

**РАСЧЕТ И ВЫБОР ЛЭП ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ К ПРОЕКТИРУЕМОЙ ТП**

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

*к практическим занятиям
и курсовому проектированию
для студентов магистратуры направления подготовки
13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
всех форм обучения*

Воронеж 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Воронежский государственный технический университет»

Кафедра теплогазоснабжения и нефтегазового дела

РАСЧЕТ И ВЫБОР ЛЭП ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ К ПРОЕКТИРУЕМОЙ ТП

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

*к практическим занятиям
и курсовому проектированию
для студентов магистратуры направления подготовки
13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
всех форм обучения*

Воронеж 2023

УДК 621.3(07)

ББК 31.27я7

Составитель канд. техн. наук А. В. Николайчик

Расчет и выбор ЛЭП для передачи электроэнергии к проектируемой ТП: методические указания к практическим занятиям и курсовому проектированию для студентов магистратуры направления подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» всех форм обучения/ ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»; сост. А. В. Николайчик. — Воронеж: Изд-во ВГТУ, 2023. — 21 с.

Приводится методика расчета и выбора линии электропередач и трансформаторных подстанций.

Предназначены для студентов магистратуры направления подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» всех форм обучения.

Методические указания подготовлены в электронном виде и содержатся в файле МУ_для расчета_ПР_КП.pdf.

Ил. 5. Табл. 3. Библиогр.: 9 назв.

УДК 621.3(07)

ББК 31.27я7

*Рецензент – В. В. Соврасов, директор строительной компании
ООО СК «ЭНЕРГОАЛЬЯНС»*

*Издается по решению редакционно-издательского совета
Воронежского государственного технического университета*

ВВЕДЕНИЕ

Одним из важнейших элементов системы электроснабжения являются линии электропередач (ЛЭП). Различают два типа ЛЭП: кабельные и воздушные. Воздушные линии электропередач имеют большую протяженность во всем мире и являются основным способом передачи электрической энергии на дальние расстояния.

Воздушные ЛЭП (ВЛ) делятся по применяемому току на линии переменного и постоянного тока, по назначению на сверхдальние (предельные для связи энергосистем), магистральные (предназначенные для передачи энергии от электростанций крупным потребителям), распределительные и подводящие. Также имеется классификация по напряжению. По напряжению ВЛ делятся на низковольтные (до 1000 В) и высоковольтные (свыше 1000 В).

Наибольшее распространение получили высоковольтные линии переменного тока, работающие на напряжениях 35-110 кВ. Такие линии применяются для обеспечения энергией таких крупных потребителей, как города и объекты промышленности.

1. Расчет и выбор понижающей трансформаторной подстанции (ТП)

Электрическая установка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии различным потребителям называется трансформаторной подстанцией. Трансформаторная подстанция имеет в своём составе трансформаторы, устройства управления, распределительные и другие вспомогательные устройства. Данная установка является важнейшим элементов электрической сети и широко применяется для эксплуатации на сельскохозяйственных и промышленных объектах, а также для передачи электричества населенным пунктам. По типу преобразования электрической энергии с применением силовых трансформаторов выделяют:

Повышающие трансформаторные подстанции - с их помощью увеличивается значение напряжения, вырабатываемое генератором электростанции. Такие подстанции чаще всего используют на электростанциях, они служат для передачи электроэнергии большой мощности на дальние расстояния с наименьшими потерями;

Понижающие (или понизительные) трансформаторные подстанции, наоборот, понижают первичное напряжение сети.

По месту и способу присоединения к электрической сети подстанции классифицируют на:

- ответвительные, присоединяющиеся к одной или двум проходящим линиям при помощи глухой отпайки;
- тупиковые, получающие энергию по одной или двум параллельным линиям (по радиальным схемам);

- проходные, присоединяющиеся в рассечку от воздушных линий электропередачи с запитыванием от резервных источников питания или без резервного питания;

- узловые, к которым присоединено несколько питающих линий от одной или двух питающих электроустановок. Такой тип электрической установки представляет собой центральную подстанцию, получающую электроэнергию от энергосистемы напряжением 110-220кВ.

- Проходные и узловые подстанции еще называют транзитными, а ответвительные и проходные – промежуточными.

Для выбора понижающей трансформаторной подстанции необходимо рассчитать ее полную мощность, кВА:

$$S = \sqrt{P_i^2 + Q^2}, \quad (1.1)$$

где P – активная мощность, кВт; Q – реактивная мощность, определяемая по формуле:

$$Q = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (1.2)$$

Выразим $\operatorname{tg} \varphi$ через известную величину $\cos \varphi$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (1.3)$$

$$S_{\text{т.норм}} \geq S_p$$

Т.к типовые мощности трансформаторов стандартизированы, производим подбор табличного значения полной мощности по таблице 1 исходя из значения расчётной мощности трансформатора.

Таблица 1

Мощности трансформаторов

Стандартные мощности трансформаторов, кВА								
25	40	60	100	160	250	400	630	1000

Основываясь на этих расчётах, производим подбор трансформатора в ТП.

1.1. Обоснование выбора защиты ТП на стороне высокого напряжения ВН

Для дальнейшего выбора защитного оборудования необходимо найти расчетные токи на шинах подстанции.

Цепь двух обмоточного трансформатора на подстанции.

На стороне ВН и НН расчетные нагрузки определяют, как правило, с учетом установки трансформаторов.

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}; \quad (1.4)$$

где P – мощность, кВт (указывается в задании); U – напряжение, кВ (указывается в задании); $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, равный $\cos \angle \varphi$ – смещению фаз тока и напряжения (указывается в задании).

