

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) _____ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра _____ Електропостачання та енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»
Директор інституту

_____ Блаженко С. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« ___ » _____ лютого 2021 р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

_____ Балюта С. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« ___ » _____ лютого 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)
освітньо-професійної програми _____ « Енергетичний менеджмент»

на тему: «Дослідження режимів роботи та підвищення пропускної здатності і економічності трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ ПрАТ «Київобленерго»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕМ-2-8М

_____ Медведюк Владислав Павлович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник _____ Бориченко Олена Володимирівна _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти _____ _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Рецензент _____ Веремійчук Ю. Н. _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що в цій кваліфікаційній роботі немає запозичень із праць інших авторів без відповідних посилань.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2021 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально - науковий інженерно - технічний інститут ім. акад. І. С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Енергетичний менеджмент»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Балюта С. М./

“05” листопада 2020 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТР

Медведюку Владиславу Павловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Дослідження режимів роботи та підвищення пропускної здатності і економічності трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ ПрАТ «Київобленерго»

керівник роботи Бориченко Олена Володимирівна, к. т. н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ 05 ”листопада 2020 р. № 925-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 05 лютого 2021 року

3. Вихідні дані до роботи: характеристика та схема електрична з'єднань трансформаторної підстанції 35/10 кВ, схема електричної мережі 10 кВ підстанції, навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ _____

4.

Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Аналіз пропускної здатності мережі в зоні підстанції. Обґрунтування параметрів реконструкції підстанції. Релейний захист трансформаторної підстанції. Дослідження режимів роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ. Підвищення економічності роботи підстанції 110/35/10 кВ "Демидівська". Дослідження безпечних умов експлуатації трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ. Економічна ефективність компенсації реактивної потужності на РТП 110/35/10 кВ.

5. Перелік графічного матеріалу

Креслення (4 шт.) – схема електричної мережі, схема електрична з'єднань підстанції, релейний захист підстанції, схема регулятора напруги на підстанції.

Презентація - наочні матеріали за результатами дослідження (схеми, графіки, таблиці, алгоритми розрахунків, методичні матеріали) представлені на 15 слайдах у програмному забезпеченні MS PowerPoint 2003.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____ 05 листопада 2020 р. _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
	Отримання завдання на магістерську роботу	05.11.2020 р.	
	Вступ	06-07.11.2020 р.	
	Аналіз пропускну здатності мережі в зоні підстанції	08-18.11.2020 р.	
	Обґрунтування параметрів реконструкції підстанції	19-30.11.2020 р.	
	Релейний захист трансформаторної підстанції	01-08.12.2020 р.	
	Дослідження режимів роботи трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ	09-18.12.2020 р.	
	Підвищення економічності роботи підстанції 110/35/10 кВ "Демидівська"	19-25.12.2020 р.	
	Дослідження безпечних умов експлуатації трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ	26-31.12.2020 р.	
	Економічна ефективність компенсації реактивної потужності на РТП 110/35/10 кВ	01-15.01.2021 р.	
	Оформлення графічної частини магістерської роботи (презентаційного матеріалу)	16-31.01.2021 р.	
	Оформлення пояснювальної записки магістерської роботи	01-04.02.2021 р.	
	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	05.02.2021 р.	

Здобувач

(підпис)

Медведюк В. П.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Бориченко О. В.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

В магістерській роботі виконано дослідження режимів роботи підстанції 110/35/10 кВ з двома трансформаторами 10000 і 6 300 кВА з метою збільшення пропускної здатності і забезпечення нормованої напруги споживачам.

Збільшення пропускної здатності можливе двома шляхами: збільшенням потужності трансформатора до 10000 кВА та за допомогою компенсації реактивної потужності на шинах 10 кВ.

Розраховано параметри релейного захисту силових трансформаторів підстанції та релейного захисту конденсаторних установок напругою 10 кВ.

Ефективність компенсації реактивної потужності в розподільних мережах обленергокомпаній підтверджується зниженням річних втрат електроенергії в мережі, чистим дисконтованим прибутком додатнім уже в перший рік експлуатації КУ та терміном окупності КУ рівним $T_{ок}=1,4$ року.

Розвантаження підстанції внаслідок компенсації реактивної потужності складає $\Delta S=4985$ кВА, а коефіцієнт завантаження підстанції зменшиться від $Kз=1,226$ до $Kз_{ком}=0,92$.

Проаналізовані небезпечні та шкідливі виробничі чинники для підстанції 110/35/10 кВ та вплив виробничих чинників на обслуговуючий персонал. Вказані засоби і способи захисту для запобігання і зменшення впливу небезпечних і шкідливих чинників. Виконано розрахунок заземлюючих пристроїв підстанції.

Ключові слова: підвищення пропускної здатності, параметри релейного захисту, енергоефективність, підвищення надійного електропостачання, потенціал енергозбереження, економічні показники.

АННОТАЦИЯ

В магистерской работе выполнено исследование режимов работы подстанции 110/35/10 кВ с двумя трансформаторами 10000 и 6300 кВА с целью увеличения пропускной способности и обеспечения нормируемого напряжения потребителям.

Увеличение пропускной способности возможно двумя путями: увеличением мощности трансформатора до 10000 кВА и с помощью компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ.

Рассчитаны параметры релейной защиты силовых трансформаторов подстанции и релейной защиты конденсаторных установок напряжением 10 кВ.

Эффективность компенсации реактивной мощности в распределительных сетях облэнергокомпаний подтверждается снижением годовых потерь электроэнергии в сети, чистой дисконтированной прибылью положительном уже в первый год эксплуатации КУ и сроком окупаемости КУ равным $T_{ок}=1,4$ года.

Разгрузка подстанции в результате компенсации реактивной мощности складывает $\Delta S=4985$ кВА, а коэффициент загрузки подстанции уменьшится от $K_3=1,226$ к $K_{3,ком}=0,92$.

Проанализированы опасные и вредные производственные факторы для подстанции 110/35/10 кВ и влияние производственных факторов на обслуживающий персонал. Указанные средства и способы защиты для предотвращения и уменьшения влияния опасных и вредных факторов. Выполнен расчет заземляющих устройств подстанции.

Ключевые слова: повышение пропускной способности, параметры релейной защиты, энергоэффективность, повышение надежного электроснабжения, потенциал энергосбережения, экономические показатели.

ABSTRACT

In master's degree work research of the modes of operations of substation of 110/35/10 kV is executed with two transformers 10000 and 6 300 kVA with the aim of increase of carrying capacity and providing of the rationed tension to the consumers.

The increase of carrying capacity is possible in two ways: increasing power of transformer of to 10000 kVA and by means of indemnification of reactive-power on the tires of 10 kV.

The parameters of relay defence of power transformers of substation and relay defence of condenser options are expected by tension of 10 kV. Efficiency of indemnification of reactive-power in the distributive networks of regional energy companies is confirmed by the decline of annual losses of electric power in a network, by the net discounted income positive already in the first year of exploitation of capacitor devices and term of recoupment of capacitor devices even $T_{OK} = 1,4$.

Unloading of substation as a result of indemnification of reactive-power folds $\Delta S = 4985$ kVA, and a load of substation factor will diminish from $K_3 = 1,226$ to $K_{3KOM} = 0,92$.

Dangerous and harmful productive factors for substation of 110/35/10 kV and influence of productive factors are analysed on an auxiliary personnel. There are the indicated preventatives and methods of defence and reduction to influence of dangerous and harmful factors. The calculation of earthing devices of the substation is performed.

Key words: increase of throughput, parameters of relay protection, energy efficiency, increase of reliable power supply, potential of energy saving, economic indicators.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ МЕРЕЖІ В ЗОНІ ПІДСТАНЦІЇ.....	12
1.1. Аналіз існуючих навантажень підстанцій 10/0,4кВ.....	12
1.2. Розрахунок навантажень ліній електропередачі 10 кВ.....	16
1.3. Розрахункове навантаження на шинах 10 кВ РТП.....	23
РОЗДІЛ 2 ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	25
2.1. Обґрунтування схеми розподільчих пристроїв підстанції.....	25
2.2. Вибір потужності силових трансформаторів підстанції.....	27
2.3. Дослідження перехідних процесів в електричній мережі підстанції.....	28
2.4. Вибір електрообладнання підстанції	32
РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	41
3.1. Розрахунок струмових захистів силових трансформаторів.....	41
3.2. Технічне забезпечення релейного захисту підстанції.....	48
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ.....	57
4.1. Аналіз пропускної спроможності підстанції до реконструкції	57
4.2. Аналіз пропускної спроможності підстанції після її реконструкції.....	61
РОЗДІЛ 5 ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ "ДЕМИДІВСЬКА"	64
5.1. Актуальність компенсації реактивної потужності	64
5.2. Розрахунок параметрів компенсації реактивної потужності.....	66
5.3. Розрахункові навантаження на шинах 10 кВ підстанції 110/35/10 кВ.....	66
5.4. Оцінка економічності компенсації реактивної потужності на підстанції.....	70

РОЗДІЛ 6 ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕЧНИХ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ.....	75
6.1. Аналіз небезпечних і шкідливих чинників на підстанції.....	75
6.2. Захист від можливого ураження персоналу електричним струмом.....	76
6.3. Розрахунок заземлення підстанції 110/35/10 кВ.....	77
6.4. Певні застереження до обслуговування підстанцій.....	81
6.5. Пожежна безпечність на підстанції.....	84
6.6. Дотримання природоохоронних вимог.....	84
6.7. Підвищена напруженість електромагнітних полів.....	85
6.8. Підвищений рівень шуму і вібрації.....	86
6.9. Недостатня освітленість робочої зони.....	88
РОЗДІЛ 7 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА РТП 110/35/10 КВ.....	90
ВИСНОВКИ	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	97

ВСТУП

Аналіз статистичних даних по районних трансформаторних підстанціях (РТП) показує, що в середньому 69,5% складають РТП напругою 35/10 кВ, 18,2% РТП 110/35/10 кВ і 12,3% РТП 110/10 кВ. Доля двотрансформаторних підстанцій складає: РТП 110/35/10 кВ - 79%, РТП 110/10 – 46%, РТП 35/10 кВ – 59%.

Середня кількість РТП в одному РЕМ рівна 9, із них дві – двотрансформаторні РТП 110/35/10 кВ, одна – однострансформаторна РТП 110/10 кВ і шість – РТП 35/10 кВ із яких дві – однострансформаторні і чотири – двотрансформаторні.

Середня встановлена потужність підстанцій 110/35/10 кВ 25500 кВ·А, підстанцій 110/10 кВ – 7860 кВ·А, підстанцій 35/10 кВ:

- однострансформаторних – 2120 кВ·А;
- двотрансформаторних – 5190 кВ·А.

Аналіз технічного стану розподільчих мереж виявила ряд негативних факторів, зокрема:

- відсутність на більшій частині трансформаторів працюючих пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН), а також обмежене застосування заземлюючих дугогасних пристроїв (ДГП) для автоматичної компенсації струмів замикання на землю;

- при реальних рівнях робочих навантажень у багатьох випадках відхилення напруги на затискачах електроприймачів значно перевищують допустимі величини, передбачені [1]; утруднене регулювання напруги і підтримки його в нормованих межах через різко змінний характер добових і сезонних графіків навантажень розосереджених споживачів при їх загальній великій відстані від центрів живлення;

- використання на підстанціях застарілого, малонадійного і неекономічного електроустаткування з малим робочим ресурсом, не відповідним сучасним вимогам;

– використовувані пристрої релейного захисту й автоматики недосконалі, морально і фізично застаріли і вимагають значних витрат на налагодження і технічне обслуговування;

Величина втрат електроенергії на трансформаторних підстанціях становить біля 32% сумарних втрат в електричних мережах, причому в мережах напругою 110 кВ – 32 %, в мережах 35 і 0,4 – 10 кВ відповідно, 40 і 50 %% від сумарних втрат електроенергії в цих мережах.

