

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 88 стор., 12 рис., 27 табл., 12 бібл. найм.

В ході виконання бакалаврської роботи були розроблені різні варіанти схем електричних мереж. Відібрано найбільш відповідні з економічних і технічних вимог, для них вибиралося електричне обладнання для здійснення надійного електропостачання споживачів навіть у години аварійної роботи і дотримання категорійності. Також були пораховані всі можливі режими роботи однієї схеми. По кожному режиму вирішувалося питання регулювання напруги.

Ключові слова: режими роботи, надійність енергопостачання, розподільний пристрій, джерело живлення, вузлова районна підстанція, регулювання напруги, навантаження споживачів, номінальна напруга

ЗМІСТ

ВСТУП.....	стор.
1 ЕНЕРГО-ЕКОНОМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ.....	
1.1 Характеристика джерел живлення.....	
1.2 Характеристика споживачів.....	
2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМНИХ ХАРАКТЕРИСТИК.....	
2.1 Цілі і завдання розрахунку.....	
2.2 Розрахунок режимних характеристик в зимовий період часу.....	
3 ВІДБІР КОНКУРЕНТНО-ЗДАТНИХ ВАРІАНТІВ.....	
3.1 Принципи складання варіантів схем.....	
3.2 Побудова та коротка характеристика 10 прийнятих варіантів.....	
3.3 Вибір чотирьох варіантів.....	
4 БАЛАНС АКТИВНОЇ І РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	
4.1 Баланс активних потужностей.....	
4.2 Баланс реактивних потужностей.....	
4.3 Вибір компенсуючих пристроїв.....	
5 ТЕХНІЧНИЙ АНАЛІЗ ЧОТИРЬОХ ВАРІАНТІВ.....	
5.1 Вибір номінальної напруги.....	
5.2 Вибір числа і потужності силових трансформаторів.....	
5.3 Вибір перетинів повітряних ліній методом економічних струмових інтервалів.....	
5.4 Вибір схем розподільних пристроїв.....	
6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ДВОХ ВАРІАНТІВ.....	
7 АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ.....	
8 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	

9	ОХОРОНА ПРАЦІ.....
	ВИСНОВКИ.....
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....

ВСТУП

Сучасні енергетичні системи складаються з сотень пов'язаних між собою елементів, які впливають один на одного. Однак проектування всієї системи від електростанцій до споживачів з урахуванням особливостей елементів з одночасним вирішенням безлічі питань (вибору ступенів напруги, схем станцій, релейного захисту та автоматики, регулювання режимів роботи системи, перенапруг) нереально. Тому загальну глобальну задачу необхідно розбити на завдання локальні, які зводяться до проектування окремих елементів системи: станцій і підстанцій; частин електричних мереж в залежності від їх призначення (районних, промислових, міських, сільських); релейного захисту і системної автоматики і т.д. Однак проектування повинно проводитися з урахуванням основних умов спільної роботи елементів, що впливають на дану проєктовану частину системи.

Намічені проєктні варіанти повинні відповідати таким вимогам: надійність, економічність; зручності експлуатації; якості енергії і можливості подальшого розвитку.

Особливість проектування електричних систем і мереж полягає в тісному взаємозв'язку технічних і економічних розрахунків.

РОЗДІЛ 1

ЕНЕРГО-ЕКОНОМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ

1.1 Характеристика джерел живлення

Джерелом живлення в даному дипломному проекті є вузлова розподільна підстанція (ВРП) - це центральна підстанція напругою 35 – 330 кВ для основної мережі 35 - 220 кВ, яка отримує живлення від енергосистеми і розподіляє її на тій же напрузі, що і підстанція глибокого введення (ПГВ) або на зниженій напрузі.

1.2 Характеристика споживачів

Залежно від виконуваних функцій, можливостей забезпечення схеми живлення від енергосистеми, величини і режимів споживання електроенергії та потужності, особливостей правил користування електроенергією споживачів прийнято ділити на наступні основні групи:

- промислові та прирівняні до них;
- виробничі сільськогосподарські;
- побутові;
- суспільно-комунальні (установи, організації, підприємства торгівлі та громадського живлення та ін.).

До промислових споживачів прирівняні такі підприємства: будівельні, транспорти, шахти, рудники, кар'єри, нафтові, газові та інші промисли, зв'язку, комунального господарства та побутового обслуговування.

Промислові споживачі є найбільш енергоємною групою споживачів електричної енергії.

Відносно забезпечення надійності електропостачання електроприймачі поділяються на наступні категорії:

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити за собою: небезпека для життя людей, значної шкоди економіці, пошкодження дорогого обладнання, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. Перерва електропостачання може бути допущений лише на час автоматичного відновлення живлення.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких призводить до масового Недовипуску продукції, масових простоїв робочих, механізмів і значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі III категорії – всі інші електроприймачі, що не підходять за визначенням під визначення I і II категорій.

По режиму роботи електроприймачі можуть бути розділені на групи за подібністю режимів, тобто за подібністю графіків електричних навантажень.

Аналіз режимів роботи споживачів показав, що більшість електродвигунів, що обслуговують технологічні лінії і агрегати безперервних виробництв, працюють в тривалому режимі (наприклад, електродвигуни компресорів, вентиляторів, насосів та інших безперервних механізмів).

Короткочасний режим характерний для електродвигунів електроприводів допоміжних механізмів, механізмів підйому, гідравлічних заслінок, затискачів, затворів.

Повторно-короткочасний режим характерний для електродвигунів мостових кранів, підйомників, зварювальних апаратів.

Кожна з груп споживачів має певний режим роботи. Так, наприклад, електричне навантаження комунально-побутових споживачів з переважно освітлювальної навантаженням відрізняється великою нерівномірністю в різний час доби. Електричне навантаження промислових підприємств більш

рівномірною протягом дня і залежить від виду виробництва, режиму роботи і числа змін.

Таблиця 1.1 – Склад і категорійність споживачів

ПС	Споживач	Склад споживачів за категоріями						P_{\max}
		I	МВт	II	МВт	III	МВт	МВт
А	Нафтопереробка, 100%	15%	10,8	40%	28,8	45%	32,4	72
Б	Чорна металургія, 100%	25%	24,75	50%	49,5	25%	24,75	99
В	Хімічна 60%, легка промисловість 20%, місто 20%	10%	4,2	40%	16,8	50%	21	42
Г	Хімічна 60%, легка промисловість 20%, місто 20%	5%	1,75	50%	17,5	45%	15,75	35
Д	Хімічна 60%, легка промисловість 20%, місто 20%	5%	1,45	50%	14,5	45%	13,05	29
Е	Хімічна 60%, легка промисловість 20%, місто 20%	–	–	40%	7,2	60%	10,80	18

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК РЕЖИМНИХ ХАРАКТЕРИСТИК

2.1 Мета і завдання розрахунку

Мета розрахунку: визначення ймовірно - статистичних і режимних характеристик споживачів.

Під режимними характеристиками споживачів розуміють їх участь в максимумі навантажень енергосистеми, а також формування середньої та ефективної потужності мереженергосистеми.

Завдання розрахунку: по заданим максимальним зимовим навантажень визначити інші зимові та літні ймовірнісні характеристики

2.2 Розрахунок режимних характеристик в зимовий період часу

Наведемо розрахунок режимних характеристик для підстанції Б, що живить чисто промислове навантаження.

Розрахунок активної середнього навантаження з урахуванням коефіцієнта максимуму K_{\max} :

$$K_{\max} = \frac{P_{\max Б}}{P_{\text{срБ}}} \Rightarrow P_{\text{срБ}} = \frac{P_{\max Б}}{K_{\max}} \quad (2.1)$$
$$P_{\text{срБ}} = \frac{99}{1,1} = 90 \text{ МВт}$$

Розрахунок активного ефективного навантаження з урахуванням коефіцієнта форми $K_{\text{ф}}$:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эфБ}}}{P_{\text{срБ}}} \Rightarrow P_{\text{эфБ}} = K_{\phi} \cdot P_{\text{срБ}} \quad (2.2)$$

$$P_{\text{эфБ}} = 1,05 \cdot 90 = 94,5 \text{ МВт}$$

Розрахунок реактивного навантаження з урахуванням $\text{tg } \Phi$, заданого в завданні для кожної підстанції:

$$Q_{\text{маxB}} = P_{\text{маxB}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{Б}} \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{маxB}} = 99 \cdot 0,39 = 38,61 \text{ Мвар}$$

З урахуванням коефіцієнта річного зниження навантаження знайдемо активне навантаження в літній період:

$$P_{\text{л.Б}} = P_{\text{маxB}} \cdot K_{\text{л.с.н.}} \quad (2.4)$$

$$P_{\text{л.Б}} = 99 \cdot 0,7 = 69,3 \text{ Мвар}$$

Розрахунок реактивного навантаження в літній період часу:

$$Q_{\text{л.Б}} = K_{\text{л.с.н.}} \cdot Q_{\text{маxB}} \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{л.Б}} = 0,7 \cdot 38,61 = 27,18 \text{ Мвар}$$

Для того, щоб розрахувати навантаження для літнього часу, необхідно помножити режимні характеристики для зими на коефіцієнт річного зниження навантаження $K_{\text{л. с. н.}}$, який дорівнює 0,7. Для інших підстанцій розрахунок проводиться аналогічно, результати розрахунків наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Розраховані режимні характеристики споживачів

Розрахована характеристика	Підстанції					
	А	Б	В	Г	Д	Е
Зимовий період						
P_{MAXi} , МВт	72	99	42	35	29	18
$P_{срi}$, МВт	65,45	90	38,18	31,82	26,36	16,36
$P_{эфi}$, МВт	68,72	94,5	40,09	33,41	27,68	17,18
Q_{MAXi} , Мвар	28,8	38,61	21,42	21,7	21,17	15,12
Літній період						
$л. i$, МВт	50,4	69,7	29,4	24,5	20,3	12,6
$P_{л. срi}$, МВт	45,82	63,36	26,73	22,27	18,45	11,45
$P_{л. ефi}$, МВт	48,11	66,53	28,07	23,38	19,37	12,02
$Q_{л. i}$, Мвар	20,16	27,18	15	15,19	14,82	10,58

В даному розділі був проведений розрахунок режимних характеристик, з якого видно, що для їх визначення немає необхідності в побудові графіка навантаження. Досить даних про максимальних навантаженнях споживачів.

РОЗДІЛ 3

ВІДБІР КОНКУРЕНТНО-ЗДАТНИХ ВАРІАНТІВ

3.1 Принципи складання варіантів схем

Вибір схеми і параметрів мереж проводиться на перспективу 5 - 10 років. При вирішенні питань доцільності введення високої напруги в мережах слід розглядати період, відповідний повному використанню пропускної здатності ліній більш високої напруги.

Кожен варіант схеми викреслюється в масштабі з зазначенням довжин і числа ланцюгів.

При складанні варіанти розгалуження мережі доцільно враховувати в вузлі навантаження, тобто в пункті прийому електроенергії.

Необхідно виключати зворотні потоки потужності в розімкнутих мережах.

Застосовувати прості схеми розподільних пристроїв підстанцій, з мінімальною кількістю вимикачів.

У кільцевих мережах застосовувати тільки один рівень напруги.

Необхідно враховувати і те, що радіально-магістральні ланцюга мають, в порівнянні з кільцевими, велику протяжність ПЛ в одноланцюговому виконанні, менш складні РУ, меншу вартість втрат електроенергії. Кільцеві схеми більш надійні і зручні при диспетчерському управлінні. Імовірність відмови двоколових лінії більше, ніж у кільцевих схем.

Враховувати можливість подальшого розвитку електричних навантажень в пунктах споживання.

3.2 Побудова та коротка характеристика 10 прийнятих варіантів

Керуючись принципами побудови варіантів схем, складаються 10 варіантів схем конфігурації електричної мережі. Всі варіанти повинні бути побудовані з урахуванням категорійності електроприймачів і ступеня їх надійності.

Споживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення з двох окремих ліній. Перерва в їх електропостачанні допускається лише на час автоматичного включення резервного живлення. Не завжди двухцепна лінія забезпечує необхідну надійність, так як при пошкодженні опор, ожеледі, вітрі і т.п. можливий повний перерву живлення.

Для споживачів II категорії в більшості випадків також передбачається живлення за двома окремими лініями або по Дволанцюговий лінії. Так як аварійний ремонт повітряних ліній нетривалий, правила допускають електропостачання споживачів II категорії і по одній лінії.

Для споживачів III категорії досить однієї лінії. У зв'язку з цим застосовують резервовані і нерезеровані схеми.

Нерезеровані - без резервних ліній і трансформаторів. До цієї групи, яка живить споживачів III категорії (іноді II), відносяться радіальні схеми. Резервовані - живлять споживачів I і II.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаємного резервує джерела живлення.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують 1 доби.

Замкнені електричні мережі - це резервовані мережі. У цих мережах кожен споживач отримує живлення не менше ніж по двох гілках. При

відключенні будь-якої гілки в таких мережах споживач отримує живлення по другій гілці. Замкнені мережі більш надійні, ніж розімкнуті. Недоліки таких мереж складаються в ускладненні експлуатації, труднощі при здійсненні автоматизації та селективності релейного захисту, виборі плавких запобіжників і теплових автоматів. Замкнені мережі поділяються на прості і складні-замкнуті. У простих замкнутих мережах кожен вузол харчується не більше ніж по двом гілкам. Ці мережі складаються з одного контуру. У свою чергу прості замкнуті мережі діляться на лінії з двостороннім живленням і кільцеві, які широко застосовуються в сільських і міських розподільчих мережах.

Сложнозамкнуті мережі містять кілька замкнутих контурів. У цих мережах є хоча б один вузол, який отримує живлення по трьом і більше гілок. Такі схеми широко поширені в живильних мережах напругою 110 кВ і вище.

Схеми, складені з урахуванням принципів побудови і отриманих знань, наведемо в додатку А.

Розглядаючи окремо кожну частину будь-якої схеми, можна зробити висновок окремо по кожній її структурній частині. У таблиці 3.1 наведемо сумарну довжину ліній і число вимикачів для кожного варіанта.

Таблиця 3.1 – Сумарна довжина ліній і кількість вимикачів

№ схеми	Довжина лінії, км	Число вимикачів	№ схеми	Довжина лінії, км	Число вимикачів
1	450	26	6	417,12	26
2	597,48	20	7	487,8	24
3	402,96	27	8	635,28	18
4	519	20	9	454,92	24
5	467,76	19	10	440,76	25

3.3 Вибір чотирьох варіантів

Вибір чотирьох варіантів з прийнятих десяти схем буде здійснюватися за такими показниками:

Сумарній довжині лінії в одинланцюговому виконанні.

Мінімальній кількості вимикачів.

Обмалі трансформацій.

З отриманих варіантів варто вибрати відповідні вищевикладеним вимогам. Тому до подальшого опрацювання приймемо схеми 1, 3, 6 і 10.

РОЗДІЛ 4

БАЛАНС АКТИВНОЇ І РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1 Баланс активних потужностей

Особливістю виробництва і споживання електроенергії є рівність виробленої і витраченої в одиницю часу електроенергії (потужності). Отже, в електричній системі має виконуватися рівність (баланс) активних потужностей:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{потр}} + \Delta P_{\text{пер}} + P_{\text{с. н.}}, \quad (4.1)$$

де P_{Γ} - сумарна активна потужність, що віддається в мережу генераторами електростанцій (в даному випадку з шин УРП); $P_{\text{потр}}$ - сумарна поєднана активне навантаження споживачів системи; $\Delta P_{\text{пер}}$ - сумарні втрати активної потужності у всіх елементах передачі електроенергії (лініях, трансформаторах) по електричних мережах; $P_{\text{с. н.}}$ - сумарна активна навантаження власних потреб УРП при найбільшому навантаженню споживачів.

Основна частка виробленої потужності йде на покриття навантаження споживачів.

Сумарні втрати на передачу залежать від протяжності ліній електричних мереж, їх перетинів і числа трансформаторів і знаходяться в межах 5 - 15% від сумарного навантаження. Навантаження власних потреб електростанції залежить від їх типу, роду палива і типу обладнання. Для УРП становлять 8%.

