

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 84 стор., 8 рис., 25 табл., 15 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 проектовану частину системи.

Намічені проектні 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

рівномірна 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_f :

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

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

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

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

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

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

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

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

Розрахунок реактивного навантаження в літній період часу:

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

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

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
$P_{ефi}$, 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 кожен 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 $Q_{\text{л}}$, а також встановлені в мережах джерела реактивної потужності (компенсують пристрої - КУ) потужністю $Q_{\text{КУ}}$.

Тому баланс реактивної потужності в електричній системі представляється рівнянням:

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

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

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

Втрати реактивної потужності на передачу $\Delta Q_{\text{пер}}$ 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	$Q_{\text{КУ}}^{\text{ТР}}$, Мвар	Компенсує пристрій	$Q_{\text{КУ1СШ}}^{\text{факт}}$, 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 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.

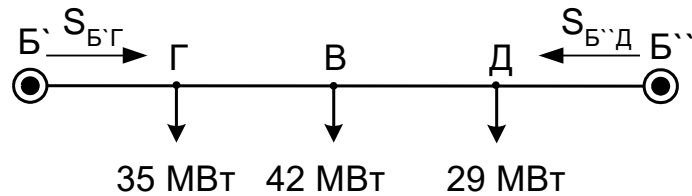


Рисунок 5.1 - Вид кільця Б' - Г - В - Д - Б'', розрізаного по джерелу живлення

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:

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

головного ділянки Б'' - Д:

$$P_{B''-Д.гол} = \frac{P_{max Д} \cdot L_{ДГ'} + P_{max В} \cdot L_{ВБ'} + P_{max Г} \cdot L_{ГБ''}}{L_{\Sigma Г'Г''}} \quad (5.2)$$

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:

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

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

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 приведених 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:

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

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

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

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

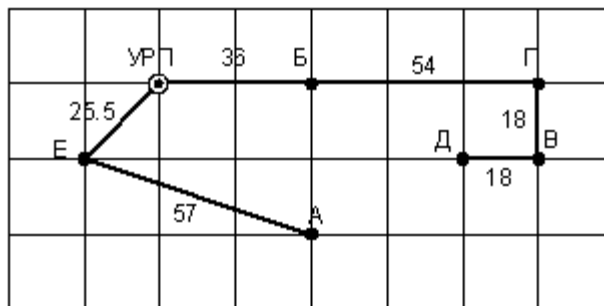


Рисунок 5. 2 - Післяварійний режим для схеми 3

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	Номинальна 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	Номинальна 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 замкнутих 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.

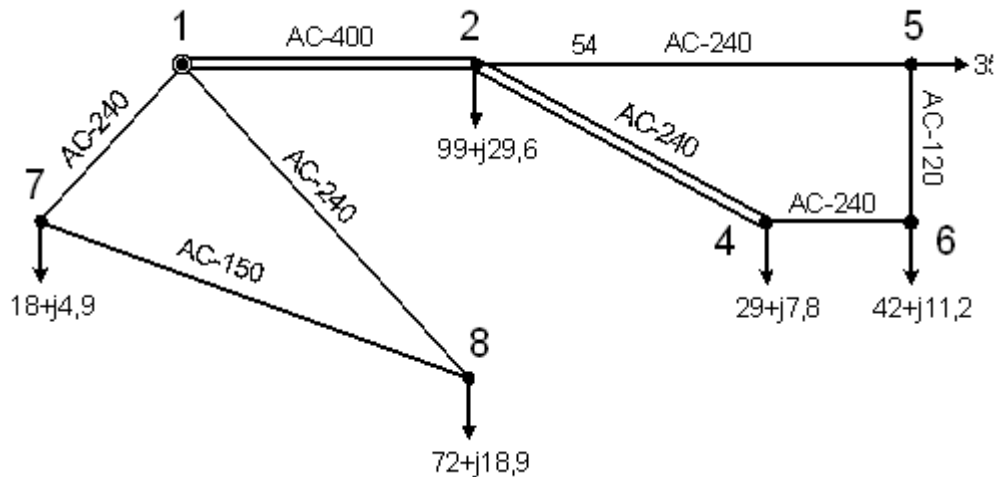


Рисунок 6.1. - Схема обраного варіанту

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:

