



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

ПРАКТИКА № 10

Преподаватель: Никитин Дмитрий Сергеевич
к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ
248 ауд. 8 корп., вн. тел. 1978



Календарный план

ПР 17.05 – Курсовой проект, решение задач

ПР 24.05 – Решение задач

ПР 31.05 – Решение задач

ПР 07.06 – Контрольная работа

ЛБ 17.05, 19.05 – Курсовой проект (экономика)

ЛБ 24.05, 26.05 – Курсовой проект (экономика)

ЛБ 31.05, 02.06 – Защита лабораторных работ, курсовой проект

ЛБ 07.06, 09.06 – Защита курсового проекта



Расчет в Rastr

По результатам должны быть выполнены:

1) Расчет режима максимальных нагрузок в Rastr для двух вариантов схемы сети (радиальной и кольцевой), содержащий:

- а) исходные данные и результаты изначального расчета;
- б) выводы о токовой загрузке ЛЭП и трансформаторов в режиме максимальных нагрузок ($I < I_{\text{доп}}$);
- в) мероприятия по установке компенсирующих устройств с целью коррекции коэффициента мощности ($\cos \varphi_{\text{расч}} \approx \cos \varphi_{\text{зад}}$) и результаты расчета с использованием компенсирующих устройств;
- г) мероприятия по регулированию напряжения в узлах радиальной электрической сети для достижения допустимых величин отклонений напряжений (с указанием конкретных выбранных отпаяек) и результаты соответствующего расчета. В режиме максимальных нагрузок напряжение должно составлять $(1,1 \dots 1,05)U_{\text{ном}}$, на шинах НН ПС – близко к 10,5 кВ.



2) Расчет режима минимальных нагрузок в Rastr для одного (оптимального) варианта схемы сети, содержащий:

- а) мероприятия по экономии потерь электроэнергии (отключение при необходимости части трансформаторов на подстанции);
- б) исходные данные и результаты изначального расчета;
- в) выводы о токовой загрузке ЛЭП и трансформаторов в режиме минимальных нагрузок ($I < I_{\text{доп}}$);
- г) мероприятия по установке компенсирующих устройств с целью коррекции коэффициента мощности ($\cos \varphi_{\text{расч}} \approx \cos \varphi_{\text{зад}}$) и результаты расчета с использованием компенсирующих устройств;
- д) мероприятия по регулированию напряжения в узлах электрической сети для достижения допустимых величин отклонений напряжений (с указанием конкретных выбранных отпаяк) и результаты соответствующего расчета. В режиме минимальных нагрузок напряжение должно составлять $(1,05 \dots 1,0)U_{\text{ном}}$.



Для того чтобы решить вопрос о переходе на один трансформатор на подстанции необходимо рассчитать экономическую мощность нагрузки по формуле:

$$S_{\text{ЭК}} = S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{Х}} \cdot n}{\Delta P_{\text{К}}}},$$

где $S_{\text{ЭК}}$ – экономическая мощность нагрузки, МВ·А;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора на ПС, МВ·А;

$\Delta P_{\text{Х}}$ – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{\text{К}}$ – потери короткого замыкания, кВт;

n – количество трансформаторов на ПС. В нашем случае $n = 2$.

Если $S_{\text{Н}} > S_{\text{ЭК}}$, то в работе остаются два трансформатора.

Если $S_{\text{Н}} < S_{\text{ЭК}}$, то в работе остается один трансформатор.

Для каждой ПС необходимо определить необходимость перехода на 1 ТР.



3) Расчет режима минимальных нагрузок в Rastr для одного (оптимального) варианта схемы сети, содержащий:

а) исходные данные и результаты изначального расчета следующих режимов:

- отключение одного автотрансформатора на узловой ПС (при наличии АТ);
- отключение одного трансформатора на каждой двухтрансформаторной ПС (по очереди);
- отключение одной цепи ЛЭП РЭС – узловая ПС;
- отключение одной цепи на каждом участке (по очереди).

