65	16	71	36	52	18	64	36	22	12	7	4	4800
24	53	33	73	7	75	15	33	24	59	44	11	8	5300
25	90	57	81	31	81	7	54	39	47	34	16	11	5100
26	79	46	75	7	117	4	69	46	34	23	6	4	5000
27	74	24	88	9	107	58	64	42	27	18	9	6	4900
28	50	35	77	14	118	40	54	40	48	36	15	11	4700
29	84	15	57	26	76	3	45	29	51	32	9	6	4600
30	83	43	53	59	93	13	34	19	54	30	14	8	5200
31	58	29	90	45	104	48	65	46	36	25	8	5	5600
32	83	58	54	49	92	14	64	40	19	14	18	14	4500
33	55	31	76	30	105	58	69	41	27	16	10	6	4800
34	81	41	52	27	113	59	65	32	35	24	9	6	5300
35	72	14	88	32	120	2	25	15	66	39	19	11	5100
36	71	33	52	44	127	49	60	42	44	31	6	4	5000
37	86	54	63	23	125	6	69	42	19	11	12	8	4900
38	69	28	88	43	107	0	30	22	51	38	12	9	4700
39	75	23	50	39	118	50	66	40	45	27	6	3	4600
40	89	32	83	1	92	44	53	31	53	31	13	8	5200
41	66	17	51	38	126	21	62	42	19	13	16	11	5600
42	89	12	56	34	108	7	22	15	58	40	17	12	4500
43	85	17	57	19	114	48	27	15	54	30	19	11	4800
44	59	34	80	7	86	33	54	39	27	20	6	4	5300
45	85	29	58	23	105	5	64	46	36	22	7	5	5100
46	57	23	53	56	52	31	53	31	40	23	14	8	5000
47	87	31	72	11	50	41	42	27	59	37	9	5	4900
48	70	35	50	49	104	56	34	23	55	37	12	8	4700
49	60	32	89	24	110	2	54	36	30	20	14	9	4600
50	68	12	54	40	90	44	61	37	21	13	6	3	5200
51	75	9	53	42	99	43	31	19	68	41	6	4	5600
52	67	23	86	15	53	40	57	37	18	12	10	7	4500

Продолжение табл. П1.3

Номер варианта	Координаты, км ( $y$ – со знаком минус)						Мощности нагрузок, МВт и Мвар						$T_{\max}$ , ч
	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$x_3$	$y_3$	$P_1$	$Q_1$	$P_2$	$Q_2$	$P_3$	$Q_3$	
53	71	30	51	59	83	23	18	11	67	41	7	4	4800
54	58	38	84	18	125	6	42	23	65	37	5	3	5300
55	53	56	67	32	91	59	36	25	63	44	9	6	5100
56	84	59	71	36	101	21	59	44	19	14	7	6	5000
57	79	5	64	28	93	34	22	15	61	42	16	11	4900
58	67	30	51	15	107	53	63	35	23	14	14	9	4700
59	62	13	85	38	115	54	54	30	40	22	12	7	4600
60	63	12	74	33	128	56	34	24	66	47	9	6	5200
61	59	40	79	10	117	18	50	36	56	41	7	5	5600
62	74	19	53	34	63	35	29	20	55	39	15	11	4500
63	87	35	68	26	55	33	63	45	22	16	7	5	4800
64	87	31	52	24	117	39	61	38	34	21	19	12	5300
65	85	54	79	22	109	1	65	44	17	12	17	12	5100
66	83	27	53	39	93	27	65	47	25	18	10	7	5000
67	79	25	87	3	69	34	25	15	62	37	5	3	4900
68	84	38	52	37	113	20	60	37	31	20	10	7	4700
69	84	52	55	45	100	56	21	15	66	43	5	4	4600
70	81	59	65	34	51	57	51	33	37	24	6	4	5200
71	89	25	84	3	77	30	58	36	18	11	16	10	5600
72	60	30	78	59	53	54	55	37	40	28	8	5	4500
73	82	54	55	42	95	48	29	20	71	48	18	12	4800
74	76	6	79	36	114	25	18	11	56	35	12	7	5300
75	80	13	84	39	103	46	56	40	41	30	6	5	5100
76	73	9	73	31	80	57	17	12	53	37	17	12	5000
77	70	21	80	57	83	46	52	31	40	24	17	10	4900
78	83	16	55	15	81	28	55	37	24	16	20	13	4700
79	58	36	80	24	95	12	40	28	63	41	6	4	4600
80	86	19	57	13	96	46	57	40	56	39	5	4	5200
81	52	11	84	20	119	45	67	39	21	12	5	3	5600
82	60	29	50	7	64	32	54	35	19	13	7	4	4500
83	82	29	60	33	122	42	60	37	25	17	5	3	4800
84	82	55	51	44	96	53	61	38	28	17	19	12	5300
85	80	9	69	37	85	12	54	30	36	20	12	7	5100
86	90	45	59	21	106	50	22	14	62	35	18	11	5000
87	55	45	79	44	101	44	31	19	54	34	17	11	4900

Продолжение табл. П1.3

Номер варианта	Координаты, км (y – со знаком минус)						Мощности нагрузок, МВт и Мвар						$T_{\max}$ , ч
	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$x_3$	$y_3$	$P_1$	$Q_1$	$P_2$	$Q_2$	$P_3$	$Q_3$	
88	52	37	79	31	128	41	23	17	65	45	7	5	4700
89	82	46	66	27	130	4	44	32	53	39	18	13	4600
90	74	12	50	21	74	15	66	41	37	23	7	4	5200
91	80	8	78	40	69	37	60	40	27	18	6	4	5600
92	79	28	55	59	97	58	65	44	25	18	12	9	4500
93	78	48	61	24	65	16	22	14	61	37	11	7	4800
94	66	34	50	50	95	5	32	24	62	43	9	6	5300
95	84	24	52	21	62	31	53	32	41	25	5	3	5100
96	75	21	58	35	115	43	66	49	28	20	16	12	5000
97	52	55	67	21	83	6	24	15	63	38	18	11	4900
98	86	9	59	16	66	37	51	29	58	33	10	6	4700
99	88	39	51	27	85	20	61	38	20	12	18	11	4600
100	52	42	75	30	94	38	69	43	38	24	8	5	5200
101	85	41	87	8	99	59	20	13	58	39	17	12	5600
102	54	44	79	53	99	14	65	48	22	16	15	11	4500
103	77	43	53	32	121	49	27	18	51	34	7	4	4800
104	80	49	69	22	121	21	55	37	33	22	15	10	5300
105	78	1	66	26	96	49	34	24	53	37	14	9	5100
106	82	51	77	25	127	19	47	31	59	39	7	5	5000
107	80	45	54	41	53	22	28	19	62	43	19	13	4900
108	88	53	53	48	119	28	27	19	62	41	16	11	4700
109	55	10	84	17	54	45	58	40	17	12	6	4	4600
110	83	45	69	23	53	16	54	33	34	21	5	3	5200
111	62	18	81	8	124	49	68	46	38	25	13	8	5600
112	74	41	51	30	92	48	26	16	66	41	13	8	4500
113	87	40	87	17	118	55	64	40	30	20	5	3	4800
114	90	39	53	42	58	35	30	22	59	44	9	6	5300
115	70	28	86	3	89	3	41	28	54	36	12	8	5100
116	77	39	56	58	113	2	56	36	30	19	10	6	5000
117	86	1	53	13	113	51	35	26	52	38	8	6	4900
118	83	48	80	14	113	56	61	37	43	26	13	8	4700
119	75	16	54	44	79	49	23	15	75	49	10	7	4600
120	86	38	66	18	100	60	39	22	65	37	11	6	5200
121	73	35	79	56	69	22	18	10	62	34	16	9	5600
122	56	32	75	39	82	59	56	39	48	34	15	11	4500

Продолжение табл. П1.3

Номер варианта	Координаты, км ( $y$ – со знаком минус)						Мощности нагрузок, МВт и Мвар						$T_{\max}$ , ч
	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$x_3$	$y_3$	$P_1$	$Q_1$	$P_2$	$Q_2$	$P_3$	$Q_3$	
123	54	45	76	14	72	19	53	39	34	25	13	10	4800
124	60	21	81	17	100	42	59	40	29	20	11	7	5300
125	51	49	50	26	110	6	26	17	55	35	5	3	5100
126	57	35	89	41	115	2	60	36	36	21	17	10	5000
127	57	36	85	14	93	6	56	31	21	12	6	3	4900
128	58	41	83	23	120	0	60	36	40	24	11	7	4700
129	74	7	50	12	67	21	29	20	58	39	7	5	4600
130	88	8	61	20	122	30	61	31	26	15	19	11	5200
131	77	6	67	27	80	4	61	37	19	11	14	8	5600
132	88	1	76	28	107	6	58	34	28	16	13	8	4500
133	83	29	60	20	76	58	36	21	51	30	7	4	4800
134	74	10	66	36	87	39	53	34	27	17	17	11	5300
135	63	38	86	18	61	13	50	32	50	32	19	12	5100
136	83	47	79	13	86	52	23	14	52	33	17	11	5000
137	75	33	72	10	87	31	34	23	61	40	16	10	4900
138	70	15	79	52	67	28	58	33	20	12	15	9	4700
139	72	33	60	16	51	27	31	17	63	35	17	9	4600
140	57	30	87	8	118	27	57	32	25	14	7	4	5200
141	83	23	56	32	121	47	73	45	26	16	14	9	5600
142	74	16	65	37	87	53	67	36	23	14	10	6	4500
143	78	20	53	8	117	9	39	28	53	37	11	8	4800
144	75	6	75	35	91	19	25	18	61	42	17	13	5300
145	75	20	53	26	126	26	60	32	40	22	9	5	5100
146	79	41	88	8	115	2	60	43	49	35	11	8	5000
147	61	19	76	32	96	57	56	34	41	25	11	7	4900
148	77	14	53	20	100	14	28	17	55	34	18	11	4700
149	53	33	77	45	84	59	26	15	60	34	7	4	4600
150	88	34	63	24	128	9	56	34	43	27	9	6	5200
151	82	42	54	46	78	22	63	44	26	18	20	14	5600
152	86	12	84	43	126	9	23	15	70	44	15	9	4500
153	63	32	89	3	110	53	25	15	60	37	13	8	4800
154	78	51	87	27	96	19	50	35	56	39	11	8	5300
155	52	34	89	30	54	15	61	41	26	19	14	10	5100
156	81	45	89	9	130	3	35	20	64	37	13	7	5000