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

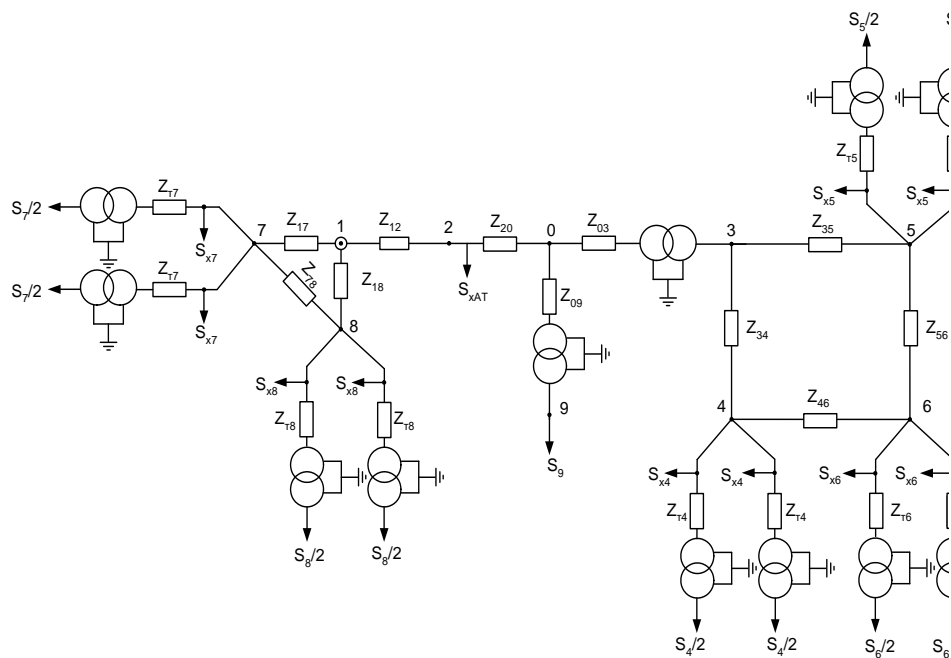


Рисунок 6.2 - Схема заміщення для ручного розрахунку

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:

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

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

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.

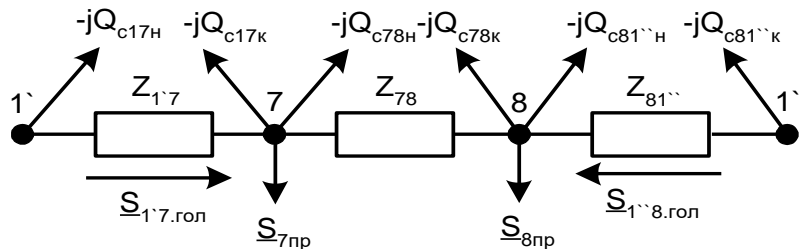


Рисунок 6.2 - Схема заміщення кільця УРП - А-Е-УРП (1'-7-8-1'')

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.

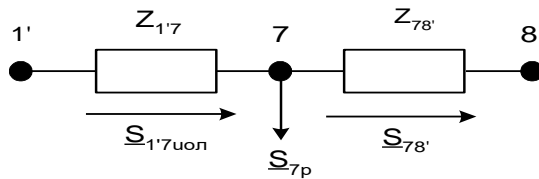


Рисунок 6.3. – Разомкнута мережа 1`-7-8`

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

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

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

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

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

$S_{1'7.н} = S_{1'7.к} + \Delta S_{1'7} = 43,3 + j16,5 \text{ МВА}$ 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:

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

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:

$$U_{урп} = 1,09 U_{ном} \text{ кВ}$$

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

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

Для вузлів 4 і 5:

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

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

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
Післяварійний 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 Нормальні умови роботи електричних апаратів

Прикметник «нормальний» виражає ознаку відповідності певним встановленим умовам, нормам, стандартам. Отже, нормальні умови роботи електричних апаратів – це умови, які встановлюються стандартами на відповідні типи апаратів, і в яких цей апарат має працювати переважну більшість часу з урахуванням кліматичних умов (температура, вологість тощо), механічних впливів, висоти над рівнем моря, ступеня забрудненості середовища, а також умов у головному колі апарата (номінальна напруга й номінальна частота мережі, межі їх коливання, режим роботи, категорія застосування тощо).

Для комутаційних апаратів та апаратів керування низької напруги, а це – велика кількість різновидів (відмикачі промислового застосування, вимикачі, роз'єднувачі, комбінації із запобіжниками, контактори, пускачі, апарати кіл керування), нормальні умови експлуатації, монтування та транспортування (normal service, mounting and transport conditions) встановлюються міжнародним стандартом IEC 60947-1.

Зазначений стандарт встановлює такі нормальні умови експлуатації.

- Температура навколишнього повітря (ambient air temperature: 6.1.1) не повинна перевищувати $+40^{\circ}\text{C}$ та її середнє значення впродовж доби (24 години) не повинно перевищувати $+35^{\circ}\text{C}$. Граничним нижнім значенням температури навколишнього повітря є -5°C .

- Висота над рівнем моря (altitude: 6.1.2) місця встановлення апарата не повинна перевищувати 2 000 м.

- Відносна вологість повітря (humidity: 6.1.3.1) не повинна перевищувати 50 % при максимумі температури +40°C. Допускається збільшення відносної вологості при нижчих температурах, наприклад 90% при +20°C.

У випадках виникнення конденсації внаслідок змін температури повітря ожуть бути необхідними спеціальні заходи.