б) выводы о токовой загрузке ЛЭП и трансформаторов в послеаварийных режимах ($I < I_{\text{доп}}$);

в) выводы о величинах отклонений напряжений на шинах электропитания (НН ПС). В послеаварийных режимах, по возможности, напряжение должно составлять $(1,1 \dots 1,05)U_{\text{ном}}$, но не ниже $U_{\text{ном}}$. При необходимости провести мероприятия по регулированию напряжения в узлах радиальной электрической сети.



Расчет в Rastr

Все результаты расчетов должны сопровождаться описанием, дополнительными расчетами, их примерами, а также таблицами по форме Приложений примера (*Приложения 1-22, 24-34, 38-46 на персональной странице*).



Определение суммарных потерь активной мощности и суммарных потерь электроэнергии

Потери электрической энергии можно разделить на два класса:

- условно-переменные потери (нагрузочные);
- условно-постоянные потери.

Суммарные потери электрической энергии можно определить по формуле (85).

$$\Delta W_i = \Delta W_i' + \Delta W_i''$$

где ΔW_i – суммарные потери электрической энергии в i -ом элементе, МВт·ч;

$\Delta W_i'$ – переменные потери электрической энергии в i -ом элементе, МВт·ч;

$\Delta W_i''$ – постоянные потери электрической энергии в i -ом элементе, МВт·ч.



Определение суммарных потерь активной мощности и суммарных потерь электроэнергии

Условно-переменные потери $\Delta W'_i$ – это потери, возникающие:

- в продольной ветви схемы замещения воздушных линий электропередачи;
- в обмотках трансформаторов.

Условно-постоянные потери $\Delta W''_i$ – это потери, возникающие:

- в магнитопроводе трансформатора;
- в компенсирующих устройствах;
- потери мощности на коронирование проводов.



Условно-переменные потери электроэнергии определяются по формуле

$$\Delta W'_i = \Delta P'_{i \max} \cdot \tau_{\max i},$$

где $\Delta W'_i$ – условно-переменные потери электроэнергии в i -ом элементе, МВт·ч;
 $\Delta P'_{i \max}$ – потери активной мощности в i -ом элементе в режиме максимальных нагрузок, МВт;

$\tau_{\max i}$ – время максимальных потерь для i -го элемента, час.

Время максимальных потерь определяется с использованием формулы

$$\tau_{\max i} = (0,124 + T_{\max i} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760,$$

где $\tau_{\max i}$ – время максимальных потерь для i – го элемента, ч;

$T_{\max i}$ – число часов использования максимальной нагрузки для i -го элемента, ч.



Определение суммарных потерь активной мощности и суммарных потерь электроэнергии

Условно-постоянные потери для воздушных линий электропередачи

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \Delta P_{\text{кор}} \cdot T_{\text{ВКЛ}},$$

где $\Delta W_{\text{ВЛ}}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в воздушной линии электропередачи, МВт·ч;

$\Delta P_{\text{кор}}$ – потери активной мощности на корону, МВт;

$T_{\text{ВКЛ}}$ – время работы воздушной линии электропередачи, час. Принимается равным одному году (8760 часов).

Условно-постоянные потери для трансформаторов

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{ВКЛ}},$$

где ΔW_{T} – условно-постоянные потери электроэнергии в трансформаторе, МВт·ч;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода, МВт;

$T_{\text{ВКЛ}}$ – время работы трансформатора, час. Принимается равным 11 месяцам (8040 часов), так как 1 месяц трансформатор находится в ремонте.

Условно-постоянные потери для конденсаторных батарей

$$\Delta W_{\text{КБ}} = \Delta p_{\text{КБ}*} \cdot Q_{\text{КБ}} \cdot T_{\text{вкл}},$$

где $\Delta W_{\text{КБ}}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в конденсаторной батарее, МВт·ч;

$\Delta p_{\text{КБ}*}$ – потери активной мощности в конденсаторной батарее (0,01 ... 0,03), о.е.;

$Q_{\text{КБ}}$ – мощность конденсаторной батареи, Мвар;

$T_{\text{вкл}}$ – время работы конденсаторной батареи, час. Принимается равным 7 месяцам (5112 часов, осенне-зимний период).