Величина втрат електроенергії в розподільчих електричних мережах 0,38...110 кВ на 60% вище, ніж в мережах енергосистеми. В той же час середнє завантаження трансформаторів в діючих мережах 35...110 кВ розподільчих мережах в період максимуму не перевищує 50...60%, що вказує на необхідність використання оптимізації потужності трансформаторів та економічних режимів їх роботи.

Одним із способів підвищення пропускної спроможності електричних мереж є будівництво розвантажуючих і реконструкція існуючих районних підстанцій напругою 110/35/10, 110/10 і 35/10 кВ із застосуванням енергоощадних заходів, серед яких найбільш ефективним є компенсація реактивної потужності.

В середньому дві з дев'яти РТП – це підстанції з двома триобмотковими трансформаторами напругою 110/35/10 кВ для яких характерним є :

– виконання по спрощених схемах (з використанням віддільників і короткозамикачів);

– відсутність на більшій частині трансформаторів працюючих пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН), а також обмежене застосування заземлюючих дугогасних пристроїв (ДГП) для автоматичної компенсації струмів короткого замикання на землю й обмеження перенапруг нейтралі електричної мережі; високий у цілому узагальнений коефіцієнт трансформації (УКТ).

Актуальність теми роботи обумовлена:

- використанням на підстанціях застарілого, малонадійного і неекономічного електротехнічного устаткування з малим робочим ресурсом, не відповідним сучасним вимогам: вимикачів, роз'єднувачів, вентильних розрядників, комплектних розподільних пристроїв тощо;

– використовувані пристрої релейного захисту й автоматики морально і фізично застаріли і вимагають значних витрат на налагодження і технічне обслуговування; не створені інтегровані автоматизовані системи керування підстанціями;

- недостатнє впровадження енергозберігаючих заходів на підстанціях і в розподільчих мережах в цілому.

Об'єктом роботи є процеси передачі і розподілу електроенергії в електричній мережі трансформаторної підстанції напругою 110/35/10 кВ.

Предмет розробки – організаційні та технічні заходи щодо підвищення пропускної спроможності та економічності трансформаторної підстанції напругою 110/35/10 кВ.

Мета магістерської роботи - підвищення пропускної здатності та економічності трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ.

Для досягнення мети в роботі розв'язуються наступні **задачі**:

- а) визначення розрахункового навантаження підстанції;
- б) розрахунок параметрів релейного захисту і автоматики підстанції;
- в) обґрунтування параметрів та режиму роботи конденсаторної установки напругою 10 кВ;
- г) оцінка ефективності компенсації реактивної потужності.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ МЕРЕЖІ В ЗОНІ ПІДСТАНЦІЇ

1.1. Аналіз існуючих навантажень підстанцій 10/0,4 кВ

Зона електропостачання районної трансформаторної підстанції напругою 110/35/10 кВ «Демидівська» охоплює центральну частину Вишгородського району Київської області. Від підстанції живляться змішані споживачі, з переважаючим сільськогосподарським навантаженням. РТП живить 94 ТП по 5 ПЛ-10 кВ. Живиться підстанція по повітряній лінії напругою 110 кВ.

В аварійних випадках РТП може отримувати електроенергію по ПЛ-110 кВ, або по ПЛ-35 кВ від сусідніх трансформаторних підстанцій.

Розрахункові кліматичні умови району електропостачання наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Кліматичні умови району електропостачання

№ п/п	Назва параметру	Величина
1	Район по ожеледі	III
2	Товщина стінки ожеледі, мм.	10
3	Район по вітру	III
4	Швидкість вітру по ожеледі, м/с.	15
5	Середня температура, °С.	+10
6	Максимальна температура, °С.	+35
7	Мінімальна температура, °С.	-20

За вихідні дані приймаємо навантаження споживчих ТП-10/0,4 кВ в зоні живлення РТП "Демидівська" за даними грудня 2019 року. Дані наведені в табл.1.2. відповідно для кожної повітряної лінії 10 кВ.

Розрахунок проводимо на основі вихідних даних, а також зведених показників перспективного розвитку електричних мереж Вишгородського РП на 10-й розрахунковий рік. Розрахункові навантаження для діючих ТП

визначені з врахуванням зростання навантажень та характеру споживачів.

Розрахункове навантаження ТП-10/0.4 кВ:

$$P_p = K_p \cdot P_m,$$

де P_m – максимальна активна потужність існуючого навантаження ТП-10/0,4 кВ, кВт;

K_p - коефіцієнт динаміки навантаження [1].

Денні і вечірні навантаження визначаються з урахуванням участі розрахункового навантаження P_p в денному K_d , і вечірньому K_v максимумах [1].

Результати розрахунків наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Розрахунок навантаження (денного та вечірнього)

Номер лінії	Номер ТП	P_m , кВт	Вид навантаж.	$P_p = K_p \cdot P_m$, кВт	$P_d = K_d \cdot P_p$, кВт
1	2	3	4	5	6
Л-1 “Лютіж”	1	200	В	280	280
	4	160	3	224	224
	2	63	К	82	33
	6	100	3	140	140
	567	800	В	1120	1120
	309	400	В	560	560
	183	100	3	140	140
	7	315	В	441	441
	8	100	3	140	140
	469	25	К	33	15
	468	63	К	82	33
	9	250	В	350	350
	403	100	3	140	140
	10	100	3	140	140
	352	100	3	140	140
12	100	3	140	140	

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4	5	6
	11	160	3	224	224
	13	100	3	140	140
	14	160	3	224	224
	196	1260	В	1764	1060
	376	100	3	140	140
	575	800	В	1120	672
	305	250	В	350	210
	17	160	3	224	224
	16	160	3	224	224
	386	250	В	350	210
	18	25	К	33	33
	19	100	3	140	140
	20	320	В	448	269
	353	63	К	82	82
	21	100	3	140	140
	396	800	В	1120	672
	134	250	В	350	210
Л-2	43	160	3	224	224
“Деми- дів”	317	100	3	140	140
	22	800	В	1120	672
	48	320	В	448	269
	47	560	В	784	470
	46	320	В	448	269
	387	315	В	441	265
	423	100	3	140	140
	51	160	3	224	224
	50	160	3	224	224
	472	63	К	82	82
	471	63	К	82	82
	54	250	В	350	210
	533	25	К	33	33

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4	5	6
	425	720	В	1008	1008
	362	25	К	33	15
	363	63	К	82	33
	364	25	К	33	15
	365	25	К	33	15
	366	25	К	33	15
	53	100	3	140	140
	316	250	В	350	350
	55	60	К	82	33
	56	400	В	560	560
	234	250	В	350	350
	50	100	3	140	140
	61	250	В	350	350
	57	100	3	140	140
	59	100	3	140	140
	58	180	3	252	252
	358	63	К	82	33
	579	400	В	560	560
	351	400	В	560	560
	480	400	В	560	560
Л-3	134	100	3	140	140
“Литви- нівка”	137	375	В	525	525
	138	160	3	224	224
	698	100	3	140	140
Л-4	140	100	3	140	140
“Синяк”	416	160	3	224	224
	415	100	3	140	140
	142	250	В	350	350
	144	50	К	65	26
	145	100	В	1400	1400
	146	160	3	224	224
	147	160	3	224	224

Продовження табл. 1.2

1	2	3	4	5	6
	148	100	3	140	140
	855	250	В	350	210
	455	250	В	350	210
	149	160	3	224	224
	801	15	К	20	20
	334	160	3	224	224
	542	160	3	224	224
	324	180	3	252	252
	41	50	К	65	65
	45	100	3	140	140
	814	40	К	52	52
	49	63	К	82	82
	221	1260	В	1764	1060
Л-5	52	250	В	350	210
“Парники”	189	1260	В	1764	1060

1.2. Розрахунок навантажень ліній електропередачі 10 кВ

Навантаження на ділянках ПЛ-10 кВ визначається додаванням навантажень (денних та вечірніх окремо) споживчих ТП по добавках [1].

На кожній ділянці знаходимо виробниче навантаження $P_{\text{вир}}$, яке враховує в денний максимум навантаження ТП з виробничим і загальним навантаженням та $P_{\text{заг}}$, що включає в себе навантаження всіх ТП.

Розрахункове денне та вечірнє навантаження на ділянках лінії:

$$P_{\text{д}} = P_{\text{дб}} + \Delta P(P_{\text{дм}}); \quad (1.2)$$

$$P_{\text{в}} = P_{\text{вб}} + \Delta P(P_{\text{вм}}); \quad (1.3)$$

де $P_{\text{дб}}$ та $P_{\text{вб}}$ - більше з навантажень, що додаються, відповідно при

денному та вечірньому максимумам;

ΔP - добавка до більшого навантаження;

$P_{Дм}, P_{Вм}$ - менше навантаження по денному чи вечірньому максимумам.

Аналіз параметрів навантажень споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ показав кількісну перевагу виробничих навантажень над комунальними, що підтверджує доцільність розрахунку ліній 10 кВ лише за навантаженням денного максимуму.

Для розрахунку ліній електропередачі напругою 10...110 кВ, необхідно знати значення повних потужностей на ділянках і відповідні коефіцієнти потужності. Ці величини визначають за номограмою в залежності від відношення розрахункового навантаження виробничих споживачів $P_{вир}$ до загального розрахункового навантаження $P_{заг}$.

$$P_z = P_v + P_{к-п}; \quad (1.4)$$

де $P_{к-п}$ - розрахункове навантаження комунально-побутових споживачів.