Наявна потужність генераторів системи дещо більше, ніж робоча потужність в режимі максимальних навантажень.

Потрібно враховувати необхідність резервування при аварійних і планових (ремонтних) відключеннях частини основного обладнання. Для УРП потужність резерву системи повинна бути не менше 10 - 12% від її робочої потужності. Розрахунок балансу активної потужності наведено в додатку Б.

4.2 Баланс реактивних потужностей

В електричній системі сумарна генерується реактивна потужність повинна бути дорівнює сумарній споживаної. На відміну від активної потужності, джерелами якої є тільки генератори електростанцій, реактивна потужність генерується як ними, так і іншими джерелами, до яких відносяться повітряні і кабельні лінії різних напруг $Q_{л}$, а також встановлені в мережах джерела реактивної потужності (компенсують пристрої - КУ) потужністю $Q_{КУ}$.

Тому баланс реактивної потужності в електричній системі представляється рівнянням:

$$Q_{г} + Q_{л} + Q_{КУ} = Q_{потр} + \Delta Q_{пер} + Q_{с.н} \quad (4.2)$$

Рівняння балансу реактивних потужностей пов'язано з рівнянням балансу активних потужностей, так як:

$$Q_{г} = P_{г} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{г} \quad (4.3)$$

Втрати реактивної потужності на передачу $\Delta Q_{пер}$ в основному визначаються втратами реактивної потужності в трансформаторах. У лініях напругою 110 кВ і вище генерація реактивної потужності (зарядна

потужність) компенсує реактивні втрати в лініях і може перевищити їх. Але реактивна потужність без додаткового використання ІРМ може виявитися менше необхідної за умовою балансу реактивних потужностей. В цьому випадку утворюється дефіцит реактивної потужності, який призводить до наступного:

Велика завантаження реактивною потужністю генераторів електростанцій призводить до перевантаження по струму генераторів.

Передача великих потоків реактивної потужності від генераторів за елементами мережі призводить до перевантаження по струму генераторів і, як наслідок до збільшення витрат на спорудження мережі, підвищених витрат активної потужності.

Недолік реактивної потужності в системі тягне за собою зниження напруги в вузлах електричних мереж і у споживачів.

Розрахунок балансу реактивної потужності наведено в додатку Б.

4.3 Вибір компенсуючих пристроїв

Для отримання балансу реактивних потужностей поблизу основних споживачів реактивної потужності встановлюють додаткові джерела з видаваної реактивної потужністю Q_{KV} . Звідси виникає завдання оптимізації режиму реактивної потужності в системі електропостачання промислового підприємства, вибору типу і потужності, а також місця установки компенсуючих пристроїв.

Перш, ніж визначити потужності встановлюваних на підстанціях трансформаторів, необхідно вибрати з якого коефіцієнту потужності буде проводитися вибір компенсуючих пристроїв. Це може бути що балансує коефіцієнт $\text{tg}\varphi_{\text{бал}}$, вибирати з умови рівності коефіцієнтів потужності на шинах 10 кВ підстанції, або економічний коефіцієнт $\text{tg}\varphi_{\text{ек}}$, що забезпечує мінімум сумарних витрат потужності в схемі. Значення для $\text{tg}\varphi_{\text{ек}}$, для кожного рівня напруги наведені в завданні.

Таким чином, нам необхідно знайти економічно доцільний коефіцієнт потужності, що задовольняє вимогам мінімуму сумарних втрат потужності в мережі. Він виходить шляхом порівняння $\text{tg}\varphi_{\text{бал}}$ з $\text{tg}\varphi_{\text{ек}}$. Розрахунок балансу активної та реактивної потужності наведено в додатку Б.

З урахуванням балансу реактивної потужності визначаємо необхідну реактивну потужність для кожної секції шин. Якщо отримане значення не перевищує 10 Мвар, то доцільно встановити батареї статичних конденсаторів (БСК). В іншому випадку встановлюються синхронні компенсатори.

Визначаємо необхідну реактивну потужність на підстанції А, на одну секцію шин за формулою:

$$Q_{\text{тр.А}} = \frac{P_{\text{А.мак}} \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{А}} - \text{tg}\varphi_{\text{ек.110}})}{2} = \frac{72 \cdot (0,4 - 0,26)}{2} = 5,04 \text{ Мвар} \quad (4.4)$$

Потужність, необхідна ПС А, менше 10 Мвар. Значить до установки приймаємо комплектні конденсаторні установки (ККУ) типу УКЛ (П) напругою 10 кВ.

Батареї конденсаторів комплектуються з окремих конденсаторів, з'єднаних послідовно і паралельно. Конденсатори випускаються в однофазних і трифазному виконаннях на номінальну напругу 0,22 - 10,5 кВ. Збільшення робочої напруги БК досягається збільшенням числа послідовно включених конденсаторів. Для збільшення потужності БК застосовують паралельне їх з'єднання.

Ці установки не дають повної компенсації, вони мають ступінчастим регулюванням. При зміні необхідної реактивної потужності - зниженні навантаження, наприклад, в літній період, можна просто відключити частину з них. Батареї конденсаторів виконані потужністю 300, 450, 900 і 1350 квар. Підбираємо кількість батарей так, щоб компенсувати реактивну потужність на підстанції більш точно.

Підберемо встановлену потужність батареї на одну секцію шин:

$$Q_{\text{КУ}} = n_{\text{БК}} \cdot Q_{\text{ном.БК}} = 11 \cdot 0,45 = 4,95 \text{ Мвар}, \quad (4.5)$$

Де $n_{\text{БК}}$ - число БК;

$Q_{\text{ном}}$ - номінальна реактивна потужність батареї конденсаторів, Мвар.

Частина некомпенсованих реактивної потужності визначаємо з різниці

$$Q_{\text{неск.А}} = Q_{\text{мах.А}} - Q_{\text{факт.А}} = 28,8 - 9,9 = 18,9 \text{ Мвар} \quad (4.6)$$

Так як і на інших підстанціях, необхідна потужність не досягає 10 Мвар, то і на них встановимо БСК.

У таблицях 4.1 і 4.2 наведемо розраховані дані по компенсації реактивної потужності і вибрані компенсуючі пристрої.

Розрахунок для кожної з чотирьох схем наведемо в додатку В.

Таблиця 4.1 – Компенсація реактивної потужності в зимовий період

ПС	$Q^{\text{ТР}}_{\text{КУ}}$, Мвар	Компенсує пристрій	$Q^{\text{факт}}_{\text{КУ1СШ}}$, Мвар	$Q_{\text{Неском}}$, Мвар
А	5,04	11УКЛ-10-450	4,95	18,9
Б	4,608	5УКЛ-10-900	4,5	29,61
В	5,25	17УКЛ-10-300	5,1	11,22
Г	6,3	7УКЛ-10-900	6,3	9,1
Д	6,815	15УКЛ-10-450	6,75	7,67
Е	5,22	17УКЛ-10-3 00	5,1	4,92

Таблиця 4.2 – Компенсація реактивної потужності в літній період

ПС	$Q_{\text{КУ.Л.}}^{\text{ТР}}$, Мвар	Компенсуючий пристрій	$Q_{\text{КУІСШ.Л.}}^{\text{ФАКТ}}$, Мвар	$Q_{\text{ДЕК.Л.}}$, Мвар
А	3,528	7УКЛ-10-450	3,15	13,86
Б	3,522	3УКЛ-10-900	2,7	21,627
В	3,675	12УКЛ-10-300	3,6	7,794
Г	4,41	4УКЛ-10-900	3,6	7,99
Д	4,77	10УКЛ-10-450	4,5	5,819
Е	3,654	12УКЛ-10-300	3,6	3,384

РОЗДІЛ 5

ТЕХНІЧНИЙ АНАЛІЗ ЧОТИРЬОХ ВАРІАНТІВ

5.1 Вибір номінальної напруги

Для визначення номінальної напруги обраних схем будемо користуватися формулою Ілларіонова, яка використовується для всієї шкали номінальних напруг від 35 кВ до 1150 кВ. Для цього необхідно знати активну потужність P і довжину, що визначається ділянки з урахуванням коефіцієнта траси, який для далекосхідного регіону беремо рівним: $K_{тр} = 1,2$. Слід також зауважити, що розрахунок не вимагає знаходження напруги на кожній ділянці мережі в кільцевих мережах і мережах з двостороннім живленням. Досить знайти напруги на головних ділянках схем. Напруги на інших ділянках будуть рівні напруженням на головних. Наведемо приклад такого розрахунку для схеми 3 (додаток А), яка складається з двох кілець і ділянки Дволанцюговий лінії.

Знаходження потоків потужностей в кільцях без урахування втрат зводиться до розрахунку простих розімкнутих магістралей з двостороннім живленням, для чого їх розрізають по джерелу живлення (рисунок 5.1).

Визначимо потужності, поточні по головним ділянках схеми.

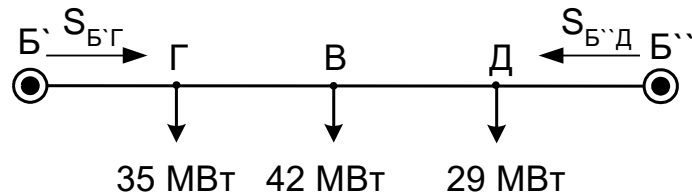


Рисунок 5.1 - Вид кільця Б' - Г - В - Д - Б'', розрізаного по джерелу живлення

Переріз проводів ще не вибрано, а отже, опір ліній не визначено, необхідно знати довжину ліній кожної ділянки, за допомогою яких, і буде проводитися розрахунок. Довжина кожної ділянки приведена в додатку А. Так як на коефіцієнт траси множиться і чисельник і знаменник - можна його не враховувати, а просто підставляти довжину ділянки.

Потоки активних потужностей без урахування втрат:

головного ділянки Б' - Г:

$$P_{B'-Г.гол} = \frac{P_{maxГ} \cdot L_{ГБ''} + P_{maxВ} \cdot L_{ВБ''} + P_{maxД} \cdot L_{ДБ''}}{L_{\Sigma Г'Г''}} \quad (5.1)$$

головного ділянки Б'' - Д:

$$P_{B''-Д.гол} = \frac{P_{maxД} \cdot L_{ДГ'} + P_{maxВ} \cdot L_{ВГ'} + P_{maxГ} \cdot L_{ГГ'}}{L_{\Sigma Г'Г''}} \quad (5.2)$$

Де $L_{\Sigma Г'Г''}$ - сумарна довжина всіх ділянок розглянутого кільця.

$$P_{B'-Г.гол} = \frac{35 \cdot 76,3 + 42 \cdot 58,3 + 29 \cdot 40,3}{130,3} = 48,26 \text{ МВт} \quad (5.3)$$

$$P_{Б''-Д.гол} = \frac{29 \cdot 90 + 35 \cdot 72 + 35 \cdot 54}{130,3} = 57,74 \text{ МВт} \quad (5.4)$$

Для того, щоб переконатися в правильності розрахунку зробимо перевірку по I закону Кірхгофа: сума потужностей на головних ділянках, дорівнює сумі навантажень розглянутого кільця.

$$P_{Б'-Г.гол} + P_{Б''-Д.гол} = P_{\max Г} + P_{\max Д} + P_{\max В} \quad (5.5)$$

$$48,26 + 57,74 = 35 + 42 + 29 \text{ МВА}$$

Перевірка підтверджує, що розрахунок виконаний вірно.

Тепер, знаючи потужності, поточні по головним ділянкам, знаходимо номінальну напругу кільця за формулою Іларіонова:

$$U_{Б'-Г}^{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{Б'-Г}} + \frac{2500}{P_{Б'-Г.гол}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{64,8} + \frac{2500}{48,26}}} = 130 \text{ кВ} \quad (5.6)$$

$$U_{Б''-Д}^{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{Б''-Д}} + \frac{2500}{P_{Б''-Д.гол}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{48,36} + \frac{2500}{57,74}}} = 136,5 \text{ кВ}$$

Приймаємо номінальну напругу кільця рівним 110 кВ.

Таким же чином знаходимо значення раціональних напруг для всіх десяти схем. Розрахунок зазначений в додатку В.

5.2 Вибір числа і потужності силових трансформаторів

Число силових трансформаторів вибирається з урахуванням того, яких саме споживачів вони повинні живити. Як було зазначено в пункті 3.2, споживачі I і II категорій повинні бути забезпечені електроенергією від двотрансформаторних підстанцій. Майже у кожній ПС проектованої мережі є як споживачі I, так і II категорії. Отже, кожна з ПС буде укомплектована двома трансформаторами.

В першу чергу слід визначити мінімальну потужність, якої можуть бути завантажені два трансформатора в нормальному режимі роботи. Нижче цієї потужності робота трансформаторів буде неможлива. Тобто, якщо максимальна потужність підстанції, дана в завданні, буде нижче знайденого значення, то приймати ділянку, до якого належить ПС, до здійснення не можна, так як знайти трансформатор на таку потужність не представляється можливим. В цьому випадку необхідно буде розглядати інші компонування схем.

У нормальному режимі вважаємо, що кожен трансформатор завантажений на 70%, тобто коефіцієнт завантаження одного трансформатора дорівнює 0,7; тоді для двохтрансформаторної підстанції цей коефіцієнт дорівнюватиме

$$K_3 = 0,7 \cdot 2 = 1,4 \quad (5.7)$$

Мінімальна потужність двох, що працюють на одну навантаження, трансформаторів на 110 кВ дорівнює 2,5 МВА.

$$\text{Тоді: } S_{\text{нагр}} = K_3 \cdot S_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 2,5 = 3,5 \text{ МВА}$$

$$P_{\text{нагр}} = S_{\text{нагр}} \cdot \cos \varphi_{\text{ек.110}} = 3,5 \cdot 0,96 = 3,35 \text{ МВт}$$

Мінімальна потужність на 220 кВ - 32 МВА .

Тоді:

$$S_{\text{нагр}} = K_3 \cdot S_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 32 = 44,8 \text{ МВА} \quad (5.8)$$

$$P_{\text{нагр}} = S_{\text{нагр}} \cdot \cos \varphi_{\text{эк.220}} = 44,8 \cdot 0,93 = 41,6 \text{ МВт}$$

Можна зробити висновок про те, що на підстанціях Д і Е не можна приймати напругу 220 кВ.

Для всіх чотирьох схем ділянку УРП - Б виконаний на напругу 220 кВ, всі інші ділянки - 110 кВ. Баланс реактивної потужності єдиний для всіх чотирьох схем, тому компенсація реактивної потужності буде однаковою.

Тоді розрахунок трансформаторів необхідно виконати тільки для однієї схеми. Для всіх інших він буде ідентичним.

Знаючи коефіцієнт завантаження, середню активну потужність і не компенсуються реактивну потужність на підстанції, з формули (16) можемо визначити приблизну потужність, на яку будуть розраховані трансформатори.

Наприклад, для ПС А схеми 3:

$$S_{\text{тр.расч.А}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.А}}^2 + Q_{\text{неск.А}}^2}}{2 \cdot K_3} = \frac{\sqrt{65,45^2 + 18,9^2}}{1,4} = 48,7 \text{ МВА}$$

Найближча номінальна потужність за каталожними даними 63 МВА. Перевіряємо трансформатори по завантаженості, визначаючи коефіцієнт завантаження в нормальному режимі. Він повинен бути в межах: 0,5 - 0,75.

$$k_{з.норм.А} = \frac{\sqrt{P_{ср.А}^2 + Q_{неск.А}^2}}{n_{тр} \cdot S_{ТРном.А}} = \frac{\sqrt{65,4^2 + 18,9^2}}{2 \cdot 63} = 0,54 \quad (5.8)$$

Також необхідна перевірка вибраних трансформаторів в умовах післяаварійного роботи. Вона характеризується виведенням з ладу одного з трансформаторів, тобто приймаємо, що $n_{тр} = 1$. Коефіцієнт завантаження в цьому випадку повинен знаходитися в межах від 1 до 1,4, виходячи з можливості роботи трансформатора з 140% завантаження.

$$k_{з.п.ав.А} = \frac{\sqrt{P_{ср.А}^2 + Q_{неск.А}^2}}{n_{тр} \cdot S_{ТРном.А}} = \frac{\sqrt{65,45^2 + 18,9^2}}{1 \cdot 63} = 1,08 \quad (5.9)$$

Отримані в формулах (17) і (18) значення коефіцієнтів завантажень показують, що трансформатори на підстанції вибрані правильно і навіть в післяаварійний режимі зможуть забезпечувати споживача електроенергією без перерви в постачанні.