- Ступінь забруднення (див. п. 3.1.3) пов'язують з умовами оточення, для яких обладнання призначене. Якщо не висуваються спеціальні вимоги, для апаратів побутового та аналогічного застосування стандартним (нормальним) вважається ступінь забруднення 2, а для апаратів промислового застосування – ступінь забруднення 3.

Нормальне застосування апарата передбачає його використання відповідно до визначеної виробником для нього певної категорії застосування (utilization category), яка представляє типові сукупності практичних використань, у яких апарат виконує своє призначення.

Нормальне застосування апарата також передбачає його використання відповідно до визначеного для нього (номінативного) режиму роботи. Стандарт ІЕС 60947-1 визначає такі можливі номінативні режими (rated duties): восьмигодинний, безперервний, переривчастий, короткочасний та періодичний.

Восьмигодинний режим (eight-hour duty) – це режим, у якому головні контакти апарата лишаються замкненими, проводячи усталений струм, достатньо довго, щоб апарат досяг теплової рівноваги (thermal equilibrium), але не більше восьми годин без переривання. Переривання означає відмикання струму шляхом оперування самим апаратом. Цей режим є характерним для апаратів керування двигунами, що приводять у дію обладнання, яке має працювати впродовж робочої зміни без вимикання (на початку зміни апарат вмикає струм, наприкінці зміни – вимикає).

В таких апаратах можна застосовувати мідні контакти, оскільки електрична дуга, яка виникає при вимиканні кола, очищає контакти від оксидів й бруду, запобігаючи їх перегріванню впродовж наступної зміни.

Безперервний режим (uninterrupted duty) – це режим без будь-якого періоду відсутності навантаження, у якому головні контакти апарата лишаються замкненими, проводячи усталений струм без переривання понад восьми годин (впродовж тижнів, місяців або навіть років). Такий спосіб експлуатації відрізняється від восьмигодинного режиму, оскільки на контактах можуть накопичуватися оксиди й бруд, викликаючи поступове збільшення їх нагрівання. Для апаратів, що працюють у безперервному режимі або вводять коефіцієнт зниження (струму, потужності), або застосовують спеціальні конструктивні засоби (наприклад, срібні контакти).

Цей режим характерний, наприклад, для відмикачів побутового застосування, які можуть працювати роками без переривання електричного кола.

Переривчастий режим (intermittent duty) – це режим з періодами навантаження, під час яких головні контакти апарата лишаються замкненими впродовж часу, який знаходиться у визначеному співвідношенні з періодами відсутності навантаження, причому обидва інтервали є надто малими, щоб апарат встиг досягти теплової рівноваги (усталеного теплового стану). Переривчастий режим характеризується значенням струму, тривалістю його проходження та коефіцієнтом навантаження (on-load factor; duty factor) – відношенням у відсотках тривалості періоду проходження струму до тривалості повного періоду (циклу). Стандартними значеннями коефіцієнта навантаження є 15, 25, 40 та 60 %. За кількістю циклів оперування, яке вони можуть здійснити впродовж однієї години, апарати поділяють на такі класи оперувань впродовж однієї години: 1, 3, 12, 30, 120, 300, 1200, 3000, 12000, 30000, 120000, 300000.

Електромеханічні апарати можуть мати клас 1200 та нижче. Комутаційний апарат, призначений для переривчастого режиму, може бути

позначений спеціальною характеристикою цього режиму. Наприклад, якщо апарат циклічно проводить струм 100 А впродовж 2 хв. з паузами у 3 хв. (цикл – 5 хв.), то режим його роботи може бути позначений так: 100 А, class 12, 40 %. Переривчастий режим характерний, наприклад, для контакторів, які власне й призначені для здійснення частих комутацій електричних кіл.

Короткочасний режим (*temporary duty*) – це режим, у якому головні контакти апарата лишаються замкненими впродовж періодів, що є надто короткими для досягнення апаратом теплової рівноваги, причому періоди навантаження чергуються з періодами відсутності навантаження, які є достатньо довгими, щоб відновити рівність температури (апарата) з температурою оточення. Стандартизованими значеннями (періодів навантаження) для короткочасного режиму є 3, 10, 60 та 90 хвилин при замкнених контактах. Реальні значення періодів навантаження можуть бути набагато меншими, ніж стандартизовані значення. Прикладами таких короткочасних режимів можуть бути режими роботи котушок вмикання та вимикання контакторів з заціпками, контакти яких призначені для роботи у восьмигодинному режимі. Струм через обмотки котушок таких контакторів тече впродовж періодів, які становлять частки секунди, коли контактор вмикається та коли вимикається.

Періодичний режим (*periodic duty*) – це режим, у якому оперування з постійним або змінним навантаженням регулярно повторюється. Цей режим не характерний для електромеханічних комутаційних апаратів.

Часові діаграми навантаження апаратів у вказаних вище режимах зображені на рис. 8.1.