Продолжение табл. П1.3

Номер варианта	Координаты, км ( $y$ – со знаком минус)						Мощности нагрузок, МВт и Мвар						$T_{\max}$ , ч
	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$x_3$	$y_3$	$P_1$	$Q_1$	$P_2$	$Q_2$	$P_3$	$Q_3$	
157	74	29	88	51	81	50	27	16	69	40	17	10	4900
158	80	32	54	32	115	48	62	43	47	32	11	8	4700
159	89	16	75	42	52	6	47	27	56	32	8	5	4600
160	55	21	76	16	85	26	65	38	21	13	15	10	5200
161	66	17	88	1	92	45	23	14	66	39	13	7	5600
162	65	14	83	49	70	28	30	20	74	49	8	5	4500
163	66	32	79	10	101	10	21	14	50	33	12	8	4800
164	69	14	88	31	103	18	62	41	35	25	11	8	5300
165	57	58	69	20	115	54	36	27	51	38	5	4	5100
166	67	12	89	12	106	17	18	13	62	41	11	8	5000
167	62	13	63	35	58	37	64	40	26	18	19	13	4900
168	58	38	86	38	111	10	31	20	51	32	6	4	4700
169	77	17	90	46	124	57	28	20	62	46	16	12	4600
170	54	24	79	55	82	55	29	16	58	32	8	5	5200
171	53	22	90	23	88	25	65	35	28	16	7	4	5600
172	69	37	82	56	98	19	67	50	26	19	6	5	4500
173	89	3	80	30	95	21	36	24	63	39	7	5	4800
174	62	25	89	47	54	39	63	39	41	25	12	7	5300
175	72	39	85	20	114	5	52	36	51	36	15	11	5100
176	61	17	84	1	87	5	32	23	56	39	19	14	5000
177	59	28	80	54	84	21	34	25	57	41	20	14	4900
178	78	25	59	40	114	52	31	22	58	41	13	9	4700
179	61	35	78	6	81	41	57	42	29	21	6	4	4600
180	61	26	77	7	98	5	58	32	46	26	8	4	5200
181	75	38	56	23	123	60	19	14	55	40	16	12	5600
182	89	32	72	8	102	57	18	13	60	41	15	11	4500
183	86	57	86	21	89	19	26	18	59	42	16	11	4800
184	81	46	69	29	117	33	53	38	28	20	20	14	5300
185	67	19	81	47	117	1	31	19	72	44	5	3	5100
186	55	20	79	36	105	56	24	18	64	43	13	9	5000
187	82	53	75	31	116	50	20	14	61	38	9	6	4900
188	87	41	70	20	88	23	40	24	52	31	9	6	4700
189	73	8	88	39	83	29	25	18	55	40	11	8	4600
190	88	60	79	40	83	44	24	15	65	40	7	4	5200

Окончание табл. П1.3

Номер варианта	Координаты, км (y – со знаком минус)						Мощности нагрузок, МВт и Мвар						$T_{\max},$ ч
	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$x_3$	$y_3$	$P_1$	$Q_1$	$P_2$	$Q_2$	$P_3$	$Q_3$	
191	81	11	54	29	54	51	21	12	63	35	18	10	5600
192	62	18	88	18	71	26	38	28	52	38	13	9	4500
193	86	3	58	22	70	30	70	47	23	16	11	7	4800
194	84	51	56	34	125	57	46	33	59	43	16	12	5300
195	76	27	55	25	59	38	68	44	22	14	14	9	5100
196	60	35	81	15	85	5	23	14	59	36	9	5	5000
197	72	35	80	14	90	33	57	31	32	18	17	9	4900
198	58	34	78	18	86	55	31	23	56	40	10	7	4700
199	58	22	86	10	104	7	63	41	21	14	20	13	4600
200	52	45	51	18	99	56	63	42	38	25	6	4	5200

Таблица П1.4

**Состав нагрузки сооружаемых подстанций, %**

Подстанция	Максимальная активная мощность, МВт	Состав нагрузки					
		осветительная нагрузка	промышленная трехфазная	промышленная двухфазная	промышленная однофазная	электрифицирован- ный транспорт	сельскохозяйствен- ное производство
ПС-1	До 40	15	15	30	–	40	–
	Свыше 40 до 50	15	15	20	10	40	–
	Свыше 50	20	20	15	15	30	–
ПС-2	До 40	20	20	40	10	–	10
	Свыше 40 до 50	20	30	10	20	–	20
	Свыше 50	15	20	15	30	–	20
ПС-3	До 20	40	10	–	–	–	50
	Свыше 20	40	15	–	–	–	45

Таблица П1.5

**Зимние и летние суточные графики характерных дней  
для новых подстанций, %**

Время	ПС-1				ПС-2				ПС-3			
	зима		лето		зима		лето		зима		лето	
	<i>P</i>	<i>Q</i>	<i>P</i>	<i>Q</i>	<i>P</i>	<i>Q</i>	<i>P</i>	<i>Q</i>	<i>P</i>	<i>Q</i>	<i>P</i>	<i>Q</i>
0:00	45	43	33	31	45	40	33	32	58	58	37	34
1:00	42	41	24	23	34	32	26	25	50	52	33	32
2:00	43	42	24	23	30	30	23	22	45	46	30	31
3:00	44	44	22	22	30	29	27	27	44	44	28	30
4:00	47	45	25	24	36	35	45	43	46	45	34	35
5:00	53	52	30	30	56	55	60	58	52	50	44	46
6:00	73	71	67	66	78	77	74	73	68	66	52	53
7:00	90	92	76	77	100	99	75	74	80	80	56	55
8:00	100	100	80	81	100	100	72	72	86	85	54	54
9:00	100	100	70	71	96	95	62	60	84	82	50	50
10:00	92	95	68	68	90	88	55	52	80	78	47	48
11:00	91	93	69	70	80	81	50	50	72	70	45	46
12:00	93	90	70	71	70	73	47	45	66	66	43	44
13:00	88	86	68	68	66	67	46	44	65	65	42	45
14:00	87	85	69	68	66	67	45	44	66	65	40	43
15:00	92	94	70	71	66	68	45	45	67	66	41	44
16:00	95	95	68	69	65	68	46	46	70	70	44	46
17:00	100	100	70	72	64	67	48	47	86	85	48	49
18:00	98	95	75	75	72	70	54	52	100	100	55	57
19:00	97	94	80	78	83	80	62	60	98	99	65	65
20:00	96	93	80	78	85	84	65	63	95	96	65	65
21:00	88	86	70	72	80	80	64	62	80	80	60	63
22:00	78	77	48	47	65	64	49	47	68	68	52	43
23:00	58	56	34	35	53	50	35	34	63	62	41	42
Среднее	78,75	77,88	57,92	57,92	67,08	66,63	50,33	49,04	70,38	69,92	46,08	46,67

*Примечания.* 1. Значения активной и реактивной мощности даны в процентах от  $P_{\max}$  и  $Q_{\max}$  соответственно.

2. Для контроля расчетов для каждого из графиков нагрузки в таблице приведены среднесуточные значения.

**Рекомендации по выполнению проекта на тему  
«Развитие электрической сети районной энергосистемы»**

ТЭО схемы построения и выбор параметров электрической сети производится на перспективу 5–10 лет.



Проектируемая электрическая сеть должна обеспечивать:

- требуемую пропускную способность и надежность;
- экономичность развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемой сети с действующей (существующей).

Требования к пропускной способности и надежности формулируются следующим образом:

- передача расчетных максимальных перетоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети при обеспечении нормативных уровней напряжения;
- передача расчетных длительных перетоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети и при отключении одного из элементов сети (одной цепи ЛЭП или одного трансформатора).

Экономичность развития и функционирования основывается на выборе варианта, предусматривающего дальнейшее развитие сети без ее коренных изменений и максимальное использование действующих сетей с учетом возможностей для их реконструкции.

При проектировании ВЛ рекомендуется применять стандартные оборудование и материалы и унифицированные или типовые конструкции опор, фундаментов и других элементов линий, прошедшие все требуемые испытания и зарекомендовавшие себя положительно в эксплуатации. Необходимые данные по оборудованию электрических сетей приведены в прил. 3.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Примеры выполнения некоторых разделов проекта

#### П2.1. Пример выбора вариантов схем развития электрической сети

Имеются данные о расположении новых подстанций ПС-1, ПС-2 и ПС-3 в принятых координатах (табл. П2.1).

Т а б л и ц а П2.1

**Координаты новых подстанций и мощности режима максимальных нагрузок на пятый год их эксплуатации**

Подстанция	$x$ , км	$y$ , км	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар
ПС-1	52	-45	63	42
ПС-2	51	-18	38	25
ПС-3	99	-56	6	4

На рис. П2.1 показан граф существующей сети (без учета количества цепей ЛЭП) и обозначены точки размещения новых подстанций. Намечаем несколько вариантов соединения точек новых подстанций с близлежащими подстанциями А, Б и Г. Варианты схем с новыми линиями (с учетом количества цепей новых ЛЭП) приведены на рис П2.2.

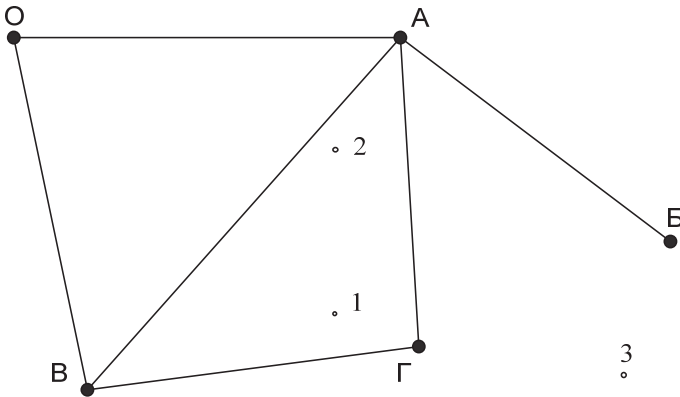


Рис. П2.1. Граф существующей сети

На схемах рис. П2.2 питание подстанции ПС-3 во всех вариантах осуществляется от подстанции Б. Это сделано потому, что линия Б–3 короче, чем линия, идущая от подстанции Г. Кроме того, нагрузка новой подстанции ПС-3 невелика ( $6 + j4$ ), что позволяет незначительно увеличить нагрузку существующей ВЛ 110 кВ (линия А–Б). Однако если предполагается в дальнейшем расширять ПС-3, то ее питание лучше осуществить от пункта Г, так как в этом случае дополнительные потери энергии в существующей сети для питания ПС-3 будут в сети 220 кВ, а линия А–Б 110 кВ не будет иметь дополнительной нагрузки. Такой вариант при наличии перспективы развития ПС-3 следовало бы включить в число рассматриваемых вариантов.