У тому випадку, якщо в післяаварійний режимі коефіцієнт завантаження перевищує задані межі, це означає, що залишився в роботі трансформатор буде перевантажений. Тоді необхідно відключати від мережі частина споживачів III категорії.

У літньому режимі трансформатори можуть бути недовантажені. У цьому випадку один трансформатор на підстанції відключається.

Отримавши значення потужностей трансформаторів, що працюють на промислове навантаження і перевіривши їх за коефіцієнтами завантаження, вибираю трансформатори – типу ТРДЦН-63000/110.

Також як і для підстанції А, визначимо всі необхідні розрахункові характеристики на всіх підстанціях і зведемо їх в таблицю 6. Вибір трансформаторів на інших підстанціях в додатку В.

Таблиця 5.1 – Вибір трансформаторів

ПС	$S_{тр}$, МВА	$S_{тр.л}$, МВА	К з. з	К з. з. пав	К з. л	К з. л. пав	Обраний трансформатор
А	48,66	34,2	0,54	1,08	0,38	0,76	ТРДЦН- 6300 0/110
Б	91,3	64,48	0,51	1,02	0,36	0,72	АТДЦН- 125000/220/110
В	28,43	19,89	0,49	0,99	0,35	0,7	ТРДН- 40000/110
Г	23,64	16,9	0,66	1,32	0,47	0,95	ТРДН- 25000/110
Д	19,61	13,82	0,55	1,1	0,39	0,77	ТРДН- 25000/110
Е	12,2	8,53	0,53	1,07	0,37	0,75	ТМН- 16000/110

5.3 Вибір перетинів повітряних ліній методом економічних струмових інтервалів

Будується залежність наведених витрат від максимального струму. При цьому витрати визначаються для кожного перетину. Показання залежності наведених витрат від максимального струму, реалізовані у вигляді таблиць, що включають економічні струмові інтервали, тобто ті інтервали, в яких перетин матимуть мінімальні приведені витрати.

Перш, ніж визначити максимальний струм в лініях, необхідно визначити потоки потужності, що протікають по ним. З урахуванням знайдених в п.4.2 не компенсуються реактивних потужностей в лініях і потоків максимальної потужності, визначається повна потужність, що протікає по лінії. Потоки активної потужності в лініях будемо визначати так само, як і в п.5.1, використовуючи довжину ліній.

Тоді максимальний струм кожної ділянки визначимо за формулою:

$$I_{\max} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.10)$$

де $n_{\text{ц}}$ - число ланцюгів розглянутої ділянки;

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга, кВ.

Визначивши максимальний струм, знаходимо розрахунковий, залежить від коефіцієнтів α_i і α_T :

α_i - коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по роках експлуатації; для мереж 110-220 кВ в курсовому проекті цей коефіцієнт приймається рівним 1,05. Введення цього коефіцієнта враховує фактор різночасності витрат в техніко-економічних розрахунках.

α_T - коефіцієнт, що враховує число годин використання максимального навантаження ліній і її значення в максимумі ЕЕС (визначається коефіцієнтом K_m). Значення цього коефіцієнта приймається рівним відношенню навантаження ліній в час максимуму навантаження енергосистеми до власного максимуму навантаження ліній. K_m приймається рівним 1. Коефіцієнт α_T визначаємо за допомогою інтерполяції з таблиці в ЕТС. Знаючи що $T_{\max} = 4500$ годин, α_T приймаємо рівним 0,95.

З урахуванням вищевикладеного запишемо вираз для розрахункового струму:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} \quad (5.11)$$

Для схеми 3 знайдемо ці струми:

$$I_{p, \text{ДВ}} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max, \text{ДВ}} = 1,05 \cdot 0,95 \cdot 156 = 156 \text{ А}$$

$$I_{P.ГВ} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max.ГВ} = 1,05 \cdot 0,95 \cdot 72 = 72A$$

$$I_{P.БГ} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max.БГ} = 1,05 \cdot 0,95 \cdot 262 = 261A$$

$$I_{P.урпБ} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max.урпБ} = 1,05 \cdot 0,95 \cdot 279 = 279A$$

Таким чином, отримавши значення розрахункових струмів для всіх ділянок розглянутих схем, з економічних струмовим інтервалах, наведених у вигляді таблиць в / 14 /, визначаємо перетину ліній. Для всіх схем вибираємо дроти марки АС - зі сталевим сердечником різного діаметру. Також виберемо свободностоящие залізобетонні опори, які характеризуються довговічністю по відношенню до інших видів опор, простотою обслуговування.

Ділянка ДВ: АС-240. Ділянка ВГ: АС-120.

Ділянка БГ: АС-240. Ділянка УРП-Б: АС-400.

Отримані перетину необхідно перевірити по довго допустимому току. Для цього розраховується післяаварійний режим, тобто такий режим, при якому в схемах обриваються найзавантаженіші ділянки кілець і мереж з двостороннім живленням і по одній лінії у двоколових ділянок. Для прикладу покажемо розрахунок струму для схеми 3.

Потужність ділянки $S_{дв}$ знайдемо як: $S_{дв} = S_{д} = 29 + j7,67$ МВА

Потужність ділянки $S_{ГВ}$: $S_{ГВ} = S_{дв} + S_{В} = 71 + j18,89$ МВА

Потужність ділянки $S_{БГ}$: $S_{БГ} = S_{ГВ} + S_{Г} = 106 + j27,99$ МВА

Потужність ділянки $S_{урпБ}$: $S_{урпБ} = S_{БГ} + S_{Б} = 205 + j57,6$ МВА

Післяаварійні струми відповідних ділянок:

$$I_{\text{ПА.ДВ}} = \frac{|S_{\text{ДВ}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 110} = 157 \text{ А}$$

$$I_{\text{ПА.ГВ}} = \frac{|S_{\text{ГВ}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{73,47}{\sqrt{3} \cdot 110} = 386 \text{ А}$$

$$I_{\text{ПА.БГ}} = \frac{|S_{\text{БГ}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{109,63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 575 \text{ А}$$

$$I_{\text{ПА.урпБ}} = \frac{|S_{\text{урпБ}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{212,94}{\sqrt{3} \cdot 220} = 559 \text{ А}$$

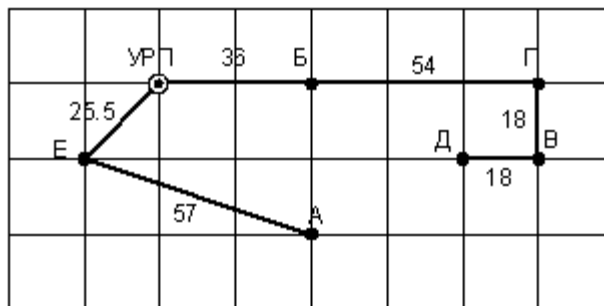


Рисунок 5. 2 - Післяварійний режим для схеми 3

Значення струмів для розрахованих ділянок менше довшо допустимих, визначених з / 4 /. Аналогічним чином розраховується кожна схема. Результати розрахунків зведені в таблиці 7, 8, 9 і 10.

Чи не на всіх ділянках проходимо по робочому струму тому необхідно посилення ліній, тобто підвищення класу номінальної напруги або числа ланцюгів. Вибрані перетину наведені в таблицях 11, 12, 13 і 14. Посилення показано в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Максимальний і робочий струми схеми 1

Ділянка мережі	Потоки активної потужності, МВт	Раціональне напруга, кВ	Максимальний струм, А	Робочі струми, А
УРП - А	47,933	128,75	260	260
УРП - Б	205	166,749	279	279
УРП - Е	42,067	114,883	228	228
Б - Г	106	134,98	288 (144)	287 (143)
Г - В	4 1,732	109,728	227	226
Г - Д	29,268	99,113	159	159
Д - В	0,268	10,347	$1,51 * 10^{-3}$	$1,51 * 10^{-3}$
А - Е	24,067	94,837	131	130

Таблиця 5.3 – Максимальні і робочі струми схеми 3

Ділянка мережі	Потоки активної потужності, МВт	Раціональне напруга, кВ	Максимальний струм, А	Розрахункові струми, А
УРП - А	47,933	128,75	260	260
УРП - Б	205	166,749	279	279
УРП - Е	42,067	114,883	228	228
Б - Д	57,744	136,546	313 (157)	301 (156)
Г - В	13,256	68,723	72	72
Б - Г	48,256	129,616	262	261
Д - В	28,744	93,351	156	156
А - Е	24,067	94,837	131	130

Таблиця 5.4 – Максимальні і робочі струми схема 6

Ділянка мережі	Потоки активної потужності, МВт	Раціональне напруга, кВ	Максимальний струм, А	Розрахункові струми, А
УРП - А	47,933	128,75	260	260
УРП - Б	205	166,749	279	279
УРП - Е	42,067	114,883	228	228
Б - Д	106	134,98	288 (144)	287 (143)
Г - В	41,732	109,728	11,9	11,9
Г - Д	29,268	99,113	159	159
Д - В	0,268	10,347	240	239
А - Е	24,067	94,837	131	130

Таблиця 5.5 – Максимальні і розрахункові струми схема 10

Ділянка мережі	Потоки активної потужності, МВт	Раціональне напруга, кВ	Максимальний струм, А	Розрахункові струми, А
УРП - Б	205	166,749	279	279
УРП - Е	90	117,937	244	244
Б - Д	57,744	101,572	313 (157)	313 (156)
Г - В	13,256	68,723	72	72
Б - Г	48,256	129,616	262	261
Д - В	28,744	93,351	156	156
А - Е	72	68 , 19	65	65

Таблиця 5.6 – Вибір перерізу проводів для схеми 1

Ділянка мережі	Номінальна напруга, кВ	Число ланцюгів	Марка і переріз проводу
УРП - А	110	1	АС-240
УРП - Б	220	2	АС-400
УРП - Е	110	1	АС-240
Б - Г	110 (220)	2	АС-240
Г - В	110	1	АС-240
Г - Д	110	1	АС-240
Д - В	110	1	АС-120
А - Е	110	1	АС-150

Таблиця 5.7 - Вибір перерізу проводів для схеми 3

Ділянка мережі	Номінальна напруга, кВ	Число ланцюгів	Марка і переріз проводу
УРП - А	110	1	АС-240
УРП - Б	220	2	АС-400
УРП - Е	110	1	АС-240
Б - Г	110	1	АС-240
Г - В	110	1	АС-120
Б - Д	110	1 (2)	АС-240
Д - В	110	1	АС-240
А - Е	110	1	АС-150

Таблиця 5.8. - Вибір перерізу проводів для схеми 6

Ділянка мережі	Номінальна напруга, кВ	Число ланцюгів	Марка і переріз проводу
УРП - А	110	1	АС-240
УРП - Б	220	2	АС-400
УРП - Е	110	1	АС-240
Б - Д	110 (220)	2	АС-240
Г - В	110	1	АС-120
Г - Д	110	1	АС-240
Д - В	110	1	АС-240
А - Е	110	1	АС-150

Таблиця 5.9 - Вибір перерізу проводів для схеми 10

Ділянка мережі	Номінальна напруга, кВ	Число ланцюгів	Марка і переріз проводу
УРП - Б	220	2	АС-400
УРП - Е	110	2	АС-240
Б - Г	110	1	АС-240
Г - В	110	1	АС-120
Б - Д	110	1 (2)	АС-240
Д - В	110	1	АС-240
А - Е	110	2	АС-150

Таблиця 5.10 - Посилення ліній прийнятих варіантів

№ мережі	Довжина лінії, км	Число вимикачів
1	450	29
3	$402,6 + 48,4 = 451$	27
6	417,2	29
10	$440,8 + 48,4 = 489,2$	29

Після посилення деяких ділянок схем за допомогою других ланцюгів і підвищення номінальної напруги, необхідний новий вибір трансформаторів на підстанціях (додаток В).

Останнім етапом технічного аналізу чотирьох варіантів конфігурацій схем є вибір схем розподільних пристроїв.

5.4 Вибір схем розподільних пристроїв

Різні схеми розподільних пристроїв (РУ) були намічені ще в тій частині курсового проекту, де вважалося сумарна кількість вимикачів в кожній схемі.

Для розімкнутих мереж за способом підключення підстанції можуть бути або тупиковими, або підключених до цих відгалужень.

У замкнених мережах за способом приєднання підстанції - прохідні або транзитні.

Головна схема електричних з'єднань підстанцій залежить від наступних факторів: типу підстанції, числа і потужності встановлених силових трансформаторів, категорійності споживачів електричної енергії по надійності електропостачання, рівнів напруги, кількості ліній живлення і приєднань, що відходять, величин струмів короткого замикання, економічності, гнучкості і зручності в експлуатації, безпеки обслуговування

Якщо до підстанції підходять дві лінії напругою до 110 кВ включно, застосовується схема "місток", для промислових підстанцій - з вимикачами в колах трансформаторів. На напругу 220 кВ і вище, з потужністю підключаються трансформаторів 63 МВА і вище застосовується схема "чотирикутник"; до 40 МВА - "місток".

Занесемо дані про обраних схемах підстанцій в таблицю 5.11.

Таблиця 5.11 - Схеми розподільних пристроїв

П С	Схема 1	Схема 3	Схема 6	Схема 10
А	Чотирикутник	Чотирикутник	Чотирикутник	Чотирикутник
Б	Одиночна секціонуючою. сист. шин і чотирикутник	Одиночна секціонуючою. сист. шин і чотирикутник	Одиночна секціонуючою. сист. шин і чотирикутник	Одиночна секціонуючою. сист. шин і чотирикутник
В	Місток	Місток	Місток	Місток
Г	Одиночна секціонуючою. сист. шин	Місток	Місток	Місток
Д	Місток	Розширений місток	Одиночна секціонуючою. сист. шин	Місток
Е	Місток	Місток	Місток	Одиночна секціонуючою. сист. шин

В 1, 6 і 10 схемах кількість вимикачів однаково, тоді як для схеми 3 їх менше. Порівнюючи схеми по другому важливого ознакою - довжині ліній в одинланцюговому виконанні, бачимо, що у схеми 10 вона найбільше. Значить, на подальший розгляд залишаємо перші три схеми.

Схема 6 вигідно відрізняється від інших найменшою довжиною ліній, за цим показником виділимо її від інших.

Таким чином, до техніко-економічного порівнянні приймаємо 3 і 6 схеми.

РОЗДІЛ 6

РОЗРАХУНОК СТАЛИХ РЕЖИМІВ

6.1 Загальні відомості

У кожній енергосистемі в тій чи іншій мірі відбувається постійне безперервне зміна її параметрів (частоти f , напруги U , струму I , потужностей P і Q , кутів зсуву між напругою в різних точках лінії і т.п.). Різні поєднання цих, впливають один на одного параметрів в кожен момент часу називається режимом енергосистеми.

До режимам, які найбільш повно описують картину відбуваються в обраному варіанті процесів, відносяться:

максимальний зимовий режим; розрахунок в даному режимі проводиться за максимальною активної і некомпенсованих в зимовий період реактивної потужностей;

режим літнього мінімуму, де за основу беруться ті ж величини, що і в пункті 1, але розраховані для літнього режиму;

післяаварійний режим, який розраховується при обриві найбільш завантажених ділянок мережі. Початковими даними в цьому режимі будуть ті ж значення потужностей, що і в п. 1

Дані по обраним трансформаторів і перетинах ПЛ, необхідні для подальшого розрахунку, зведемо в таблиці 18 і 19.