Определение суммарных потерь активной мощности и суммарных потерь электроэнергии

Таблица – Число часов использования максимальной нагрузки, время максимальных потерь для ЛЭП и ПС радиального варианта схемы электрической сети

Линии электропередачи		
Обозначение ЛЭП	T_{max} , час	τ_{max} , час
РЭС – ПС №2	4520,26	2906,62
ПС №2 – ПС №3	7400	6539,30
ПС №2 – ПС №4	5000	3410,93
ПС №2 – ПС №1	4200	2592,40
Подстанции		
Обозначение ПС	T_{max} , час	τ_{max} , час
ПС №2 (ВН)	5124,53	3548,43
ПС №2 (СН)	6650	5453,28
ПС №2 (НН)	2800	1429,77
ПС №1	4200	2592,40
ПС №3	7400	6539,30
ПС №4	5000	3410,93



Определение суммарных потерь активной мощности и суммарных потерь электроэнергии

Таблица – Потери активной мощности в продольной ветви схемы замещения ЛЭП, обмотках трансформаторов, потери холостого хода, потери на корону для радиального варианта схемы электрической сети

Продольная ветвь схемы замещения ЛЭП	
Обозначение ЛЭП	ΔP , МВт
РЭС – ПС №2	0,711·2
ПС №2 – ПС №3	0,084·2
ПС №2 – ПС №4	0,04·2
ПС №2 – ПС №1	0,254·2
Подстанции	
Обозначение ПС	ΔP , МВт
ПС №2 (ВН)	0,01·2
ПС №2 (СН)	0,003·2
ПС №2 (НН)	0,002·2
ПС №1	0,025+0,034+0,025+0,024+0,058+0,049
ПС №3	0,018·2+0,009·4
ПС №4	0,027·2
Потери холостого хода $\Delta P_{xx} = 0,38$ МВт	
Потери на корону $\Delta P_{кор} = 0,21$ МВт	



Определение суммарных потерь активной мощности и суммарных потерь электроэнергии

Таблица – Расчет потерь электроэнергии для радиального варианта схемы электрической сети

Условно-переменные потери в продольной ветви схемы замещения ЛЭП		
Обозначение ЛЭП	Расчет потерь	Величина потерь, МВт·ч
РЭС – ПС №2	0,711·2·2906,62	4133,21
ПС №2 – ПС №3	0,084·2·6539,30	1098,60
ПС №2 – ПС №4	2·0,04·3410,93	272,87
ПС №2 – ПС №1	2·0,254·2592,40	1316,94
Условно-постоянные потери в ЛЭП		
Потери на корону	0,21·8760	1839,60
Суммарные потери в ЛЭП		
–	–	8661,22
Условно-переменные потери в обмотках трансформаторов на ПС		
Обозначение ПС	Расчет потерь	Величина потерь, МВт·ч
ПС №2 (ВН)	2·0,01·3548,43	70,97
ПС №2 (СН)	2·0,003·5453,28	32,72
ПС №2 (НН)	2·0,002·1429,77	5,72
ПС №1	(0,025+0,034+0,025+0,024+ +0,058+0,049)·2592,40	557,37
ПС №3	(0,018·2+0,009·4)·6539,30	470,83
ПС №4	0,027·2·3410,93	184,19
Условно-постоянные потери в трансформаторах		
Потери холостого хода	0,38·8040	3055,20
Суммарные потери в трансформаторах		
–	–	4377
Условно-постоянные потери в конденсаторных батареях		
Потери в КБ	0,01·7,9·3·5112	1211,54
–	–	–
Суммарные потери в сети		
–	–	14249,76



2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

2.1. Составление полных схем электрических соединений

Для того чтобы начать производить технико-экономический расчет того или иного варианта схемы электрической сети, необходимо вначале составить **полные схемы электрических соединений для каждого варианта**. К схемам электрических соединений предъявляются следующие требования:

- надежность питания присоединенных потребителей как в нормальном, так и в послеаварийных режимах;
- надежность транзита мощности через подстанции в нормальном и послеаварийном режимах;
- простота, экономичность, а также возможность выполнения средств противоаварийной автоматики с целью восстановления электроснабжения в послеаварийных режимах.