I_{\max} - наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима, А (влияет на характеристику Y при выборе предохранителей)

$$I_{\max} = 2 \times I_{\text{ном}}$$

В соответствии с расчетами полученный результат округляем до ближайших существующих значений и выбираем из каталога предохранители ПКТ в ТП по высокой стороне с учетом токов короткого замыкания (КЗ) в месте их установки:

ПК X-XXX-X-Y-Z У1:

П — предохранитель;

К — с кварцевым наполнителем;

X — Н — для защиты трансформаторов напряжения; Э — для защиты силовых электрических цепей экскаваторов и передвижных автоэлектростанций на номинальные напряжения 6, 10 кВ, ЭН — предназначены для защиты трансформаторов напряжения экскаваторов и передвижных автоэлектростанций на номинальные напряжения 6, 10 кВ.

X — номинальное напряжение, кВ (соответствует наибольшему рабочему напряжению предохранителя): 6 (7,2); 10 (12); 35 (40,5);

Y — номинальный ток, А: 2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 80; 100; 160; 200; 315;

Z — номинальный ток отключения в килоамперах;

У — климатическое исполнение;

1 — категория размещения.

1.2. Обоснование выбора защиты ТП на стороне низкого напряжения

Расчетный ток вычисляется по формуле 1.4 на заданную мощность P (кВт) и соответствующее низкое напряжение.

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi};$$

В соответствии с расчетами выбираем автоматический выключатель, параметры которого больше расчетных токов и токов КЗ в месте установки

1.3. Обоснование выбора трансформаторов тока в ТП

Рассчитываем ток по низкой стороне (0,4кВ) на общую мощность:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi};$$

Минимальный ток составит 10% от расчетного.

$$I_{\text{мин}} = 0,1 * I_p$$

Для выбора трансформаторов тока должно выполняться условие

$$I_{\text{тр}} \geq I_p$$

Выполним проверку измерительного трансформатора ТТ ___/5.

Номинальный первичный ток ($I_{\text{тр}}$) – ___ А

Номинальный вторичный ток – 5 А

Коэффициент трансформации ($K_{\text{тт}}$) ___/5 = :

Напряжение – 0,4кВ

Проверяем по условиям п. 1.5.17 (ПУЭ):

Ток во вторичной обмотке трансформатора тока при номинальной нагрузке:

$$I_{2\text{ном}} = I_{\text{ном}}/K_{\text{тт}}, \quad \text{А}$$

Минимальный ток вторичной обмотки (40%): $5 \times 0,4 = 2\text{А}$

Проверяем: $I_{2\text{ном}} \text{ А} > 2\text{А}$
(условие выполняется)

Ток во вторичной обмотке трансформатора тока при минимальной нагрузке:

$$I_{2\text{мин}} = I_{\text{мин}}/K_{\text{тт}}, \quad \text{А}$$

Минимальный ток вторичной обмотки при минимальном токе (5%):

$$5 * 5 / 100 = 0,25\text{А}$$

Проверяем: $I_{\text{мин}} > 0,25\text{А}$
(условие выполняется).

Таким образом, выбранные трансформаторы удовлетворяют указанным требованиям.

2. Расчет и выбор кабельно-проводниковой продукции для проектируемой ЛЭП

Для выбора сечений жил кабельно-проводниковой продукции, определяем расчетный ток:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi};$$

где P – мощность, кВт (указывается в задании);

U – напряжение, кВ (указывается в задании);

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности, равный $\cos \angle \varphi$ – смещению фаз тока и напряжения (указывается в задании).

Определяем экономическое сечение проводника. Сечение проводника по условию экономической плотности тока, мм²:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} \quad (2.1)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм² (определяется по ПУЭ 7, глава 3, табл. 1.3.36 в зависимости от выбранной марки и сечения), принимаем ближайшее существующие сечение.

Проверка сечения выбранного проводника по условиям допустимой токовой нагрузки заключается в определении длительно допустимых токов, то есть подбирается такое сечение кабеля, которое позволяет выдерживать длительно расчетные токи для заданного участка, без нанесения ущерба кабелю. При этом должно выполняться условие:

$$I_{доп} \geq I_p,$$

Выполняем проверку сечения проводников трехфазной линии по условию падения напряжения, характеризуемой расчетным током I_p и коэффициентом мощности $\cos \varphi$ на относительную линейную потерю напряжения.

$$\Delta U\% = \left(\frac{\sqrt{3}}{10 \cdot U} \right) * R_0 * L * \cos \varphi * I_p \quad (2.2)$$

где R_0 – активное сопротивление (каталогу кабельной продукции), Ом/км; L – протяженность линии, км;

Падение напряжения по требованиям нормативно-технической документации не должно превышать 5%

$$\Delta U \leq 5\%$$

2.1. Расчёт токов короткого замыкания

Для того, чтобы минимизировать последствия аварий, необходимо правильно выбирать электрооборудование. Для правильного выбора такого оборудования нужно уметь рассчитывать токи короткого замыкания.

Максимальное значение тока короткого замыкания без учёта кабеля в точке подключения к ЛЭП, кА:

$$I_{\text{КЗ max}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1T}^2 + X_{1T}^2}} = \text{кА} \quad (2.3)$$

где U – напряжение, кВ; R_{1T} – Активное сопротивление трансформатора прямой, обратной, нулевой последовательности, Ом; X_{1T} – Реактивное сопротивление трансформатора прямой, обратной, нулевой последовательности, Ом.