Таблиця 6.1 - Вихідні дані по трансформаторах на підстанціях

ПС	Відомості про трансформатори					
	$R_{тр}, Ом$	$X_{тр}, Ом$	$\Delta P_X,$ МВт	$\Delta Q_X,$ Мвар	$G_{тр},$ мкСм	$B_{тр},$ мкСм
А	0,87	22	0,059	0,41	4,5	31
Б	3,2; 0,48; 0,55	59,2; 0; 131	0,065	0,625	1,23	11,81
В	1,4	34,7	0,036	0,26	2,7	19,66
Г	2,54	55,9	0,027	0,175	2,04	13,23
Д	2,54	55,9	0,027	0,175	2,04	13,23
Е	4,38	86,7	0,019	0,112	1,44	8,45

Таблиця 6.2 - Вихідні дані по повітряних лініях

Ділянка	Відомості про лінії			
	$R_{пл},$ Ом	$X_{вл}, Ом$	$B_{ij}, мкСм$	$Q_{ci}, Мвар$
УРП-Б	1,62	9,07	233,3	5,56
УРП-А	7,34	24,79	172	1,04
УРП-Е	3,67	12,39	86	0,52
Б-Г	7,78	26,24	182	1,1
Б-Д	2,9	9,79	272	1,64
Г-В	5,38	9,22	56,2	0,34
По-Д	2,59	8,75	60,7	0,37
А-Е	13,54	28,73	185	1,12

З усіх перерахованих вище режимів алгоритм розрахунку наведемо лише для режиму максимальної зимової навантаження. Даний режим буде прорахований за допомогою програми Mathcad. Розрахунки наведемо в додатку Д.

6.2 Розрахунок усталеного максимального режиму

Алгоритм розрахунку режиму:

Наведемо схему обраного варіанту з нанесеними на неї перетинами проводів і навантаженнями на рисунку 6.1.

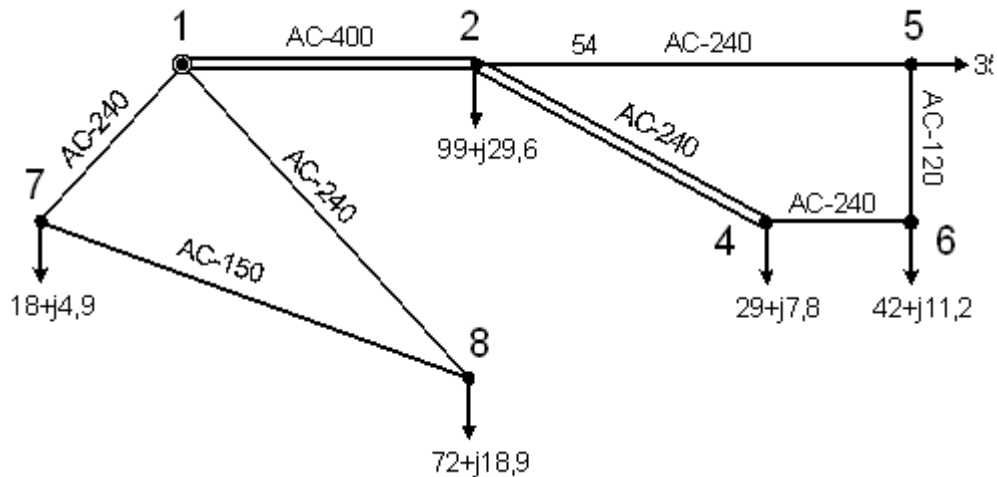


Рисунок 6.1. - Схема обраного варіанту

Складаємо схему заміщення (рис.6.2). Розраховуємо її параметри, використовуючи параметри, які вже вказані в таблицях 18 і 19.

Розрахунок проводився за такими формулами, за допомогою довідкових даних для трансформаторів і проводів, взятих з / 1 / і / 5 /.

активна провідність:

$$G_T = \frac{\Delta P_X}{U_{BH}^2}, \text{ МкСм} \quad (6.1)$$

індуктивна провідність:

$$B_T = \frac{\Delta Q_X}{U^2}, \text{ МкСм} \quad (6.2)$$

емкостна провідність:

$$B = b_0 \cdot L, \text{ МкСм} \quad (6.3)$$

зарядна потужність ліній:

$$Q_C = \frac{1}{2} \cdot B \cdot U^2, \text{ Мвар} \quad (6.4)$$

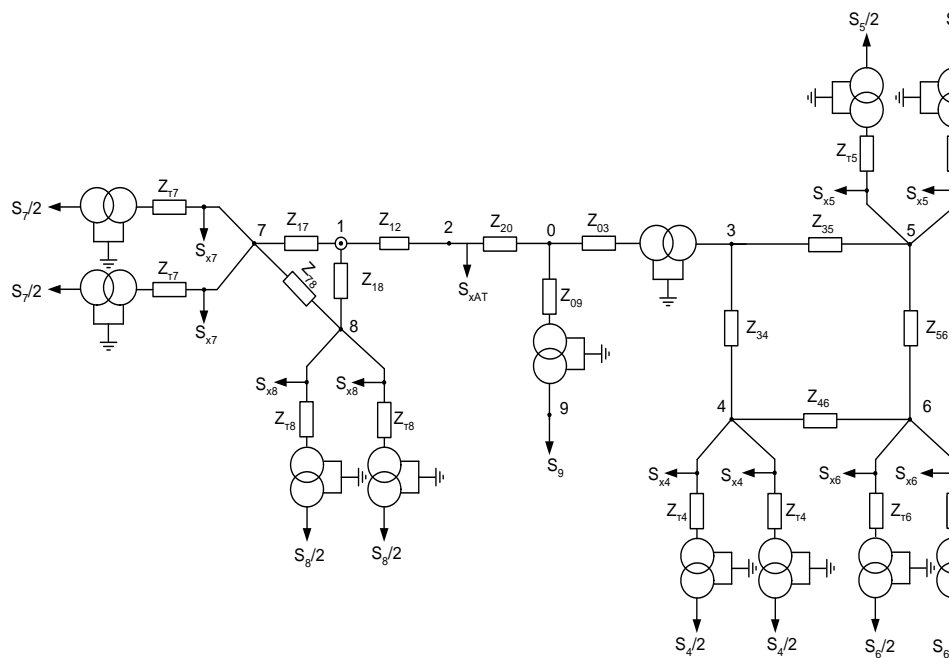


Рисунок 6.2 - Схема заміщення для ручного розрахунку

Визначаємо втрати потужності в трансформаторах за такою формулою:

$$\Delta S_{\text{тр}} = \frac{\left| \frac{S_{\text{тр}}}{2} \right|^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{\text{тр}} + \Delta S_{\text{XX}} \quad (6.5)$$

Знаходимо наведену, а після і розрахункове навантаження кожного вузла, враховуючи роздільну роботу кожного трансформатора.

Для двох трансформаторів:

$$S_{\text{пр.}i} = S_i + 2 \cdot \Delta S_{\text{тр.}i} \quad (6.6)$$

$$S_{\text{р.}i} = S_{\text{пр.}i} - jQ_{ci} \quad (6.7)$$

Визначаємо потоки і втрати потужності в лініях на прикладі кільця УРП - А-Е-УРП (1'-7-8-1''). Схему заміщення кільця вкажемо на рисунку 6.2.

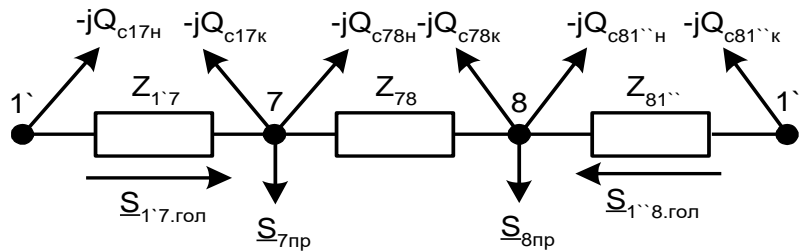


Рисунок 6.2 - Схема заміщення кільця УРП - А-Е-УРП (1'-7-8-1'')

Знаходимо потоки потужності, поточні по головним ділянкам 1'-7 і 1''-8.

$$S_{1'7.гол} = \frac{S_{7п} \cdot (\bar{Z}_{1''8} + \bar{Z}_{78}) + S_{8п} \cdot \bar{Z}_{1''8}}{\bar{Z}_{1''8} + \bar{Z}_{78} + \bar{Z}_{1'7}} = 42 + j13 \text{ МВА}$$

$$S_{1''8.гол} = \frac{S_{8п} \cdot (\bar{Z}_{78} + \bar{Z}_{1'7}) + S_{7п} \cdot \bar{Z}_{1'7}}{\bar{Z}_{1''8} + \bar{Z}_{78} + \bar{Z}_{1'7}} = 48,6 + j19,6 \text{ МВА}$$

Знаходимо точку потокороздела:

$$S_{78} = S_{1'7.гол} - S_{7п} = 22,65 + j10,4 \text{ МВА}$$

$$S_{87} = S_{1''8.гол} - S_{8п} = -22,65 - j10,4 \text{ МВА}$$

$$S_{81''} = S_{78} - S_{8п} = -49,8 - j16,4 \text{ МВА}$$

$$S_{71'} = S_{87} - S_{7p} = -40,8 - j16,15 \text{ МВА}$$

Як видно з наведених формул точкою поточкороздела в кільці буде вузол А (8) як по активної, так і по реактивної потужності.

Розрізаючи мережу по точці поточкороздела, отримаємо дві розімкнуті схеми, розраховуючи які, знаходимо потоки потужності.

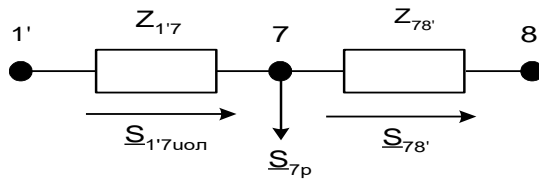


Рисунок 6.3. – Разомкнута мережа 1`-7-8`

$$S_{78.к} = S_{78} = 23,85 + j7,2 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{78'} = \frac{P_{78.к}^2 + Q_{78.к}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{78} = 0,69 + j1,5 \text{ МВА}$$

$$S_{78'.н} = S_{78.к} + \Delta S_{78'} = 24,55 + j8,6 \text{ МВА}$$

$$S_{1'7.к} = S_{7p} + S_{78'.н} = 42,7 + j14,4 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{1'7} = \frac{P_{1'7.к}^2 + Q_{1'7.к}^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{17} = 0,62 + j2,1 \text{ МВА}$$

$S_{1'7.н} = S_{1'7.к} + \Delta S_{1'7} = 43,3 + j16,5 \text{ МВА}$ Точно за таким же алгоритмом знаходяться потоки потужності в кільці Б-Д-В-Г-Б. Сумарне навантаження вузла 3 (середня сторона автотрансформатора) дорівнює:

$$S_{3p} = S_{53'.н} + S_{3'4.н} - j(Q_{c34} + Q_{c35}) = 109,6 + j45,9 \text{ МВА}$$

Потім знаходимо втрати потужності в обмотках автотрансформатора і потоки потужності протікають по них.

Визначаємо розрахункове навантаження 2 вузла:

$$S_{2p} = S_{20.n} + \Delta S_{\text{атр.х}} - jQ_{c12} = 209,4 + j117,2 \text{ МВА}$$

Розраховуємо разомкнутую мережу 1-2 напругою 220 кВ.

б) Визначаємо напругу в кожному вузлі. Вони знаходяться за умови, що відомі напруги у джерел живлення. В даному режимі:

$$U_{\text{урп}} = 1,09 U_{\text{ном}} \text{ кВ}$$

Тоді напруга вузлах 2, 7 і 8 можна знайти, як:

$$U_i = U_{\text{ип}} - \frac{S_{\text{ип-i.нач}}}{\bar{U}_{\text{ип}}} \cdot Z_{\text{ип-i}}$$

Для вузлів 4 і 5:

$$U_4 = U_{\text{сн.факт}} - \Delta U_{34} = 104,3 + j23 \text{ кВ}$$

$$U_5 = U_{\text{сн.факт}} - \Delta U_{35} = 101,5 + j26 \text{ кВ}$$

Напруга вузла 6 можна отримати з двох сторін:

$$U_6 = U_4 - \Delta U_{46'} = 101,2 - j26 \text{ кВ}$$

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{6''5} = 101,2 - j26,2 \text{ кВ}$$

У завданні також визначені бажані напруги на низькій стороні. Тому необхідно визначати напругу на шинах НН. Для цього напруга низької сторони треба привести до високої сторони і знайти бажаний коефіцієнт трансформації. Після вибираємо номер відгалуження РПН, який буде забезпечувати бажане напруга на низькій стороні.

Розрахунки за іншими режимам виконуються в промислової програмі SDO 6. Також в ній здійснюється перевірка розрахованого ручним

способом режиму максимальних навантажень. Дані по його розрахунку зведені в таблицю 20.

Таблиця 6.3. - Дані по розрахунку максимального режиму ручним способом

Підстанція	$U_{\text{вузла}}$, кВ	$U_{\text{нн}}^{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}^{\text{факт}}$, кВ	$n_{\text{отв}}^{\text{факт}}$	$U_{\text{нн}}^{\text{жел}}$, кВ
А	112,2	119,4	10,2	11	10,1
Б	233,6	200,6	10	9	10
В	104,5	101,7	10,4	16	10,3
Г	104,7	100,8	10,3	16	10,3
Д	106,7	103,7	10,4	15	10,4
Е	117	114,2	10,42	10	10,5

Дані, отримані в результаті розрахунку програмою, занесемо в додаток Е курсового проекту.

РОЗДІЛ 7

АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ

7.1 Аналіз напружень в вузлах

Отримані значення напруг високої і низької сторони в вузлах схеми порівнюються з номінальними. Різниця для високої напруги не повинна виходити за інтервал $\pm 15\%$, для низької напруги $\pm 5\%$.

$$\frac{|U_{ВН}| - U_{ВН.ном}}{U_{ВН.ном}} \approx \pm 15\%$$

$$\frac{|U_{НН}| - U_{НН.ном}}{U_{НН.ном}} \approx \pm 5\%$$

Отримані в розрахунку відхилення зведемо в таблицю 21.

Таблиця 7.1 - Аналіз відхилення напруг в вузлах

ПС	А	Б	В	Г	Д	Е
Відхилення напруги	Максимальний режим					
ВН	2,5	6,3	-4,6	-4,5	-2,7	6,6
НН	0,8	-0,5	2,8	4	4,6	4,9
	Мінімальний режим					
ВН	-3,7	0,8	-7,5	-7,4	-6	-0,7
НН	0,4	0,2	2,3	3,3	3,7	5,6
	Післяаварійний режим					
ВН	-0,5	3,9	-9,4	-7,5	-10,8	6,1
НН	1	0	3	3	4	5

У всіх режимах відсоток відхилень дотримується у всіх вузлах.

Розрахунок відхилень напруги від номінального наведено в додатку Ж.

7.2 Аналіз втрат

Ставлення втрат активної потужності до генерується не повинно перевищувати 5%. Ставлення втрат реактивної потужності до генерується з урахуванням генерації в лініях не повинно перевищувати 25 - 30%.

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{\text{ген.}\Sigma}} < 5\%$$
$$\Delta Q_{\%} = \frac{\Delta Q_{\Sigma}}{Q_{\text{ген}\Sigma}} = 25 - 30\%$$

Розрахункові дані помістимо в таблицю 7.2.

Таблиця 7.2 - Оцінка втрат потужності

втрати	Максимальний режим	мінімальний режим	післяварійний режим
$\Delta P, \%$	3	2,4	8,2
$\Delta Q, \%$	45,4	31,8	60,5

З таблиці видно, що в максимальному і мініальному режимах втрати активної потужності не виходять за допустимі, по реактивної потужності навпроти не витримуємо меж. У післяварійний режимі обидві складові втрат виходять за межі допустимих.

Розрахунок аналізу втрат потужності наведено в додатку Ж.

7.3 Аналіз балансу активної та реактивної потужності

Сума споживаної потужності і втрат повинна дорівнювати генерується.

$$P_{\text{нагр}\Sigma} + \Delta P_{\Sigma} = P_{\text{ген}\Sigma}$$

$$Q_{\text{нагр}\Sigma} + \Delta Q_{\Sigma} = Q_{\text{ген}\Sigma}$$

Розрахункові дані по балансу представимо в таблиці 7.3.