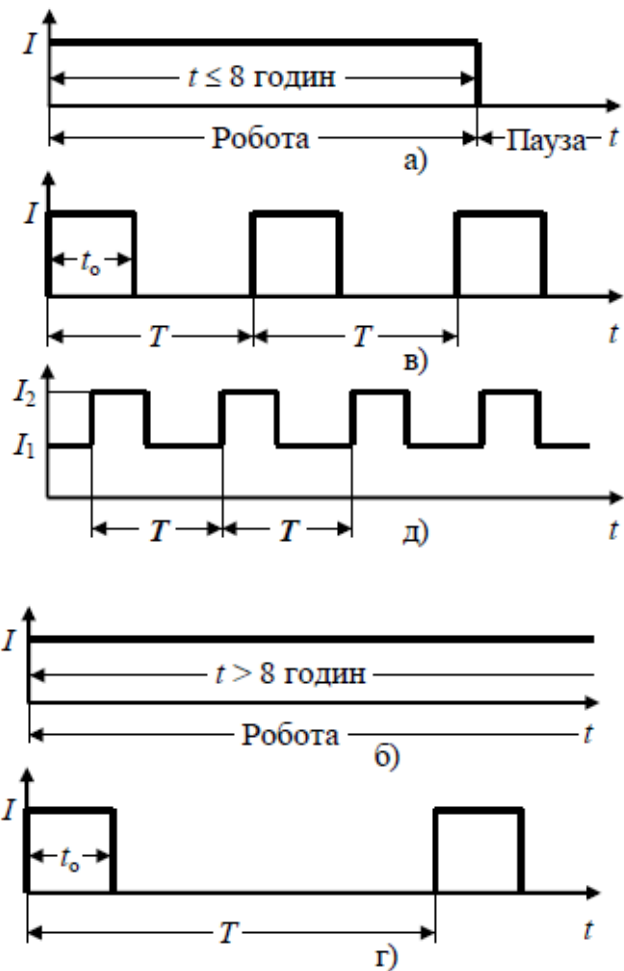


Рисунок 8.1 – Часові діаграми режимів роботи електричних апаратів:

- а – восьмигодинного;
- б – безперервного;
- в – переривчастого;
- г – короткочасного;
- д – періодичного

Нормальні умови експлуатації комутаційних апаратів стосовно їх головних кіл характеризуються номінативною робочою напругою та номінативним робочим струмом.

Номінативна робоча напруга (rated operational voltage; U_e) – це значення напруги, яке, у поєднанні з номінативним робочим струмом, визначає використання апарата та на яке орієнтуються при проведенні відповідних

випробувань та встановлення категорії застосування. Номінативна робоча напруга апарата повинна відповідати номінальній напрузі джерела живлення.

Номінативний робочий струм (rated operational current; I_e) – це встановлене виробником значення робочого струму з урахуванням номінативної робочої напруги, номінативної частоти, номінативного режиму, категорії застосування та типу захисної оболонки за її наявності. Номінативна частота (rated frequency) – це частота живлення, при якій має працювати апаратура та до якої відносяться інші характеристики. Для деяких апаратів може бути призначено декілька або діапазон частот, або може бути позначено, що апарати можуть працювати як при змінному, так і при постійному струмі. Для апаратів, які здійснюють пряму комутацію головних кіл двигунів, поряд з номінативним робочим струмом або замість нього може бути вказана максимальна номінативна потужність (при певній номінативній робочій напрузі) двигуна, керування яким має забезпечувати даний апарат.

Для апаратів, призначених для роботи у безперервному режимі виробником встановлюється номінативний безперервний струм (rated uninterrupted current; I_u) – значення струму, який апарат може проводити у цьому режимі, не спричиняючи неприпустимих перевищень температури (temperature-rise) в контрольних точках.

При випробуваннях апаратів щодо визначення перевищень температури застосовують поняття умовних теплових струмів.

Умовний тепловий струм на відкритому повітрі (conventional free air thermal current; I_{th}) – це максимальне значення випробувального струму, яке застосовується при визначенні перевищень температури апаратів відкритого виконання на відкритому повітрі. Значення номінативного робочого струму апаратів відкритого виконання у восьмигодинному режимі не повинно перевищувати значення умовного теплового струму на відкритому повітрі.

Умовний тепловий струм в оболонці (conventional enclosed thermal current, I_{the}) – це встановлене виробником значення струму, який має застосовуватися при визначенні перевищень температури апаратів,

змонтованих у передбачених для них оболонках. Умовний тепловий струм в оболонці не може бути більшим ніж умовний тепловий струм на відкритому повітрі.

Усі вказані вище величини відносяться до нормальних умов роботи електричного апарата.

8.2 Ненормальні умови роботи електричних апаратів

Ненормальні умови роботи електричних апаратів, на відміну від нормальних, діють короткочасно і пов'язані з такими чинниками як джерела займання, імпульсні виплески та ненормальні умови у головних колах.