Активное и реактивное сопротивление трансформатора прямой, обратной, нулевой последовательности, Ом:

$$R_{1T} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НН}}^2}{S_{\text{НТ}}}, \quad (2.4)$$

$$X_{1T} = \frac{U_{\text{к}\%} \cdot U_{\text{НН}}^2}{S_{\text{НТ}} \cdot 100} \quad (2.5)$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – падение мощности на опыте короткого замыкания, кВт (паспорт трансформатора); $U_{\text{НН}}^2 = U$ – напряжение, кВ; $S_{\text{НТ}}$ – мощность трансформатора, кВА (паспорт трансформатора); $U_{\text{к}\%}$ – напряжение короткого замыкания, % (паспорт трансформатора).

Минимальное значение тока короткого замыкания без учёта кабеля в точке подключения к источнику электроэнергии, кА:

$$I_{\text{КЗ min}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1T} + R_{\text{пер}})^2 + X_{1T}^2}} \quad (2.6)$$

где $R_{\text{пер}} = 30 \cdot 10^{-3}$ – переходное активное сопротивление в месте короткого замыкания, Ом.

Максимальное значение тока короткого замыкания в конце проектируемой линии, кА:

$$I_{\text{КЗ max}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1T} + R_{\text{пр}})^2 + (X_{1T} + X_{\text{пр}})^2}} \quad (2.7)$$

Активное и индуктивное сопротивление проводника, Ом:

$$R_{\text{пр}} = R_0 \cdot L, \quad (2.8)$$

$$X_{\text{пр}} = X_0 \cdot L \quad (2.9)$$

где R_0 – активное сопротивление (каталогу кабельной продукции), Ом/км; X_0 – реактивное сопротивление (каталог кабельной продукции), Ом/км; L – длина участка проектирования, км.

2.2. Проверка проводника на термическую стойкость

Токи короткого замыкания (КЗ) вызывают, нагрев токоведущих частей, значительно превышающий нормальный. Конечная температура нагрева при КЗ, зависит от материала и сечения проводника (рисунок 2). Чрезмерное повышение температуры может привести к повреждению изоляции, разрушению контактов и даже к их плавлению, несмотря на кратковременность процесса КЗ. После отключения поврежденного участка прохождение тока КЗ прекращается, токоведущие части охлаждаются.

При выборе токоведущих частей необходимо найти конечную температуру нагрева токами КЗ с учетом периодической и аperiodической составляющих. Этот расчет достаточно трудоемкий, поэтому термическую стойкость обычно проверяют определением минимально допустимого сечения по условию допустимого нагрева при КЗ:

$$S_{mp} = \alpha \cdot I_{K3}^{max} \cdot \sqrt{t}, \quad (2.10)$$

где t – расчетная продолжительность КЗ.

$$t = \frac{I_{K3}^{min}}{I_{K3}^{max}}; \quad (2.11)$$

Проверим условие

$$S_{mp} \leq S_{\Delta U}$$

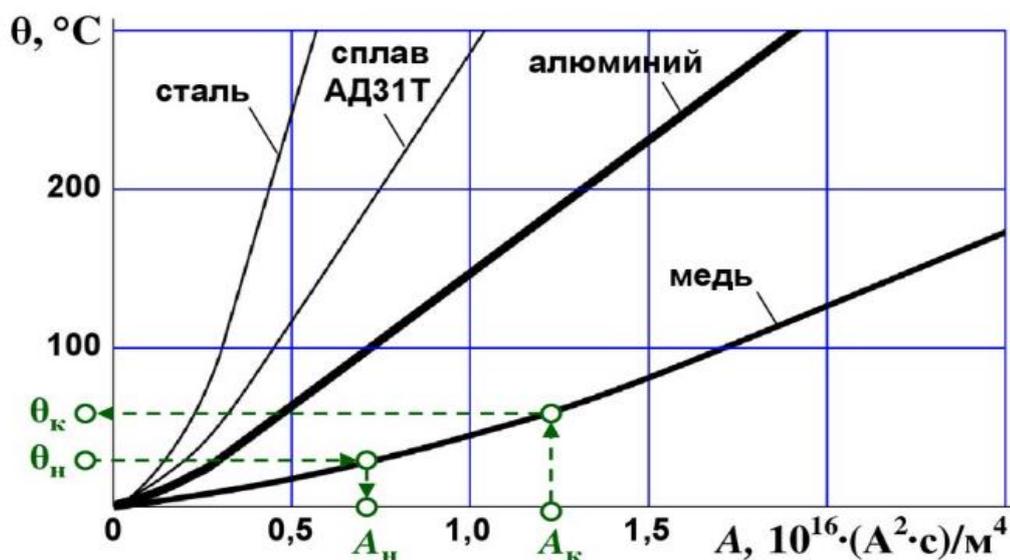


Рис. 1. Зависимости t °С нагрева от типа проводника

3. Выбор защитной и коммутационной аппаратуры для подключения ЛЭП

Коммутационные аппараты – это аппараты, с помощью которых замыкается и размыкается (коммутируется) цепь электрического тока. Они разделяются на аппараты до 1000 В и выше 1000 В. К коммутационным аппаратам до 1000 В относятся: рубильники, магнитные пускатели, контакторы, автоматы, а также всевозможные переключатели, тумблеры, вакуумные выключатели.

Для повышения качества поставляемой от электрических сетей энергии, распределительные устройства комплектуются современными высоковольтными выключателями с вакуумной дугогасительной средой. Благодаря качественному отличию от устаревших автоматических выключателей, вакуумная аппаратура используется и для вновь возводимых подстанций, и для замены коммутационного оборудования на уже существующих. Ряд преимуществ вакуумных дугогасительных устройств обуславливается более эффективным принципом гашения дуги, создаёт предпосылки для предотвращения аварийных режимов энергосистемы и позволяет сократить затраты на обслуживание.