Таблиця – 7.3 Аналіз балансу

Параметр	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
$P_{\text{нагр}\Sigma} + \Delta P_{\Sigma}$, МВт	304	211,5	321,2
$P_{\text{ген}\Sigma}$, МВт	304	211,5	320,7
$Q_{\text{нагр}\Sigma} + \Delta Q_{\Sigma}$, Мвар	174,4	111,1	216,9
$Q_{\text{ген}\Sigma}$, Мвар	174,1	110,5	215,3

Баланс повністю виконується в усіх режимах, тобто розрахунок зроблений вірно.

Визначення балансу наведено в додатку Ж.

7.4 Аналіз завантаження ВЛ

Аналіз завантаження ПЛ проводиться за значеннями економічної та фактичної щільності струму, при оптимальному завантаженні вони повинні бути майже рівними.

Економічну щільність струму знайдемо для кожного з перетинів за формулою:

$$j_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{ек.мак}}}{F},$$

де $I_{\text{ек.мак}}$ - максимальний струм, прийнятий з таблиці в ЕТС для кожного перетину, А;

F - перетин дроту, мм².

Фактична щільність струму, $\frac{A}{\text{мм}^2}$

$$j_{\phi} = \frac{I_{\phi}}{F},$$

де I_{ϕ} - струм протікає по лінії в тому чи іншому режимі, взятий з SDO 6, А.

Розраховані щільності струму наведені в таблиці 24.

Таблиця 7.4 - Аналіз завантаження ВЛ

Ділянка	УРП-Б	УРП-А	УРП-Е	Б-Д	Б-Г	Г-В	По-Д	А-Е
Максимальний режим								
$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	0,7	1,2	1,2	1,1	1,2	0,7	1,2	0,9
$j_{\phi}, \text{А/мм}^2$	0,7	1,1	0,9	0,8	0,9	0,1	1	0,8
Мінімальний режим								
$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	0,7	1,2	1,2	1,1	1,2	0,7	1,2	0,9
$j_{\phi}, \text{А/мм}^2$	0,5	0,8	0,7	0,6	0,7	0,1	0,7	0,6
Післяаварійний режим								
$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	0,8	-	1,2	-	1,2	0,7	1,2	0,9
$j_{\phi}, \text{А/мм}^2$	1,5	-	2	-	2,6	3,6	0,7	2,6

У максимальному режимі завантаження ПЛ нормальна, в мінімальному вона знижується за рахунок зниження навантаження. У післяаварійний режим лінії працюють майже з подвійним завантаженням.

Аналіз завантаження ПЛ наведено в додатку Ж.

РОЗДІЛ 8

СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

8.1 Класифікація ліній електропередач

Лінія електропередачі (ЛЕП) – це електрична лінія, що виходить за межі електростанції або підстанції та призначена для передачі електричної енергії на відстань.

Існує 2 типи передачі великих кількостей електроенергії на відстань:

- лінії відкритого типу (повітряні);
- лінії закритого типу (кабельні).

Сучасна класифікація ЛЕП базується на низці ознак і наведена у табл. 8.1.

На першому місці у класифікації стоїть рід струму. Відповідно до цієї ознаки розрізняються лінії постійного та змінного струму. Лінії постійного струму конкурують з іншими лише за досить великої протяжності і потужності, що передається. Найбільш поширені у світі лінії трифазного змінного струму, причому за протяжністю серед них лідирують саме повітряні лінії (ПЛ).

Таблиця 8.1 – Класифікація ліній електропередач

Ознака	Тип лінії	Різновиди	
Рід струму	Постійного струму	–	
	Трифазного змінного струму	–	
	Багатофазного змінного струму	Шестифазна Дванадцятифазна	
	До 1 кВ	НН (до 1 кВ) СН (3-35кВ)	
Номінальна напруга	Понад 1 кВ	ВН (110-220 кВ) НВН (330-750 кВ) УВН (понад 1000 кВ)	
		Повітряна	–
		Кабельна	–
Число ланцюгів	Одноланцюгова	–	
	Дволанцюгова	–	
	Багатоланцюгова	–	
	Радіальна	–	
Топологічні характеристики	Магістральна	–	
	Відгалуження	–	
	Розподільна	–	
Функціональне призначення	Живлення	–	
	Міжсистемний зв'язок	–	

Найбільш важливою ознакою, що визначає відмінність конструктивних та електричних характеристик ЛЕП, є номінальна напруга $U_{ном}$. Виділяють ЛЕП низької (НН), середньої (СН), високої (ВН), надвисокої (НВН) та ультрависокої (УВН) напруги (див.табл. 8.1).

Процес електрифікації, створення та об'єднання енергосистем у єдину енергосистему супроводжувався поступовим збільшенням номінальної напруги ЛЕП з метою підвищення їхньої пропускної спроможності. Історично склалися дві системи номінальної напруги. Перша, найбільш поширена, включає наступний ряд значень $U_{ном}$: 35-110-220-500-1150 кВ, а друга: 35-150-330-750 кВ.

По конструктивному виконанню розрізняють повітряні та кабельні лінії (КЛ).

Кабельна лінія – лінія електропередачі, виконана одним або кількома кабелями, покладеними безпосередньо в землю або прокладеними в кабельних спорудах (колекторах, тунелях, каналах, блоках тощо).

Повітряна лінія – це лінія електропередачі, дроти якої підтримуються над землею за допомогою опор, ізоляторів та арматури.

Поряд із типовими конструктивними рішеннями, сучасна техніка передачі електроенергії по лініях відкритого типу має і нетрадиційні оригінальні пропозиції, спрямовані на збільшення пропускної спроможності та зменшення смуги відчуження під трасу лінії, на повніше задоволення вимогам технічної естетики та зниження негативного впливу електромагнітних полів ПЛ НВН та особливо УВН на навколишнє середовище, а також на підвищення економічності процесу передачі електроенергії.

За кількістю паралельних ланцюгів ($n_{Л}$), що прокладаються на загальній трасі, розрізняють одноланцюгові ($n_{Л}=1$), дволанцюгові ($n_{Л}=2$) та багато ланцюгові ($n_{Л}>2$) лінії. Одноланцюгова повітряна лінія змінного струму визначається як лінія, що має один комплект фазних дротів, а дволанцюгова ПЛ – два комплекти. Відповідно, багатоланцюговою ВЛ називається лінія, що має понад два комплекти фазних дротів. Ці комплекти можуть мати однакові або різні номінальні напруги. В останньому випадку лінія називається комбінованою.

Одноланцюгові повітряні лінії споруджуються на одноланцюгових опорах, тоді як дволанцюгові можуть споруджуватися або з підвіскою кожного ланцюга на окремих опорах, або з їхньою підвіскою на загальній (дволанцюговій) опорі. В останньому випадку, очевидно, скорочується смуга відчуження території під трасу лінії, але зростають вертикальні габарити та маса опори. Перша обставина, як правило, є вирішальною, якщо лінія проходить у густонаселених районах, де зазвичай вартість землі досить висока. За цієї ж причини в ряді країн світу використовуються і

багатоланцюгові опори з підвіскою ланцюгів однієї номінальної напруги (зазвичай з $n_{Л}=4$) або різних напруг (з $n_{Л}<6$).

За топологічними (схемними) характеристиками розрізняють радіальні та магістральні лінії. Радіальною вважається лінія, в яку потужність поступає тільки з одного боку, від якої відходить кілька відгалужень. Під відгалуженням розуміється лінія, приєднана одним кінцем до іншої ЛЕП до її проміжної точки.

Остання ознака класифікації – функціональне призначення. Тут виділяються розподільні та живильні лінії, а також лінії міжсистемного зв'язку. Поділ ліній на розподільні та живильні досить умовний, бо й ті, й інші служать задля забезпечення електричною енергією пунктів споживання. Зазвичай до розподільних відносять лінії місцевих електричних мереж, а до живильних – лінії мереж районного значення, що здійснюють електропостачання центрів живлення розподільних мереж. Лінії міжсистемного зв'язку безпосередньо з'єднують різні енергосистеми та призначені для взаємного обміну потужністю як у нормальних режимах, так і при аваріях.

8.2 Загальна характеристика повітряної лінії та умов її роботи

Повітряна лінія – це пристрій для передачі електричної енергії по дротам, розташованим на відкритому повітрі і прикріпленим за допомогою ізоляторів та арматури до опор або кронштейнів інженерних споруд. У цьому визначенні перераховані майже всі основні елементи ПЛ (опори, дроти, ізолятори, арматура), за винятком грозозахисних тросів та фундаментів. Наочне уявлення про склад конструктивних елементів дає рис. 8.1.

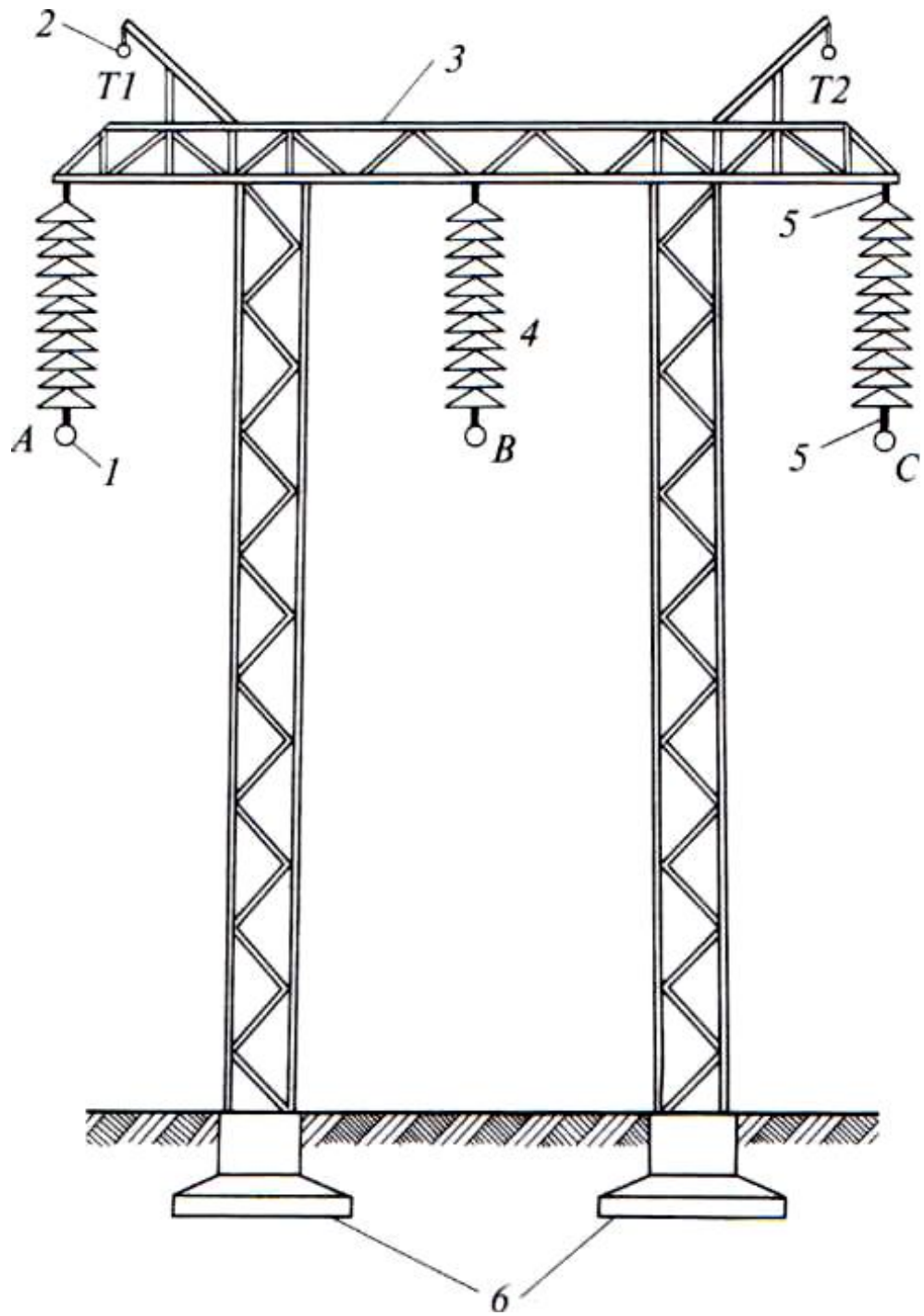


Рисунок 8.1 – Конструктивні елементи ПЛ:

1 – дроти фаз лінії (A, B, C); 2 – захисні троси (T1, T2); 3 – опора;
 4 – гірлянда ізоляторів; 5 – елементи арматури; 6 – фундаменти

Головними елементами є *дроти фаз лінії А, В, С*, які безпосередньо здійснюють передачу електроенергії. Для захисту дротів від прямих ударів блискавки служать *троси*, що монтуються у верхній частині опор на троостійках. *Опори* призначені для надійної підтримки дротів та тросів на певній висоті над поверхнею землі як при нормальній експлуатації лінії, так і в різних аварійних ситуаціях. Спектр конструкцій опор із різних матеріалів достатньо різноманітний. *Ізолятори* повинні забезпечити необхідний проміжок між дротом, що знаходиться під напругою, і заземленим тілом опори. *Лінійна арматура* – це комплекс пристроїв, за допомогою яких дроти з'єднуються, закріплюються на ізоляторах, а ізолятори – на опорах. *Фундаменти* служать для забезпечення сталого положення опор в просторі.

На рис. 8.2 показано ділянку одноланцюгової повітряної лінії між опорами, які на вигляд відрізняються від показаної на рис. 6.1. Ці опори називаються анкерними, а відстань L_a між ними трасою – анкерним прольотом. Такі опори, на відміну від розташованих між ними проміжних опор, розраховані на протидію значним силам одностороннього тяжіння по дротах, що виникають при їх обриві в примикаючому до анкерної опори проміжному прольоті довжиною L , а також при монтажі дротів та тросів. Дроти на анкерних опорах жорстко закріплюються на натяжних гірляндах ізоляторів, а на проміжних опорах – на підтримуючих гірляндах, що мають довжину λ_g . Довжина гірлянди тим більша, чим вище номінальна напруга лінії.

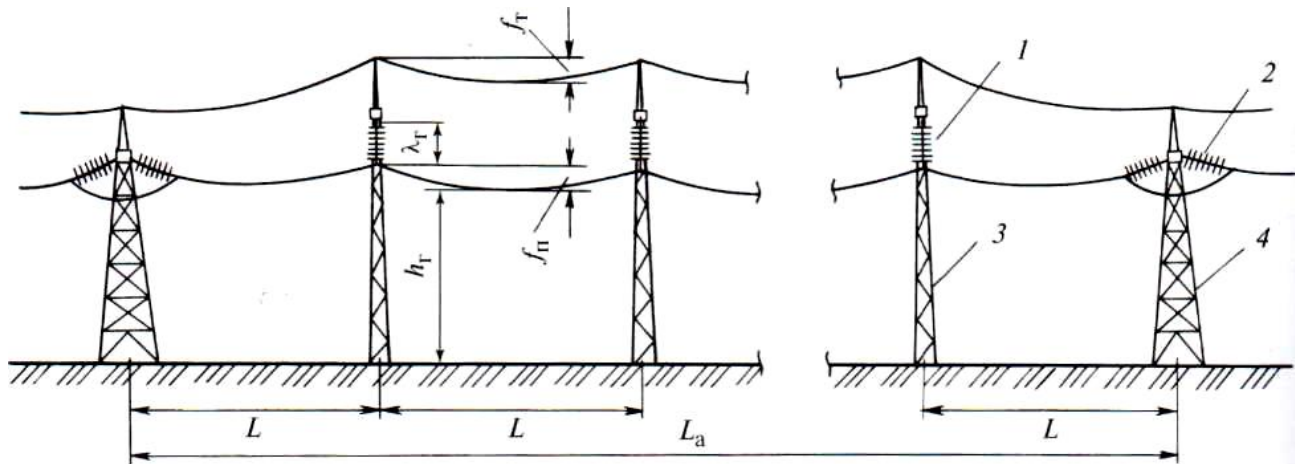


Рисунок 8.2 – Ескіз анкерного прольоту ПЛ:

- 1 – підтримуюча гірлянда; 2 – натяжна гірлянда;
3 – проміжна опора; 4 – анкерна опора

У проміжному прольоті дроти та троси провисають. Відстань по вертикалі між точкою підвісу на опорі і нижчою точкою в прольоті називається *стрілою провисання*. На рис. 8.2 стрілу провисання дроту позначено $f_{\text{П}}$, а троса – $f_{\text{Г}}$. Відстань від нижчої точки дроту до землі, води або об'єктів $h_{\text{Г}}$, що перетинаються, називається *габаритом лінії*. Вона визначається залежно від $U_{\text{ном}}$, характеру місцевості та типу споруди, що перетинається лінією, і для ПЛ з $U_{\text{ном}} < 500$ кВ, що споруджуються в ненаселеній місцевості, становить 6-8 м.