Таблиця 1.3

Розрахунок навантажень на ділянках лінії 10 кВ №1 «Лютіж»

Номер ділянки	Вид навантаж.	Денне навантаження, кВт		
		$P_{Дб}$	$P_{Дм}$	$\Delta P(P_{Дм})$
1	2	3	4	5
16-15	$P_{вир}$	1120	-	-
	$P_{заг}$	1120	-	-
17-15	$P_{вир}$	140	-	-
	$P_{заг}$	140	-	-
14-15	$P_{вир}$	1120	140	106
	$P_{заг}$	1120	140	106
18-14	$P_{вир}$	-	-	-
	$P_{заг}$	33	-	-
14-13	$P_{вир}$	1226	-	-
	$P_{заг}$	1226	33	23
19-13	$P_{вир}$	224	224	175
	$P_{заг}$	224	224	175

Продовження табл. 1.3

1	2	3	4	5
13-12	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	1226 1249	399 399	315 315
21-20	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	350 350	- -	- -
20-12	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	1120 1120	350 350	275 275
25-24	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	448 448	- -	- -
26-24	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	140 140	- -	
24-23	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	448 448	140 140	106 106
27-23	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	- 15	- -	- -
22-23	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	554 554	- 15	- 10
28-22	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	350 350		
22-29	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	554 564	350 350	275 275
29-12	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	1764 1764	829 839	667 686
30-12	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	224 224		
12-11-0	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	2431 2450	1541,1395, 224 1564,1395, 224	1300,1180, 175 1310,1180, 175
10-11	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	140 140		
31-32	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	224 224		
32-10	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	224 224	140 140	106 106
9-10	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	330 330	140 140	106 106
33-9	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	140 140		

Продовження табл. 1.3

1	2	3	4	5
8-9	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	436 436	140 140	106 106
34-8	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	140 140		
7-8	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	542 542	140 140	106 106
37-35	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	140 140		
36-35	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	350 350		
7-35	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	350 350	140 140	106 106
6-7	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	648 648	456 456	365 365
41-40	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	- 33		
40-39	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	- 33	- 15	- 10
39-38	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	140 140	- 43	- 31
38-6	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	441 441	140 171	106 132
5-6	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	1013 1013	547 573	440 460
4-5	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	1453 1473	140 140	106 106
42-4	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	560 560		
43-4	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	1120 1120		
3-4	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	1559 1579	1120,560 1120,560	935,448 935,448
2-3	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	2942 2962	140 140	106 106
2-44	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	- 33		
1-2	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	3048 3068	224 224,33	175 175,23
0-1	$P_{\text{вир}}$ $P_{\text{заг}}$	3223 3266	280 280	220 220

Таблиця 1.4

Розрахунок навантажень на ділянках лінії 10 кВ № 2 «Демидів»

Номер ділянки	Вид навантаж.	Денне навантаження, кВт		
		$P_{Дб}$	$P_{Дм}$	$\Delta P(P_{Дм})$
42-42	$P_{вир}$	1120		
	$P_{заг}$	1120		
41-3	$P_{вир}$	1120	140	106
	$P_{заг}$	1120	140	106
3-2	$P_{вир}$	1120	140	106
	$P_{заг}$	1120	140	106
2-1	$P_{вир}$	1226	224	175
	$P_{заг}$	1226	224	175
1-0	$P_{вир}$	1401	350	275
	$P_{заг}$	1401	350	275

Таблиця 1.5

Розрахунок навантажень на ділянках лінії 10 кВ № 6 «Демидів-Нова»

Номер ділянки	Вид навантаж.	Денне навантаження, кВт		
		$P_{Дб}$	$P_{Дм}$	$\Delta P(P_{Дм})$
1	2	3	4	5
30-29	$P_{вир}$	-		
	$P_{заг}$	33		
29-27	$P_{вир}$	-		
	$P_{заг}$	33		
28-27	$P_{вир}$	-		
	$P_{заг}$	33		
27-7	$P_{вир}$	-	-	-
	$P_{заг}$	33	33	23
6-7	$P_{вир}$	-	-	-
	$P_{заг}$	33	33	23
35-6	$P_{вир}$	224		
	$P_{заг}$	224		
6-5	$P_{вир}$	224	224	175
	$P_{заг}$	224	224,56	175,41
40-39	$P_{вир}$	140		
	$P_{заг}$	140		
39-37	$P_{вир}$	448	140	106
	$P_{заг}$	448	140	106

Продовження табл.1.5

1	2	3	4	6
38-37	$P_{\text{вир}}$	441		441
	$P_{\text{заг}}$	441		441
37-36	$P_{\text{вир}}$	554	441	902
	$P_{\text{заг}}$	554	441	902
36-5	$P_{\text{вир}}$	902	784	1542
	$P_{\text{заг}}$	902	784	1542
5-4	$P_{\text{вир}}$	902	784	1542
	$P_{\text{заг}}$	902	784	1542
4-0	$P_{\text{вир}}$	902	784	1542
	$P_{\text{заг}}$	902	784	1542

Таблиця 1.6

Розрахунок навантажень на ділянках лінії 10 кВ №3 «Литвинівка»

Номер ділянки	Вид навантаж.	Денне навантаження, кВт		
		$P_{\text{Дб}}$	$P_{\text{Дм}}$	$\Delta P(P_{\text{Дм}})$
5-4	$P_{\text{вир}}$	560		
	$P_{\text{заг}}$	560		
4-2	$P_{\text{вир}}$	560	560	448
	$P_{\text{заг}}$	560	560	448
3-2	$P_{\text{вир}}$	560		
	$P_{\text{заг}}$	560		
2-1	$P_{\text{вир}}$	1008	560	448
	$P_{\text{заг}}$	1008	560	448
6-1	$P_{\text{вир}}$	-		
	$P_{\text{заг}}$	33		
1-0	$P_{\text{вир}}$	1456	-	-
	$P_{\text{заг}}$	1456	33	23

Таблиця 1.6

Розрахунок навантажень на лінії 10 кВ №4 «Синяк» (остання - 7-8)

Номер ділянки	Вид навантаж.	Денне навантаження, кВт		
		$P_{\text{Дб}}$	$P_{\text{Дм}}$	$\Delta P(P_{\text{Дм}})$
1	2	3	4	5
7-8	$P_{\text{вир}}$	-		
	$P_{\text{заг}}$	26		

Продовження табл.1.6

1	2	4	5	6
23-7	$P_{\text{вир}}$			350
	$P_{\text{заг}}$			350
6-7	$P_{\text{вир}}$	-	-	350
	$P_{\text{заг}}$	26	18	368
24-6	$P_{\text{вир}}$			140
	$P_{\text{заг}}$			140
6-5	$P_{\text{вир}}$	140	106	456
	$P_{\text{заг}}$	140	106	474
5-4	$P_{\text{вир}}$	224	175	631
	$P_{\text{заг}}$	224	175	649
26-25	$P_{\text{вир}}$			140
	$P_{\text{заг}}$			140
25-4	$P_{\text{вир}}$	140	106	246
	$P_{\text{заг}}$	140	106	246
4-3	$P_{\text{вир}}$	246	190	821
	$P_{\text{заг}}$	246	190	839
3-2	$P_{\text{вир}}$	224	175	996
	$P_{\text{заг}}$	224	175	1014
2-1	$P_{\text{вир}}$	525	420	1416
	$P_{\text{заг}}$	525	420	1434
1-0	$P_{\text{вир}}$	140	106	1522
	$P_{\text{заг}}$	140	106	1540

Таблиця 1.7

Розрахунок навантажень на лінії 10 кВ №5 «Парники»

Номер ділянки	Вид навантаж.	Денне навантаження, кВт		
		$P_{\text{дб}}$	$P_{\text{дм}}$	ΔP
1	2	3	4	5
6-4	$P_{\text{вир}}$	1764		
	$P_{\text{заг}}$	1764		
7-4	$P_{\text{вир}}$	-		
	$P_{\text{заг}}$	33		
4-3	$P_{\text{вир}}$	1764	-	-
	$P_{\text{заг}}$	1764	33	23
3-2	$P_{\text{вир}}$	1764	-	-
	$P_{\text{заг}}$	1787	21	14

Продовження табл.1.7

1	2	3	4	6
2-1	$P_{\text{вир}}$	1764	140	1870
	$P_{\text{заг}}$	1801	140	1907
8-1	$P_{\text{вир}}$	252		252
	$P_{\text{заг}}$	252		252
9-1	$P_{\text{вир}}$	-		-
	$P_{\text{заг}}$	26		26
1-0	$P_{\text{вир}}$	1870	252	2065
	$P_{\text{заг}}$	1907	252.26	2119

Таблиця 1.8

Розрахунок навантажень на лінії 10 кВ №7 «Парники-Нова»

Номер ділянки	Вид навантаж.	Денне навантаження, кВт			
		$P_{\text{дб}}$	$P_{\text{дм}}$	ΔP	$P_{\text{д}}$
5-0	$P_{\text{вир}}$	1764	350	275	2039
	$P_{\text{заг}}$	1764	350	275	2039

Розрахунок навантажень лінії 10 кВ №1 свідчить про необхідність спорудження нової районної трансформаторної підстанції на ділянці 11-12 лінії №1.

Починаємо розрахунок навантажень лінії 10 кВ №1 «Лютіж» вважаючи ділянку 10-11 останньою.

Для розвантаження лінії 10 кВ №2 «Демидів» необхідно спорудити нову лінію 10 кВ №6.

1.3. Розрахункове навантаження на шинах 10 кВ РТП

Загальне навантаження на шинах 10 кВ знаходимо шляхом додавання розрахункових навантажень головних ділянок відхідних ліній електропередачі напругою 10 кВ.

Коефіцієнт потужності $\cos\phi$, який залежить від відношення розрахункових навантажень виробничих споживачів $P_{\text{вир}}$ до загального розрахункового

навантаження $P_{\text{заг}}$, знаходиться за номограмою.

Розрахункові дані головних ділянок ліній та коефіцієнт потужності зводимо в табл.1.9.

Денне навантаження на шинах 10 кВ РТП-110/35/10 кВ «Демидівська»:

$$P_{\Sigma} = P_{Л1} + \Delta P_{Л2} + \Delta P_{Л3} + \Delta P_{Л4} + \Delta P_{Л5} + \Delta P_{Л6} + \Delta P_{Л7} ;$$

$$P_{\Sigma} = 3486 + 1676 + 1479 + 1540 + 2119 + 1542 + 2039 = 13881 \text{ кВА.}$$

Таблиця 1.9

Розрахункові навантаження головних ділянок ліній

Номер лінії	Денне навантаження		
	$P_{\text{вир}}$	$P_{\text{вир}}/P_{\text{заг}}$	$\cos\varphi$
1 «Лютіж»	3443	0,98	0,71
2 «Демидів»	1676	1	0,7
3 «Литвинівка»	1456	0,99	0,71
4 «Синяк»	1522	0,98	0,71
5 «Парники»	2065	0,97	0,71
6 «Демидів-Нова»	1542	1	0,7
7 «Парники-Нова»	2039	1	0,7

Середній коефіцієнт потужності для денного навантаження дорівнює 0,75.

Отже повна потужність на шинах РТП:

$$S = P_{\Sigma} / \cos\varphi ;$$

$$S = 13881 / 0,75 = 18508 \text{ кВА,}$$

З урахуванням 8% втрат потужності у силовому трансформаторі та в лініях електропередачі 10 кВ потужність навантаження РТП становитиме:

$$S = 1,08 \cdot 18508 = 19988 \text{ кВА.}$$

РОЗДІЛ 2

ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ

2.1. Обґрунтування схеми розподільчих пристроїв підстанції

Розрахунок електричних навантажень з перспективою розвитку навантаження електричних мереж розглядуваного району привів до висновку, що розрахункова потужність навантаження на ділянках ліній електропередачі напругою 10 кВ (особливо на головних ділянках) перевищує економічно допустимі значення. Тобто, пропускна здатність ліній електропередачі обмежена і не забезпечить оптимальних техніко-економічних показників передачі розрахункової потужності до споживачів.

Крім того, потужність навантаження на шинах 10 кВ діючої підстанції 110/35/10 кВ "Демидівська" з двома силовими трансформаторами потужністю 10000 і 6300 кВА і двома секціями шин 10 кВ складає на кінець розрахункового періоду 19988 кВА. Така трансформаторна підстанція не зможе забезпечити електропостачання споживачів по п'яти лініях електропередачі напругою 10 кВ у зв'язку з дефіцитом трансформаторної потужності і обмеженою пропускною здатністю цих ліній.