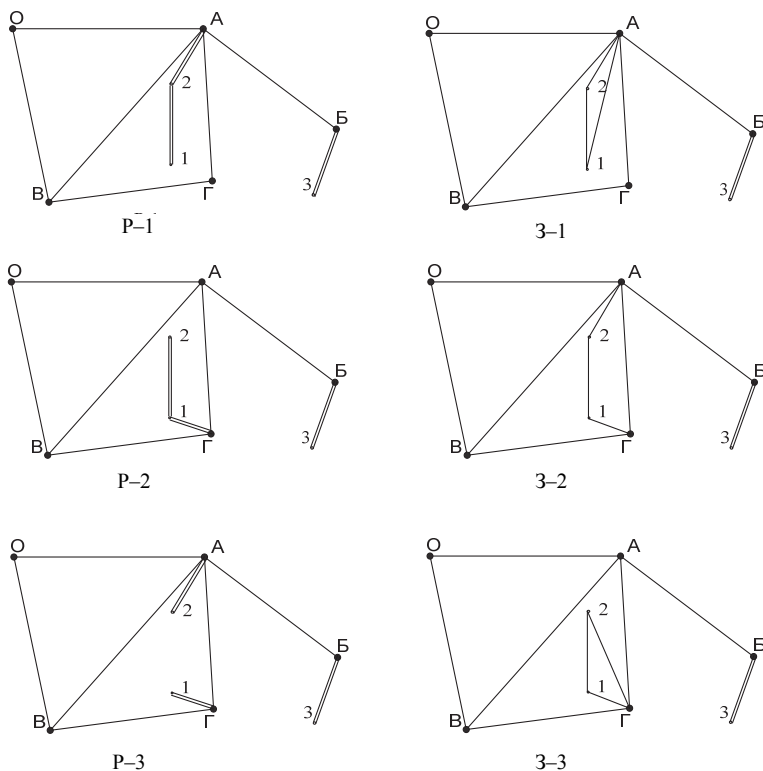


Рис. П2.2. Варианты радиальных (Р) и замкнутых (З) схем соединения новых ЛЭП

Расстояния между пунктами 1 и 2, а также между ними и близко расположенными существующими подстанциями А и Г приведены ниже.

А–2:

$$L_{A-2} = \sqrt{(x_A - x_2)^2 + (y_A - y_2)^2} = \sqrt{(63 - 51)^2 + (0 - 18)^2} = 21,6 \text{ км};$$

Г–1:

$$L_{Г-1} = \sqrt{(x_Г - x_1)^2 + (y_Г - y_1)^2} = \sqrt{(66 - 52)^2 + (50 - 45)^2} = 14,9 \text{ км};$$

1–2:

$$L_{1-2} = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2} = \sqrt{(52 - 51)^2 + (18 - 45)^2} = 27 \text{ км};$$

А–1:

$$L_{A-1} = \sqrt{(x_A - x_1)^2 + (y_A - y_1)^2} = \sqrt{(63 - 52)^2 + (0 - 45)^2} = 46,3 \text{ км};$$

Г–2:

$$L_{Г-2} = \sqrt{(x_Г - x_2)^2 + (y_Г - y_2)^2} = \sqrt{(66 - 51)^2 + (50 - 18)^2} = 35,3 \text{ км}.$$

Сопоставим намеченные варианты по критерию суммарной длины новых ЛЭП для питания нагрузок 1 и 2 (длина ЛЭП для питания ПС-3 не учитывается, так как для всех вариантов она одинакова).

Радиальные варианты (суммируются двухцепные ЛЭП):

$$\Sigma L_{P-1} = L_{A-2} + L_{1-2} = 21,6 + 27 = 48,6 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{P-2} = L_{Г-1} + L_{1-2} = 14,9 + 27 = 41,9 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{P-3} = L_{A-2} + L_{Г-1} = 21,6 + 14,9 = 36,5 \text{ км}.$$

Минимальное значение суммарной длины схемы – для варианта Р–3.

Замкнутые варианты (суммируются одноцепные ЛЭП):

$$\Sigma L_{3-1} = L_{A-2} + L_{A-1} + L_{1-2} = 21,6 + 46,3 + 27 = 94,9 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{3-2} = L_{Г-1} + L_{1-2} + L_{A-2} = 14,9 + 27 + 21,6 = 63,5 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{3-3} = L_{Г-2} + L_{Г-1} + L_{1-2} = 35,3 + 14,9 + 27 = 77,2 \text{ км}.$$

Минимальное значение суммарной длины схемы – для варианта 3–2.

Так как в формулах не учтены одновременно одно- и двухцепные линии, то коэффициент 1,5 не использовался.

Из приведенных вариантов для дальнейшего рассмотрения выбираем радиальный Р–3 и замкнутый 3–2 как варианты, имеющие минимальную суммарную длину новых ЛЭП.

Расстояние от подстанции Б до пункта 3 (Б–3) равно

$$L_{Г-2} = \sqrt{(x_B - x_3)^2 + (y_B - y_3)^2} = \\ = \sqrt{(107 - 99)^2 + (-33 + 56)^2} = 24,4 \text{ км.}$$

## П2.2. Пример выбора номинальных напряжений сооружаемых ЛЭП

Выбор номинальных напряжений выполняем по эмпирической формуле

$$U = 16\sqrt[4]{Pl}.$$

Длину ЛЭП увеличиваем на 20 % относительно воздушной прямой.

Исходные данные по нагрузкам подстанций (табл. П2.1) и данные по длинам ЛЭП берутся для выбранных вариантов из подразд. П2.1.

По всем линиям радиального варианта передается мощность одной из соответствующих подстанций. Расчеты по радиальному варианту сведены в табл. П2.2.

Т а б л и ц а П2.2

### Выбор номинальных напряжений ЛЭП варианта радиальной сети

ЛЭП	$L$ , км	$L + 20 \%$ , км	$P$ , МВт	Количество цепей	$U$ , кВ	$U_{ном}$ , кВ
А–2	21,6	25,9	38	2	75,4	110
Г–1	14,9	17,9	63	2	77,9	110
Б–3	24,4	29,2	6	2	49,0	35 (110)

Полученное номинальное напряжение для линий А–2 и Г–1 хорошо согласуется с данными табл. 1, однако для линии Б–3 как по пропускной способности, так и по предельной длине номинальное напря-

жение 35 кВ не подходит. Принимаем для этой линии номинальное напряжение 110 кВ.

Для выбора номинальных напряжений замкнутой сети найдем приближенное потокораспределение в линии с двухсторонним питанием (А–2) – (2–1) – (1–Г) с расстояниями соответственно 17,9; 32,4 и 25,9 км (табл. П2.3).

$$\underline{S}_{A-2} = \frac{S_2(L_{1-2} + L_{Г-1}) + S_1 L_{Г-1}}{L_{Г-1} + L_{1-2} + L_{A-2}} =$$

$$= \frac{(38 + j25)(32,4 + 17,9) + (63 + j42)17,9}{17,9 + 32,4 + 25,9} = 39,81 + j26,32 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{2-1} = 1,81 + j1,32 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{Г-1} = 61,19 + j40,68 \text{ МВА}.$$

Расчеты по замкнутому варианту сведены в табл. П2.3.

Т а б л и ц а П2.3

#### Выбор номинальных напряжений ЛЭП варианта замкнутой сети

ЛЭП	$L$ , км	$L + 20 \%$ , км	$P$ , МВт	Количество цепей	$U$ , кВ	$U_{\text{ном}}$ , кВ
А–2	21,6	25,9	39,9	1	90,7	110
1–2	27	32,4	1,9	1	44,8	110
Г–1	14,9	17,9	61,1	1	92,0	110
Б–3	24,4	29,3	6,0	2	49,0	35 (110)

Для линии Б–3 номинальное напряжение также принимаем 110 кВ.

### П2.3. Пример определения сечений проводов сооружаемых ЛЭП

Суммарное сечение ( $F$ ) проводов фазы проектируемой ВЛ определяется по формуле

$$F = \frac{I_p}{j_n}.$$

Для заданного числа использования максимальной нагрузки 5200 ч  $j_n = 0,8 \text{ А/мм}^2$  (см. табл. 2).

Значение  $I_p$  определяется по выражению

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T,$$

где  $I_5$  – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий основной сети по расчетным длительным потокам мощности;  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии (для линий 110–220 кВ значение  $\alpha_i$  может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки; для ВЛ 35 кВ также принимаем  $\alpha_i = 1,05$ );  $\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ ( $T_{\max}$ ).

Коэффициент  $K_M$  для нагрузок новых подстанций отражает участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы (см. табл. 4) и зависит от состава нагрузки новых подстанций (см. табл. П1.4).

Рассчитаем коэффициенты  $K_M$  для нагрузок новых подстанций в таблице Excel (табл. П2.4).

Т а б л и ц а П2.4

**Расчет коэффициентов попадания нагрузок новых подстанций  
в максимум энергосистемы**

Подстанция	Активная мощность подстанции $P$	Состав различных видов потребителей новых подстанций, %						$K_M$ , о.е.
		освещение	промышленные трехфазные	промышленные двухфазные	промышленные однофазные	электрифицированный транспорт	сельскохозяйственное производство	
		1	0,85	0,75	0,15	1	0,75	
ПС-1	63	20	20	15	15	30	0	0,805
ПС-2	38	20	20	40	10	–	10	0,76
ПС-3	6	40	10	–	–	–	50	0,86

*Примечание.* Процентный состав различных видов потребителей взят из табл. П1.4 в зависимости от заданной активной мощности подстанции.

Результаты расчетов сечений проводов новых ЛЭП по вариантам сведены в табл. П2.5 и П2.6.

Т а б л и ц а П2.5

**Расчет сечений проводов ЛЭП варианта радиальной сети**

ЛЭП	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Количество цепей	$I_5$ , А	$\alpha_T$	$I_{\text{расч}}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	$F_{\text{станд}}$ , мм <sup>2</sup>
А–2	38	25	110	2	119,4	1,28	160,4	200,5	185
Г–1	63	42	110	2	198,7	1,2	250,4	313,0	300
Б–3	6	4	110	2	18,9	1,15	22,9	28,6	120

Т а б л и ц а П2.6

**Расчет сечений проводов ЛЭП варианта замкнутой сети**

ЛЭП	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Количество цепей	$I_5$ , А	$\alpha_T$	$I_{\text{расч}}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	$F_{\text{станд}}$ , мм <sup>2</sup>
А–2	39,9	26,4	110	1	250,8	1,28	337,1	421,4	300
1–2	1,9	1,4	110	1	12,6	1,28	16,3	20,4	70
Г–1	61,1	40,6	110	1	385,3	1,2	485,5	606,8	300
Б–3	6	4	110	2	18,9	1,15	22,9	28,6	120

Для всех воздушных линий выбираем сталеалюминиевые провода.

При выборе стандартных сечений были учтены ограничения по механической прочности опор и проводов ВЛ свыше 1 кВ и условиям короны и радиопомех (см. табл. 7 и 8).

Для ВЛ Г–1 в обоих вариантах принято сечение 300 мм<sup>2</sup>, что приведет к удорожанию опор по сравнению унифицированными опорами.

Для линии Г–1 расчетное сечение получилось около 600 мм<sup>2</sup>, однако такое сечение недопустимо для опор ВЛ 110 кВ, и поэтому следует пересмотреть этот вариант: необходимо либо взять двухцепную ВЛ, либо увеличить номинальное напряжение до 220 кВ. Однако во избежание дополнительных расчетов в данном примере намеренно принят неэкономичный вариант для сечения линии Г–1 – 300 мм<sup>2</sup>. Это решение согласуется с [1], где допускается при больших расчетных сечениях увеличивать нормативную плотность тока вплоть до двукратных значений.