Елементи ПЛ працюють у складних та різноманітних географічних та кліматичних умовах, що відрізняються сезонними змінами температури та вологості повітря, наявністю в ньому природних та індустриальних забруднень. Крім того, вони мають протистояти дії сил, основними з яких є: вага всіх елементів лінії; вага ожелездоізоморозових відкладень на дротах, тросах та опорах; тиск вітру на дроти, троси та опори; тяжіння по дротах та тросах.

Обумовлені масою конструктивних елементів лінії сили, що діють на одну опору, можуть досягати сотень тисяч ньютонів ($1 \text{ Н} = 0,102 \text{ кгс}$), тому дроти, троси та опори повинні бути розраховані на такі навантаження.

За певних погодних умов (зазвичай за температури повітря від -3 до -5°C та швидкості вітру до 10 м/с) відбувається утворення крижаного покриву на дротах, тросах та опорах ПЛ з масою 900 кг/м^3 . Вага такого покриву, що припадає на одну опору, може досягати тисяч ньютонів. Інтенсивність ожеледиці неоднакова в різних регіонах країни.

Вітрові навантаження (швидкісний напір вітру) також повинні сприйматися всіма конструктивними елементами ПЛ. Зазвичай вважається, що тиск вітру спрямований паралельно поверхні землі і перпендикулярно до поздовжньої осі лінії. Сили, обумовлені дією вітру, для однієї опори можуть досягати сотень тисяч ньютонів і обов'язково враховуються при проектуванні механічної частини ПЛ.

Дія вітру обумовлює і два небажаних явища, що негативно впливають на конструктивну частину ПЛ.

По-перше, це вібрація проводів і тросів, що виникає при рівномірному русі повітря зі швидкістю $4-8 \text{ м/с}$. Вона характеризується частотою коливань у десятки герц та амплітудами до десятків міліметрів. Вібрація викликає багаторазові перегини дротів та тросів, що в кінцевому рахунку призводить до їх зламу, ослабленню міцності дроту або троса і можливості їх обриву, тобто до аварійної ситуації.

По-друге, при швидкості вітру $15-30 \text{ м/с}$ може виникати так звана пляска дротів та тросів. Зазвичай це явище спостерігається в період, коли дроти та троси покриті ожеледицею. Ці коливання характеризуються частотою в одиниці герц, проте їхня амплітуда може досягати величини, що

дорівнює стрілі провисання дроту або троса. Виникають при цьому динамічні впливи на вузли кріплення дротів до гірлянд ізоляторів та останніх до опор настільки значні, що можуть призводити до поломок арматури та деталей опор. Крім того, при плясці можливі торкання та схльостування дротів між собою та з тросами, що викликає короткі замикання та аварійне відключення лінії.

Для боротьби з вібрацією повітряні лінії оснащуються віброгасниками. Єдиним засобом демпфування коливань при плясці є плавка ожеледиці, що здійснюється за допомогою спеціального обладнання, яке забезпечує проходження по лінії великих струмів і таке нагрівання дротів, при якому відбувається танення та скидання крижаної кірки.

Провідникові матеріали, з яких виготовляються дроти повітряних ліній електропередач, тобто їх головні елементи, повинні задовольняти низці технічних та економічних вимог. Насамперед вони повинні мати невисокий питомий електричний опір ρ , щоб втрати активної потужності на нагрівання проводів та втрати напруги в лінії за інших рівних умов були мінімальні.

8.3 Загальна характеристика кабельних ліній

В даний час силові кабельні лінії споруджуються в тих випадках, коли будівництво повітряних ліній недоцільно з причин економічного, архітектурно-планувального чи екологічного характеру.

Сукупність цих причин найбільшою мірою проявляється при вирішенні питань електропостачання великих міст та промислових зон, де в більшості випадків доводиться зважати на необхідність відчуження досить великих територій під траси повітряних ліній, а також з екологічними та естетичними недоліками їх спорудження у густонаселених районах. Тому в останні десятиліття для електропостачання таких районів все ширше використовуються кабельні лінії, а в найбільших містах з метою вивільнення території для житлового будівництва все частіше раніше споруджені

повітряні лінії замінюються кабельними. Крім того, кабельні лінії в ряді випадків є єдиним засобом передачі електроенергії через великі водні простори, на підходах до аеропортів, а також для забезпечення видачі потужності гідроелектростанцій, якщо відсутня можливість зв'язку трансформаторів і розподільчого пристрою вищої напруги повітряними лініями.

Кабельні лінії, що прокладаються по міських чи промислових територіях, в більшості випадків є закритими спорудами, причому найчастіше підземними. Внаслідок цього вони захищені від впливу вітру та ожеледних навантажень, проте схильні до інших негативних зовнішніх впливів. При прокладанні кабелів у ґрунті ними є наявність вологи, хімічна агресивність ґрунту, наявність блукаючих струмів, можливість механічних пошкоджень механізмами при проведенні земляних робіт, додаткове нагрівання від прокладених поблизу теплотрас чи інших джерел теплоти тощо. У зв'язку з цим конструкції як власне кабелю, так і кабельної лінії загалом повинні передбачати захист від зазначених дій. Тому поверх електричної ізоляції кабелю накладається металева оболонка, яка, у свою чергу, має ті чи інші захисні покриття, у тому числі у ряді випадків і металеву броню для захисту від механічних ушкоджень.

Кабельна лінія як електроустановка складається з наступних елементів: власне силового кабелю (або кабелів), обладнання для з'єднання та секціонування ділянок кабелю та приєднання кінців кабелю до апаратури та до шин розподільних пристроїв (кабельна арматура), а також апаратури підживлення маслом або газом (для масло- та газонаповнених кабелів). Кабелі можуть прокладатися не тільки в земляних траншеях, але й у різних кабельних спорудах – у колекторах, тунелях, каналах, блоках, шахтах, у кабельних поверхах та подвійних підлогах, по естакадах та в галереї. Кабельна арматура іноді разом з апаратурою підживлення може

розміщуватись у кабельних колодязях або камерах. У спеціальних будинках розташовуються автоматичні підживлювальні установки маслonaповнених кабельних ліній високого тиску. Таким чином, кабельна лінія, особливо при номінальних напругах 110 кВ і більше, представляє собою досить складну технічну споруду.

Класифікація кабельних ліній переважно відповідає класифікації її основних елементів, тобто. кабелів. Основними ознаками цієї класифікації є:

- рід струму;
- значення номінальної напруги $U_{ном}$;
- число струмопровідних елементів;
- матеріал струмопровідних елементів;
- електроізоляційний матеріал (ЕІМ);
- характер просочення та спосіб збільшення електричної міцності паперової ізоляції;
- матеріал оболонки.

Дані ознаки відносяться лише до кабелів, що працюють в умовах природного охолодження.

За родом струму розрізняються силові кабелі змінного та постійного струму. Кабелі змінного струму за величиною $U_{ном}$ поділяються на кабелі низької (до 1 кВ), середньої (1-35 кВ) та високої напруги (110 кВ і вище).

За кількістю струмопровідних елементів розрізняють кабелі одно-, дво-, три- та чотирижильні. Дво- та чотирижильні кабелі використовуються в мережах з номінальною напругою до 1 кВ. Останні застосовуються в чотирипровідних мережах змінного струму, тому четверта жила виконує функцію нульового дроту та її переріз зазвичай менше перерізу фазних жил.

Одножильні та переважно трижильні кабелі використовуються в мережах з $U_{ном}=3-35$ кВ. Кабелі більш високих напруг, як правило, одножильні.

За матеріалом струмопровідних елементів розрізняють кабелі з мідними, алюмінієвими та натрієвими жилами. Останнім часом у зв'язку з дефіцитністю та високою вартістю міді при $U_{ном} < 35$ кВ переважно виготовляються кабелі з алюмінієвими жилами. Кабелі з натрієвими жилами на сьогодні ще не набули широкого поширення, та їх обмежена кількість знаходиться в стадії експериментальних досліджень та дослідної експлуатації.

Електрична ізоляція струмопровідних жил (СПЖ) традиційних конструкцій кабелів може бути реалізована з використанням різних електроізоляційних матеріалів (ЕІМ). В даний час промисловість випускає кабелі з паперовою просоченою, пластмасовою та гумовою ізоляцією. Останні виготовляються в обмеженій кількості на напругу до 1 кВ. Виробництво кабелів із пластмасовою ізоляцією на даний час розширюється, оскільки вони мають ряд переваг порівняно з кабелями з паперовою просоченою ізоляцією, основними з яких є простота виготовлення, більша зручність монтажу та експлуатації, а також великі допустимі температури нагрівання в стаціонарних режимах, при перевантаженнях та коротких замиканнях.

Конструкція трижильного кабелю з поясною ізоляцією показана на рис. 8.3.

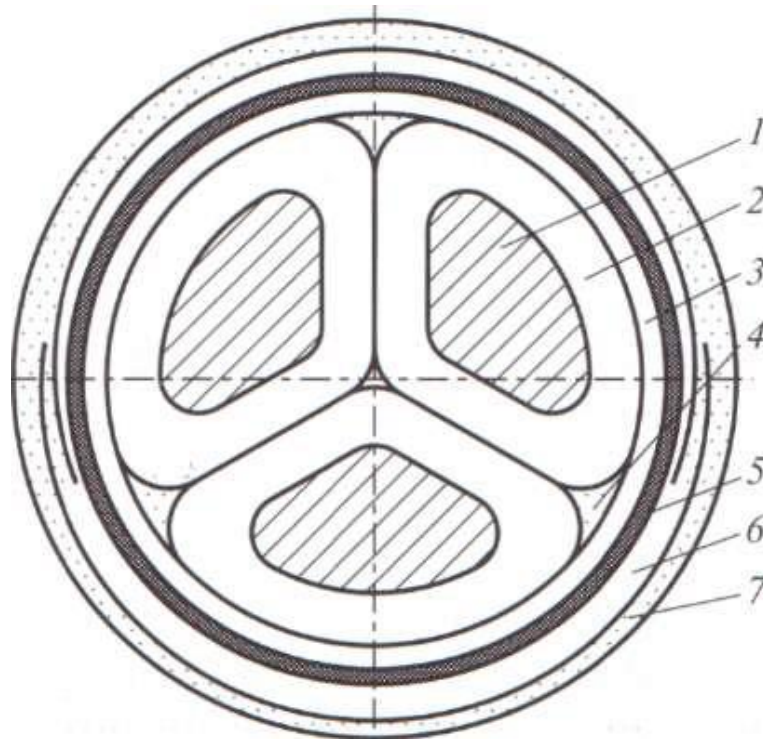


Рисунок 8.3 – Трижильний кабель з поясною ізоляцією та секторними ущільненими жилами: 1 – струмопровідна жила; 2 – фазна ізоляція; 3 – поясна ізоляція; 4 – заповнення; 5 – свинцева оболонка; 6 – подушка під бронєю; 7 – броня з двох сталевих стрічок

З перелічених вище різновидів кабелів широке застосування при побудові систем електропостачання знайшли кабелі змінного струму середньої та високої напруги з паперово-масляною ізоляцією.

Надійність роботи всієї кабельної лінії багато в чому визначається надійністю її арматури, тобто муфт різного типу та призначення. Кабельні муфти високої напруги можна класифікувати за трьома основними ознаками.

За призначенням муфти поділяються на три основні групи - кінцеві, сполучні та стопорні, причому серед кінцевих виділяють відкриті муфти та кабельні вводи в трансформатори та апарати високої напруги, а серед сполучних – власне сполучні, відгалужувальні та сполучно-розгалужувальні муфти.

1. За видом електричної ізоляції муфти діляться на дві групи: зі шаруватою та з монолітною ізоляцією. Шарувата ізоляція виконується шляхом намотування стрічок з кабельного паперу, синтетичної плівки або їх композиції і заповнюється тим чи іншим ізолюючим середовищем (олією, газом) під надлишковим тиском або без нього. Монолітна ізоляція утворюється методом екструзії або спіканням ЕІМ у прес-формах.

2. За родом струму розрізняють муфти для кабелів змінного, постійного і імпульсного струму. Муфти кабелів змінного струму можуть виконуватись однофазними та трифазними.

3. Конструкція муфт силових кабелів високої напруги в першу чергу визначається типом кабелю, для якого вони призначені.

8.4 Надпровідність

Надпровідність (НП) – явище, яке полягає в тому, що у певних хімічних елементів, з'єднань, сплавів при їх охолодженні нижче певної температури спостерігається перехід з нормального в так званий надпровідний стан, в якому їх електричний опір постійному струму повністю відсутній. При цьому переході структурні властивості цих надпровідників залишаються практично незмінними. Електричні і магнітні властивості в надпровідному стані різко відрізняються від цих властивостей в нормальному режимі.

Надпровідність була виявлена в багатьох металах і сплавах і в деяких напівпровідникових і керамічних матеріалах, число яких все зростає. Два найцікавіших явища, які спостерігаються в надпровідному стані речовини – зникнення електричного опору в надпровіднику і виштовхування магнітного потоку з його обсягу. Перший ефект інтерпретувався ранніми дослідниками

як свідчення нескінченно великої електричної провідності, звідки і пішла назва надпровідність.

Зникнення електричного опору може бути продемонстровано збудженням електричного струму в кільці з надпровідного матеріалу. Якщо кільце охолодити до потрібної температури, то струм в кільці буде існувати необмежено довго навіть після видалення джерела струму, що його викликало.

Магнітний потік – це сукупність магнітних силових ліній, що утворюють магнітне поле. Поки напруженість поля нижче деякого критичного значення, потік виштовхується з надпровідника, що схематично показано на рис. 8.4.

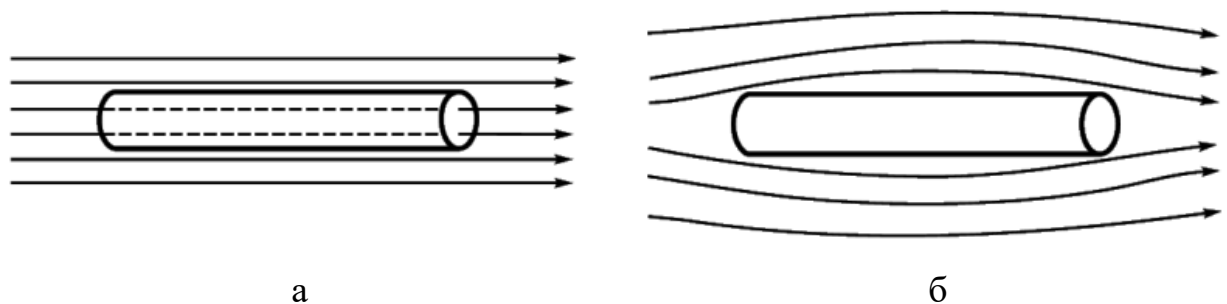


Рисунок 8.4 – Магнітний потік проникає в стрижень, що знаходиться в нормальному стані (а), але виштовхується зі стрижня, охолодженого до надпровідного стану (б)

Тверде тіло, яке проводить електричний струм, є кристалічною решіткою, в якій можуть рухатися електрони. Решітку утворюють атоми, розташовані в геометрично правильному порядку, а рухомі електрони – це електрони із зовнішніх оболонок атомів. Оскільки потік електронів і є електричний струм, ці електрони називаються електронами провідності.