Схемы электрических соединений составляют согласно *Положению о порядке оформления и согласования нормальных схем электрических соединений подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» и Стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС» (Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения)*.



2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

Для радиального и кольцевого варианта схемы электрической сети на узловой ПС для ОРУ 220 и 110 кВ выбрать схемы РУ типа 12 – одна рабочая секционированная и обходная системы шин. Данная схема обладает высокой надежностью, так как позволяет переводить все оборудование с двух секций рабочей системы шин на обходную систему шин при возникновении аварийных ситуаций, а также при плановом ремонте оборудования ОРУ.

Для тупиковых подстанций выбрать схемы РУ типа 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

Для проходных подстанций (кольцевой вариант) выбрать схемы РУ типа 5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий.

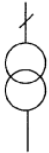

Для РУ 10 кВ для обоих вариантов схемы электрической сети были выбраны следующие схемы РУ:

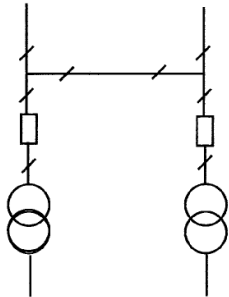
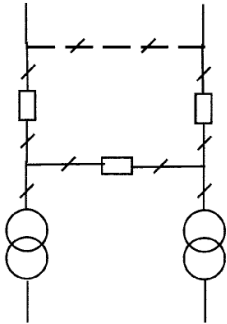
- одна секционированная выключателем система шин – при наличии на ПС двух трансформаторов с нерасщепленной обмоткой низкого напряжения;
- две секционированные системы шин – при наличии на ПС двух трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения.



2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения

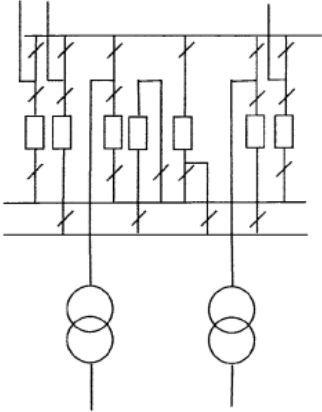
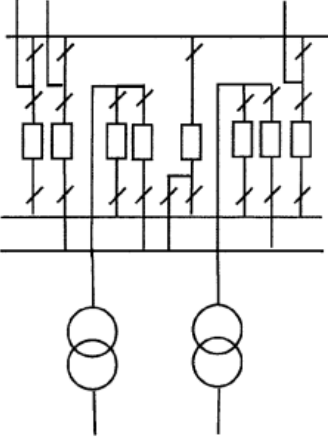
Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения	
		В РУ напряжением	Другие условия
1-Блок (линия-трансформатор) с разъединителем		35-220 кВ	Тупиковые однострановые ПС при их питании короткой линией не имеющей ответвлений.
3Н-Блок (линия-трансформатор) с выключателем		20-500 кВ	Тупиковые или ответвительные однострановые ПС при необходимости автоматического отключения поврежденного Т от ВЛ, питающей несколько ПС. В схеме пускового этапа РУ (с переходом при дальнейшем развитии к более сложной схеме).

4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий		35-220 кВ	Тупиковые или ответвительные двух-трансформаторные ПС питаемые по 2-м ВЛ.
5Н-Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий		35-220 кВ	Прходные двух-трансформаторные ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме работы ПС (при равномерном графике нагрузок).



2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения

<p>12-Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин</p>		<p>110-220 кВ</p>	<p>В РУ с 5-ю и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы. В РУ с устройствами для плавки гололеда. При наличии других обоснований.</p>	<p>12Н-Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей</p>		<p>110-220 кВ</p>	<p>Тоже, что и для схем 12, но при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов. При наличии других обоснований.</p>
---	---	-------------------	---	---	---	-------------------	--