Таким чином, виникає необхідність реконструкції електричної мережі розглядуваного району шляхом:

- добудови нових ліній електропередачі напругою 10 кВ з одночасним розвантаженням головних ділянок діючих ліній 10 кВ;
- збільшення встановленої потужності силових трансформаторів РТП-110/35/10 кВ "Демидівська" з відповідною заміною підстанційного обладнання;
- зменшення довжини діючих ліній напругою 10 кВ, що живляться від РТП «Демидівська», для чого необхідно обґрунтувати потужність та місце

спорудження розвантажуючої районної трансформаторної підстанції.

Реконструкція електричної мережі підвищить надійність електропостачання споживачів електроенергії, покращить якість напруги, зокрема її відхилення у віддалених споживачів та підвищить пропускну спроможність всієї мережі з одночасним зменшенням втрат електричної енергії в цій мережі.

Для того, щоб підвищити економічність роботи районної трансформаторної підстанції «Демидівська» і електричної мережі в цілому в даній роботі передбачається оптимізація режиму роботи реконструйованої підстанції.

Вихідними даними для обґрунтування варіанту реконструкції є:

- розрахункова потужність на шинах 10 кВ на десятий рік становитиме 19988 кВА;
- РТП розташована в центральній частині району, в центрі електричного навантаження споживачів;
- кількість відхідних ліній 10 кВ - 7;
- в зоні електропостачання є споживачі I і II категорії за вимогою до надійності електропостачання;

Головна схема електричних з'єднань підстанції - це сукупність основного обладнання, збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури зі всіма виконаними між ними в натурі з'єднаннями.

Вибір головної схеми є визначаючим при проектуванні електричної частини підстанції, тому що вона визначає повний склад елементів і зв'язків між ними. Вибрана головна схема являється вихідною при складанні принципівих схем електричних з'єднань, схем власних потреб, схем вторинних з'єднань, монтажних схем.

При виборі схем електроустановок мають враховуватись такі фактори:

- значення і роль підстанції для енергосистеми;
- положення підстанції в енергосистемі, схема і напруги прилягаючих

мереж;

- категорія споживачів за ступенем надійності електропостачання;
- перспектива розширення і проміжні етапи розвитку підстанції і прилягаючої ділянки мережі;
- надійність електропостачання і вимоги до неї споживачів;
- оперативна гнучкість електричної схеми;
- економічна доцільність схеми;

До даної підстанції підходить лінія 110 кВ і вибрано 2 трансформатори, тому доцільно застосувати схему мостика з масляними вимикачами і ремонтною перемичкою на стороні ліній 110 кВ.

На стороні 35 кВ змонтовані дві збірні шини з секціонуванням з масляними вимикачами зі сторони трансформаторів та ПЛ-35 кВ.

На стороні 10 кВ для РП-10 кВ використані комплектні комірочки типу КР-10 з вакуумними вимикачами на викатних візках. Крім вимикачів на візках змонтовані трансформатори напруги, розрядники, силові запобіжники, роз'єднувачі та ТВП.

2.2. Вибір потужності силових трансформаторів підстанції

Найбільш часто РТП виконують одно або двох трансформаторними. Кількість трансформаторів визначається характером навантаження та категорією електропостачання споживачів.

На підстанції встановлюється два трансформатори оскільки:

- водоймища, полігони чи інші перешкоди не дають можливості зарезервувати хоча б одну з ліній 10 кВ від сусідньої підстанції;
- за розрахунковим навантаженням необхідно встановити один трансформатор потужністю більше 6300 кВ·А;
- неможливо замінити пошкоджений трансформатор протягом однієї доби;

- при шести і більше відхідних ліній 10 кВ.

Рекомендується встановлювати трансформатори з автоматичним регулюванням напруги під навантаженням (РПН).

Потужність одного трансформатора

$$S_{\text{тр}} = 19988/2 = 9994 \text{ кВА.}$$

Оскільки лінії напругою 10 кВ зарезервовані по суміжних лініях від сусідніх підстанцій, то вибираємо два трансформатори типу ТДТН-10000/110. Коефіцієнт використання потужності та коефіцієнт резерву установки :

$$K_{\text{вик}} = S_{\text{н}}/S_{\text{уст}} = 19988/20000 = 0,99.$$

Отже, навантаження практично відповідає номінальній потужності трансформаторів.

Перевіряємо вибрані трансформатори на перевантажувальну здатність в аварійному режимі (при відключенні одного трансформатора), при умові відключення споживачів III категорії.

Споживачі III категорії складають приблизно 40 % всіх споживачів.

$$K_{\text{п.ав}} = (S_{\text{р}} - S_{\text{рIII}}) / S_{\text{ном.т}}$$

$$K_{\text{п.ав}} = (19988 - 0,4 \cdot 19988) / 10000 = 1,19.$$

Оскільки відсутнє перевантаження одного силового трансформатора при відключенні другого, то їх потужність вибрана правильно.

2.3. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, для перевірки і вибору релейного захисту і автоматики, а також вибору засобів і схем грозозахисту, вибору і розрахунку струмообмежуючих та заземлюючих установок. 4

Розрахунок струмів короткого замикання проводимо у відносних одиницях. За базові потужність та напругу приймаємо наступні величини:

$$S_b := 150 \text{ МВА} \quad U_{b110} := 115 \text{ кВ} \quad U_{b10} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$I_{b110} := \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{b110}}$$

$$I_{b110} = 0.753 \text{ кА}$$

$$I_{b10} := \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_{b10}}$$

$$I_{b10} = 8.248 \text{ кА}$$

1. Опір системи: $I_{H_{Відкл}} := 1.5 \text{ кА}$

$$X_c := \frac{I_{b110}}{I_{H_{Відкл}}}$$

$$X_c = 0.502 \text{ в.о.}$$

2. Опір лінії 110 кВ: $x_0 := 0.4 \quad l := 20 \text{ км}$

$$X_l := x_0 \cdot \frac{S_b}{U_{b110}^2}$$

$$X_l = 0.091 \text{ в.о.}$$

3. Опір силових трансформаторів. Для розрахунку необхідно знати опори обмоток вищої і нижчої напруги:

$$S_{НОМ} := 10 \text{ МВА} \quad U_{k_{BC}} := 10.5 \% \quad U_{k_{BH}} := 17.5 \% \quad U_{k_{CH}} := 6.5 \%$$

$$X_B := \frac{1}{200} \cdot \left(U_{k_{BC}} + U_{k_{BH}} - U_{k_{CH}} \right) \cdot \frac{S_b}{S_{НОМ}}$$

$$X_B = 1.613 \text{ в.о.}$$

$$X_H := \frac{1}{200} \cdot \left(U_{k_{BH}} + U_{k_{CH}} - U_{k_{BC}} \right) \cdot \frac{S_b}{S_{НОМ}}$$

$$X_H = 1.013 \quad \text{в.о.}$$

$$X_2 := X_B + X_H \quad X_2 = 2.625 \quad \text{в.о.}$$

$$X_3 := X_2 \quad X_3 = 2.625 \quad \text{в.о.}$$

Опір паралельно з'єднаних силових трансформаторів

$$X_{23} := \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} \quad X_{23} = 1.313 \quad \text{в.о.}$$

4. Опір до шин 110 кВ (точка 1) та до шин 10 кВ (точка 2) підстанції:

$$X_{k1} := X_c + X_l \quad X_{k1} = 0.593 \quad \text{в.о.} \quad R_{k1} := 0$$

$$Z_{k1} := \sqrt{R_{k1}^2 + X_{k1}^2} \quad Z_{k1} = 0.593 \quad \text{в.о.}$$

$$X_{k2} := X_c + X_l + X_2 \quad R_{k2} := 0 \quad X_{k2} = 1.905 \quad \text{в.о.}$$

$$Z_{k2} := \sqrt{R_{k2}^2 + X_{k2}^2} \quad Z_{k2} = 1.905 \quad \text{в.о.}$$

5. Струми трифазного короткого замикання на шинах напругою 110 і 10 кВ:

$$I_{3k1} := \frac{I_{b110}}{Z_{k1}} \quad I_{3k1} = 1.27 \quad \text{кА} \quad I_{3k2} := \frac{I_{b10}}{Z_{k2}} \quad I_{3k2} = 4.329 \quad \text{кА}$$

6. Струми двохфазного короткого замикання на шинах напругою 110 і 10 кВ:

$$I_{2k1} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3_{k1} \quad I_{2k2} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3_{k2}$$

$$I_{2k1} = 1.1 \quad \text{кА} \quad I_{2k2} = 3.749 \quad \text{кА}$$

7. Ударні струми на шинах напругою 110 і 10 кВ:

$$i_{y1} := \sqrt{2} \cdot 1.5 \cdot 3_{k1} \quad i_{y2} := \sqrt{2} \cdot 1.5 \cdot 3_{k2}$$

$$i_{y1} = 2.695 \quad \text{кА} \quad i_{y2} = 9.183 \quad \text{кА}$$

8. Опір до шин 10 кВ споживчої трансформаторної підстанції, що знаходиться в кінці лінії "Демидів-Нова" напругою 10 кВ (точка 3). Так як магістраль лінії 10 кВ буде виконуватись проводом одного перерізу (попередньо визначена марка АС-95), то питомий активний опір буде дорівнювати:

$$r_0 := 0.314 \text{ Ом/км}$$

$$l_{10} := 0.3 + 1.3 + 1 + 2 + 1 + 0.75 + 0.4 + 0.9 + 1.2 + 0.4 + 0.5$$

$$l_{10} = 9.75 \text{ км}$$

$$Xl_{10} := x_0 \cdot 10 \cdot \frac{S_b}{U_{b10}^2} \quad Xl_{10} = 5.306 \text{ в.о.}$$

$$Rl_{10} := r_0 \cdot 10 \cdot \frac{S_b}{U_{b10}^2} \quad Rl_{10} = 4.165 \text{ в.о.}$$

$$Xk_3 := Xk_2 + Xl_{10} \quad Rk_3 := Rk_2 + Rl_{10}$$

$$Zk_3 := \sqrt{Rk_3^2 + Xk_3^2} \quad Zk_3 = 8.328 \text{ в.о.}$$

9. Струми короткого замикання на шинах напругою 10 кВ ТП (точка 3):

$$I_{3k3} := \frac{I_{b10}}{Zk_3} \quad I_{3k3} = 0.99 \text{ кА}$$

$$I_{2k3} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3k_3 \quad I_{2k3} = 0.858 \text{ кА}$$

$$i_{y3} := \sqrt{2} \cdot 1.5 \cdot 3k_3 \quad i_{y3} = 2.101 \text{ кА}$$

	Струми трифазного к.з., кА 1,27	Струми двофазного к.з., кА 1,1	Ударні струми к.з., кА 2,69
на шинах напругою 110 кВ			
на шинах напругою 10 кВ	4,33	3,75	9,18
на шинах напругою 10 кВ ТП-10/0,4кВ	0,99	0,86	2,1

2.4. Вибір електрообладнання підстанції

Надійна та економічна робота електричних апаратів і струмоведучих частин буде забезпечена лише при їх правильному виборі за умовами роботи як в довготривалому номінальному режимі, так і в режимі коротких замикань та інших видів пошкоджень.

В загальному випадку за умовами довготривалого режиму апарати та провідники вибираємо за номінальними напругою і струмом, конструктивним виконанням, типом установки та за умовами навколишнього середовища.