Выбранные сечения подлежат проверке по предельно допустимому току в послеаварийных и ремонтных режимах. Для двухцепных ЛЭП послеаварийным током  $I_{п/ав}$  является удвоенное значение нормального тока в режиме максимальных нагрузок. Для варианта замкнутой схемы послеаварийным током для крайних ЛЭП будет ток, вычисленный через суммарную мощность нагрузок линии с двухсторонним питанием, для средней ЛЭП – ток большей из двух нагрузок линии.

Результаты расчетов при проверке по допустимому току по вариантам приведены в табл. П2.7 и П2.8.

Т а б л и ц а П2.7

**Результаты расчетов при выборе проводов ЛЭП  
для радиального варианта**

ЛЭП	$I_{п/ав}$ , А	Предварительное сечение, мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А	Марка провода	$I_{доп}$ , А
А–2	238,7	185	510	АС-185/29	510
Г–1	397,4	300	690	АС-300/48	690
Б–3	37,8	120	390	АС-120/19	390

Т а б л и ц а П2.8

**Результаты расчетов при выборе проводов ЛЭП  
для замкнутого варианта**

ЛЭП	$I_{п/ав}$ , А	Предварительное сечение, мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А	Марка провода	$I_{доп}$ , А
А–2	636,1	300	690	АС-300/48	690
1–2	397,4	70	265	АС-120/19	390
Г–1	636,1	300	690	АС-300/48	690
Б–3	37,8	120	390	АС-120/19	390

Для замкнутого варианта, исходя из аварийной перегрузки, на линии 1–2 взяты провода большего сечения.

В варианте замкнутой сети послеаварийный ток на линии 1–2 немного превышает допустимый ток, что вполне приемлемо с учетом возможной токовой перегрузки ВЛ при низкой температуре, которая

соответствует зимнему периоду времени, когда система проходит годовой максимум нагрузки. Поправочный коэффициент для температуры воздуха  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  равен 1,29, и допустимый ток для провода АС-120 становится 503,1 А.

Исходя из тех же соображений в замкнутом варианте для линии А–2 можно было взять сечение  $240\text{ мм}^2$ , допустимый ток которого при температуре воздуха  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  составляет 786,9 А.

#### **П2.4. Пример выбора силовых трансформаторов на понижающих подстанциях**

Выбрать трансформаторы на понижающей ПС 110/10 кВ с максимальной мощностью нагрузки на пятый год ее эксплуатации:  $P_{\max} = 63\text{ МВт}$ ;  $Q_{\max} = 42\text{ Мвар}$ . По значениям активной и реактивной мощности характерных суток зимнего и летнего периода (табл. П2.9) построены графики (рис. П2.3, П2.4).

Т а б л и ц а П2.9

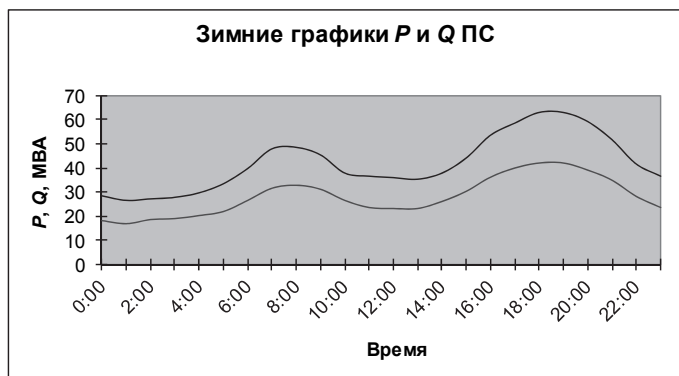
##### **Суточные часовые значения активной и реактивной мощности**

Часы суток		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Зима	$P$ , МВт	28,4	26,5	27,1	27,7	29,6	33,4	39,7	47,9	48,5	45,4	37,8	36,5
	$Q$ , Мвар	18,1	16,8	18,5	18,9	20,2	21,8	26,5	31,5	32,8	31,1	26,5	23,5
Лето	$P$ , МВт	23,9	22,1	22,7	23,3	23,9	29,0	44,1	47,3	46,0	39,1	35,9	34,0
	$Q$ , Мвар	15,5	14,3	15,1	15,1	16,0	18,9	29,4	31,5	30,7	26,5	23,5	22,3
Часы суток		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	$P$ , МВт	35,9	35,3	37,8	44,1	53,6	58,6	63,0	63,0	59,2	51,7	41,6	36,5
	$Q$ , Мвар	23,1	23,1	26,0	30,2	36,1	39,9	42,0	42,0	39,1	34,9	28,1	23,5
Лето	$P$ , МВт	32,8	32,8	35,3	37,8	41,6	47,3	47,3	46,0	44,1	39,1	31,5	28,4
	$Q$ , Мвар	21,8	21,8	22,7	25,6	28,6	31,5	31,5	30,7	29,8	26,5	20,6	18,5

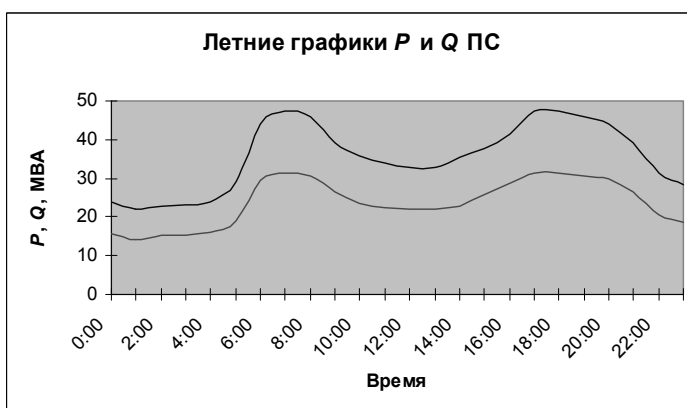
При отключении одного из двух трансформаторов всю нагрузку должен нести оставшийся в работе трансформатор, при этом часть времени суток этот трансформатор будет работать с перегрузкой. Длительность перегрузки может быть определена из эквивалентного по тепловым потерям двухступенчатого графика нагрузки. Построим

график нагрузки трансформатора в зимние и летние характерные дни. Используем формулу

$$S_i = \sqrt{\left(P_{\max} \frac{P_{\%i}}{100}\right)^2 + \left(Q_{\max} \frac{Q_{\%i}}{100}\right)^2}.$$



*Рис. П2.3.* Активная и реактивная мощность характерного зимнего дня



*Рис. П2.4.* Активная и реактивная мощность характерного летнего дня

В результате по данным табл. П2.10 построим графики полной мощности для зимнего и летнего периодов (рис. П2.5, П2.6), на которых отмечены и среднесуточные значения нагрузки.

Таблица П2.10

**Суточные часовые графики полной мощности**

Часы суток		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Зима	S, МВА	33,6	31,3	32,8	33,6	35,8	39,9	47,7	57,3	58,5	55,0	46,1	43,5
Лето		28,5	26,3	27,3	27,8	28,8	34,6	53,0	56,8	55,3	47,2	42,9	40,7
Часы суток		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зима	S, МВА	42,7	42,2	45,9	53,5	64,6	70,9	75,7	75,7	70,9	62,3	50,2	42,7
Лето		39,4	39,4	41,9	45,7	50,4	56,8	56,8	55,3	53,2	47,2	37,6	39,4

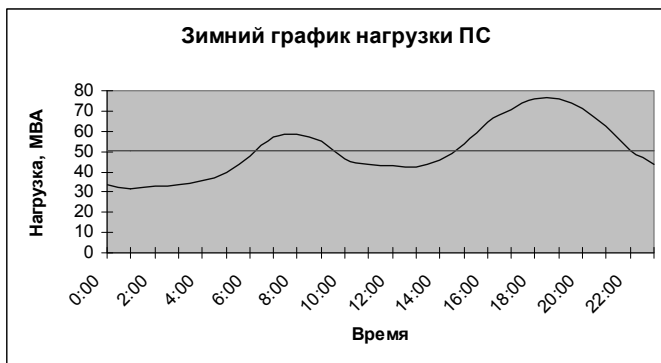


Рис. П2.5. Полная мощность и среднее значение зимней нагрузки ПС

Приведем графики, представленные на рис. П2.5 и П2.6, к двухступенчатому виду.

Для **зимнего графика** средняя нагрузка характерных зимних суток подстанции – 50,55 МВА. Это график нагрузки с *одним вечерним* максимумом.

1. Определим продолжительность большей ступени  $K_2$  для значений нагрузки больше средней в период утреннего максимума – это 7 часов. Построим двухступенчатый график для  $K_2 = S_{\max} = 75,7$  МВА,

а  $K_1 = 43,88$  МВА как среднеквадратическое значение оставшейся нагрузки (рис. П2.7).

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 56,36$  МВА;  $c + d = 7,55$  МВА.

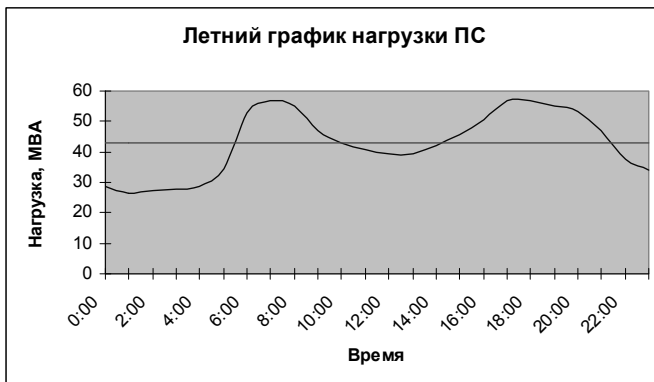


Рис. П2.6. Полная мощность и среднее значение летней нагрузки ПС

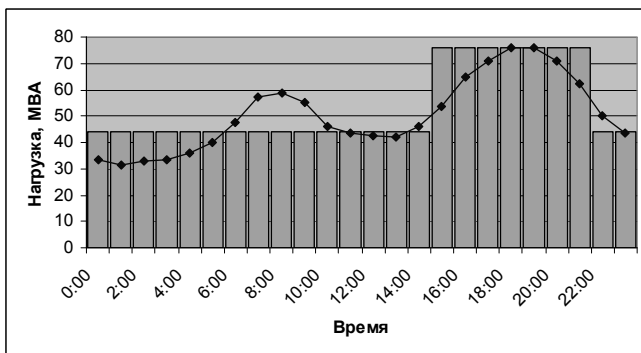


Рис. П2.7. Первое приближение двухступенчатого графика для зимних суток

2. Уменьшим площадь  $a + b$  исключением наименьшего часового значения из большей ступени – это 15-й час, значение мощности  $K_1$  равно 53,47 МВА. Получим двухступенчатый график с продолжитель-

ностью большей ступени 6 часов (рис. П2.8). Значение  $K_1$  изменилось и стало равно 44,8 МВА.

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 34,12$  МВА;  $c + d = 15,18$  МВА.