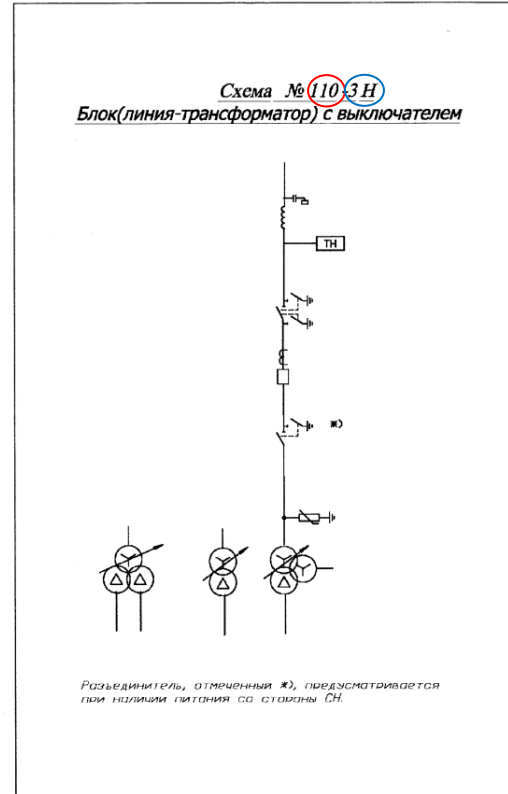
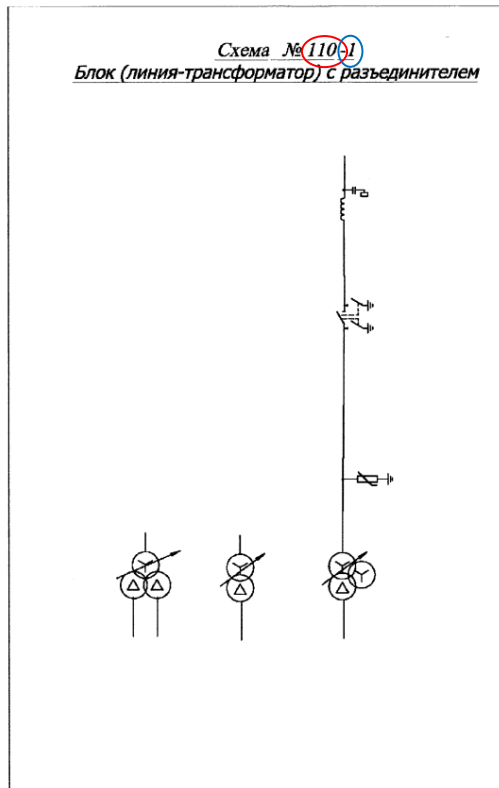
2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