К защитной аппаратуре относится высоковольтный предохранитель ПКТ, который выполняет защиту ЛЭП и контроль величины потребляемой мощности.

Любая электроустановка должна быть защищена устройствами автоматического отключения в случае появления сверхтоков или недопустимых токов утечки. Под сверхтоком понимается любой ток, превышающий номинальный. В основном сверхтоки появляются вследствие перегрузки или короткого замыкания.

Устройства защиты должны выбираться с учетом параметров электроустановки, ожидаемых токов короткого замыкания, характеристик нагрузки, условий прокладки и тепловых характеристик проводников.

Основными аппаратами защиты сетей напряжением 380-660 В являются предохранители с плавкими вставками и автоматические воздушные выключатели. От них требуется кратчайшее время отключения и обеспечение селективности. Номинальные токи плавких вставок предохранителей и токи срабатывания расцепителей автоматических выключателей должны быть минимально возможными, но не приводящими к отключению цепи при пуске электродвигателей и кратковременных перегрузках.

Защитные аппараты устанавливаются в начале каждой ветви сети, т.е. на каждой линии, отходящей от шин подстанции и силовых пунктов, на каждом ответвлении от линии, на трансформаторных вводах.

Предохранители применяют в основном для защиты электроустановок от токов короткого замыкания. Предохранитель представляет собой аппарат, содержащий плавкую вставку, калиброванную на определенный ток и

выполненную из легкоплавких материалов. Плавкие вставки предохранителей выдерживают ток на 30-50% выше номинального в течение одного часа и более. При токе, превышающем номинальный ток плавких вставок на 60-100%, они плавятся.

Подбираем предохранители ПКТ для защиты ЛЭП по каталогам заводов изготовителей в соответствии с расчетами по броску тока намагничивания, выполняемые для ТП и учета принципа селективности (значение предохранителей, устанавливаемых для защиты ЛЭП должны быть на один порядок больше, чем установленные в ТП).

Таблица 2

Характеристики ПКТ

Обозначение серии	Тип патрона	U _{ном.} кВ	I _{ном.} А	I _{откл.} кА
ПКТ-101	ПТ 1.1	6	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	20; 40
		10	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5	12,5; 31,5
ПКТ-102	ПТ 1.2	6	31,5; 40; 50	31,5
			80	40
		10	31,5; 40	31,5
			50	12,5
ПКТ-103	ПТ 1.3	6	80; 100	31,5
			160	20
		10	50	31,5
			80	20
			100	12,5
ПКТ-104	ПТ 1.3 (2 шт)	6	160; 200	31,5
			315	20
		10	100	31,5
			160	20
			200	12,5

Для защиты, проектируемой ЛЭП выбираем ПКТ Х-XXX-Х-У-Z У1

4. Пункт коммерческого учета

В соответствии с федеральным законодательством все потребители электроэнергии должны обеспечить учет потребленной энергии. Для этого на границе балансовой принадлежности сетей устанавливаются пункты коммерческого учета электроэнергии ПКУ.

Пункт коммерческого учета электроэнергии (ПКУ) предназначен для учета активной и реактивной энергии прямого и обратного направления в цепях переменного тока напряжением 6-10 кВ, частотой 50 Гц, а также для передачи измеренных и вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электрической энергии.

Комплекс обеспечивает:

- организацию коммерческого учета на границе балансовой принадлежности
- отслеживание фактов хищения электроэнергии
- определение количества электроэнергии, подлежащего оплате (в том числе при использовании зонных и 4-х тарифных установок) для расчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии
- формирование достоверной и оперативной информации по контролю и учету электроэнергии и мощности, привязанной к единому астрономическому времени;
- передачу информации о потребленной электроэнергии и мощности в диспетчерскую службу (интеграция в систему АСКУЭ)

ПКУ предназначен для эксплуатации на открытом воздухе в условиях умеренного климата при предельных значениях температуры окружающей воздушной среды, от минус 40 °С до плюс 45 °С (У1 по ГОСТ 15150), высота над уровнем моря не более 1000 м, относительная влажность воздуха не более 98% при температуре 25 °С. Окружающая воздушная среда не должна содержать едких паров, пыли и газов в концентрациях, разрушающих металлы, изоляцию и покрытия ПКУ.

Для снятия показаний используются следующие схемы подключения трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН): 3ТТ и 3ТН, 2ТТ и 3ТН, 2ТТ и 2ТН рисунок 2.

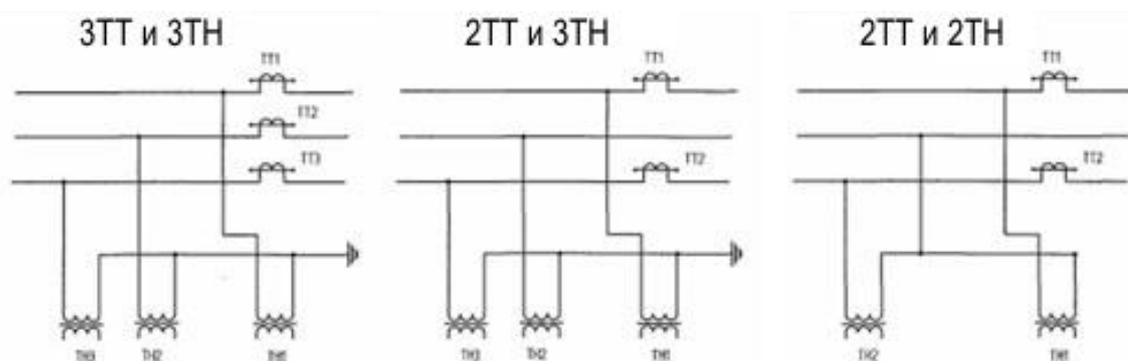


Рис. 2. Схемы подключения счетчика электроэнергии

В сетях с изолированной нейтралью все три схемы подключения допустимы. Никаких дополнительных погрешностей, связанных, собственно, со схемными решениями нет, в том числе даже при сильной не симметрии, например, при тяговой однофазной нагрузке. Не симметрия же в 5-10% практически не влияет на погрешность измерений.