Джерела займання можуть бути як зовнішніми (зовнішнє полум'я, розжарені металеві частини й дроти), так і внутрішніми (електрична дуга). Стійкість до займань забезпечується підбором ізоляційних матеріалів, до яких застосовують спеціальні тестові процедури: випробування на спалах (flammability test), випробування на стійкість до полум'я (flame test), випробування на стійкість до спалахнення під дією розжареного дроту (hot wire ignition test) та випробування на стійкість до спалахнення під дією дуги (arc ignition test). Матеріали, які забезпечують високу стійкість до займань добре відомі виробникам, широко представлені на ринку і виробники мають можливість застосовувати саме ці матеріали.

Одним з найнебезпечніших джерел займання є електрична дуга, яка виникає всередині апарата. Тому застосування ефективних дугогасних пристроїв (arc control device), а також надійне ізоляційне розділення (separation) полюсів сприяють суттєвому підвищенню стійкості апарата до займань.

Стійкість до імпульсних виплесків слід розглядати не тільки в контексті функції роз'єднання, а й з точки зору захисту від пробоїв між полюсами, які можуть спричинити виникнення дуги між ними.

Ненормальні умови у головному колі – це зміна напрямку (reverse current) постійного струму, надмірне зниження напруги (under-voltage), виникнення струмів витоку у землю (earth leakage current), виникнення струмів пробією на землю (earth fault current), пошкодження безперервності провідника (conductor continuity fault; open circuit fault), а також виникнення надструмів (over-current) – перевантажень (overload) та коротких замикань (short circuit). Ненормальні умови у головних колах можуть викликати перегрівання струмопроводів та пов'язані з цим пожежі, або бути причиною механічного руйнування конструкцій та виходу з ладу електрообладнання. Вони можуть створити передумови ураження людей електричним струмом, а також бути наслідком дотиків людей до небезпечних струмопровідних частин.

Короткі замикання (КЗ), які виникають у зв'язку із пошкодженням ізоляції або неправильними з'єднаннями в електричних колах, супроводжуються різким збільшенням струму (в десятки й сотні разів).

При таких струмах температура провідників також дуже швидко збільшується, сягаючи пожежонебезпечних значень за лічені секунди, й навіть частки секунди. Крім того, у колах змінного струму приблизно через 10 мс після початку КЗ струм сягає пікового значення, яке приблизно у 2,5 разів може перевищувати, середньоквадратичне (rms) значення струму КЗ в усталеному стані. Наприклад, при усталеному rms струмі 20 кА, піковий струм може сягати 50 кА. При такому струмі електродинамічні сили (сили між провідниками зі струмами) в апараті та шинопроводах можуть їх деформувати й навіть зруйнувати. Враховуючи вказані наслідки, струми КЗ треба відмикати якомога скоріше поблизу місця його виникнення, не вимикаючи гілки електричних кіл, вільні від КЗ. Таким чином, щоб не допустити проходження пікового струму, захисні апарати повинні розмикати кола потужних коротких замикань за час, що не перевищує 5 мс.

При перевантаженнях, які виникають в електрично непошкоджених колах за рахунок надмірної кількості навантаг або за рахунок механічного

перевантаження електродвигунів, температура нагрівання провідників електромереж або обмоток двигунів зростає відносно повільно, але при тривалих перевантаженнях температура провідників підвищується настільки, що стає небезпечною для ізоляції, яка її оточує, й призводить до пошкодження ізоляції та короткого замикання. Отже, струми перевантаження також слід відмикати, але не одразу, щоб не переривати технологічний процес при нетривалих перевантаженнях, а з витримкою часу, яка має зворотно залежати від струму перевантаження (inverse time-delay). Ця витримка часу може становити декілька годин при струмі перевантаження, який на 20 ... 30 % перевищує значення номінального струму захисного апарата, або не перевищувати 0,2 с, коли струм перевантаження у 10 ... 12 разів перевищує значення номінального струму захисного апарата. При цьому слід мати на увазі, що захисний апарат (запобіжник або відмикач) буде виконувати свої захисні функції, коли його часо-струмова характеристика буде розташована нижче характеристики пошкодження обладнання, отже захисний апарат спрацює раніше, ніж відбудеться пошкодження.

Слід зазначити, що апарати, призначені для комутації двигунів, мусять мати здатність витримувати пускові струми перевантаження (ability to withstand motor switching overload currents), тобто здатність витримувати теплові навантаження, що виникають під час пуску та прискорення двигуна до нормальної швидкості, а також впродовж робочих перевантажень. Такі перевантаження слід розглядати як нормальні для цих апаратів, а також і для відповідних мереж, які мають витримувати подібні перевантаження. Отже, при таких перевантаженнях електричні кола не слід відмикати від джерел живлення.