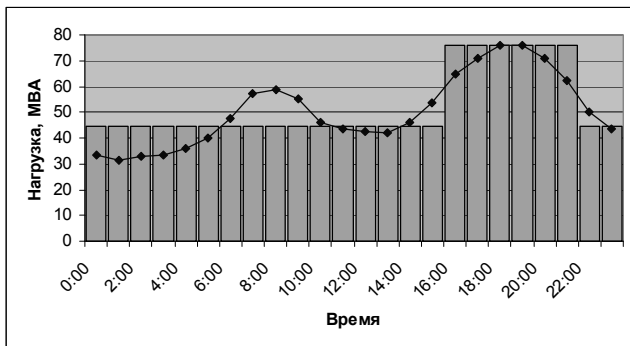


Рис. П2.8. Второе приближение двухступенчатого графика для зимних суток

3. Уменьшим площадь  $a + b$  исключением еще одного (наименьшего) часового значения из большей ступени – это 21-й час, значение мощности  $K_1 = 62,32,47$  МВА. Получим двухступенчатый график с продолжительностью большей ступени 5 часов (рис. П2.9).  $K_1$  изменилось и стало равно 45,93 МВА.

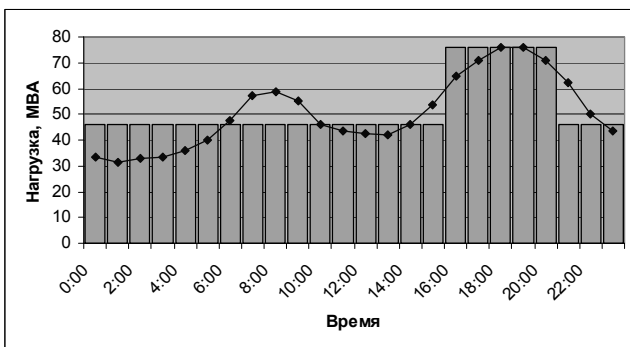


Рис. П2.9. Третье приближение двухступенчатого графика для зимних суток

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 20,72$  МВА;  $c + d = 28,18$  МВА.

Такое соотношение является удовлетворительным.

Таким образом, эквивалентный график нагрузки ПС для зимнего характерного дня имеет большую ступень с мощностью 75,7 МВА и продолжительностью 5 часов.

**Для летнего графика** средняя нагрузка характерных летних суток подстанции – 42,77 МВА. Это график нагрузки с *двумя* максимумами.

1. Определим продолжительность большей ступени  $K_2$  для значений нагрузки больше средней в период вечернего (более длительного) максимума – это 7 часов. Построим двухступенчатый график для  $K_2 = S_{\max} = 56,79$  МВА, а  $K_1 = 40,06$  МВА как среднеквадратическое значение оставшейся нагрузки (рис. П2.10).

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 32,14$  МВА;  $c + d = 1,87$  МВА.

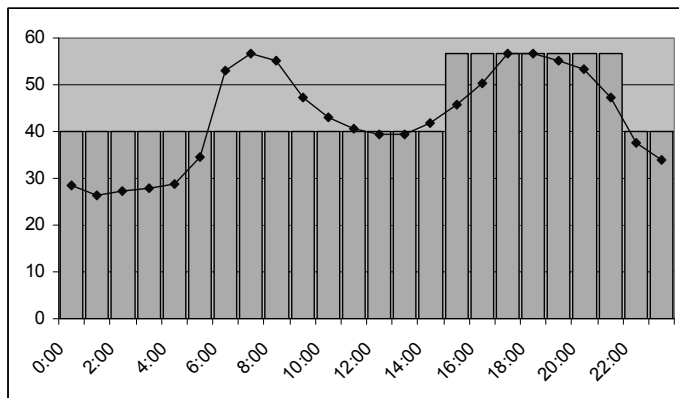


Рис. П2.10. Первое приближение двухступенчатого графика для летних суток

2. Уменьшим площадь  $a + b$  исключением сразу двух часовых значений из большей ступени – это 15-й и 21-й часы, соответственно значения мощности  $K_1$  равны 45,66 и 47,18 МВА. Получим двухступенчатый график с продолжительностью большей ступени 5 часов (рис. П2.11).  $K_1$  изменилось и стало равно 40,77 МВА.

Соотношение  $a + b = c + d$ :  $a + b = 11,41$  МВА;  $c + d = 12,46$  МВА.

Очевидно, что это наиболее близкое соотношение.

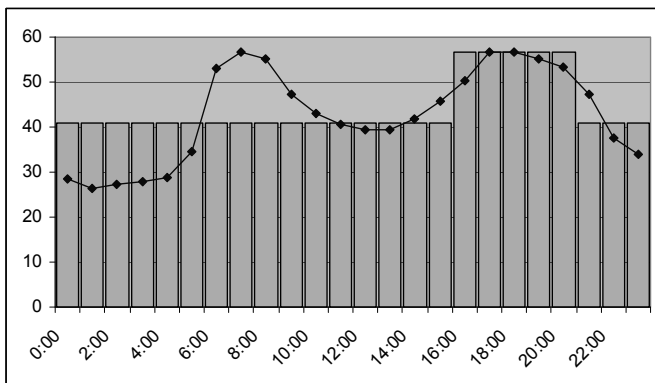


Рис. П2.11. Второе приближение двухступенчатого графика для летних суток

Таким образом, эквивалентный график нагрузки ПС для летнего характерного дня имеет большую ступень с мощностью 56,79 МВА и продолжительностью 5 часов.

По табл. 9 для эквивалентных температур зимнего  $-20^{\circ}\text{C}$  и летнего  $+20^{\circ}\text{C}$  периодов и вида охлаждения трансформаторов находим коэффициенты перегрузки:

- для Д (ОН) – соответственно 1,55 и 1,3;
- для ДЦ (ОФ) – соответственно 1,5 и 1,2.

По формуле для двух трансформаторов  $S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_5}{k_{\text{пер}}}$  при макси-

муме нагрузки зимой  $S_5 = 75,7$  МВА и летом  $S_5 = 56,79$  МВА определяем ориентировочную мощность трансформатора для зимнего и летнего дней. Имеем значения:

- для Д (ОН) – соответственно 48,83 и 43,68 МВА;
- для ДЦ (ОФ) – соответственно 50,48 и 47,32 МВА.

Наименьшая подходящая номинальная мощность трансформатора – 63 МВА.

Выбираем два трансформатора мощностью по 63 МВА типа ТРДЦН-63000/110.



## П2.5. Пример составления принципиальных и расчетных схем вариантов

Принципиальная и расчетная схемы рисуются для каждого варианта совместно с расчетной схемой существующей сети. Параметры расчетной схемы существующей сети приведены в табл. П2.11 и П2.12. Для упрощения в схеме сделаны некоторые эквивалентные преобразования:

- трансформаторы подстанции В не включены в расчетную схему, и на шинах ВН указана эквивалентная нагрузка подстанции (с учетом потерь в трансформаторах);
- автотрансформаторы подстанций А и Б, а также трехобмоточные трансформаторы подстанции Б моделируются без схемы замещения обмотки НН, а нагрузка шин НН с учетом потерь в обмотке НН указывается на шинах СН подстанций. Сопротивления обмоток ВН и СН теперь соединены последовательно и в расчетной схеме представлены одной трансформаторной ветвью. Эквивалентная нагрузка шин НН на подстанции Б суммируется с нагрузкой шин СН.

Таблица П2.11

**Параметры узлов расчетной схемы существующей сети**

Номер узла	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар
201	0	0
202	0	0
203	80,4	60,4
204	0	0
112	90,4	48,7
114	80,2	45,3
115	0	0
31	25,4	18,3

*Примечание.* Узел с номером 201 является балансирующим узлом.

Марки проводов новых ЛЭП и типы трансформаторов на проектируемых подстанциях выбраны в подразд. П2.3 и П2.4. Справочные данные по выбранному оборудованию сведены в табл. П2.13–П2.15.

Т а б л и ц а П2.12

**Параметры ветвей расчетной существующей сети**

Имя ветви		$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
201	202	3,1	13,5	333
201	203	2,2	12,2	313
202	203	7,4	32,2	198
203	204	2,1	12,0	308
112	115	4,4	11,2	300
112	114	8,1	20,7	138
112	202	0,5	29,6	—
114	204	0,5	29,6	—
31	115	0,4	17,8	—

Т а б л и ц а П2.13

**Параметры проводов ЛЭП для радиального варианта  
электрической сети**

Линия	Марка провода	Погонные параметры ЛЭП			Количество цепей	Длина, км
		$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , мкСм/км		
А–2	АС-185/29	0,162	0,414	2,739	2	25,9
Г–1	АС-300/48	0,097	0,399	2,848	2	17,9
Б–3	АС-120/11	0,249	0,427	2,651	2	29,3

Т а б л и ц а П2.14

**Параметры проводов ЛЭП для замкнутого варианта электрической сети**

Линия	Марка провода	Погонные параметры ЛЭП			Количество цепей	Длина, км
		$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ , мкСм/км		
А–2	АС-300/48	0,097	0,399	2,848	1	25,9
1–2	АС-120/19	0,249	0,427	2,651	1	32,4
Г–1	АС-300/48	0,097	0,399	2,848	1	17,9
Б-3	АС-120/11	0,249	0,427	2,651	2	29,3

Т а б л и ц а П2.15

**Параметры трансформаторов для новых подстанций  
электрической сети**

ПС	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	РПН, %	$R$	$X$	$\Delta P_{\text{х.х}}$	$\Delta Q_{\text{х.х}}$	Количество трансформаторов
ПС-1	ТРДЦН-63000/110	63	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78$	0,87	22	59	410	2
ПС-2	ТРДН-40000/110	40	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78$	1,4	34,7	36	260	2
ПС-3	ТДН-10000/110	10	115	11	$\pm 9 \times 1,78$	7,95	139	14	70	2

Пример принципиальной схемы электрической сети для радиального варианта приведен на рис. П2.12.

Исходные данные для расчета режимов максимальных нагрузок по вариантам указаны в табл. П2.16–П2.18.

Т а б л и ц а П2.16

**Параметры узлов расчетной схемы для радиального  
и замкнутого вариантов**

Номер узла	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар
1	63	42
2	38	25
3	6	4
11	0,12	0,82
12	0,07	0,52
13	0,03	0,14

Т а б л и ц а П2.17

**Параметры ветвей расчетной схемы для радиального варианта**

Имя ветви		$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
112	12	2,10	5,36	142
114	11	0,87	3,57	102
115	13	3,65	6,26	155
1	11	0,44	11,00	0
2	12	0,70	17,35	0
3	13	3,98	69,50	0



Параметры ветвей расчетной схемы для замкнутого варианта

Имя ветви		$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B$ , мкСм
112	12	2,51	10,34	74
114	11	1,74	7,13	51
115	13	3,65	6,26	155
11	12	8,07	13,83	86
1	11	0,44	11,00	0
2	12	0,70	17,35	0
3	13	3,98	69,50	0

Пример расчетной схемы радиального варианта электрической сети совместно с расчетной схемой существующей сети приведен на рис. П2.13. На шинах высокого напряжения новых подстанций в качестве нагрузки отражены потери холостого хода трансформаторов.