Хотя при использующейся в настоящее время на практике оценке погрешностей измерений существенные различия при использовании

различных схем подключения счетчика отсутствуют, тем не менее, схема 2ТТ/2ТН практически не используется.

Из каталогов заводов-изготовителей подбираем ПКУ на основе расчетных токов.



Рис. 3. Схема обозначение ПКУ

5. Выбор опор и пролетов ЛЭП

Стойки железобетонные СВ повсеместно используют в различных сферах строительства и энергетики. Без этих элементов многие направления не могут быть освоены в полной мере, так как высокая прочность и надежность железобетона пока не нашла своей достойной замены. Именно поэтому стойки СВ для опор ЛЭП применяют в обязательном порядке. Это конические железобетонные столбы переменного сечения, которые используют для опоры линий электропередач.

Железобетонные стойки вибрированные СВ разрабатывают и используют при прокладке и обустройстве линий электропередач напряжением от 0,4-10 кВ, а также при проведении монтажных работ осветительных электросетей. Применять данные изделия можно в различных средах, в том числе в условиях повышенной сейсмоактивности (вплоть до 7-9 баллов по шкале Рихтера), а также в ветреных районах I-IV типа, а также в условиях гололеда.

Заглублять переходные стойки СВ можно в различные грунты, в том числе с повышенной кислотностью. Так как стойки проходят специальную обработку, то они служат достаточно долго, не разрушаясь и не теряя своих эксплуатационных характеристик. СВ применяют для таких типов опор, как анкерно-угловые и промежуточные, на которые подвешивают провода воздушных ЛЭП.

Железобетонные столбы воспринимают существенные нагрузки, в основном это вырывающие деформации, поэтому для технологии изготовления данных элементов используют специальные бетоны, а также для соблюдения требований по прочности и долговечности стойки СВ

изготавливают унифицированными. Заявлен срок эксплуатации вибрированных стоек не менее чем 50-75 лет.

При проектировании воздушных линий электропередач стойками марки СВ обязательно в начале и в конце линии устанавливаются анкерные опоры, а также через каждые 500 метров для того, чтобы уменьшить нагрузку от тяжения закрепленного на них провода.

Рассчитаем общее количество анкерных опор:

$$x_{A-10-2} = 2 + \frac{L}{0,5}; \text{ шт} \quad (5.1)$$

Анкерные опоры состоят из 2-х стоек СВ, значит количество стоек:

$$x_{A-10-2}^{общ} = 2 \cdot x_{A-10-2} = \text{шт} \quad (5.2)$$

Рассчитаем длину линии под анкерные опоры, зная их пролеты на основании типового альбома 25.0038:

$$n_a = (x_{A-10-2} - 1) \cdot l_{A-10-2}, \quad (5.3)$$

где l_{A-10-2} – длина пролета опоры А-10-2 (в соответствии с климатическим районом, выбранным сечением провода и местом прохождения трассы ЛЭП).

Определяем оставшееся расстояния под промежуточные опоры:

$$n_n = L - n_a; \quad (5.4)$$

где L – общая длина проектируемой ЛЭП из задания

Рассчитаем количество промежуточных опор П-10-3, зная их пролеты на основании типового альбома 25.0038:

$$x_{П-10-3} = \frac{n_n}{l_{n.n.}}; \quad (5.5)$$

где $l_{n.n.}$ – длина пролета опоры П-10-3 (в соответствии с климатическим районом, выбранным сечением провода и местом прохождения трассы ЛЭП).

Общее количество всех опор:

$$x_{полн} = x_{П-10-3} + x_{A-10-2}; \quad (5.6)$$

Общее количество стоек СВ 110-5

$$x_{полн}^{общ} = x_{П-10-3} + x_{A-10-2}^{общ};$$

6. Расчет площади строительства ЛЭП

Площадь строительства выделяется для:

- $S_{П-10-3} = 4,5 м^2$ промежуточных опор;
- $S_{А-10-2} = 13,5 м^2$ анкерных опор;
- $S_{ТП} = 50 м^2$ ТП.

Общая площадь рассчитывается по формуле:

$$S_{общ} = (x_{П-10-3} \cdot S_{П-10-3}) + (x_{А-10-2} \cdot S_{А-10-2}) + S_{ТП}; \quad (6.1)$$

7. Расчет стрелы провеса

Произведем расчет стрелы провеса провода в пролете между опорами рисунок 7 в соответствии с заданием.