СТО 56947007-29.240.30.010-2008

Схемы принципиальные
электрические

распределительных устройств
подстанций 35-750 кВ. Типовые
решения

СХЕМЫ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
УСТРОЙСТВ





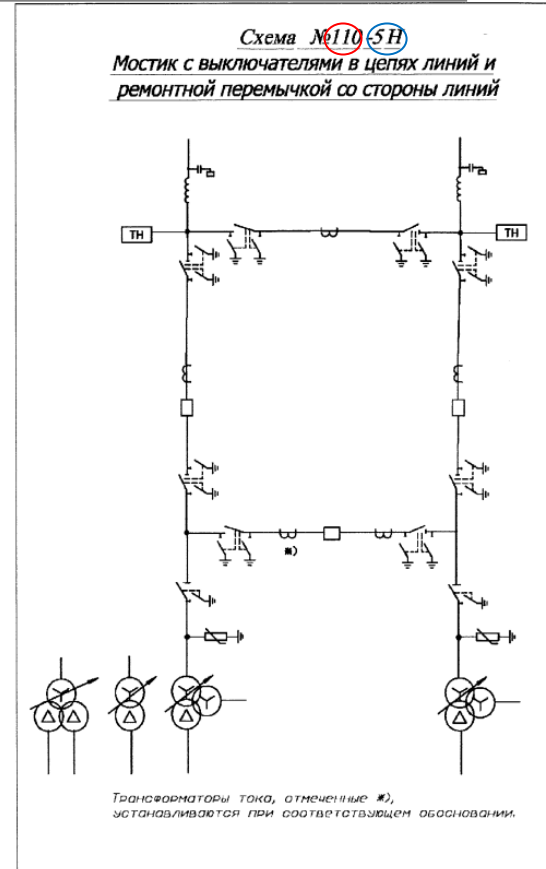
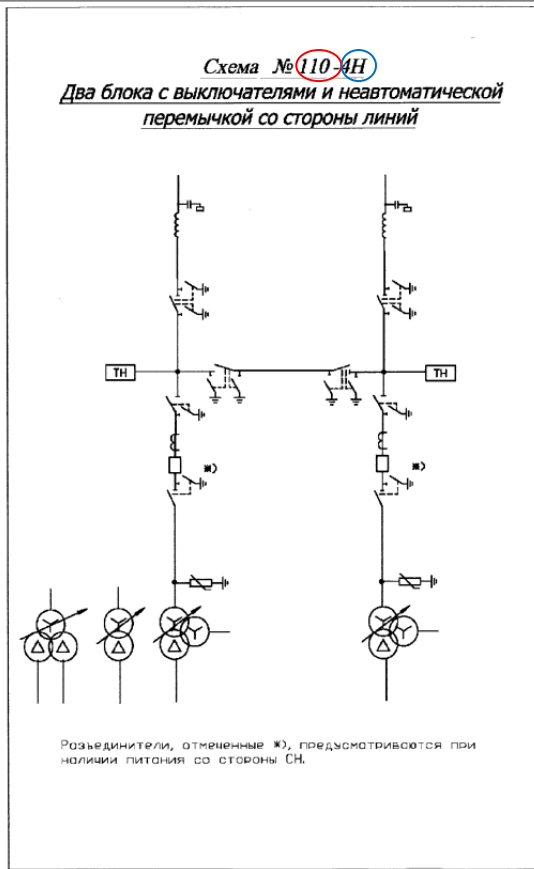
2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

СТО 56947007-29.240.30.010-2008

Схемы принципиальные
электрические распределительных
устройств подстанций 35-750 кВ.

Типовые решения

СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
УСТРОЙСТВ





2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

СТО 56947007-29.240.30.010-2008

*Схемы принципиальные
электрические распределительных
устройств подстанций 35-750 кВ.*

Типовые решения

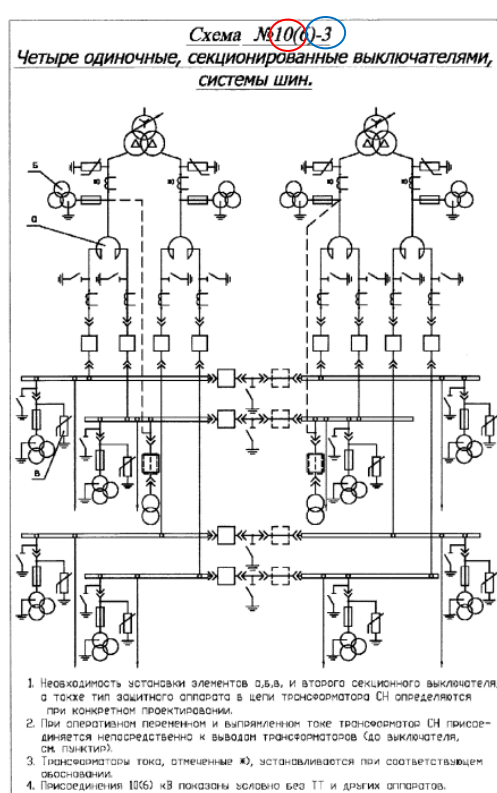
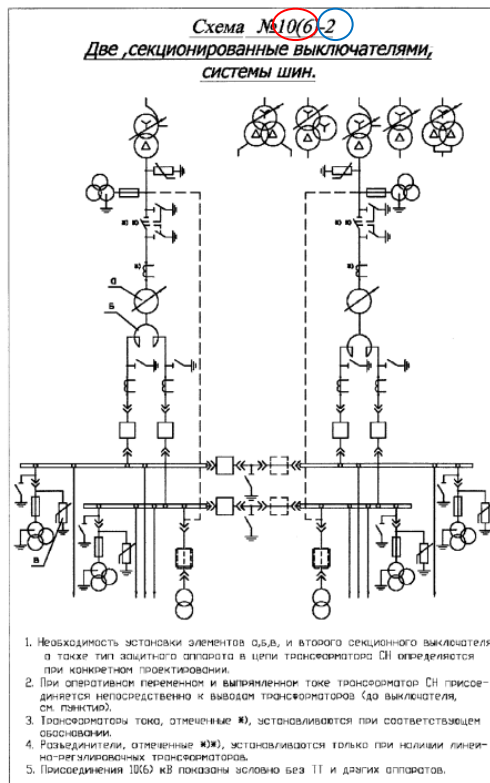
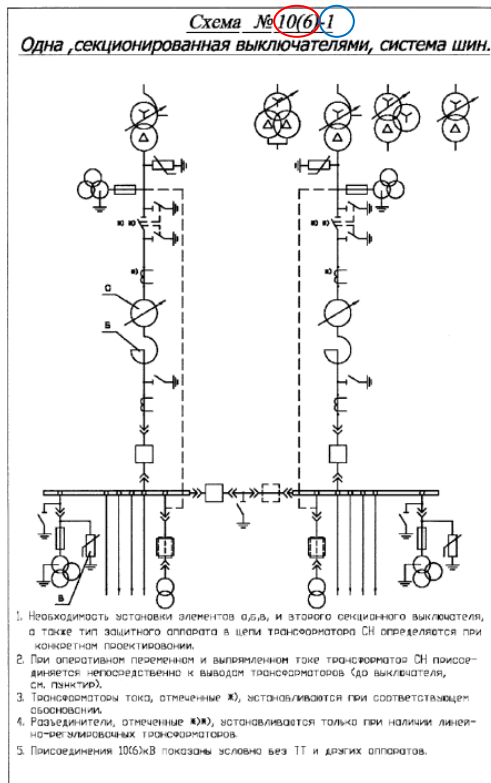
**СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
УСТРОЙСТВ**