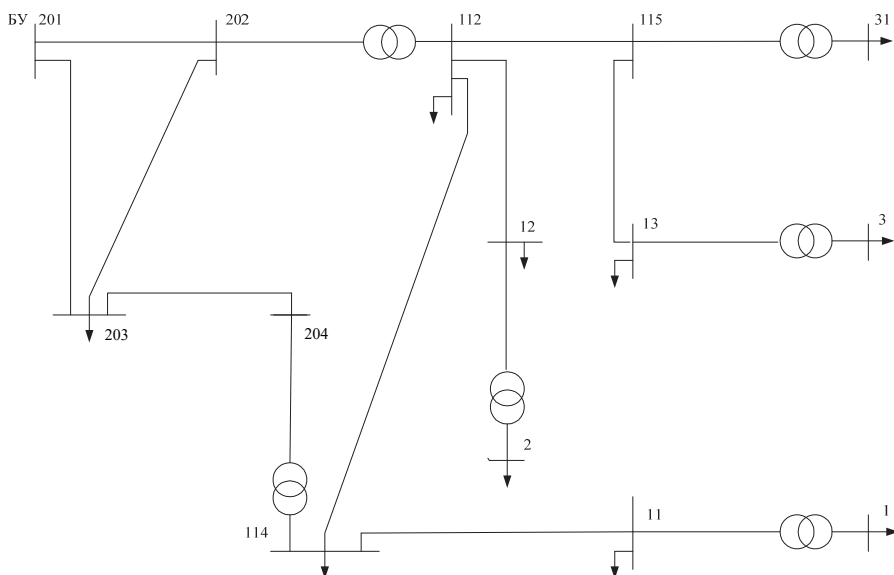


Рис. П2.13. Расчетная схема радиального варианта электрической сети

## П2.6. Пример расчета режимов максимальных нагрузок и баланса реактивной мощности для радиального варианта электрической сети

В соответствии с данными по узлам и ветвям расчетной схемы (табл. П2.16–П2.18) в качестве примера выполним расчет режима максимальных нагрузок радиального варианта сети и выберем из баланса реактивной мощности необходимую мощность компенсации. Напряжение базисного узла принимаем равным 242 кВ. Результаты предварительного расчета приведены в табл. П2.19.

Таблица П2.19

### Результаты предварительного расчета режима радиального варианта электрической сети по узлам

Номер узла	Напряжение, кВ	Фаза напряжения, град.	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар
201	242,00	0,00	–392,40	–259,50
202	232,84	–2,08	0,00	0,00
203	232,55	–2,29	80,40	60,40
204	226,21	–3,82	0,00	0,00
112	114,29	–7,78	90,40	48,70
114	112,16	–8,48	80,20	45,30
115	110,94	–8,97	0,00	0,00
31	36,07	–11,10	25,40	18,30
1	9,61	–12,67	63,00	42,00
2	9,84	–11,48	38,00	25,00
3	10,30	–11,02	6,00	4,00
11	110,09	–9,33	0,12	0,82
12	112,24	–8,44	0,07	0,52
13	110,54	–9,09	0,03	0,14

Из табл. П2.19 видно, что напряжения на шинах НН новых подстанций являются низкими, при этом реактивная мощность БУ достаточно велика – коэффициент реактивной мощности 0,661. Для коэффициента мощности БУ  $\cos \varphi \geq 0,9$  коэффициент реактивной мощности БУ должен быть  $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,484$ . Суммарные потери мощности в сети получились равными 8,79 МВт.

Вначале выполним расчет баланса реактивной мощности и выберем мощности компенсирующих устройств. Для этого вычислим требуемую мощность компенсации исходя из максимально возможного значения коэффициента реактивной мощности БУ  $\operatorname{tg} \varphi = 0,484$ .

Ориентировочная суммарная реактивная мощность КУ равна

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{БУ}} - Q_{\text{БУрасп}} = Q_{\text{БУ}} - P_{\text{БУ}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{БУ}} = 259,5 - 392,4 \cdot 0,484 = \\ = 259,5 - 189,9 = 69,6 \text{ Мвар.}$$

Уменьшим полученную мощность на 10...15 %, чтобы учесть системный регулирующий эффект от КУ. Разместим в сети суммарную мощность компенсации 60 Мвар, для этого установим на шинах НН подстанций А и Г синхронные компенсаторы по 20 Мвар, и на самой мощной новой подстанции ПС-1 разместим КУ мощностью 20 Мвар. Вновь выполним расчет режима (табл. П2.20).

Т а б л и ц а П2.20

**Результаты расчета режима радиального варианта электрической сети  
по узлам после расстановки компенсирующих устройств**

Номер узла	Напряжение, кВ	Фаза напряжения, град.	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар
201	242,00	0,00	-390,80	-180,11
202	234,92	-2,15	0,00	0,00
203	234,72	-2,37	80,40	10,40
204	230,50	-3,96	0,00	0,00
112	117,68	-7,61	90,40	28,70
114	117,15	-8,39	80,20	25,30
115	114,47	-8,73	0,00	0,00
31	37,29	-10,73	25,40	18,3
1	10,35	-12,23	63,00	12,0
2	9,91	-11,08	38,00	25,0
3	10,65	-10,65	6,00	4,00
11	115,86	-9,23	0,12	0,82
12	115,71	-8,22	0,07	0,52
13	114,09	-8,84	0,03	0,14

Проверим величину коэффициента реактивной мощности БУ:  
 $\operatorname{tg} \varphi = 180,11 / 390,8 = 0,46$ , что вполне приемлемо.

Напряжения на шинах НН новых подстанций повысим путем регулирования напряжения с помощью ответвлений РПН. Напряжение на ПС-3 получилось больше 10,5 кВ, что говорит об отсутствии необходимости его повышения. Установим на ПС-1 и ПС-2 ответвление устройства РПН:

$$115 - 2 \cdot 1,78 \cdot 115 / 100 = 115 - 4,094 = 110,906 \text{ кВ.}$$

Напряжения на шинах подстанций увеличились и в узлах 1 и 2 стали равными соответственно 10,73 и 10,55 кВ. Это говорит о том, что на этих двух подстанциях можно установить желаемое напряжение с помощью РПН. Окончательные результаты расчета после расстановки КУ и регулирования напряжения на новых подстанциях приведены в табл. П2.21 и П2.22.

Т а б л и ц а П2.21

**Расчет режима радиального варианта электрической сети по узлам**

Номер узла	Напряжение, кВ	Фаза напряжения, град.	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар
201	242,00	0,00	−390,80	−180,11
202	234,92	−2,15	0,00	0,00
203	234,72	−2,37	80,40	10,40
204	230,50	−3,96	0,00	0,00
112	117,68	−7,61	90,40	28,70
114	117,15	−8,39	80,20	25,30
115	114,47	−8,73	0,00	0,00
31	37,29	−10,73	25,40	18,30
1	10,73	−12,23	63,00	12,00
2	10,55	−11,08	38,00	25,00
3	10,65	−10,65	6,00	4,00
11	115,86	−9,25	0,12	0,82
12	115,71	−8,22	0,07	0,52
13	114,09	−8,84	0,03	0,14

Суммарные нагрузочные потери равны 7,15 МВт.



**Расчет режима радиального варианта электрической сети  
по ветвям**

Имя ветви		$P_{ij}$ , МВт	$Q_{ij}$ , Мвар	$P_{ji}$ , МВт	$Q_{ji}$ , Мвар	$I_{рас}$ , А	$I_{доп}$ , А
201	202	-178,7	-79,1	176,6	88,9	466,8	1380
201	203	-212,1	-101,0	210,0	106,9	561,1	1660
202	203	-6,4	5,4	6,3	5,5	20,6	690
203	204	-135,9	-52,0	135,1	63,8	358,4	1660
112	115	-32,0	-19,3	31,5	22,1	183,5	1020
112	114	-9,0	1,4	8,9	0,4	44,7	510
112	12	-38,5	-27,4	38,2	28,4	—	—
114	11	-63,6	-26,5	63,3	26,6	—	—
115	13	-6,1	-2,4	6,0	4,4	—	—
112	202	169,9	74,0	-170,2	-94,3	—	—
114	204	134,8	51,4	-135,1	-63,8	—	—
31	115	25,4	18,3	-25,4	-19,7	—	—
1	11	63,0	22,0	-63,2	-25,8	—	—
2	12	38,0	25,0	-38,1	-27,9	—	—
3	13	6,0	4,0	-6,0	-4,3	—	—

Выполним проверку загрузки линий электропередачи существующей сети после присоединения к ней новых подстанций. В табл. П2.22 введем колонки расчетного тока в максимальном режиме  $I_{рас}$  и допустимого тока  $I_{доп}$  для каждого провода ВЛ существующей сети с учетом количества цепей. Из сравнения этих токов видно, что ни одно значение  $I_{рас}$  не превышает значения  $I_{доп}$ . Кроме того, в послеаварийном режиме, если предположить, что для двухцепных ЛЭП токи увеличатся примерно вдвое, по токовой нагрузке все сечения существующих линий также не превышают  $I_{доп}$ .

Для существующих трансформаторных подстанций А и Г произошла дополнительная загрузка автотрансформаторов. В нормальном режиме при максимальных нагрузках коэффициенты загрузки трансформаторов подстанций А и Г соответственно равны 0,78 и 0,6, однако

в аварийном режиме при отключении одного из параллельно работающих трансформаторов коэффициенты загрузки равны 1,56 и 1,2. Таким образом, для подстанции А следует определить допустимость перегрузки на 56 % или пересмотреть вопрос об установленной мощности автотрансформаторов.

### **П2.7. Пример выбора окончательного варианта схемы развития электрической сети**

Расчет  $K_0$  для варианта радиальной сети приведен в табл. П2.23, варианта замкнутой схемы – в табл. П2.24. В  $K_0$  не включены стоимости трансформаторов подстанций, распределительных устройств НН, компенсирующих устройств, а также ЛЭП и ОРУ подстанции 3, которые входят в оба варианта.