При виборі за номінальною напругою повинна виконуватись умова:

$$U_{н.а.} \geq U_{н.уст.}$$

Всі апарати можуть довгочасно працювати при перенапрузі напрузі на 110...115% від номінальної, що дає можливість встановити апарати у мережах електричних систем, де робоча напруга перевищує номінальну експлуатаційну на цю величину.

Правильний вибір за номінальним струмом забезпечить відсутність небезпечного перегрівання частин апарату при тривалій роботі у номінальному режимі. Для цього необхідно, щоб максимальний струм ($I_{р.маx}$) за час $t > 3 \cdot T$ не перевищував номінального струму апарату:

$$I_{р.маx} \leq I_{н.а.}$$

Провідники і апарати не повинні нагріватися при короткому замиканні більше максимальної температури, встановленої нормами для короткочасного нагрівання при проходженні по ним струму короткого замикання. Для цього проводиться перевірка на термічну та динамічну стійкість шин та апаратів.

2.4.1. Вибір та перевірка електричних шин РП 10 кВ.

В закритих РП 10 кВ ошиновка та збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами. Збірні шини і відгалуження від них до електричних апаратів 10 кВ з провідників прямокутного або коробчатого профілю закріплені на опорних фарфорових ізоляторах. Переріз шин проводиться за економічною густиною струму:

$$F_p = I_{p.\max} / j_e ; \quad j_e = 1.3 \text{ А/мм}^2$$

$$I_{p.\max} = 1,1 \cdot S_H / \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}, \text{ А};$$

$$I_{p.\max} = (1,1 \cdot 10000) / (\sqrt{3} \cdot 11) = 578,0 \text{ А};$$

$$F_p = 578,0 / 1,3 = 444,6 \text{ мм}^2;$$

З довідника вибираємо алюмінієву шину прямокутного перерізу розмірами 80·8 мм², з допустимим струмом 1320 А.

Вибрані по економічній густині струму шини перевіряються:

- за допустимим струмом з умов нагрівання;
- на термічну та термічну стійкість дії струмів короткого замикання.

$$I_{p.\max} = 578,0 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1320 \text{ А};$$

При перевірці шин на термічну стійкість розраховуємо мінімальний допустимий переріз, мм².

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C} \leq F,$$

де С - коефіцієнт, що залежить від матеріалу провідника (для алюмінію С= 88);

B_k - тепловий імпульс кА²·с:

$$B_k = (I_k^3)^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a),$$

де I_k^3 - струм 3-и фазного к.з. на шинах 10 кВ РТП (точка 2);

$t_{\text{відкл}}$ - час вимикання, для лінії 10 кВ становить не більше 0,14 с;

T_a - стала часу затухання аперіодичної складової струму к.з., $T_a=0,185$ с.

$$B_k = (3413^2) \cdot (0,14 + 0,1853) = 3785,784 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$F_{\min} = \sqrt{3785,784 / 88} = 22,11 \text{ мм}^2,$$

що значно менше 640 мм^2 . Отже шини 10 кВ термічно стійкі.

Зробимо перевірку на електродинамічну стійкість.

Згідно з ПУЕ, для шин з алюмінію допустима максимальна напруженість не повинна перевищувати 70 МПа. Якщо в результаті розрахунків виявиться, що реальна напруженість, що діє на шини під час проходження струму короткого замикання буде менше, як 70 Мпа, то шини вибрані правильно .

Напруженість в матеріалі шини, яка виникає при дії згинаючого моменту, МПа;

$$\delta_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{w \cdot a},$$

де l - довжина прольоту між опорними ізоляторами, м;

a - відстань між шинами;

w - момент опору шини відносно осі, перпендикулярній дії сили, см^3 ;

для горизонтально розміщених шин

$$w = b \cdot h^2 / 6,$$

де b - товщина шини, см; h - ширина шини, см;

$$W = 0,8 \cdot 8^2 / 6 = 8,533 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{розр}} = 1,541 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа};$$

Отже шини 10 кВ вибрані правильно.

2.4.2. Вибір та перевірка вимикачів 10 кВ.

Вимикач являється основним апаратом в електроустановках для вмикання та вимикання кіл в будь-яких режимах: тривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід, несинхронна робота. Найбільш тяжкою і відповідальною операцією є вимкнення струмів короткого замикання і вмикання на існуюче коротке замикання.

До вимикачів високої напруги ставляться такі вимоги:

- надійне вимкнення будь-яких струмів;
- швидка дія, тобто найменший час вимкнення;
- придатність до швидкодіючого АПВ;
- легкість ревізії і огляду контактів;
- пожежо- і вибухобезпека;
- зручність транспортування та експлуатації.

Як приклад, приведемо вибір і перевірку вимикача лінії 10 кВ «Демидів-Нова». Вибір та перевірка вимикачів інших ліній проводиться аналогічно.

$$S_{p.\max} = \frac{P_{д.0-1}}{\cos\varphi}, \quad \text{кВА};$$

де $P_{д.0-1}$ та $\cos\varphi$ - відповідно навантаження ділянки 0-1 та коефіцієнт потужності лінії 10 кВ.

$$S_{p.\max} = 1542 / 0,7 = 2203 \text{ кВА};$$

$$I_{p.\max} = \frac{S_{p.\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}}, \quad \text{А};$$

$$I_{p.\max} = 2203 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 127,3 \text{ А}.$$

Вибираємо вакуумний вимикач типу ВВ/TEL -10 [2].

Перевірку виконуємо в табличній формі (табл.2.1).

$$It^2 \cdot t_{\text{н}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

t_k - час проходження струму короткого замикання через вимикач, с,

$$t_k = t_{св} + t_{рз} + T_a,$$

$t_{св} = 0.025$ с - час відключення вимикача;

$t_{рз} = 1,50$ с - час спрацювання релейного захисту.

$T_a = 0,185$ с - час затухання аперіодичної складової струму короткого замикання. З умов вибору видно, що вимикачі вибрані правильно.

Вибір роз'єднувачів 10 кВ проводити непотрібно, тому що вакуумні вимикачі змонтовані на викотних візках.

Таблиця 2.

Умови вибору вимикачів

Параметри вимикача	Умови вибору
Номінальна напруга	$U_{н.в} = 10$ кВ $U_n = 10$ кВ
Номінальний струм	$I_{н.в} = 630$ А $> I_{р.мах}$
Допустимий струм вимикача	$I_{доп.в} = 20$ кА $> I_{р.вим}$
Струм динамічної стійкості	$I_{мах} = 52$ кА $> i_y$
Струм термічної стійкості	$I_t^2 \cdot t_n = 1600$ кА ² · с $> (I_k^3)^2 \cdot t_k$

2.4.3. Вибір вимірювальних трансформаторів.

Трансформатори струму в колах 10 кВ призначені для живлення: релейного захисту, струмових котушок приладів обліку та контролю навантаження. Трансформатори струму вибираються за умовами, наведеними в табл. 2.2.

Для лінії 10 кВ вибираємо трансформатори струму типу ТПЛ-10.

Клас точності ТС до яких приєднуються лічильники електроенергії для грошового розрахунку, повинен бути 0,5, для технічного обліку електроенергії

допускається клас точності 1,0. Для приєднання реле і різноманітних пристроїв достатнім є клас точності 10.

Навантаження ТС:

$$S_2 = S_{\text{пр}} + I_{\text{н2}}^2 (R_{\text{пров}} + R_{\text{кон}}), \text{ ВА};$$

де $I_{\text{н.2}}$ - номінальний вторинний струм;

$S_{\text{пр}}$ - сумарна потужність послідовно ввімкнених приладів;

$R_{\text{пров}}, R_{\text{кон}}$ - опори з'єднувальних проводів та контактів.

Таблиця 2.2

Вибір трансформаторів струму 10 кВ

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номінальна напруга	$U_{\text{н.ТС}} = 10 \text{ кВ} \quad U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
Номінальний первинний струм	$I_{\text{н1}} = 150 \text{ А} > I_{\text{р.мак}}$
Номінальний вторинний струм	$I_{\text{н2}} = 5 \text{ А}$
Номінальна вторинна потужність	$S_{\text{н2}} = 15 \text{ В} \cdot \text{А} \quad S_2 = 7,6 \text{ В} \cdot \text{А}$
Клас точності	0,5/P
Кратність струму: термічної стійкості $k_t = I_{\text{т}} / I_{\text{пр}}$	$(k_t \cdot I_{\text{н1}})^2 = 81,0 \text{ кА}^2 > (I_{\text{к}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{к}}$
динамічної стійкості $k_{\text{д}} = i_{\text{мак}} / \sqrt{2} \cdot I_{\text{н1}}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н1}} \cdot k_{\text{д}} = 35,35 \text{ кА} \gg i_{\text{у}}$

В комірках лінії 10 кВ встановлюються один електронний лічильник електроенергії типу «Gamma» і регулятор потужності конденсаторних установок, для яких сумарна потужність навантаження $S_{\text{пр}} = 2,5 \text{ В} \cdot \text{А}$ та один амперметр типу Е-335, $S_{\text{пр}} = 0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$.

$$S_2 = 2,5 + 0,5 + 5^2 \cdot (R_{\text{пров}} + 0,1) = 5,5 + 25 \cdot R_{\text{пров}}.$$

Склавши рівняння :

$$S_{\text{н.2}} = 15 = S_2 = 5,5 + 25 \cdot R_{\text{пров}}.$$

Отримаємо

$$R_{\text{пров}} = 9,5/25=0,38 \text{ Ом.}$$

Необхідний переріз з'єднувальних проводів:

$$F_{\text{пров}} = \rho \cdot L_p / R_{\text{пров}}.$$

За механічною міцністю приймаємо алюмінієвий провід АВВГ з жилами перерізом 4 мм². Реальні втрати потужності S_2 будуть:

$$S_2 = 3.0 + 25 \cdot (0,085 + 0.1) = 7,625 \text{ В} \cdot \text{А.}$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k \leq (k_t \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_T;$$

де B_k - тепловий імпульс $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ за розрахунками: $B_k = 22.19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

k_t - кратність термічної стійкості по каталогу;

t_T - час термічної стійкості по каталогу:

$$(k_t \cdot I_{\text{н1}})^2 = (90 \cdot 0,15)^2 = 182,25 \text{ кА}^2.$$

Перевірка на динамічну стійкість;

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н1}} \cdot k_d > i_y;$$

Трансформатори напруги (ТН) призначені для зниження високої напруги до стандартної величини 100 або $100/\sqrt{3}$ В, а також для розділу кіл вимірів і релейного захисту від первинних кіл високої напруги. В залежності від призначення можуть застосовуватись ТН з різними схемами з'єднань обмоток. Кількість ТН 10 кВ має відповідати кількості збірних шин 10 кВ.

Вибираємо трансформатор напруги типу НАМИ-10 [2].

Перелік приладів підключених до вторинного кола НАМИ зведено в табл.2.3.

Сумарне вторинне навантаження буде:

$$S_{2\text{сум}} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2} \text{ ВА.}$$

При даному вторинному навантаженні ТН буде працювати в даному класі точності.

Для захисту ТН від дії струмів к.з. приймаємо запобіжники ПКТ-10.