$$y = \frac{x}{L} \left(\Delta h + 4f \left(1 - \frac{x}{L} \right) \right); \quad (7.1)$$

y – провес провода в точке пересечения,

x – расстояние от места пересечения до опоры с наивысшей отметкой, м

Δh – разность высот точек подвеса проводов, м

L – длина пролета, м

f – действительная стрела провеса провода при $t = 40^\circ\text{C}$

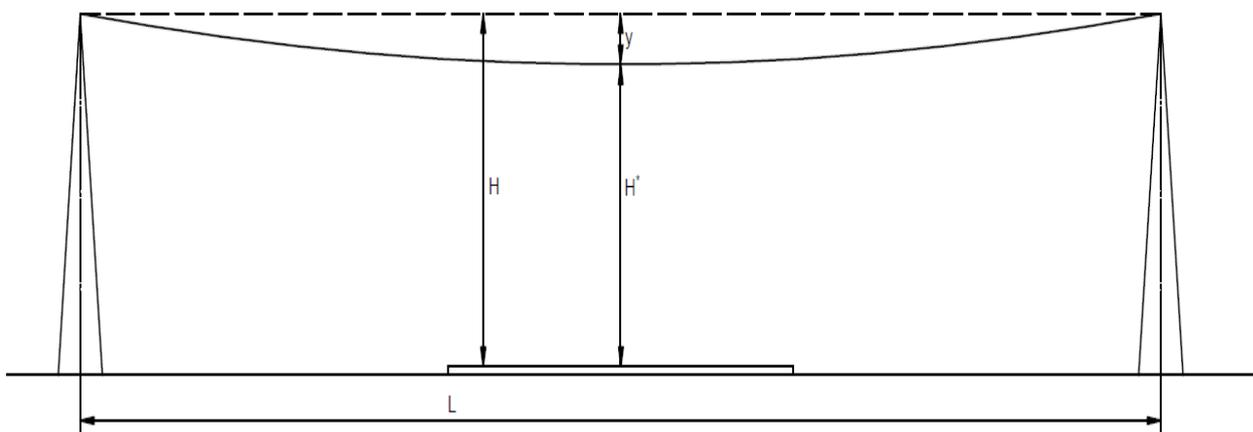


Рис. 4. Схема пролета между опорами

Проверяем соблюдения условия габарита $H^* \geq 6 м$ для неизолированного провода и $H^* \geq 5,5 м$ для изолированного провода.

$$H^* = H - y; \quad (7.2)$$

где - H – расстояние от земли до нижнего провода проектируемой ЛЭП.

$$H = h_{on} - h_{\phi} - h_{np}; \quad (7.3)$$

где - h_{on} – высота выбранной опоры, м; h_{ϕ} – глубина установки опоры; h_{np} – расстояние от верха опоры до нижнего провода, м

В случае невыполнения условий по требуемому габариту необходимо применить установку металлической надставки (ТС-1) на опоры или использование железобетонных приставок (ПТ-45) или и того и другого для выполнения выше указанных условий.

8. Расчет реактивной мощности и выбор УКРМ

Реактивная мощность цепи переменного тока. Реактивная мощность – это величина, характеризующая нагрузки, создаваемые различными колебаниями электромагнитных полей, которые встречаются цепях с конденсаторами и индуктивностями. А по своей сути это энергия, которая переходит от источника питания к потребителю (нагрузке), а затем возвращается обратно этими реактивными компонентами в течении одного полупериода.

Из сказанного выше вытекает, если нагрузка индуктивная, то следует компенсировать ее с помощью емкостей (конденсаторов) и наоборот емкостную нагрузку компенсируют с помощью индуктивностей (дросселей и реакторов). Это помогает увеличить косинус фи ($\cos \phi$) до приемлемых значений 0.7-0.9. Этот процесс называется компенсацией реактивной мощности.

Экономический эффект от внедрения установок компенсации реактивной мощности может быть очень большим. По статистике он составляет от 12 до 50% от оплаты электроэнергии в различных регионах России. Установка компенсации реактивной мощности окупается не более чем за год.

Для проектируемых объектов внедрение конденсаторной установки на этапе разработки позволяет экономить на стоимости кабельных линий за счет снижения их сечения. Автоматическая конденсаторная установка, например, может поднять $\cos \phi$ с 0,6 до 0,97.

Использование конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности позволяет:

- разгрузить питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства;
- снизить расходы на оплату электроэнергии
- при использовании определенного типа установок снизить уровень высших гармоник;
- подавить сетевые помехи, снизить не симметрию фаз;
- сделать распределительные сети более надежными и экономичными.

Реактивная мощность, кВАр:

$$Q = P * \operatorname{tg} \varphi = P * \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, равный $\cos \angle \varphi$ – смещению фаз тока и напряжения.

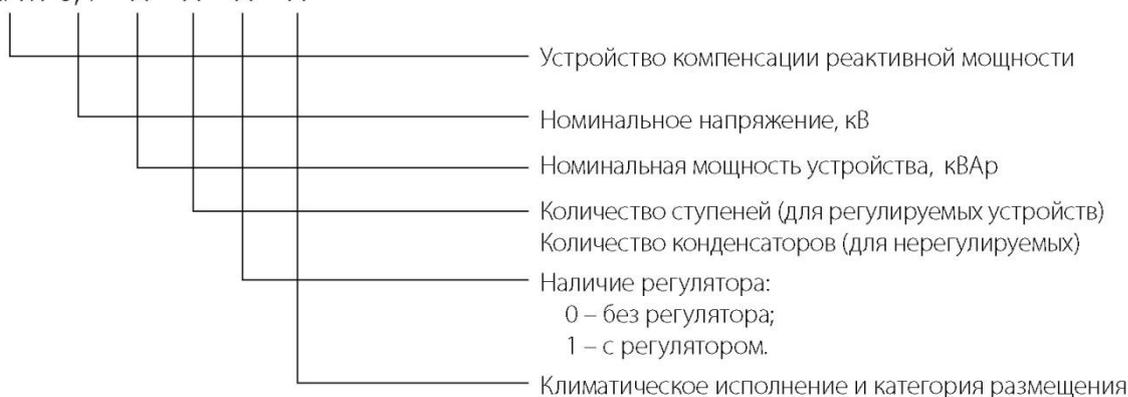
Формула для компенсации реактивной мощности:

$$Q_c = P(\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}); \quad (8.1)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}$ - принимается равным 0,4.

Выбираем УКРМ по каталогам заводов-изготовителей.