Наслідком зміни напрямку постійного струму, зазвичай, буває розрядження акумуляторних батарей, які застосовуються, наприклад, для живлення електродвигунів підводних човнів. Для зарядження акумуляторів застосовують дизель-генератори. При цьому струм тече від генератора до акумулятора. Якщо генератор зупиняється, струм починає текти у

зворотному напрямі, розряджаючи акумуляторні батареї. Тому генератор слід відмикати від акумуляторів, коли зворотний струм сягне певного заданого рівня.

Надмірне зниження напруги призводить до зупинення електродвигунів, а це може викликати ряд негативних наслідків. Якщо не відімкнути від живлення двигун, який зупинився за рахунок зниження напруги, струм в його обмотках може збільшитися внаслідок відсутності проти-ЕРС, яка виникає в обмотках, лише коли ротор двигуна обертається. Отже, зниження напруги може призвести до надструмів в обмотках двигунів, їх перегрівання та виходу з ладу. Якщо ж не відімкнути від живлення двигун, який приводить у дію обладнання, що має працювати під наглядом оператора і який зупинився за рахунок не зниження, а зникнення напруги, то наслідком наступного поновлення живлення може стати руйнування обладнання й навіть травмування людей, які опинилися поруч з цим обладнанням, якщо оператор залишив його поза увагою в період простою, адже при поновленні живлення обладнання розпочне працювати без нагляду оператора. Комутаційні апарати низької напруги, які здійснюють захист обладнання від зниження напруги, згідно з ІЕС 60947-1 повинні відмикати обладнання, коли напруга знижується до рівня від 70% до 35% від номінативного значення.

Серед причин виникнення струмів витоку у землю є прямі або непрямі дотики людей або тварин до небезпечних струмопровідних частин пошкодженого обладнання або обладнання, що недбало експлуатується. Іншою причиною виникнення струмів витоку у землю може бути пробій на землю внаслідок погіршення ізоляційних властивостей ізоляції провідників електромереж будівель. Ці струми, що течуть через струмопровідні будівельні конструкції (наприклад, через вогкі дерев'яні конструкції – балки, стропила, перегородки тощо), можуть призвести до коротких замикань і, як наслідок, до пожеж. Таким чином, наявність струмів витоку повинна бути підставою для негайного відмикання електроустановки від живлення.

Пошкодження безперервності провідника слід розглядати як надзвичайно небезпечну аварійну ситуацію, якщо у системі з жорстко уземленою нейтраллю уземлення струмопровідного корпусу забезпечується за рахунок приєднання до PEN провідника. Обрив цього провідника на початку лінії призводить до тяжкої аварійної ситуації, зумовленої зсувом точки нейтралі (neutral-point displacement) при асиметрії навантаг, представлених на рис. 8.8 імпедансами Z_1 , Z_2 та Z_3 . При цьому нейтраль зсувається вбік провідника, до якого приєднана навантага з найменшим імпедансом, тобто найбільш потужної навантаги, де напруга зменшується, а на навантагах з більшими імпедансами – збільшується, суттєво перевищуючи номінальну напругу обладнання, яке за таких умов дуже швидко виходить з ладу.

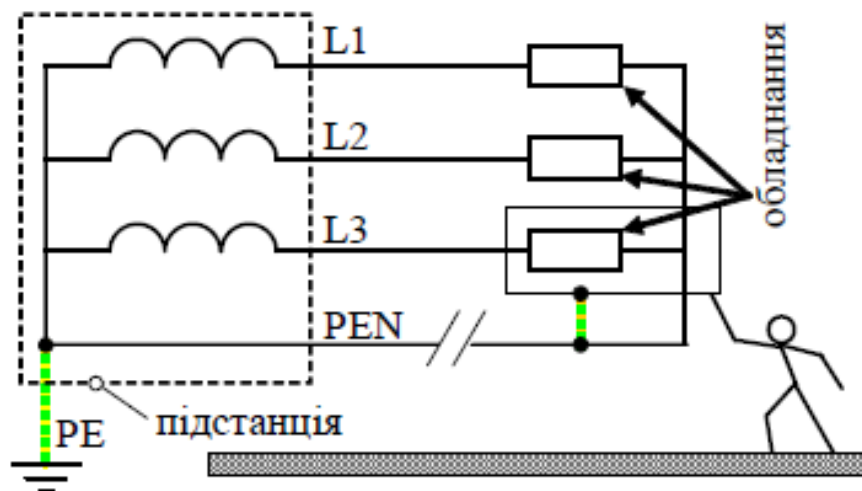


Рисунок 8.2 – Аварійна ситуація, що пов'язана з обривом PEN провідника

Іншим наслідком обриву PEN провідника є виникнення небезпечної напруги між корпусом, приєднаним до PEN провідника та уземлювальним провідником або просто будь-яким уземленим провідником (наприклад, трубою газопроводу) – напруги зсуву нейтралі (neutral-point displacement voltage). Ця напруга може сягати рівня напруги між лінією та нейтраллю (line-to-neutral voltage), яку у нас прийнято називати фазною напругою. Якщо

людина одночасно торкається уземлювального провідника, яким може бути будь-яка струмопровідна конструкція, що контактує з землею (наприклад, струмопровідна підлога), та корпусу обладнання, приєднаного до PEN провідника, то за умови його обриву людина може бути уражена електричним струмом.