Таблиця 2.3

Перелік приладів та вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	Потужність одної катушки	Кількість катушок шт.	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Кількість приладів	Значення потужності	
							P,Вт	Q,Вар
Вольтметр	E-335	2,0	1	1,0	0	2	4	—
Лічильники електроенергії	Gamma	2,5	2	0,38	0,93	9	17.1	41. 63
Регулятор потужності КУ		2,5	2	0,38	0,93	2	3.80	9.30

2.4.4. Вибір трансформаторів власних потреб.

Склад споживачів власних потреб підстанції залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів, наявності синхронних компенсаторів, типу електрообладнання.

Найбільш відповідальними споживачами власних потреб підстанції є оперативні кола, система зв'язку, телемеханіки, система охолодження трансформаторів, аварійне освітлення, система пожежогасіння, пристрої для обігріву лічильників та вимикачів.

В період ремонтних робіт до ТВП під'єднують електрозварювальний апарат потужністю 12 кВт, компресор 4,5 кВт, маслонасос 1,5 кВт. Для освітлення території підстанції та обігріву приладів обладнання необхідно 10 кВт.

Необхідну потужність ТВП приймаємо 1% від загальної потужності

підстанції

$$S_{\text{твп}} = \frac{(S_{\text{н1}} + S_{\text{н2}}) \cdot 1}{100} = 20000 \cdot 1 / 100 = 200 \text{ кВА.}$$

Приймаємо два трансформатори типу ТМ-100/10, котрі встановлюються в шафі РП-10 кВ та під'єднуються до вводу через запобіжники ПК-10. Захист здійснюється плавкою вставкою

$$I_{\text{пл.в}} = (1.15 \dots 2) \cdot I_{\text{н.р}},$$

$$I_{\text{н.р}} = S_{\text{н}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}.$$

$$I_{\text{пл.в}} = 1,5 \cdot 5,78 = 8,67 \text{ А.}$$

Вибираємо плавку вставку на струм 10 А.

РОЗДІЛ 3

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

3.1. Розрахунок струмових захистів силових трансформаторів

Вибираються уставки максимальних струмових захистів трьохобмоткових трансформаторів з $N=(115\pm 10\%):(38,5\pm 5\%)/11$ кВ, $S_{номTp}=10000$ кВА.

На стороні 35 кВ паралельна робота трансформаторів не допускається, на стороні 10 кВ - допускається. На кожному із трансформаторів виконано по два комплекти максимальних струмових захисти з пуском по мінімальній напрузі: один на стороні 10 кВ, іншої на стороні 110 кВ із двома ступенями витримки часу [5].

1. Розраховуються струми к. з. у максимальному і мініальному режимах системи при паралельній і роздільній роботі трансформаторів з урахуванням максимального і мінімального опорів трансформатора. Величини струмів к. з., приведені до напруги 110 кВ, показані на рис.3.1.

2. Розраховується режим самозапуску загального навантаження (вважаючи, що навантаження розподілене на сторонах середньої і нижчої напруг як 0,4 і 0,6 номінальної потужності трансформатори).

3. Розраховуються уставки МСЗ 2 з комбінованим пуском по напрузі на секційному вимикачі СВ 10 кВ. За умовою узгодження з захистами 1 відхідних ліній струм спрацьовування обраний рівним 650 А. Чутливість захисту забезпечується (при рівнобіжній роботі трансформаторів і к.з. на одній із секцій 10 кВ через СВ протікає струм 1950 А).

4. Розраховуються уставки максимального струмового захисту 3 на стороні 10 кВ трансформатора.

а) Струм спрацьовування вибирається за умовами (1-1) [8], при $k_{сзн} = 1$, і (1-4) [8]. За умовою (1-4) [12] узгодження з захистом 2

$$I_{с.з3} \geq 1,25 \cdot 650 = 800 \text{ А, чи } 150\% I_{\text{ном.тр.}}$$

Коефіцієнт чутливості захисту по струму при двофазному к. з. в основній зоні: 2,4 - при паралельній роботі трансформаторів; 2,8 – при їхній роздільній роботі на стороні 10 кВ.

б) Час спрацьовування вибирається на ступінь селективності $\Delta t = 0,5$ с більше часу спрацьовування захисту 2 СВ-10 кВ, тобто 2,5 с.

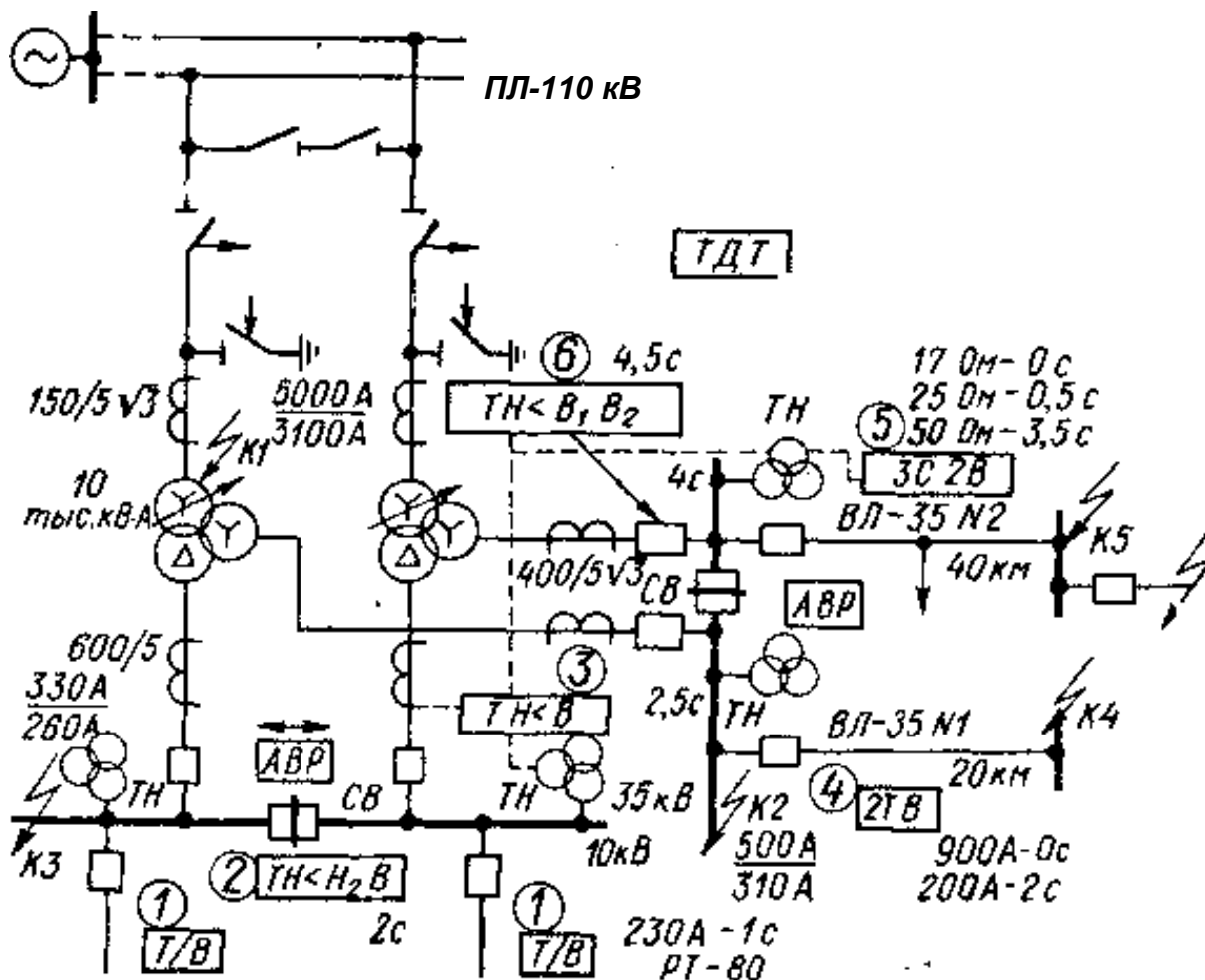


Рис. 3.1. Схема двохтрансформаторної підстанції з позначенням видів релейного захисту і автоматики: ТН < V₁V₂ - максимальний струмовий захист із пусковим органом напруги з двома ступіннями витримки часу; 3С2В - триступінчастий дистанційний захист; 2ТВ - двоступінчастий максимальний струмовий захист (перша ступінь без витримки часу). Струми, приведені до напруги 110 кВ.

5. Вибирається струм спрацьовування максимального захисту 6,

установленого на стороні 110 кВ трансформаторів, за умовами (1-1) [18], при $k_{сзн} = 1$, і (1-4) [8]. За умовою (1-4) [8] узгодження по чутливості здійснюється з наступними струмовими захистами:

а) з максимальним захистом 3 на стороні 10 кВ цього ж трансформатора:

$$I_{с.зб} \geq k_{н.с} (I_{с.з3} + I_{роб.макс\ 35\ кВ}) = 1400\ А,$$

чи 135 А, приведеним до напруги 110 кВ.

Тут $k_{н.с} = 1,4$ (табл. 2-4) [8]; $I_{роб.макс\ 35\ кВ}$ - навантаження на стороні 35 кВ, прийняте $0,41 \cdot I_{ном.тр} = 200\ А$, приведене до напруги 10 кВ;

б) з максимальним захистом 4 ПЛ-35 кВ Л1:

$$I_{с.з.6} \geq k_{н.с} \cdot (I_{с.з4} + I_{роб.макс\ 10\ кВ}) = 119\ А,$$

приведеним до напруги 10 кВ. Тут

$$I_{роб.макс\ 35\ кВ} = 0,3 \cdot I_{ном.тр} = 17\ А.$$

6. Здійснюється узгодження по чутливості (по струму)

максимального захисту 6 із третьою ступінню дистанційного захисту 5 ПЛ-35 кВ Л2 ($Z_{с.з}'' = 30\ Ом$). Необхідність узгодження обумовлена недостатньою чутливістю захисту 5 у зоні резервування [8].

Для підвищення чутливості максимального захисту 6 трансформатора варто відмовитися від узгодження цього захисту з попереднім дистанційним захистом 5 по струму, а виконати узгодження тільки по напрузі (див. п. 8). При цьому $I_{с.з5}$ може бути прийнятий рівним 135 А (п. 5а):

$$I_{с\ р6} = 135 \cdot \sqrt{3}/30 = 7,8\ А.$$

7. Здійснюється перевірка чутливості (по струму) захисту 6.

а) При двофазному к. з. у точці

$$k_{ч.осн}^{(2)} = 7,9/7,8 = 1,3.$$

(для двохрелейної схеми “трикутник-зірка” $k_{ч.осн}^{(2)}$ був би в 2 рази менше,

що не допускається).

б) При двофазному к. з. у точці КЗ на стороні 10 кВ, коли захист виконує резервні функції; по табл. 2-1 [8] розрахунковий струм у реле через кожний із трансформаторів при їхній паралельній роботі на стороні 10 кВ і ушкодженні на шинах 10 кВ (струм приведений до напруги 110 кВ).

$$I_{p.\text{мін}} = 1,5 \cdot 195 / 30 = 9,7 \text{ А,}$$

де $I_{k.z.\text{мін}}^{(3)} = 95 \text{ А}$ - струм к. з.