3.7 Схемы распределительных устройств 10(6) кВ

№	Наименование схемы	Номер схемы	Номер страницы
1	Одна, секционированная выключателями, система шин	10(6)-1	
2	Две, секционированные выключателями, системы шин (с подключением сдвоенных реакторов к каждой секции шин)	10(6)-2	
3	Четыре одиночные, секционированные выключателями, системы шин	10(6)-3	

2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ





2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

По результатам раздела 2.1 привести **полные схемы электрических соединений.**

Базовый нормативный документ – Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.10.249-2017. Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций



2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

К основным технико-экономическим показателям относятся:

- капитальные вложения – K (тыс. руб.);
- ежегодные издержки – I (тыс. руб./год).

Капитальные вложения в сеть рассчитывают по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{Л\Sigma} + K_{ПС\Sigma},$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в сеть, тыс. руб.;

$K_{Л\Sigma}$ – суммарные капиталовложения на сооружение линий электропередачи, тыс. руб.;

$K_{ПС\Sigma}$ – суммарные капиталовложения на сооружение подстанций, тыс. руб.



2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

В свою очередь суммарные капиталовложения на сооружение линий электропередачи определено

$$K_{\text{Л}\Sigma} = \sum_{i=1}^n (K_{0\text{Л}i\text{н}} \cdot l_i \cdot k_{\text{зон}} \cdot k_{\text{усл}}),$$

где $K_{\text{Л}\Sigma}$ – суммарные капиталовложения на сооружение линий электропередачи, тыс. руб.;
 $K_{0\text{Л}i\text{н}}$ – укрупненный показатель стоимости сооружения 1 км линии электропередачи, тыс. руб./км (соответствует нормальным условиям строительства на территории Европейской части РФ);

l_i – длина линии электропередачи, км;

$k_{\text{зон}}$ – зональный коэффициент;

$k_{\text{усл}}$ – коэффициент, усложняющий условия строительства;

n – количество линий электропередачи.

Укрупненный показатель стоимости $K_{0\text{Л}i\text{н}}$ учитывает:

- затраты на оборудование (провода, тросы, опоры, изоляторы, арматуру);
- затраты на строительные-монтажные работы (СМР) (земляные работы, заземление фундаментов и опор, транспортные работы).