Якщо провідник знаходиться в нормальному (не надпровідному) стані, то кожний електрон рухається незалежно від інших. Здатність будь-якого електрона переміщатися і, отже, підтримувати електричний струм обмежується його зіткненнями з решіткою, а також з атомами домішок в твердому тілі. Щоб в провіднику існував струм електронів, до нього має бути докладена напруга; це означає, що провідник має електричний опір. Якщо ж провідник знаходиться в надпровідному стані, то електрони провідності об'єднуються в єдиний макроскопічно упорядкований стан, в якому вони поводяться вже як «колектив»; на зовнішній вплив реагує також весь «колектив». Зіткнення між електронами і решіткою стають неможливими, і струм, один раз виникнувши, буде існувати і під час відсутності зовнішнього джерела струму (напруги).

Надпровідний стан виникає стрибкоподібно при температурі, яка називається температурою переходу. Вище цієї температури метал або напівпровідник знаходиться в нормальному стані, а нижче її – в надпровідному. Температура переходу даної речовини визначається співвідношенням двох «протилежних сил»: одна прагне впорядкувати електрони, а інша – зруйнувати цей порядок. Наприклад, тенденція до впорядкування в таких металах, як мідь, золото і срібло, настільки мала, що ці елементи не стають надпровідниками навіть при температурі, що лежить лише на кілька мільйонних Кельвіна вище абсолютного нуля. Абсолютний нуль (0 К, $-273,16\text{ }^{\circ}\text{C}$) – це нижня межа температури, при якій речовина втрачає все своє тепло. Інші метали і сплави мають температури переходу в діапазоні від 0,000325 до 23,2 К. У 1986 р. були створені надпровідники з керамічних матеріалів з надзвичайно високою температурою переходу. Так, для зразків кераміки $\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_7$ температура переходу перевищує 90 К.

Розрізняють *низькотемпературну* і *високотемпературну* надпровідності. Низькотемпературна надпровідність досягається при охолодженні певних матеріалів рідким гелієм при рівні температур 4 К (точніше 4,2 за Кельвіном, це температура кипіння рідкого гелію при нормальному тиску). Високотемпературна надпровідність досягається при охолодженні певних матеріалів рідким азотом при температурі 77 К (точніше 77,3 за Кельвіном або $-195,7\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Далі розглянемо основні визначення, що характеризують властивості надпровідників.

1) *Критичне магнітне поле* – значення поля, вище якого надпровідник знаходиться в нормальному стані. Критичні поля зазвичай лежать в інтервалі від декількох десятків гаус до декількох сотень тисяч гаус в залежності від надпровідника і його металофізического стану. Критичне поле даного надпровідника змінюється з температурою, зменшуючись при її підвищенні. При температурі переходу критичне поле дорівнює нулю, а при абсолютному нулі воно максимально.

2) *Критичний струм* – максимальний постійний струм, який може витримувати надпровідник без втрати надпровідного стану. Як і критичне магнітне поле, критичний струм сильно залежить від температури, зменшуючись при її збільшенні.

3) *Глибина проникнення* – відстань, на яку магнітний потік проникає в надпровідник. Глибина проникнення виявляється функцією температури і різна в різних матеріалах. Магнітний потік виштовхується з надпровідника струмами, циркулюючими в поверхневому шарі, товщина якого приблизно дорівнює глибині проникнення.

Щоб зрозуміти, чому виштовхується магнітний потік, тобто чим обумовлений ефект Мейсснера, потрібно згадати, що всі фізичні системи прагнуть до стану з мінімальною енергією. Магнітне поле володіє деякою енергією. У надпровідника в магнітному полі енергія збільшується. Але вона знову знижується завдяки тому, що в поверхневому шарі надпровідника виникають струми. Ці струми створюють магнітне поле, яким компенсується поле, що прикладене ззовні. Енергія надпровідника вище, ніж за відсутності зовнішнього магнітного поля, але нижче, ніж в тому випадку, коли поле проникає всередину його.

Повне виштовхування магнітного потоку енергетично вигідно не для всіх надпровідників. У деяких матеріалах стан з мінімальною енергією в магнітному полі досягається, якщо деякі з ліній магнітного потоку частково проникають в речовину, утворюючи мозаїку з надпровідних областей, де магнітне поле відсутнє, і нормальних, де воно є.

4) *Довжина когерентності* – відстань, на якій електрони взаємодіють один з одним, створюючи надпровідний стан. Електрони в межах довжини когерентності рухаються узгоджено – когерентно (як би «в ногу»). З існуванням великих довжин когерентності (набагато перевищують атомні розміри порядку 10^{-8} см) пов'язані незвичайні властивості надпровідників.

5) *Питома теплоємність* – кількість теплоти, необхідна для того, щоб підвищити температуру 1 г речовини на 1 К. Питома теплоємність надпровідника різко зростає поблизу температури переходу в надпровідний стан, і досить швидко зменшується з пониженням температури. Таким чином, в області переходу для підвищення температури речовини в надпровідному стані потрібно більше теплоти, ніж в нормальному стані, а при дуже низьких температурах – навпаки. Так як питома теплоємність визначається в основному електронами провідності, це явище вказує на те, що стан електронів змінюється.

8.5 Надпровідні кабельні лінії електропередачі

Основними очікуваними перевагами НП-кабельних ліній електропередачі є:

- можливість передачі електроенергії практично без втрат;
- малі габарити, мала територія відчуження, необхідна для укладання цих ліній;
- можливість передачі електроенергії на порівняно низькій напрузі внаслідок практичної відсутності втрат.

При освоєнні промислового виробництва НП-кабельних ліній вони можуть знайти наступне застосування:

- передача електроенергії на певні відстані;
- глибокі вводи в міста, мегаполіси;
- кабельні лінії при переході через водні перешкоди тощо;
- схеми видачі потужності від ГЕС, ТЕС, АЕС та ін.

Конструкція однофазного НП-кабелю показана на рис. 8.5.



Рисунок 8.5 – Конструкція надпровідного кабелю

Існує особливість надпровідного кабелю. Втрати в кабелі постійного струму практично дорівнюють нулю, при протіканні змінного струму існують невеликі втрати.

8.6 Застосування надпровідників

Керамічні надпровідники дуже перспективні в плані великомасштабних застосувань, головним чином з тієї причини, що їх можна вивчати і використовувати при охолодженні порівняно недорогим рідким азотом.

Надпровідність буде широко використовуватися в комп'ютерних технологіях. Тут надпровідні елементи можуть забезпечувати дуже малі часи перемикання, мізерні втрати потужності при використанні тонкоплівкових елементів і великі об'ємні щільності монтажу схем. Розробляються дослідні зразки тонкоплівкових джозефсонівських контактів у схемах, що містять сотні логічних елементів і елементів пам'яті.

Найбільш цікаві можливі промислові застосування надпровідності пов'язані з генеруванням, передачею та використанням електроенергії. Наприклад, по надпровідному кабелю діаметром кілька дюймів можна передавати стільки ж електроенергії, як і по величезній мережі ЛЕП, причому з дуже малими втратами або взагалі без них. Вартість виготовлення ізоляції та охолодження надпровідників повинна компенсуватися ефективністю передачі енергії. З появою керамічних надпровідників, що охолоджуються рідким азотом, передача електроенергії із застосуванням надпровідників стає економічно дуже привабливою.

Ще одне можливе застосування надпровідників – в потужних генераторах струму і електродвигунах малих розмірів. Обмотки з надпровідних матеріалів могли б створювати величезні магнітні поля в генераторах і електродвигунах, завдяки чому вони були б значно більш

потужними, ніж звичайні машини. Дослідні зразки давно вже створені, а керамічні надпровідники могли б зробити такі машини досить економічними.

Розглядаються також можливості застосування надпровідних магнітів для акумулювання електроенергії, в магнітній гідродинаміці і для виробництва термоядерної енергії.

Інженери давно вже замислювалися про те, як можна було б використовувати величезні магнітні поля, створювані за допомогою надпровідників, для магнітної підвіски поїзда (магнітної левітації). За рахунок сил взаємного відштовхування між рухомим магнітом і струмом, індукованим в направляючому провіднику, поїзд рухався б плавно, без шуму і тертя і був би здатний розвивати дуже великі швидкості. Експериментальні поїзди на магнітній підвісці в Японії та Німеччині досягли швидкостей, близьких до 300 км/год.

РОЗДІЛ 9

ОХОРОНА ПРАЦІ

9.1 Загальні положення

1.1. Інструкція з охорони праці є основним документом, що встановлює для робітників правила поведінки на виробництві та вимоги безпечного виконання робіт.

1.2. Знання Інструкції з охорони праці обов'язково для робітників усіх розрядів і груп кваліфікації, а також їх безпосередніх керівників.

1.3. Адміністрація підприємства (цеху) зобов'язана створити на робочому місці умови, що відповідають правилам з охорони праці, забезпечити робітників засобами захисту та організувати вивчення ними цієї Інструкції з охорони праці.

На кожному підприємстві повинні бути розроблені і доведені до відома всього персоналу безпечні маршрути проходження по території підприємства до місця роботи і плани евакуації на випадок пожежі та аварійної ситуації.

1.4. Кожен працівник зобов'язаний:

- дотримуватися вимог цієї Інструкції;
- негайно повідомляти своєму безпосередньому керівнику, а при його відсутності - керівника вищого рівня про нещасний випадок, і про всі помічені ним порушення вимог Інструкції, а також про несправності споруд, обладнання та захисних пристроїв;
- пам'ятати про особисту відповідальність за недотримання вимог техніки безпеки;
- містити в чистоті і порядку робоче місце і обладнання;

- забезпечувати на своєму робочому місці збереження засобів захисту, інструменту, пристосувань, засобів пожежогасіння і документації з охорони праці.

Забороняється виконувати розпорядження, що суперечать вимогам цієї Інструкції та "Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок" (ПТБ). - М.: Вища школа, 1987.

9.2 Загальні вимоги безпеки

2.1. До роботи на дану робочу професію допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли попередній медичний огляд і не мають протипоказань до виконання вищевказаної роботи.

2.2. Робочий при прийомі на роботу повинен пройти вступний інструктаж. До допуску до самостійної роботи робітник повинен пройти:

- первинний інструктаж на робочому місці;
- перевірку знань цієї Інструкції з охорони праці;
- діючої Інструкції з надання першої допомоги постраждалим в зв'язку з нещасними випадками при обслуговуванні енергетичного обладнання; щодо застосування засобів захисту, необхідних для безпечного виконання робіт; ПТБ для робітників, які мають право готувати робоче місце, здійснювати допуск, бути виконавцем робіт, наглядачами і членом бригади в обов'язку, відповідному обов'язків відповідальних осіб ПТБ;
- навчання за програмами підготовки за фахом.

2.3. Допуск до самостійної роботи повинен оформлятися відповідним розпорядженням по структурному підрозділу підприємства.

2.4. Новоприйнятому робітнику видається кваліфікаційне посвідчення, в якому має бути зроблений відповідний запис про перевірку знань інструкцій і правил, зазначених в п. 2.2, і право на виконання спеціальних робіт.

Кваліфікаційне посвідчення для чергового персоналу під час виконання службових обов'язків може зберігатися у начальника зміни цеху або при собі відповідно до місцевих умов.

2.5. Робітники, які не пройшли перевірку знань у встановлені терміни, до самостійної роботи не допускаються.

2.6. Робочий в процесі роботи зобов'язаний проходити:

- повторні інструктажі - не рідше одного разу на квартал;
- перевірку знань Інструкції з охорони праці та діючої Інструкції з надання першої допомоги постраждалим в зв'язку з нещасними випадками при обслуговуванні енергетичного обладнання один раз на рік;

- медичний огляд - один раз в два роки;
- перевірку знань з ПТБ для робітників, які мають право готувати робоче місце, здійснювати допуск, бути виконавцем робіт, наглядачами або членом бригади - один раз на рік.

2.7. Особи, які отримали незадовільну оцінку при кваліфікаційній перевірці, до самостійної роботи не допускаються і не пізніше одного місяця повинні пройти повторну перевірку.

При порушенні правил техніки безпеки в залежності від характеру порушень проводиться позаплановий інструктаж або позачергова перевірка знань.

2.8. При нещасному випадку робітник зобов'язаний надати першу допомогу потерпілому до прибуття медичного персоналу. При нещасному випадку з самим робітником, в залежності від тяжкості травми, він повинен звернутися за медичною допомогою в медпункт або сам собі надати першу допомогу (самодопомога).

2.9. Кожен працівник повинен знати місце розташування аптечки і вміти нею користуватися.

2.10. При виявленні несправних пристосувань, інструменту та засобів захисту робітник повинен повідомити своєму безпосередньому керівнику.

Забороняється працювати з несправними пристосуваннями, інструментом і засобами захисту.

2.11. Щоб уникнути потрапляння під дію електричного струму не слід наступати або торкатися до обірваних, свешиваючимся проводам.

2.12. Невиконання вимог Інструкції з охорони праці для робочого розглядається як порушення виробничої дисципліни.

За порушення вимог інструкцій робочий несе відповідальність відповідно до чинного законодавства.

2.13. У зоні обслуговування обладнання можуть мати місце такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена напруженість електричного і магнітного полів на підстанції 330 кВ і вище;
- розташування робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі (підлоги);
- знижена температура повітря.

2.14. Для захисту від впливу шкідливих і небезпечних факторів необхідно застосовувати наступні засоби захисту.

Для захисту від ураження електричним струмом служать наступні захисні засоби: покажчики напруги; слюсарно-монтажний інструмент з ізолюючими рукоятками для роботи в електроустановках напругою до 1000 В; діелектричні рукавички, боти, калоші, килими, ізолюючі накладки і підставки; переносні заземлення; огорожувальні пристрої та діелектричні ковпаки; плакати і знаки безпеки.

При роботі на висоті більше 1,3 м над рівнем землі, підлоги, площадки необхідно застосовувати запобіжний пояс.

Для захисту голови від ударів випадковими предметами в приміщеннях з діючим енергообладнанням, в ЗРУ, ВРУ, колодязях, камерах, каналах і

тунелях, будівельних майданчиках і ремонтних зонах необхідно носити захисну каску, застебнуту Підборідний ременем.

При недостатньому освітленні робочої зони слід застосовувати додаткове місцеве освітлення.

Роботу при низькій температурі слід виконувати в теплому спецодязі і чергувати в часі з перебуванням в приміщенні, що обігрівається.

При роботі в зоні дії електричного поля необхідно обмежувати час перебування в цій зоні або застосовувати екрануючі пристрої і екранують комплекти одягу.

2.15. Електромонтер повинен працювати в спецодязі і застосовувати засоби захисту, що видаються відповідно до діючих галузевими нормами.

2.16. Електромонтерів безкоштовно видаються згідно з галузевими нормами такі засоби індивідуального захисту:

- напівкомбінезон бавовняний - на 12 місяців;
- рукавиці комбіновані - на 3 міс;
- калоші діелектричні - чергові;
- рукавички діелектричні - чергові.

При видачі подвійного змінного комплекту спецодягу термін носіння подвоюється.

Залежно від характеру робіт і умов їх виробництва електромонтерів безкоштовно тимчасово видається додаткова спецодяг і захисні засоби для цих умов.

9.3. Вимоги безпеки перед початком роботи

3.1. Під час приймання зміни електромонтер з обслуговування підстанції зобов'язаний:

- привести в порядок спецодяг, рукава застебнути, одяг заправити так, щоб не було звисаючих кінців. Забороняється засукати рукава спецодягу;
- ознайомитися з усіма записами та розпорядженнями за час, що минув з попереднього чергування;

- отримати відомості від здає зміну про стан обладнання, за яким треба вести спостереження і про обладнання, що знаходиться в ремонті і резерві, про зміни в схемах, що відбулися за період від попередньої зміни. Отримати інструктаж при зміні схеми із записом в журналі розпоряджень;

- перевірити реєстрацію всіх робіт, що виконуються за нарядами і розпорядженнями і кількість бригад, які працюють за ним;

- перевірити і прийняти чергову спецодяг, захисні засоби, прилади, інструмент, ключі від приміщень, документацію по оперативній роботі;

- доповісти безпосередньому керівнику в зміні про заступання на чергування і про недоліки, виявлені під час прийняття зміни;

- оформити приймання зміни записом в оперативному журналі.