Коефіцієнт чутливості

$$k_{\text{ч.рез}}^{(2)} = 9,7 / 7,8 = 1,24 > 1,2.$$

в) При двофазному к. з. у точці К5 наприкінці ПЛ-35 кВ Л2 розрахунковий струм у реле

$$I_{p.\text{мін}} = \sqrt{3} \cdot 175 / 30 = 10 \text{ А; } k_{\text{ч.рез}}^{(2)} = 10 / 7,8 > 1,2.$$

Варто підкреслити, що схема максимального захисту з трьома реле при з'єднанні трансформаторів струму в трикутник сприймає двофазні к. з. за трансформатором зі схемою з'єднання обмоток "зірка-зірка" як трифазне к. з., що є перевагою цієї схеми і визначає її застосування як типової [8].

Тут же варто перевірити можливість застосування схеми з дешунтуванням ЕВ (ЕО), при $I_{c.EB} = 5 \text{ А}$. Для розрахунку по (2-2) і (2-3) [8] визначається $z_{\text{н.расч}}^{(2)}$, що для двохтрансформаторних підстанцій має більше значення, ніж для однострансформаторних через послідовне включення у фазу двох дешунтовуваних електромагнітів: ЕВ короткозамикача і ЕО вимикача на стороні 10 кВ.

По табл. 1-5 [8] для схеми трикутника

$$z_{\text{н.расч}}^{(2)} = (3 \cdot r_{\text{пр}} + 3 \cdot z_p) + 3 \cdot z_{EB} + 3 \cdot z_{EO},$$

де $3 \cdot r_{\text{пр}} + 3 \cdot z_p = 1,8 \text{ Ом}$ [22]; $z_{EB} = z_{EO} = 2,3 \text{ Ом}$.

По (2-3) [18] $U_{2T} = 1,4 \cdot 5 (15,6 + 0,44) \approx 110 \text{ В}$.

З рис.2-3,а [18] для ТВТ-110 при $n_T = 150/5$ (дві обмотки з'єднані послідовно) і при $U_{2T} = 110$ В $I_{\text{нам}} = 4$ А.

Тоді по (2-2) і табл. 2-2 [18]

$$I_{c.3} = 2 \cdot (1,4 \cdot 5 + 4) \cdot 30 / \sqrt{3} = 380 \text{ А},$$

або $720\% I_{\text{ном.Тр}}$ що очевидно неприйнятно.

З огляду на те, що в приводі короткозамикача є тільки два ЕВ, схему з дешунтуванням застосувати не можна.

Якщо ЕВ встановлені у кожній з трьох фаз, то згідно (2-3) $U_{2T} = 55$ В ($k_{\text{сх.ЭВ}}^{(2)} = 2$ - табл. 2-2 [8]), $I_{\text{нам}} \approx 1$ А (рис. 2-3, а), а по (2-2) і табл. 2-2

$$I_{c.3} = \frac{2}{\sqrt{3}} \left(1,4 \cdot \frac{5}{2} + \right) \cdot 30 = 55 \text{ А}$$

Це може бути прийняте для максимального захисту 6 (при відмовленні від резервування), але не для диференціального захисту ($I_{c.3} = 155 \text{ А} = 3 \cdot I_{\text{ном.Тр}}$). Для забезпечення узгодження захисту і ЕВ (ЕО) іноді можна відмовитися від одного з реле захисту. Але в даному випадку це неприйнятно (див. п. 7,а). Таким чином, схема з дешунтуванням ЕВ (ЕО) може застосовуватися. Для живлення ЕВ і ЕО використовуються попередньо заряджені конденсатори [8].

8. Вибираються уставки реле пускових органів напруги захистів 6, 3, 2.

а) Напруга спрацьовування мінімальних реле напруги захисту 6, включених на шинний трансформатор напруги 35 кВ, вибирається за умовами (2-21) і (2-24) [8]. За умовою (2-21) $U_{c.3} \leq 0,6 \cdot U_{\text{ном.Тр}}$ (з розрахунку самозапуску). За умовою узгодження з дистанційним захистом ПЛ-35 кВ Л2

$$U_{* \text{ с. з}} \leq \frac{0}{1,1 (22 + 50)} = 0,63,$$

де $z_{c.e} = 22$ Ом - найбільший опір до шин 35 кВ трансформатора, що захищається, (з розрахунку струмів к. з, у мінімальному режимі).

Вибирається менше

$$U_{c.3} = 0,6 \cdot U_{\text{ном.Тр}} = 0,6 \cdot 38\,500 = 23\,100 \text{ В}.$$

При $n_H = 35\ 000/100$ $U_{c,p} = 66$ В.

Оскільки визначення чутливості в основній зоні (на шинах 35 кВ) не потрібно, здійснюється розрахунок $k_{ч,рез}^{(2)}$ при трифазному чи двофазному к. з. наприкінці зони резервування – наприкінці ПЛ-35 кВ Л2 (точка К5), у максимальному режимі системи за умовою:

$$k_{ч.Н}^{(3)} = k_{ч.Н}^{(2)} = U_{c.з}/U_{ост} = 23\ 000/21\ 000 \approx 1,1,$$

тобто резервування к. з. на лінії, що відходить, забезпечується, але без необхідного запасу ($k_{ч} < 1,2$).

Для порівняння слід зазначити, що у випадку застосування комбінованого пускового органу $k_{ч.І}^{(3)} > 1,3$ - по умові (2-23), а $k_{ч.Н}^{(2)}$, зазвичай, значно вище необхідного, тобто далеке резервування надійно забезпечується. Однак комбінований пусковий орган не дозволяє зробити узгодження по напрузі з попереднім дистанційним захистом через свою високу чутливість до несиметричного к. з. Вибір того чи іншого пускового органу повинний здійснюватися в залежності від того, що є в конкретному випадку більш важливим: узгодження захистів по чутливості чи забезпечення далекого резервування. Узгодження захистів по чутливості важливо, головним чином, у тих випадках, коли неселективне спрацьовування (при відсутності узгодження) викликає більш важкі наслідки, ніж не відключення к. з. внаслідок недостатньої чутливості в зоні резервування.

При недостатній чутливості в зоні резервування в останній час застосовують додаткові комплекти максимального захисту трансформаторів підвищеної чутливості чи пристрої резервування відмови вимикачів і захистів відхідних ліній [8].

б) Напруга спрацьовування реле пускового органу, включеного на стороні 10 кВ, використовуваного для пуску максимальних захистів 3 і 6 (виконаного також за схемою “неповна зірка-зірка”, аналогічно пусковому органу на стороні 35 кВ), вибирається за умовою (2-21) і, при необхідності, за умовою (2-

24) [8] узгодження по чутливості з попередніми захистами (якщо не забезпечується узгодження по струму).

Напруга спрацьовування при цьому повинна бути трохи (на 5-10%) нижчою, ніж напруга спрацьовування реле пускового органу попередньої захисту 2, включеного на міжфазну напругу. У даному випадку для пускового органу захистів 3 і 6

$$U_{c.з} = 0,55 \cdot U_{ном.Гр} = 0,55 \cdot 11\,000 = 6000 \text{ В};$$

$$U_{c.p} = 60 \text{ В (при } n_n = 10000/100).$$

в) Для реле 1 комбінованого пускового органу захисту 2 $U_{c.p} = 1,05 \cdot 60 = 63$ В. Для реле 2 цього ж органу $U_{2c.p} = 6$ В. Однак треба відзначити, що при установці на попередніх лініях 10 кВ дистанційних захистів (типу ДЗ-10) переважніше застосувати і для захисту 2 пусковий орган із трьох реле напруги, що дозволить легко забезпечити узгодження по чутливості (по напрузі) максимального захисту 2 на СВ-10 кВ із дистанційними захистами відхідних ліній 10 кВ цієї підстанції за умовою.

Чутливість у зоні резервування перевіряється по (2-23а) чи по (2-22) і (2-23) [8] відповідно для пускового органу захистів 3 і 6 і комбінованого пускового органу захисту 2 (у даному випадку не визначається).

9. Вибирається час спрацьовування максимального захисту 6 для першої ступені (B_1) з умови забезпечення селективності з тими попередніми захистами, з якими здійснювалося узгодження по чутливості. Визначальним є час спрацьовування третьої ступені дистанційного захисту 5 ПЛ-35 кВ Л2 ($t_{c.35}^{III} = 0,5 \text{ с}$), тоді $t_{c.ев1} = 4 \text{ с}$; $t_{c.ев2} = 4,5 \text{ с}$.

10. Вибираються уставки максимального захисту з комбінованим пуском по напрузі на секційному вимикачі СВ-35 кВ, що вводиться в роботу при відсутності одного з трансформаторів. Оскільки через СВ може бути включена тільки одна з ПЛ-35 кВ, то забезпечення узгодження між захистами цієї лінії і СВ не обов'язково. Тому вибирається $t_{c.з.СВ} = 3,5 \text{ с}$ (із прискоренням до 0,5 с при роботі АВР).

Відповідно струм спрацьовування захисту СВ повинний бути

$$t_{c.з.СВ} \geq I_{c.з6} / k_{н.с.} = 135/1,4 = 100 \text{ А}$$

чи 300 А, приведеним до напруги 35 кВ.

Чутливість захисту при к. з. на шинах 35 кВ забезпечується.

Далі повинна бути перевірена можливість використання максимального захисту СВ для заміни лінійних захистів на період їхньої перевірки.

11. Здійснюється розрахункова перевірка трансформаторів струму відповідно до [8]. Перевірка на 10%-ну похибку здійснюється для максимального струмового захисту, але з урахуванням того, що реле цього захисту включені в колі диференційного захисту.

Якщо в схемах з дешунтуванням ЕВ, що використовують енергію попередньо заряджених конденсаторів для ЕВ (ЕО), застосовуються струмові проміжні реле типу РП-341 і струмові реле часу типу РВМ-12, то їх необхідно враховувати при визначенні $Z_{розр}$.

3.2. Технічне забезпечення релейного захисту підстанції

Пристрій мікропроцесорний захисту, автоматики, контролю й управління МРЗС-05-05, призначений для виконання функцій диференційно-фазового захисту трансформатора і складається з:

- основного захисту від к.з. з абсолютної селективністю (ОЗТ);
- захисту від перевантаження (ЗП);
- газового захисту (ГЗ);
- теплового захисту, що реагує на температуру масла зсередині бака трансформатора (ТЗ).

Загальні технічні характеристики.

Номинальні входні аналогові сигнали: змінний фазний струм $I_n = 5 \text{ А}$, напруга змінного струму фазна $I, I_{нф} - 100/\sqrt{3} \text{ В}$, частота змінного струму 50 Гц.

Електроживлення:

- напруга оперативного постійного струму 220 («+30», «- 65») У;
- споживана потужність по колу електроживлення в черговому режимі не більш 6 Вт і в режимі видачі команд не більш 12 Вт при одночасному включенні всіх командних реле;
- функціонування пристрою не порушується при короткочасних, до 50 мс, провалах напруги живлення до нуля.

Потужність, споживана по ланцюгах перемінного струму при номінальному струмі $I_n=5$ А не більш 0,5 ВА на фазу.

Припустиме перевантаження по колах вхідних струмів і напруг:

- тривалий режим роботи - $3 \cdot I_n$, $1,5 \cdot I_n$;
- струм односекундної термічної стійкості $50 I_n$;

Комутаційна здатність контактів реле кіл відключення і включення вимикачів:

- при замиканні і розмиканні кіл змінного струму не більш 250 В, 8А, 1000 ВА;
- при замиканні кіл постійного струму не більш - 250 В, 5 А, 1000 Вт;
- при розмиканні кіл постійного струму з індуктивним навантаженням і постійною часу, що не перевищує 0,02 с при напрузі до 250 В не більш 30 Вт;
- припустимий струм через контакти реле - 8 А довгостроково.