УКРМ-0,4 – X – X – X – X



9. Заземляющее устройство. Расчёт искусственного заземлителя

Заземление предотвращает поражение током в случае утечек электричества на нетоковедущие элементы из металла, возникающих при повреждении изоляции.

Защитное заземление включает электроды, установленные в землю и соединенные электросвязью с заземляющей шиной. Электроды представляют собой вертикальные стальные заземлители, установленные в земле, и соединённые путём сварки с горизонтальными стальными заземлителями.

Эквивалентное удельное сопротивление двухслойного грунта, Ом*м:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{\psi * \rho_1 * \rho_2 * L}{(\rho_1 * (L - H + t) + \rho_2 * (H - t))} \quad (9.1)$$

где ψ – повышенный коэффициент климатической зоны; ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя, Ом*м; ρ_2 – удельное сопротивление нижнего слоя, Ом*м; L – длина вертикальных стержней, м; H – толщина верхнего

слоя грунта, м; t – глубина траншеи, в которой залегают горизонтальные заземлители, м.

Точка глубины залегания заземлителя, м:

$$T = 0,5 * L + t \quad (9.2)$$

Расчёт сопротивления растекания тока одного вертикального заземлителя, Ом*м:

$$R_B^0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2\pi * L} * \left(\ln\left(\frac{2*L}{d}\right) + 0.5 * \ln\left(\frac{4*T+L}{4*T-L}\right) \right) \quad (9.3)$$

где d – диаметр стержня вертикального заземлителя, м.

Расчётное количество вертикальных заземлителей, шт:

$$n = \frac{R_B^0}{R_{\text{норм}}} \quad (9.4)$$

Количество необходимых вертикальных заземлителей, шт:

$$n = \frac{R_B^0}{R_{\text{норм}} * \eta_B} \quad (9.5)$$

где $R_{\text{норм}} = 4 \text{ Ом}$ – это нормируемое сопротивление растеканию тока (ПУЭ 7, табл.8); η_B – коэффициент спроса вертикальных заземлителей определяем по таблице 3.

Таблица 3

Коэффициенты спроса заземлителей

Для горизонтальных заземлителей				Для вертикальных заземлителей			
Число электродов	По контуру			Число электродов	По контуру		
	Отношение расстояния между электродами к их длине a/L				Отношение расстояния между электродами к их длине a/L		
	1	2	3		1	2	3
4	0.45	0.55	0.65	4	0.69	0.78	0.85
5	0.4	0.48	0.64	6	0.62	0.73	0.8
8	0.36	0.43	0.6	10	0.55	0.69	0.76
10	0.34	0.4	0.56	20	0.47	0.64	0.71
20	0.27	0.32	0.45	40	0.41	0.58	0.67
30	0.24	0.3	0.41	60	0.39	0.55	0.65
50	0.21	0.28	0.37	100	0.36	0.52	0.62
70	0.2	0.26	0.35	-	-	-	-
100	0.19	0.24	0.33	-	-	-	-
Число электродов	В ряд			Число электродов	В ряд		
	Отношение расстояния между электродами к их длине a/L				Отношение расстояния между электродами к их длине a/L		
	1	2	3		1	2	3
4	0.77	0.89	0.92	2	0.86	0.91	0.94
5	0.74	0.86	0.9	3	0.78	0.87	0.91
8	0.67	0.79	0.85	5	0.7	0.81	0.87
10	0.62	0.75	0.82	10	0.59	0.75	0.81
20	0.42	0.56	0.68	15	0.54	0.71	0.78
30	0.31	0.46	0.58	20	0.49	0.68	0.77
50	0.21	0.36	0.49	-	-	-	-
65	0.2	0.34	0.47	-	-	-	-

Длина горизонтальных заземлителей, м:

$$l_r = a * (n - 1) \quad (9.6)$$

где $a = L$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м; n – количество необходимых вертикальных заземлителей, шт.

Расчёт сопротивления растекания тока горизонтального заземлителя, Ом*м:

$$R_r = 0,366 * \left(\frac{\rho_{\text{экв}} * \psi}{l_r * \eta_r} \right) * \log\left(\frac{2 * l_r^2}{b * t}\right) \quad (9.7)$$

где ψ – повышенный коэффициент климатической зоны горизонтальных заземлителей; η_r – коэффициент спроса вертикальных заземлителей определяем по таблице 9; b – ширина горизонтальных заземлителей, м.

Общее сопротивление вертикальных заземлителей с учётом сопротивления растекания тока горизонтальных заземлителей и коэффициентов, Ом*м:

$$R_{\text{общ}} = \frac{R_r * R_B^0}{R_B^0 * \eta_r + R_r * \eta_B * n} \quad (9.8)$$

Проверка расчёта сопротивления заземлителей, Ом*м:

$$R_{\text{общ}} \leq R_{\text{норм}}$$

Монтажные параметры одиночного заземлителя в двухслойном грунте указаны на рисунке 9.