2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

Расчет стоимости сооружения линий электропередачи будем вести в следующей последовательности:

- базисная стоимость ВЛ в ценах 2000 г;
- затраты на вырубку и подготовку просеки;
- затраты на устройство лежневых дорог;
- стоимость постоянного отвода земельного участка под опоры ВЛ;
- затраты в текущем уровне цен суммируются;
- к полученной сумме затрат добавляются затраты на проектно-изыскательские работы, благоустройство, временные здания и сооружения, прочие работы;
- осуществляют приведение базисных цен 2000 г. к ценам 2023 г. с помощью индекса изменения сметной стоимости.



2. Техничко-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

Таблица – Общие характеристики района строительства ВЛ и технические показатели ВЛ радиального варианта схемы электрической сети

Общие характеристики района строительства ВЛ				
Участок ВЛ	РЭС – ПС №2	ПС №2 – ПС №3	ПС №2 – ПС №4	ПС №2 – ПС №1
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	220	110	110	220
Месторасположение ВЛ	Западная Сибирь			
Длина ВЛ, км	56,57	25	60,21	47,17
Залесенность трассы, км	10	–	–	–
Обустройство лежневых дорог, км	5	–	–	–
Рельеф местности	Равнинный			
Под опоры ВЛ изымаются земли сельхозугодий				
Технические показатели ВЛ				
Количество цепей	2	2	2	2
Характеристика опор	Свободностоящие			
Материал опор	Сталь			
Марка провода	АС 300/39	АС 120/19	АС 120/19	АС 300/39



2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

Таблица – Расчет капиталовложений на сооружение ВЛ РЭС – ПС №2 радиального варианта схемы электрической сети (в базисных ценах 2000 г.)

Составляющие капиталовложений	Расчет капиталовложений	Величина капиталовложений, тыс. руб.
Стоимость ВЛ по базисным показателям с учетом зонального коэффициента ($k_{зон} = 1,3$)	2195·56,57·1,3	161422,495
Вырубка просеки с учетом $k_{зон} = 1,3$	10·1,3·110	1430
Устройство лежневых дорог с учетом $k_{зон} = 1,3$	5·1,3·370	2405
Стоимость постоянного отвода земельного участка	56,57·7·80/1000	31,6792
Итого	–	165289,1742
Стоимость дополнительных работ		
2,5% – временные здания и сооружения	165289,1742·0,025	4132,229355
1,5% – благоустройство	165289,1742·0,015	2479,337613
5% – прочие работы	165289,1742·0,05	8264,45871
1,5% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль	165289,1742·0,015	2479,337613
10% – проектно-изыскательные работы и авторский надзор	165289,1742·0,1	16528,91742
Стоимость строительства ВЛ РЭС – ПС №2, всего (в базисных ценах 2000 г.)	–	199173,4549



2. Технико-экономический расчет выбранных вариантов схемы электрической сети

Таблица – Суммарные капиталовложения на сооружение ВЛ радиального варианта схемы электрической сети (в ценах на III квартал 2016 г.)

	Расчет капиталовложений	Величина капиталовложений, тыс. руб.
Суммарные капиталовложения на сооружение ВЛ ПС №2 – ПС №3, ПС №2 – ПС №4 класса напряжения 110 кВ, в том числе:	–	949386,0933
строительно-монтажные работы 74%	$(50142,76125+120763,8262) \cdot 0,74 \cdot 4,94$	624766,1211
оборудование 7%	$(50142,76125+120763,8262) \cdot 0,07 \cdot 4,28$	51203,6136
прочие затраты 19%	$(50142,76125+120763,8262) \cdot 0,19 \cdot 8,42$	273416,3586
Суммарные капиталовложения на сооружение ВЛ РЭС – ПС №2, ПС №2 – ПС №1 класса напряжения 220 кВ, в том числе:	–	1990217,669
строительно-монтажные работы 73%	$(199173,4549+162224,3423) \cdot 0,73 \cdot 4,94$	1303272,736
оборудование 9%	$(199173,4549+162224,3423) \cdot 0,09 \cdot 4,28$	139210,4315
прочие затраты 18%	$(199173,4549+162224,3423) \cdot 0,18 \cdot 8,42$	547734,5014