Не слід думати, що аварійна ситуація, пов'язана з обривом нейтралі виникає, коли електропостачання будівель здійснюється через чотирипровідні повітряні лінії (overhead line), що характерно для сільської місцевості та околиць міст. Подібна ситуація часто-густо виникає й тоді, коли електропостачання здійснюється за допомогою кабельних ліній або так званих самонесених ізольованих проводів або СІП (LV aerial bundled cables), обриви проводів у яких є малоймовірними. У цих випадках пошкодження безперервності найчастіше виникає внаслідок порушення електричного контакту у терміналах PEN шини на підстанції, що найбільш характерно для приєднання до цієї шини алюмінієвих проводів за допомогою кабельних наконечників, коли багатожильні алюмінієві провідники приєднують до кабельних наконечників методом опресовування.

Для захисту від небезпечного підвищення напруги на навантазі, пов'язаного з порушенням безперервності PEN провідника, застосовують спеціальні захисні апарати, які відмикають навантаги від живлення у разі підвищення напруги на них, або стабілізатори напруги. Надійним захистом від виникнення небезпечної напруги між корпусом, приєднаним до PEN провідника, та уземлювальним провідником є еквіпотенціальне з'єднання між струмопровідними частинами, які не призначені для проведення струму.

8.3 Позначення електричних апаратів та інших елементів електричних кіл

Графічні позначення електричних апаратів, їх частин та інших елементів електричних кіл

Позначення електричних апаратів, їх частин та інших елементів електричних кіл в електричних схемах (circuit diagram) має здійснюватися за певними правилами для того, щоб ці схеми були зрозумілі широкому загалу фахівців. Вказані правила встановлюються стандартами – національними, міждержавними та міжнародними. Національні стандарти щодо позначень елементів електричних схем в Україні не розроблялися, оскільки існують відповідні стандарти. Ці стандарти (ГОСТ 2.721 – ГОСТ 2.767) зараз є чинними в Україні, маючи статус міждержавних. Умовні позначення за цими стандартами у значній мірі співпадають з символами, які застосовуються в міжнародному стандарті щодо графічних позначень для електричних схем ІЕС 60617, хоча існують й певні відмінності. Наприклад, в ГОСТ 2.755 символ «×» визначається як «функция выключателя», а в ІЕС 60617 – як «circuit breaker function». Непорозуміння у даному випадку полягає в тому, що в деяких російських стандартах термін «выключатель» відповідає англomовному терміну «switch», а в інших – терміну «circuit breaker». Символ «O» в стандарті ГОСТ 2.755 визначається як «отсутствие самовозврата», а в ІЕС 60617 – як «terminal», а для позначення відсутності самоповертання (non-automatic return) застосовується інший символ – « ».

На вказані вище та деякі інші розбіжності не слід загострювати увагу, оскільки стандарти в Україні застосовуються на добровільній основі (Закон України «ПРО СТАНДАРТИЗАЦІЮ», № 2408, ст. 11, п. 5), крім тих стандартів, що додаються до Технічних регламентів – нормативних актів, які розробляються і застосовуються з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, національної безпеки, охорони довкілля та природних

ресурсів, запобігання недобросовісній практиці (Закон України «ПРО СТАНДАРТИ, ТЕХНІЧНІ РЕГЛАМЕНТИ ТА ПРОЦЕДУРИ ОЦІНКИ ВІДПОВІДНОСТІ», № 3164, ст. 13, п. 1). Стандарти щодо позначення елементів електричних схем не входять до Додатків до Технічних регламентів, отже не є обов'язковими до застосування. Щоб уникнути певних непорозумінь термінологічного характеру, бажано користуватися першоджерелом – стандартом ІЕС, який є зрозумілим не тільки на пострадянському просторі, а й в інших країнах.

Літерно-цифрові позначення елементів електричних кіл

Будь-яка електрична схема може містити декілька однотипних елементів. Стандарт ГОСТ 2.710 вводить умовні літерно-цифрові позначення цих елементів, щоб мати можливість їх розрізняти та робити посилання на них в документації на об'єкт та інших текстових документах. Умовне позначення за ГОСТ 2.710 – це послідовність літер, цифр та знаків в один рядок без пробілів. У спрощеному вигляді структура позначення є такою:

- позначення виду елемента – одна або декілька прописних літер латинського алфавіту;
- позначення функції елемента (якщо треба) – одна або декілька прописних літер латинського алфавіту;
- номер елемента (якщо треба) – одна або декілька цифр;
- знак «:» та порядковий номер контакту – одна або декілька цифр (для елементів, які мають контакти).