Прийняття зміни під час оперативних перемикачів і ліквідації аварій допускається тільки з дозволу вищого оперативного та адміністративно-технічного персоналу.

3.2. При перевірці справності і придатності засобів захисту, пристосувань звернути увагу на:

- відсутність зовнішніх пошкоджень (цілісність лакового покриття ізолюючих засобів захисту; відсутність проколів, тріщин, розривів у діелектричних рукавичок і бот; цілісність стекол у захисних окулярів;

- дату наступного випробування (термін придатності визначається за штампом).

Справність показника напруги понад 1000 В можна перевірити на свідомо діючої електроустановки або спеціальним приладом для перевірки показників.

3.3. Необхідно перевірити наявність і справність інструменту, який повинен відповідати таким вимогам:

- рукоятки плоскогубців, острогубцев і кусачок повинні мати захисну ізоляцію;

- робоча частина викрутки повинна бути добре загострена, на стрижень викрутки надіта ізоляційна трубка, залишає відкритою тільки робочу частину;

- гайкові ключі повинні мати паралельні губки і відповідати зазначеному на них розміром, робочі поверхні їх не повинні мати збитих скосів, а рукоятки - задирок.

3.4. Робочий інструмент слід зберігати в переносному інструментальному ящику або сумці.

3.5. Переносні світильники повинні застосовуватися тільки заводського виготовлення напругою не більше 42 В, а в місцях особливо небезпечних (сирих приміщеннях, траншеях, металевих резервуарах та ін.) - не більше 12 В. У ручного переносного світильника повинна бути металева сітка, гачок для підвіски і шланговий провід з вилкою.

3.6. При виконанні роботи на висоті з використанням переносної дерев'яних сходів необхідно переконатися в її справному стані. На нижніх кінцях її повинні бути оковки з гострими наконечниками для установки на ґрунті, а при використанні сходи на гладких поверхнях на них повинні бути надіті башмаки з гуми або іншого нековзного матеріалу.

3.7. Про засоби захисту, приладах, інструменті і пристосування, що мають дефекти або з вичерпаним терміном випробування необхідно повідомити своєму безпосередньому керівнику.

9.4 Вимоги безпеки під час виконання роботи

4.1. При виконанні робіт забороняється наближатися до неогороджених струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, на відстані, менші від зазначених в таблиці.

Таблиця 9.1. - Мінімальні відступи до струмоведучих частин які перебувають під напругою

Напруга, кВ	Відстань від людей і застосовуваних ними інструментів і пристосувань	Відстань від механізмів та вантажопідіймальних машин в робочому і транспортному положенні
До 1:		
• на ПЛ	0,6	1,0
• в інших електроустановках	Не нормується (Без дотику)	1,0
6 – 35	0,6	1,5
110	1,0	2,0
150	1,5	2,5
220	2,0	3,5
330	2,5	4,5
400 – 500	3,5	6,0
750	5,0	
800 постійного струму	3,5	4,5
1150		10,0
	8,0	

При роботі з використанням електрозахисних засобів (ізолюючі штанги, кліщі, покажчики напруги і т.п.) допускається наближення людини до струмоведучих частин на відстань, яка визначається довжиною ізолювальної частини цих засобів.

4.2. При оглядах електроустановок понад 1000 В забороняється входити в приміщення і камери, які не обладнані огороженнями, або бар'єрами.

Огляд потрібно проводити без проникнення за огороження і бар'єри.

4.3. Огляд електроустаткування в ОРУ, де напруженість електричного поля понад 5 кВ / м, слід проводити за розробленими маршрутами.

4.4. При підйомі на обладнання і конструкції, розташовані в зоні впливу електричного поля, напруженістю 5 кВ / м і вище повинні застосовуватися засоби захисту.

4.5. У ВРУ 330 кВ і вище перебувати без засобів захисту в зоні впливу електричного поля напруженістю понад 5 кВ / м можна обмежений час. Для захисту від впливу електричного поля напруженістю понад 5 кВ / м понад допустимого часу необхідно застосовувати індивідуальний екранувальний комплект одягу, крім випадків, коли можливо дотик до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

4.6. Допустимий час перебування в електричному полі може бути реалізовано одноразово або дрібно протягом робочого дня.

4.7. Переносні і пересувні екрануючі пристрої повинні бути заземлені на місці їх установки гнучким мідним дротом перетином не менше 100 мм². При роботах на ізолюючому підставі або пов'язаних з дотиком до заземлених конструкцій незахищеною рукою екранує одяг слід заземлювати гнучким провідником перерізом 10 мм².

4.8. Під час проведення оглядів забороняється проводити перемикання, знімати плакати і огороження, виконувати будь-яку роботу або прибирання.

4.9. При роботах на ділянках вимкнених струмоведучих частин їх необхідно заземлити.

При роботах на лінійних роз'єднувачах введення ПЛ повинен бути заземлений переносним заземленням незалежно від наявності заземлювальних ножів на роз'єднувачі.

4.10. Всі роботи в електроустановках виконуються за нарядом або розпорядженням.

Роботи, що виконуються в порядку поточної експлуатації, визначаються переліком, затвердженим на підприємстві.

4.11. Одноосібно за розпорядженням електромонтерів з групою III можна виконувати:

- прибирання та благоустрій території ВРУ;
- відновлення написів на кожухах устаткування і огороження поза камерами РУ;
- спостереження за сушінням трансформаторів;
- обслуговування маслоочищувальної та іншої допоміжної апаратури в процесі очищення і сушіння масла обладнання;
- роботи на електродвигунах і механічній частині вентиляторів та маслососа трансформаторів;
- перевірку повітроочисних фільтрів і заміну сорбентів в них;
- ремонт і обслуговування освітлювальної апаратури, розташованої поза камерами РУ на висоті до 2,5 м.

4.12. Підготовка робочих місць і допуск бригад проводиться тільки після отримання дозволу вищого оперативного персоналу відповідно до вимог наряду.

4.13. При виконанні експлуатаційних робіт на струмопровідних частинах, що знаходяться під напругою до 1000 В, необхідно:

- захистити розташовані поблизу робочого місця інші струмопровідні частини, що знаходяться під напругою, до яких можливий випадковий дотик;
- працювати в діелектричних калошах або стоячи на ізолюючій підставці, або на діелектричному килимі;
- застосовувати інструмент з ізолюючими рукоятками (у викруток повинен бути ізольований стрижень); при відсутності такого інструменту користуватися діелектричними рукавичками.

Забороняється працювати в одязі з короткими або засуканими рукавами, а також користуватися ножівками, напилками, металевими метрами тощо

4.14. Працювати на переносних сходах і драбинах не допускається, якщо потрібно:

- застосовувати переносний електроінструмент;
- здійснювати натяг проводів;
- підтримувати на висоті важкі предмети.

4.15. Забороняється працювати інструментом ударної дії без захисних окулярів.

4.16. При замиканні на землю в електроустановках 6 - 35 кВ наближатися до виявленого місця замикання на відстань менше 4 м в ЕРУ і менше 8 м у ВРУ допускається тільки для оперативних перемикачів з метою локалізації пошкодження і звільнення людей, які потрапили під напругу. При цьому слід користуватися електрозахисними засобами (діелектричними ботами, калошами, рукавичками).

4.17. Щоб не допустити помилок, і забезпечення безпеки операцій перед виконанням перемикачів електрик повинен оглянути електроустановки, на яких передбачаються операції, перевірити їх відповідність виданим завданням.

4.18. Перед тим як відключити або включити роз'єднувач, відділювач необхідно ретельно їх оглянути.

При виявленні у комутаційних апаратів тріщин на ізоляторах та інших пошкодженнях - операції з ними забороняються.

4.19. При включенні - відключенні комутаційних апаратів і накладення переносних заземлень (ПЗ) необхідно дотримуватися таких заходів безпеки:

- встановлювати переносні заземлення повинні не менше двох осіб; включати і вимикати заземлювальні ножі, знімати переносні заземлення допускається одноосібно;
- перед встановленням переносних заземлень повинно бути підтверджено відсутність напруги на струмопровідних частинах (справність показчика напруги повинна бути перевірена спеціальним приладом або на діючій електроустановці);
- при установці ПЗ забороняється торкатися заземлюючого спуску;

- перемикання комутаційних апаратів вище 1000 В з ручним приводом необхідно проводити в діелектричних рукавичках.

4.20. Перемикання на електрообладнанні і в пристроях РЗА, які перебувають в оперативному управлінні вищого оперативного персоналу, повинні проводитися за розпорядженням, а що знаходяться в його веденні - з дозволу його.

Перемикання без розпорядження або дозволу вищого оперативного персоналу, але з наступним його повідомленням дозволяється виконувати в випадках не терплять зволікання (нещасний випадок, стихійне лихо, пожежа).

Електромонтерів, безпосередньо виконує перемикання, самовільно виводити з роботи блокування безпеки забороняється.

4.21. Включення роз'єднувачів ручним приводом виробляють швидко, але без удару в кінці ходу. При появі дуги ножі не слід відводити назад, так як при розходженні контактів дуга може подовжитися і викликати коротке замикання. Операція включення в усіх випадках повинна тривати до кінця.

4.22. Відключення роз'єднувачів, слід виробляти повільно і обережно. Спочатку роблять пробне рух важелем приводу для того, щоб переконатися в справності тяг, відсутності хитань і поломок ізоляторів.

Якщо в момент розбіжності контактів між ними виникає сильна дуга, роз'єднувачі необхідно негайно включити і до з'ясування причин утворення дуги операції з ними не виробляти, крім випадків відключення намагнічують і зарядних струмів. Операції в цих випадках повинні проводитися швидко, щоб забезпечити згасання дуги на контактах.

4.23. При відключеннях роз'єднувачами (віддільниками) намагнічує струму силових трансформаторів, зарядного струму повітряних і кабельних ліній необхідно розташовуватися під захисним козирком або за огорожею.

4.24. Деблокування приводів комутаційних апаратів дозволяється тільки з дозволу осіб, уповноважених на це письмовою вказівкою по підприємству після перевірки правильності попередньо виконаних

перемиканні, перевірки стану комутаційних апаратів і з'ясування причини відмови блокування.

Про деблокування робиться запис в оперативному журналі.

4.25. При відсутності в електроустановці блокувальних пристроїв або в разі несправності блокування хоча б на одному приєднанні, а також при складних перемиканнях, незалежно від стану блокувальних пристроїв, оперативні перемикання проводяться за бланками перемиканні. Перелік складних перемиканні визначається місцевими інструкціями.

4.26. При недовключена ножів рубильника забороняється підбивати ножі і губки під напругою. Для цього необхідно відключити повністю збірку і забезпечити нормальне включення рубильника.

4.27. Забороняється в електроустановках працювати в зігнутому положенні, якщо при випрямленні відстань до струмоведучих частин буде меншою за вказану в таблиці. Забороняється в електроустановках підстанції 6 - 10 кВ при роботі близько неогороджених струмоведучих частин розташовуватися так, щоб ці часта знаходилися позаду чи з двох бічних сторін.

4.28. Забороняється торкатися без застосування електрозахисних засобів до ізоляторів обладнання, що знаходиться під напругою.

4.29. При наближенні грози повинні бути припинені всі роботи у ВРУ, ЗРУ на висновках і лінійних роз'єднувачах ВЛ.

4.30. Знімати і встановлювати запобіжники необхідно при знятій напрузі. Під напругою, але без навантаження допускається знімати і встановлювати запобіжники на приєднаннях, в схемі яких відсутні комутаційні апарати, що дозволяють знімати напругу.

Під напругою і під навантаженням можна замінювати запобіжники трансформаторів напруги.

4.31. При знятті і встановлення запобіжників під напругою необхідно користуватися такими засобами захисту:

- в електроустановках до 1000 В - ізолювальними кліщами чи діелектричними рукавичками та захисними окулярами;

- в електроустановках понад 1000 В - ізолювальними кліщами (штангою) із застосуванням діелектричних, рукавичок і захисних окулярів.

4.32. Забороняється застосовувати некалібровані запобіжники. Запобіжники повинні відповідати току і напрузі.

4.33. Відбір проб і доливання масла в масляні вимикачі і трансформатори, протирання масломірного скла і одиничних ізоляторів проводиться тільки на відключеному устаткуванні після відповідної підготовки робочого місця.

4.34. Працювати з електровимірювальними кліщами в електроустановках понад 1000 В необхідно двом електромонтерами з застосуванням діелектричних рукавичок. Забороняється нахилитися до приладу для відліку показань.

4.35. Вимірювання опору ізоляції мегаомметром необхідно виконувати на відключеному устаткуванні після зняття залишкового заряду шляхом заземлення устаткування.

З'єднувальні дроти від мегаомметра слід приєднувати до струмоведучих частин за допомогою ізолювальних утримувачів (штанг), а в електроустановках понад 1000 В, крім того, із застосуванням діелектричних рукавичок.

4.36. Забороняється палити в акумуляторному приміщенні, входити до нього з вогнем, користуватись електронагрівальними приладами, апаратами і інструментом, здатним дати іскру.

При випадковому попаданні на тіло кислоти її слід нейтралізувати 5% розчином соди і промити великою кількістю води.

4.37. В електроустановках понад 1000 В користуватися покажчиком напруги необхідно в діелектричних рукавичках.

4.38. При необхідності включення осередків КРУ з місця необхідно застосовувати пристрої дистанційного включення вимикача.

9.5. Вимоги безпеки після закінчення роботи

9.5.1. Після закінчення зміни необхідно:

- закінчити перемикання;
- весь інструмент, пристосування, прилади та засоби захисту повинні бути приведені в належний порядок і розміщені в спеціальних шафах і стелажах;
- повідомити приймає зміну про всі зміни і несправності в роботі устаткування, які відбувалися протягом зміни, про склад працюючої бригади і місце проведення роботи на обладнанні підстанції за нарядами і розпорядженнями;
- доповісти про здачу зміни своєму вищому черговому персоналу і оформити розписом в оперативному журналі;
- зняти спецодяг, прибрати її і інші засоби індивідуального захисту в шафу для робочого одягу.

ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту було проведено проектування районної електричної мережі та вибір компенсуючих пристроїв.

За допомогою даних на проект була спроектована електрична мережа для електропостачання пунктів з різною структурою електроспоживання та режимом роботи.

Знаючи тільки взаємне розташування споживачів і їх максимальне навантаження, з урахуванням значущих вимог були складені 10 варіантів конфігурації мережі. З них було відібрано 4 схеми найбільш раціональні по ряду ознак і проведений їх технічний аналіз.

За сумарною довжині трас ПЛ, кількості вимикачів і числу ступенів трансформації були відібрані 2 схеми, які були оцінені по мінімуму приведених витрат. Одна зі схем (з мінімальними капіталовкладеннями) була прийнята до подальшої розробки. Були прораховані максимальний, мінімальний і післяаварійний режими.

На шинах НН за допомогою регулювання напруги було досягнуто бажане його значення, тим самим забезпечені вимоги до якості електроенергії.

Аналіз режимів дозволив оцінити стійкість і надійність роботи мережі в сталих режимах.

Отримана мережу електропостачання найбільш раціональна як з економічних, так і технічних вимогам.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. й доповн. – Харків: Форт, 2017. – 760 с.
2. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело, М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
4. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
6. Електропостачальні системи та їх проектування [Текст]: Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т.І. Коменда., Н.В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.
7. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.
8. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ Мінрегіон 2016. – 83 с.
9. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

10. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. ДНАОП 0.00–1.21–98. – Київ: Державний комітет України по нагляду за охороною праці, 1998. – 91 с.

11. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України. НАПБ В.01.034-2005/111. – Київ: Затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 26 вересня 2018 року N 491. – 90 с.

12. О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса, П.А. Білим, О.О.Тесленко Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки: Навчальний посібник. – Х.: УЦЗУ, 2010. - 343 с.