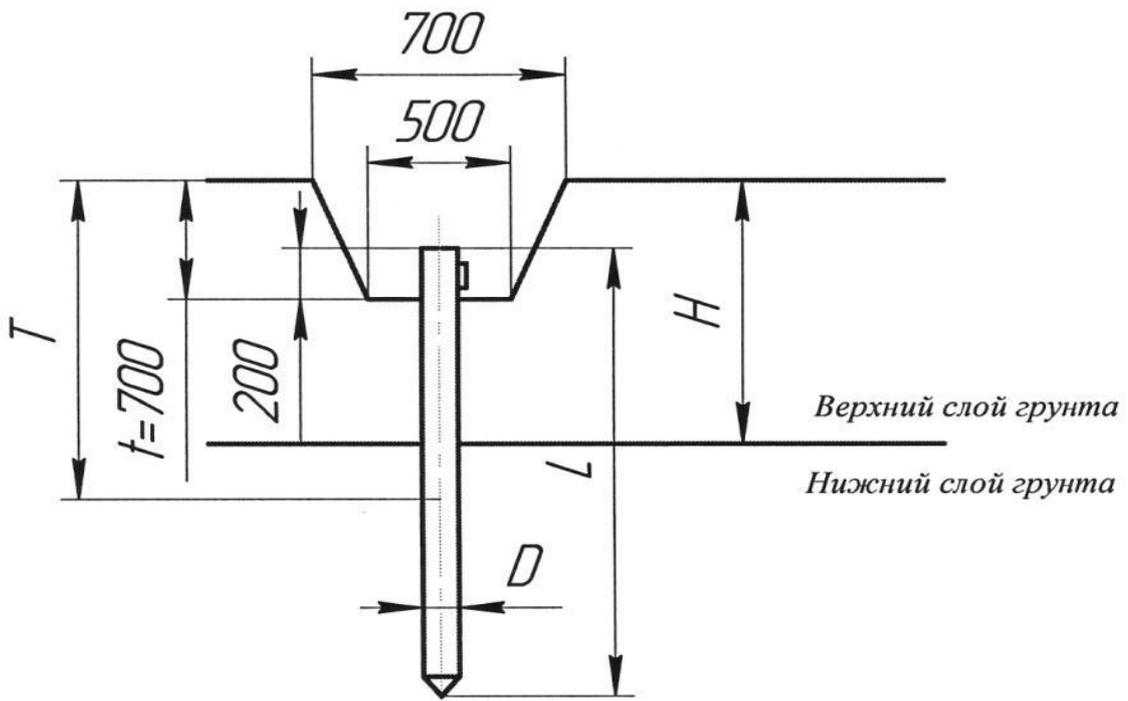


Рис. 5. Схема расположения вертикального заземлителя в земле

10. Указания по выполнению графической части

Графическая часть проекта состоит из одного листа формата А1. Обязательными элементами чертежа являются внешний вид выбранного коммутационного и защитного оборудования, пункта коммерческого учета, внешний вид и технические характеристики выбранного провода, схема присоединения ЛЭП к ТП, однолинейная схема подключения выбранных трансформаторов, их внешний вид и основные технические характеристики, внешний вид и схему подключения УКРМ, схему пролета опор со стрелой провеса или схему пересечения ЛЭП с инженерными коммуникациями.

Библиографический список

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. Москва: МОРКНИГА унив. изд-во, 2022.-584 с.
2. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1989.-522с.
3. Реут М.А. и Рокотян С.С. «Проектирование линий электропередач». - Издательство Энергия Москва, 2001 г, 212 стр.
4. Серия 3.407.1-143. «Типовые строительные конструкции, изделия и узлы. Опоры на базе железобетонных стоек длиной 11 м». Вып. 2.- Минэнерго СССР, 1989 г. – 60с..
5. Типовой альбом А11-2011 «Прокладка кабелей напряжением до 35кВ в траншеях с применением двустенных гофрированных труб - ЗАО «ДСК». ОАО «Тяжпромэлектропроект», 2011 г. – 73 с..
6. Типовой альбом 25.0038 «Расчётные пролёты для опор ВЛ 10кВ с неизолированными проводами по ПУЭ 7 издания (дополнения к проектам опор ВЛ). – ОАО «РОСЭП», 2005 г. – 90 с..
7. Типовой альбом 27.0002 «Одноцепные железобетонные опоры ВЛ 6-20 кВ с защищенными проводами с линейной арматурой ООО «Нилед-ТД»». – ОАО РАО «ЕЭС России» Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики»- РОСЭП, 2007 г. – 87 с..
8. ГОСТ 18410-73 «Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия». ИПК Издательство стандартов, 1998 г. -25 с.
9. ГОСТ 23613-79 «Стойки железобетонные выбрированные для опор высоковольтных линий электропередачи. Технические условия». Минэнерго СССР, 1979 г. -60 с.

Оглавление

Введение.....	3
1. Расчет и выбор понижающей трансформаторной подстанции (ТП)..	3
1.1. Обоснование выбора защиты ТП на стороне высокого напряжения ВН.....	4
1.2. Обоснование выбора защиты ТП на стороне низкого напряжения.....	5
1.3. Обоснование выбора трансформаторов тока в ТП.....	6
2. Расчет и выбор сечения кабельно-проводниковой продукции для проектируемой ЛЭП.....	7
2.1. Расчёт токов короткого замыкания.....	8
2.2. Проверка проводника на термическую стойкость.....	9
3. Выбор защитной и коммутационной аппаратуры для подключения ЛЭП.....	10
4. Пункт коммерческого учета.....	11
5. Выбор опор и пролетов ЛЭП.....	13
6. Расчет площади строительства ЛЭП.....	15
7. Расчет стрелы провеса.....	15
8. Расчет реактивной мощности и выбор УКРМ.....	17
9. Заземляющее устройство. Расчет искусственного заземлителя.....	16
10. Указания по выполнению графической части.....	20
Библиографический список.....	20

РАСЧЕТ И ВЫБОР ЛЭП ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ К ПРОЕКТИРУЕМОЙ ТП

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

*к практическим занятиям и курсовому проектированию
для студентов магистратуры направления подготовки
13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
всех форм обучения*

Составитель
Николайчик Алексей Вячеславович

Издается в авторской редакции

Подписано к изданию 10.11.2023.
Уч.-изд. л. 1,0

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»
394006 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84