Т а б л и ц а П2.23

#### **Капитальные вложения для сооружения радиального варианта электрической сети**

Объекты и оборудование	Количество единиц, км для ЛЭП	Норматив цены, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
1. ВЛ А–2 – две цепи АС-185/29 на железобетонных опорах	26,0	8902	231 452
2. ВЛ Г–1 – две цепи АС-300/48 на железобетонных опорах	17,9	9720	173 988
Итого по ВЛ			405 440
3. ПС-1 и ПС-2 – схема ОРУ 4Н (2 × 2 яч.)	4	23 135	92 540
4. Ячейка с выключателем для расширения РУ 110 кВ существующих подстанций А и Г (2 × 2 яч.)	4	23 135	92 540
Итого по ПС			185 080
Всего			590 520

Т а б л и ц а П2.24

**Капитальные вложения для сооружения замкнутого варианта  
электрической сети**

Объекты и оборудование	Количество единиц, км для ЛЭП	Норматив цены, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
1. ВЛ А–2 – одна цепь АС-300/48 на железобетонных опорах	26	5815,0	151 190,0
2. ВЛ 1–2 – одна цепь АС-120/19 на железобетонных опорах	32,4	5193,0	168 253,2
3. ВЛ Г–1 – одна цепь АС-300/48 на железобетонных опорах	17,9	5815,0	104 088,5
Итого по ВЛ			423 531,7
4. ПС-1 и ПС-2 – схема ОРУ 5Н (2 × 3 яч.)	6	23 135	138 810,0
5. Ячейка с выключателем для расширения существующих под- станций А и Г (1 × 2 яч.)	2	23 135	46 270,0
Итого по ПС			185 080,0
Всего			608 611,7

Исходные и расчетные данные для сопоставления вариантов при-  
ведены в табл. П2.25 и П2.26.

Т а б л и ц а П2.25

**Исходные данные для расчета полных затрат**

Наименование	Обозна- чение	Единицы измерения	Значе- ние
1. Учетная ставка кредитора	$i_1$	о.е.	0,07
2. Коэффициент инфляции	$i_2$	о.е.	0,04
3. Рост стоимости электроэнергии	$a$	о.е.	0,09
4. Срок строительства (ввода) электрической сети	$T_{\text{в}}$	год	2
5. Расчетный срок схемы развития электрической сети	$T_3$	год	8
6. Относительное значение ежегодных эксплуатационных затрат для электрооборудования ПС	$\beta_{\text{ПС}}$	о.е.	0,059
7. Относительное значение ежегодных эксплуатационных затрат для ВЛ	$\beta_{\text{ВЛ}}$	о.е.	0,008
8. Удельная стоимость электрической энергии	$b$	руб./кВт · ч	3,5
9. Число часов использования максимальной нагрузки	$T_{\text{max}}$	ч	5200
10. Сумма активных мощностей нагрузок потребителей	$P_{\text{н}}$	МВт	107

Т а б л и ц а П2.26

## Расчетные данные

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Значение
1. Коэффициент учета интереса кредитора и инфляции	$i$	о.е.	0,11
2. Эквивалентная учетная ставка	$i_z$	о.е.	0,02
3. Коэффициент приведения стоимости потерь за экономический срок службы к сегодняшнему дню	$k_{п2}$	о.е.	7,38
4. Время наибольших потерь	$\tau$	ч	3633

Выполним расчет составляющих потерь мощности в вариантах сети.

Расчет потерь мощности на корону по вариантам сделаем в табл. П2.27 и П2.28.

Т а б л и ц а П2.27

## Расчет среднегодовых потерь мощности на корону на ВЛ радиального варианта сети

Линия	Длина, км	Количество цепей	Марка провода	Сечение фазы, алюминий, мм <sup>2</sup>	Сечение типовой фазы, мм <sup>2</sup>	Удельные потери на корону, тыс. кВт·ч/км	Годовые потери на корону тыс. кВт·ч	Потери мощности, МВт
А-2	26,0	2	АС-185/29	185	120	1,47	49,506	0,006
Г-1	17,8	2	АС-300/48	300	120	1,47	20,979	0,002
Б-3	29,2	2	АС-120/19	70	120	1,47	147,278	0,017
Всего							217,764	0,025

Расчет потерь мощности от токов утечки через изоляцию ВЛ по вариантам сделаем в табл. П2.29 и П2.30.

Потери холостого хода новых трансформаторов одинаковы в обоих вариантах и равны 0,22 МВт.

Нагрузочные потери в целом по всей сети берем из расчета режима максимальных режимов вариантов сети с учетом установленных компенсирующих устройств и регулирования напряжения на трансформаторах.

Результаты расчета всех видов потерь сведены в табл. П2.31.

Т а б л и ц а П2.28

**Расчет среднегодовых потерь мощности на корону  
на ВЛ замкнутого варианта сети**

Линия	Длина, км	Количество цепей	Марка провода	Сечение фазы, алюминий, мм <sup>2</sup>	Сечение типовой фазы, мм <sup>2</sup>	Удельные потери на корону, тыс. кВт·ч/км	Годовые потери на корону тыс. кВт·ч	Потери мощности, МВт
А–2	25,9	1	АС-300/48	300	120	1,36	14,100	0,002
1–2	32,4	1	АС-120/19	120	120	1,36	44,064	0,005
Г–1	17,9	1	АС-300/48	300	120	1,36	9,727	0,001
Б–3	29,3	2	АС-120/19	70	120	1,47	147,571	0,017
Всего							215,462	0,025

Т а б л и ц а П2.29

**Расчет среднегодовых потерь мощности от токов утечки  
через изоляторы ВЛ радиального варианта сети**

Линия	Длина, км	Количество цепей	Удельные потери от токов утечки на ВЛ, тыс. кВт·ч/км	Годовые потери от токов утечки на ВЛ, тыс. кВт·ч	Потери мощности, МВт
А–2	26,0	2	0,86	44,651	0,005
Г–1	17,8	2	0,86	30,684	0,004
Б–3	29,2	2	0,86	50,262	0,006
Всего				125,596	0,014

Т а б л и ц а П2.30

**Расчет среднегодовых потерь мощности от токов утечки  
через изоляторы ВЛ замкнутого варианта сети**

Линия	Длина, км	Количество цепей	Удельные потери от токов утечки на ВЛ, тыс. кВт·ч/км	Годовые потери от токов утечки на ВЛ, тыс. кВт·ч	Потери мощности, МВт
А–2	25,9	1	0,86	22,291	0,003
1–2	32,4	1	0,86	27,864	0,003
Г–1	17,9	1	0,86	15,377	0,002
Б–3	29,3	2	0,86	50,362	0,006
Всего				115,894	0,013

Т а б л и ц а П2.31

**Потери мощности в сети по вариантам, МВт**

Составляющие потерь мощности	Варианты	
	радиальный	замкнутый
1. Потери в ЛЭП на корону	0,025	0,025
2. Потери от токов утечки через изоляторы ВЛ	0,014	0,013
3. Потери холостого хода на подстанциях	0,220	0,220
Всего условно-постоянные потери	0,259	0,258
4. Нагрузочные потери мощности в линиях и трансформаторах сети	7,15	7,59
5. Общие потери мощности в сети	7,409	7,848
6. Общие потери за вычетом потерь в существующей сети до подключения элементов проектируемой сети*	4,289	4,728

\* Нагрузочные потери в существующей сети равны 3,12 МВт.

Расчет составляющих и полных затрат приведен в табл. П2.32.

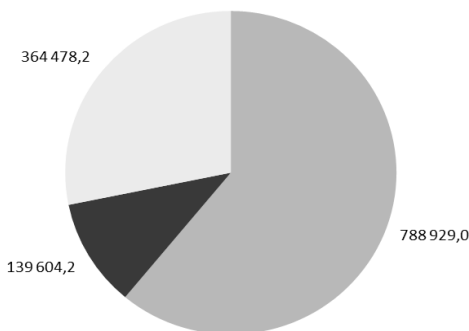
Т а б л и ц а П2.32

**Затраты по вариантам, тыс. руб.**

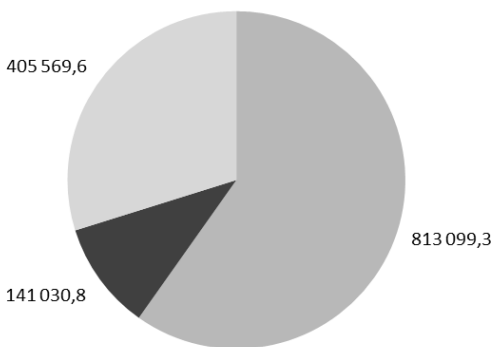
Составляющие затрат	Варианты	
	радиальный	замкнутый
1. Капитальные вложения в начале первого года сооружения сети, в том числе:	590 520,0	608 611,7
– электрооборудование РУ ПС	185 080,0	185 080,0
– ВЛ	405 440	423 532
2. Капитальные затраты на сооружение сети с учетом ежегодных равных платежей в течение расчетного срока службы сети, в том числе:	788 929,0	813 099,3
– электрооборудование РУ ПС	247 265,1	247 265,1
– ВЛ	541 663,9	565 834,2
3. Эксплуатационные расходы, приведенные к моменту ввода сети в эксплуатацию	139 604,2	141 030,8
4. Капитализированная стоимость потерь энергии	364 478,2	405 569,6
5. Полные затраты	1 293 011,4	1 359 699,7

Согласно табл. П2.32 различие в полных затратах составляет –66 688,3 тыс. руб., или –5 %.

Полученная разность в затратах на сооружение сети по двум вариантам позволяет считать предпочтительным радиальный вариант, так как затраты на замкнутый вариант выше (рис. П2.14, П2.15).



*Рис. П2.14.* Диаграмма составляющих затрат радиального варианта, тыс. руб.



*Рис. П2.15.* Диаграмма составляющих затрат замкнутого варианта, тыс. руб.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3

### Справочные и расчетные данные для оборудования электрических сетей

Таблица П3.1

**Расчетные данные ВЛ 35 и 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами  
(на 1 км)**

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	$r_0$ при +20 °С, Ом	35 кВ		110 кВ		150 кВ	
		$x_0$ , Ом	$b_0$ , мкСм	$x_0$ , Ом	$b_0$ , мкСм	$x_0$ , Ом	$b_0$ , мкСм
70/11	0,429	0,432	2,625	0,444	2,547	0,460	2,459
95/16	0,306	0,421	2,694	0,434	2,611	0,450	2,513
120/19	0,249	0,414	2,744	0,427	2,651	0,441	2,568
150/24	0,198	0,406	2,796	0,420	2,699	0,434	2,608
185/29	0,162	0,400	2,839	0,414	2,739	0,429	2,639
205/27	0,143	0,397	2,863	0,411	2,762	0,426	2,660
240/32	0,121	0,392	2,904	0,405	2,800	0,420	2,702
300/39	0,097	0,385	2,956	0,399	2,848	0,413	2,747

Таблица П3.2

**Расчетные данные ВЛ 220–500 кВ со сталеалюминиевыми проводами  
(на 1 км)**

Номиналь- ное сечение провода, мм <sup>2</sup>	Коли- чество проводов в фазе	$r_0$ при +20 °С, Ом	220 кВ		330 кВ		500 кВ	
			$x_0$ , Ом	$b_0$ , мкСм	$x_0$ , Ом	$b_0$ , мкСм	$x_0$ , Ом	$b_0$ , мкСм
240/32	1	0,121	0,435	2,600	—	—	—	—
240/39	2	0,062	—	—	0,331	3,380	—	—
300/39	1	0,097	0,429	2,640			—	—
300/39	2	0,049	—	—	0,328	3,410	—	—
300/66	3	0,034	—	—	—	—	0,310	3,970
330/43	3	0,030	—	—	—	—	0,308	3,600
400/51	1	0,075	0,420	2,700	—	—	—	—
400/51	2	0,037	—	—	0,323	3,460	—	—
400/51	3	0,025	—	—	—	—	0,306	3,620
500/64	1	0,060	0,413	2,740	—	—	—	—
500/64	2	0,030	—	—	0,320	3,500	—	—
500/64	3	0,020	—	—	—	—	0,304	3,640



Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 35 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ · А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные					Расчетные данные			
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_{\text{кз}}$ %	$P_{\text{кз}}$ кВт	$P_{\text{хх}}$ кВт	$I_{\text{хх}}$ %	$R_{\text{т}}$ Ом	$X_{\text{т}}$ Ом	$\Delta Q_{\text{хх}}$ квар
			ВН	НН							
ТМН-1000/35	1000	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	0,4–10,5	6,5	12,2	2,75	1,5	14,9	79,6	15
ТМН-1600/35	1600	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	0,4–11,0	6,5	16,5	3,65	1,4	7,9	49,8	22,4
ТМН-2500/35	2500	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	0,69–11,0	6,5	26,0	5,10	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН-4000/35	4000	$\pm 6 \times 1,5$	20; 35	6,3; 11,0	7,5	33,5	6,70	1,0	2,6	23,0	40
ТМН-6300/35	6300	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11,0	7,5	46,5	9,25	0,9	1,4	14,6	57
ТМН-10000/35	10 000	$\pm 9 \times 1,3$	36,75	6,3–10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10 000	$\pm 8 \times 1,5$	10,5–36,75	3,15–10,5	8,0	60,0	12,5	0,8	0,8	10,8	60
ТДНС-16000/35	16 000	$\pm 8 \times 1,5$	10,5–36,75	6,3; 10,5	10,0	85,0	18,0	0,6	0,5	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25 000	$\pm 8 \times 1,5$	15,75–36,75	6,3; 10,5	9,5	115	25,0	0,5	0,3	5,1	125
ТРДНС-32000/15	32 000	$\pm 8 \times 1,5$	20–36,75	6,3–10,5	11,5	145	30	0,45	0,2	4,9	144
ТРДНС-40000/35	40 000	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3–10,5	11,5	170	36	0,4	0,1	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63 000	$\pm 8 \times 1,5$	20–36,75	6,3–10,5	11,5	250	50	0,35	0,1	2,5	220

Примечания. 1. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют переключение ответвлений без возбуждения (ПБВ) на стороне ВН.

2. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют РПН на стороне ВН.

Трансформаторы трехфазные двухобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номи- нальная мощность, кВ·А	Пределы регулиру- вания, %	Каталожные данные						Расчетные данные			
			$U_{\text{ном}}$ кВ		$u_{\text{кз}}$ , %	$P_{\text{кз}}$ , кВт	$P_{\lambda, \lambda, \lambda}$ , кВт	$I_{\lambda, \lambda, \lambda}$ , %	$R_{\tau}$ , Ом	$X_{\tau}$ , Ом	$\Delta Q_{\lambda, \lambda}$ квар	
			ВН	НН								
ТМН-2500/110	2500	$+10 \times 1,5$ ; $-8 \times 1,5$	110	6,6; 11,0	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	38	
ТМН-6300/110	6300	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,6; 11,0	10,5	48	10,0	1,0	16,0	220,4	50	
ТДН-10000/110	10 000	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,6; 11,0	10,5	60	14,0	0,9	7,9	138,9	70	
ТДН-16000/110	16 000	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,6; 11,0	10,5	86	21,0	0,85	4,4	86,8	112	
ТРДН-25000/110	25 000	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3; 10,5	10,5	120	25,0	0,75	2,5	55,6	175	
ТРДН-32000/110	32 000	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3; 10,5	10,5	145	32,0	0,75	1,9	43,4	240	
ТРДН-40000/110	40 000	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3; 10,5	10,5	160	42,0	0,70	1,3	34,7	260	
ТРДЦН-63000/110	63 000	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3; 10,5	10,5	245	59,0	0,65	0,8	22,0	410	
ТРДЦН-80000/110	80 000	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3; 10,5	10,5	310	70,0	0,60	0,6	17,4	480	
ТРДЦН-125000/110	125 000	$\pm 9 \times 1,78$	115	10,5	10,5	400	100	0,55	0,3	11,1	688	

Примечания. 1. Трансформаторы ТМН-2500 и 6300 имеют РПН на стороне НН, у остальных трансформаторов РПН включено в нейтраль ВН.

2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

**Укрупненный норматив цены (УНЦ) ВЛ напряжением 35–220 кВ  
(по состоянию на 1 января 2018 г.)**

Напря- жение ВЛ, кВ	Провода сталеалю- миневые сечением, мм <sup>2</sup>	УНЦ СМР, тыс. руб/км		УНЦ опор, тыс. руб/км		УНЦ грозо- троса, тыс. руб/км	УНЦ проводов, тыс. руб/км		УНЦ гирлянд изоляторов, тыс. руб/км		Суммарный норматив цены, тыс. руб/км	
		одно- цепные	двух- цепные	одно- цепные	двух- цепные		одно- цепные	двух- цепные	одно- цепные	двух- цепные	одно- цепные	двух- цепные
35	70	2158	2997	1335	2270	151	341	682	155	310	4140	6410
	95	2158	2997	1335	2270	151	431	862	155	310	4230	6590
	120	2158	2997	1335	2270	151	503	1006	155	310	4302	6734
	150	2158	2997	1335	2270	151	583	1166	155	310	4382	6894
	185	2158	2997	1335	2270	151	716	1432	155	310	4515	7160
110	70	2267	3392	1944	3305	185	341	682	294	588	5031	8152
	95	2267	3392	1944	3305	185	431	862	294	588	5121	8332
	120	2267	3392	1944	3305	185	503	1006	294	588	5193	8476
	150	2267	3392	1944	3305	185	583	1166	294	588	5273	8636
	185	2267	3392	1944	3305	185	716	1432	294	588	5406	8902
220	240	2267	3392	1944	3305	185	895	1790	294	588	5585	9260
	300	2267	3392	1944	3305	185	1125	2250	294	588	5815	9720
	240	4684	7962	2756	4685	244	895	1790	533	1066	9112	15 747
	300	4684	7962	2756	4685	244	1125	2250	533	1066	9342	16 207
	400	4684	7962	2756	4685	244	1225	2450	533	1066	9442	16 407

*Примечание.* В УНЦ ВЛ входят: стоимость проводов и строительно-монтажных работ (СМР) по их подвеске; стоимость опор и СМР по установке опор всех типов, кроме многоранних; стоимость грозотроса и СМР по его подвеске; стоимость гирлянд изоляторов и СМР по их подвеске с учетом стоимости используемого материала, а также сопутствующие затраты.

Таблица ПЗ.6

**УНЦ ячейки выключателя наружной установки 110–220 кВ  
(по состоянию на 1 января 2018 г.), тыс. руб.**

Измеритель: 1 ячейка

Номер расценок	Напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Норматив цены для отдельных элементов в составе расценки		
			1	2	3
			Номинальный ток отключения, кА		
			40	50	63
В1-01 – 1...3	110	2500	23 135	23 135	23 135
В1-02 – 1...3	110	3150	23 135	24 703	25 280
В1-03 – 1...3	220 (150)	Вне зависимости	63 338	70 883	74 557

Таблица ПЗ.7

**УНЦ ячейки выключателя наружной установки 35 кВ  
(по состоянию на 1 января 2018 г.), тыс. руб.**

Измеритель: 1 ячейка

Номер расценок	Напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Норматив цены для отдельных элементов в составе расценки	
			1	2
			Номинальный ток отключения, кА	
			25	31,5
В2-05 – 1...2	35 (20)	2000	9040	10 792
В2-06 – 1...2	35 (20)	2500	10 792	10 792

В табл. ПЗ.8 УНЦ шунтовой батареи статических конденсаторов (БСК) 6–220 кВ и шунтирующего реактора (ШР) 6–35 кВ включены стоимость оборудования в полном объеме и СМР (в том числе демонтаж существующего оборудования) с учетом стоимости используемого материала (устройство фундамента, опорных стоек и металлоконструкций, ошиновки, кабельного хозяйства, заземления), а также сопутствующие затраты.

Т а б л и ц а ПЗ.8

**УНЦ компенсаторов реактивной мощности 6–35 кВ  
(по состоянию на 1 января 2018 г.), тыс. руб.**

Измеритель: 1 Мвар

Номер расценок	Наименование (тип)	Норматив цены
P5-01	БСК (установка конденсаторная)	386
P5-02	ШР (компенсирующий реактор)	1158
P5-03	СТК	3336

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Список сокращений .....	3
Предисловие .....	4
Введение .....	6
РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ РАЗДЕЛОВ ПРОЕКТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ .....	7
1. Выбор вариантов схем соединений линий электропередачи .....	7
2. Выбор номинальных напряжений сооружаемых линий электро- передачи .....	10
3. Определение сечений проводов сооружаемых линий электропередачи .....	11
4. Выбор трансформаторов на понижающих подстанциях .....	17
5. Составление принципиальных и расчетных схем вариантов .....	25
6. Расчет установившихся режимов и баланс реактивной мощности .....	25
7. Выбор схем присоединения к сети новых и расширения существ- ующих понижающих подстанций .....	28
8. Выбор окончательного варианта схемы развития электрической сети .....	32
Библиографический список .....	37
Приложения .....	39
Приложение 1. Задание для выполнения проекта на тему «Развитие элек- трической сети районной энергосистемы» по дисциплине «Электрические системы и сети» .....	39
Приложение 2. Примеры выполнения некоторых разделов проекта .....	50
П2.1. Пример выбора вариантов схем развития электрической сети .....	50
П2.2. Пример выбора номинальных напряжений сооружаемых ЛЭП .....	53

П2.3. Пример определения сечений проводов сооружаемых ЛЭП.....	54
П2.4. Пример выбора силовых трансформаторов на понижающих под- станциях.....	58
П2.5. Пример составления принципиальных и расчетных схем вариантов.....	65
П2.6. Пример расчета режимов максимальных нагрузок и баланса реак- тивной мощности для радиального варианта электрической сети.....	70
П2.7. Пример выбора окончательного варианта схемы развития элек- трической сети .....	74
Приложение 3. Справочные и расчетные данные для оборудования элек- трических сетей .....	80

**Лыкин Анатолий Владимирович  
Сидоркин Юрий Михайлович**

## **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

**Учебное пособие**

Редактор *Е.М. Федяева*  
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*  
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*  
Компьютерная верстка *Н.В. Гаврилова*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции  
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

---

Подписано в печать 12.07.2021. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная  
Тираж 100 экз. Уч.-изд. л. 5,11. Печ. л. 5,5. Изд. 89. Заказ № 636  
Цена договорная

---

Отпечатано в типографии  
Новосибирского государственного технического университета  
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20