Позначення виду елемента найчастіше складається з однієї або двох літер. Перша літера (обов'язкова) позначає групу видів елементів, друга літера уточнює вид елемента. Найменування груп видів елементів, що відповідають першим літерам позначень, наведені нижче.

А Пристрої різні (підсилювачі, прилади телекерування, лазери тощо)

В Перетворювачі неелектричних величин в електричні (гучномовці, мікрофони, термопари тощо)



- C Конденсатори
- D Схеми інтегральні (аналогові мікросхеми, цифрові мікросхеми тощо)
- E Елементи різні (нагрівальні елементи, освітлювальні лампи тощо)
- F Розрядники, запобіжники тощо
- G Генератори, джерела живлення, батареї акумуляторів тощо
- H Пристрої індикації та сигналізації звукової, світлової тощо
- K Реле, контактори, пускачі
- L Котушки індуктивності, дроселі
- M Двигуни
- P Електровимірювальні прилади (амперметри, вольтметри, ватметри, лічильники електричної енергії, лічильники імпульсів тощо)
- Q Відмикачі, вимикачі, роз'єднувачі, короткозамикачі, перемикачі уземлення в силових колах
- R Резистори (шунти вимірювальні, потенціометри, варистори тощо)
- S Комутаційні апарати кіл керування (вимикачі, перемикачі, кнопкові вимикачі, термовимикачі тощо)
- T Трансформатори (силові трансформатори й автотрансформатори, вимірювальні трансформатори струму та напруги, стабілізатори тощо)
- U Пристрої зв'язку, перетворювачі електричних величин в електричні (модулятори, демодулятори, перетворювачі частоти, випростувачі, інвертори тощо)
- V Прилади електровакуумні та напівпровідникові (діоди, стабілітрони, тиристори, симістори, диністори тощо)
- W Лінії та елементи НВЧ (антени, відгалужувачі, вентиля тощо)
- X Контактні з'єднання та їх елементи (штирі, гнізда), струмознімачі тощо
- Y Пристрої електромагнітні привідні (електромагніти, електромагнітні гальма, електромагнітні плити тощо)
- Z Високочастотні кінцеві пристрої, фільтри, обмежувачі

8.4 Маркування електричних апаратів

Маркування електричних апаратів має за мету надання інформації користувачу про тип апарата, його основні характеристики та особливості керування ними. Перелік інформації, яка має бути нанесена на корпус апарата, регламентується профільними стандартами, але можна вказати на деякі спільні риси маркування, серед яких слід зазначити такі:

- 1) маркування має бути стійким, міцним й тривким;
- 2) оперативна інформація, яка є важливою для тих, хто оперує апаратом, має бути візуально доступною після встановлення апарата.

Перелік позицій, які відносяться до категорії оперативної інформації досить короткий:

- 1) номінативний струм;
- 2) позначення замкненого та розімкненого положення символами I та O поряд з актуаторами комутаційних апаратів;
- 3) позначення  або  для комутаційних апаратів, які забезпечують функцію роз'єднання.

Інформація, яка не відноситься до категорії оперативної (номінативна робоча напруга, номінативна напруга ізоляції, імпульсна витримувана напруга, рід струму, категорія застосування, характеристики здатності до відмикання тощо), є важливою для проєктантів, виробників комплектних пристроїв, монтувальників тощо. Ця інформація також має наноситися на корпус апарата, але обов'язково на ті частини, які є доступними для огляду після встановлення апарата.

На корпусі будь-якого апарата обов'язково має бути нанесена інформація щодо найменування виробника або торгівельної марки, а також позначення типу, каталожний або серійний номер апарата, що дає можливість користувачу отримати докладну інформацію про технічні

характеристики апарата та особливості його експлуатації через каталоги та іншу технічну документацію виробника.

Для комутаційних апаратів дуже важливою є інформація щодо їх терміналів, які також повинні мати відповідне маркування на корпусі апарата.

Нормативні вказівки щодо позначень терміналів наводяться в базовому стандарті стосовно комутаційних апаратів та апаратів керування низької напруги IEC 60947-1 (Annex L).

Метою запровадження стандартизованих позначень терміналів комутаційних апаратів є їх ідентифікація, тобто надання інформації стосовно функцій кожного з терміналів або про їх застосування. Маркування терміналів, яке виконується виробником, не повинно допускати будь-яких невизначеностей, кожне маркування має зустрічатися лише один раз, проте, два термінали, з'єднані конструктивно можуть мати однакове маркування.

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 обсязі, 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 неогорджених 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 маслонасоса 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 електриками 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.Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
5. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
6. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования :учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2009. –608 с.
8. 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.
10. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.

11. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ Мінрегіон 2016. – 83 с.

12. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

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

14. 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.

15. 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.