Технічні можливості МРЗС.

Конструктив - розширений з 14 реле і 16 ДВ, вимірюються наступні величини: три фазних струми сторони НН, три фазних струми сторони ВН, три фази напруги.

За обмірюваним значенням обчислюються наступні величини:

- розрахунковий струм нульової послідовності високої сторони;
- розрахунковий струм нульової послідовності низької сторони;
- струм зворотної послідовності високої сторони;
- струм зворотної послідовності низької сторони;

- три фази диференціального струму;
- три фази другої гармоніки диференціального струму;
- три фази струму гальмування;
- три фази струму спрацювання першої ступені;
- три фази струму спрацювання другої ступені;
- активна і реактивна потужності низької сторони.

Всі виміряні і обчислені величини виводяться на мінідисплей пристрою.

У пристрої крім захистів реалізовані ряд інших функцій.

Діагностика. МРЗС забезпечує самодіагностику з виявленням несправності з точністю до знімного блоку з контролем вхідних аналогових кіл і вихідних кіл та впливів (включаючи обмотки реле).

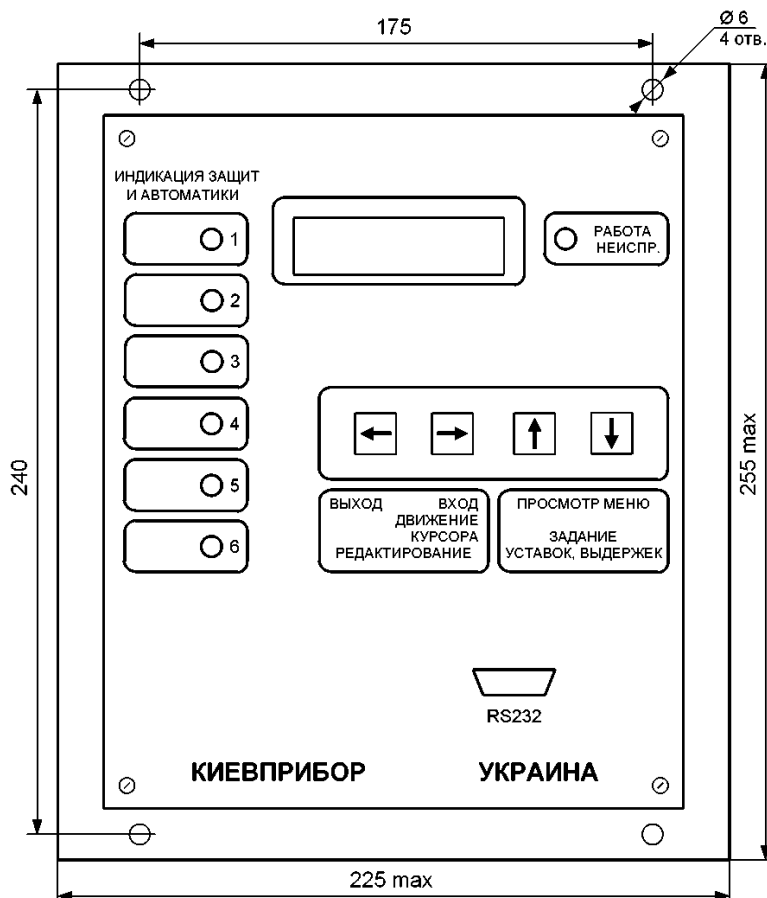


Рис. 3.1. Пристрій мікропроцесорний захисту, автоматики, контролю й управління МРЗС-05-05. Вигляд спереду.

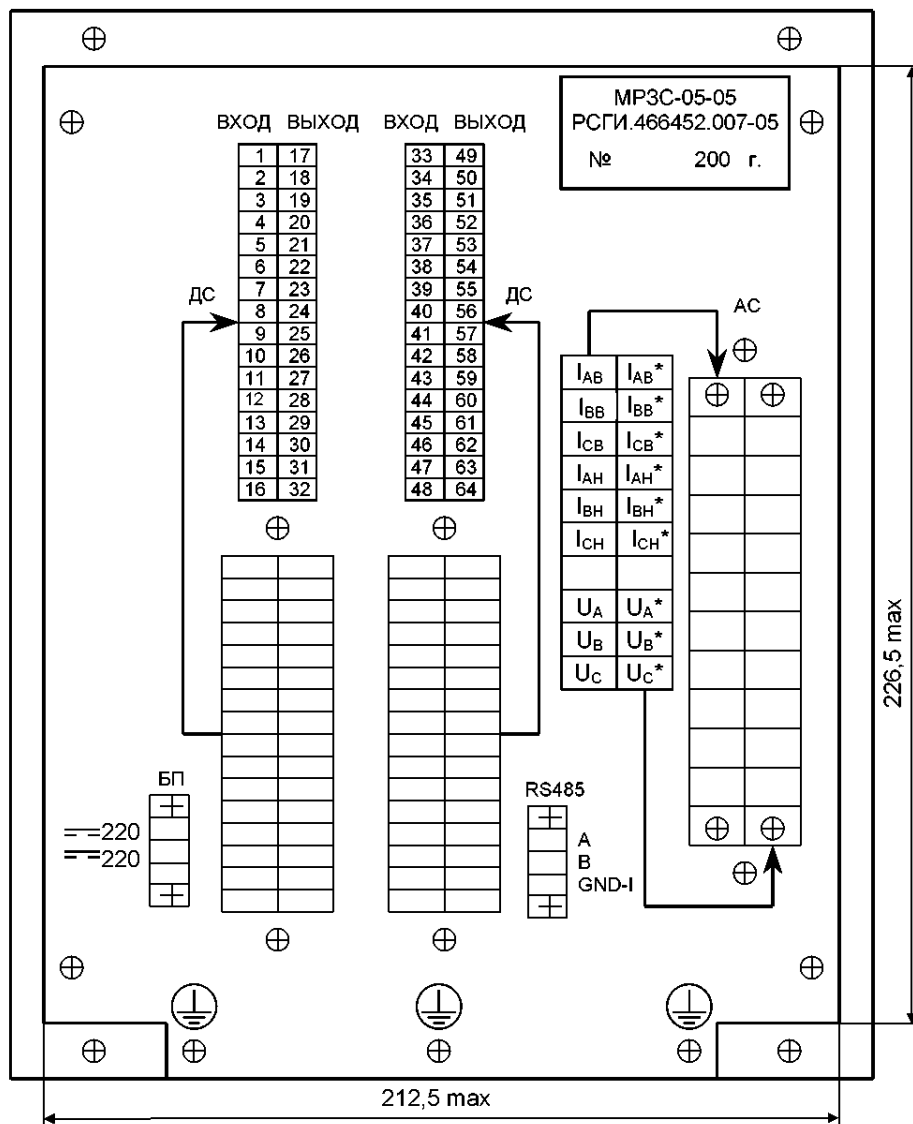


Рис.3.2. Пристрій мікропроцесорний захисту, автоматики, контролю й управління MP3C-05-05. Вигляд ззаду.

Будова.

MP3C являє собою мікропроцесорну систему на базі сигнального процесора ADSP2189 (структурна схема MP3C-05-05 наведена на рис.4.1).

Блок датчиків струму і напруги БДТН1 ДЗТ РСГИ.468171.019 призначений для гальванічної розв'язки від вторинних кіл вимірювальних трансформаторів струму і напруги, для узгодження рівнів струмів $i(t)$, напруг $u(t)$ з рівнями вхідних аналогових сигналів вузла аналого-цифрового перетворювача (АЦП) блока БВ1-MP3C.

Блок обчислювача БВ1-MP3C (РСГИ.467444.027) призначений для

виконання аналого-цифрового перетворення вхідних аналогових сигналів $i(t)$, $u(t)$ у цифрові сигнали $i(n)$, $u(n)$; виконання усіх функцій виміру, захистів, автоматики, діагностики, реєстрації аварійних подій із прив'язкою до реального часу; настроювання МРЗС; керування всіма програмно-доступними блоками (БДВВ1-МРЗС, ЗБД-МРЗС, БИ-МРЗС); робить обмін інформацією з зовнішніми пристроями і користувачем.

Блок інтерфейсний БИ-МРЗС РСГИ.467119.006 призначений для підключення МРЗС до комп'ютера через інтерфейс RS232, а також у локальну мережу через інтерфейс RS485. За допомогою комп'ютера є можливість зробити налагодження МРЗС, записати уставки, вважати зареєстровані аварійні події.

Блоки дискретних входів виходів БДВВ1-МРЗС РСГИ.467119.014 призначені для гальванічної розв'язки МРЗС, узгодження за рівнем і зчитування в обчислювач шістнадцяти вхідних дискретних сигналів, і вихід на 14 реле.

Блок дисплейний ЗБД-МРЗС РСГИ.467846.007 містить рідинно-кришталевий індикатор (два рядки по 16 символів у рядку), чотири клавіші, сім світлодіодів і призначений для організації взаємодії користувача з МРЗС:

- налагодження і конфігурування;
- введення уставок;
- установки часу;
- виведення на індикатор поточної інформації про аварійні події;
- сигналізації про всі спрацьовування систем захисту через світлодіоди.

Живлення МРЗС здійснюється постійною напругою оперативного постійного струму 220 (+30, мінус 65) В. Напруга живлення надходить на блок живлення БП1-МРЗС. У блоці БП1-МРЗС виробляються вторинні напруги живлення "5V" і "12V". Кола вторинних напруг гальванічно розв'язані з кола напруги 220 В. Напруга живлення "5V" використовується для живлення всіх цифрових і аналогових вузлів МРЗС, напруга "12V" - для живлення обмоток

сигнальних і командних реле.

Уставки, витримки і керування.

Уставки ОЗТ: диференційний струм.

Вирівнювання В - уставка вирівнювання високої сторони - від 2,5 А до 10,0 А, крок 0,01 А;

Вирівнювання Н -уставка вирівнювання низької сторони - від 2,5 А до 10,0 А, крок 0,01 А;

Група з'єднання - уставка групи з'єднання трансформатора - від 0 до 11, крок 1;

Початковий струм - уставка початкового диференціального струму - від 0,5 А до 10,0 А, крок 0,01 А;

Збільшення - уставка збільшення диференціального струму - від 2,0 А до 25,0 А, крок 0,01 А.

Гальмування - уставка коефіцієнта гальмування – 30... 90,0 %, крок 0,1 %;

Розподіл - уставка коефіцієнта розподілу струму – 0...100, %, крок 0,1 %;

Обмеження - уставка обмеження струму гальмування - від 20,0 А до 80,0 А, крок 0,01 А.

Аперіодична.

Розбаланс - уставка коефіцієнта відношення позитивних і негативних площ напівхвиль - від 2,0 до 10,0, крок 0,1;

Блокування - уставка часу блокування захисту при фіксуванні аперіодичної складовий - від 0,05 с до 1,- с, крок 0,01 с.

Намагнічування. Розбаланс - уставка коефіцієнта відносно рівня другої гармоніки диференціального струму до рівня першої гармоніки - від 0 % до 50,0 %, крок 0,1 %.

Модуль КВ - уставка коефіцієнта повернення диференціального струму – від 90,0 % до 50,0 %. Крок 0,1 %.

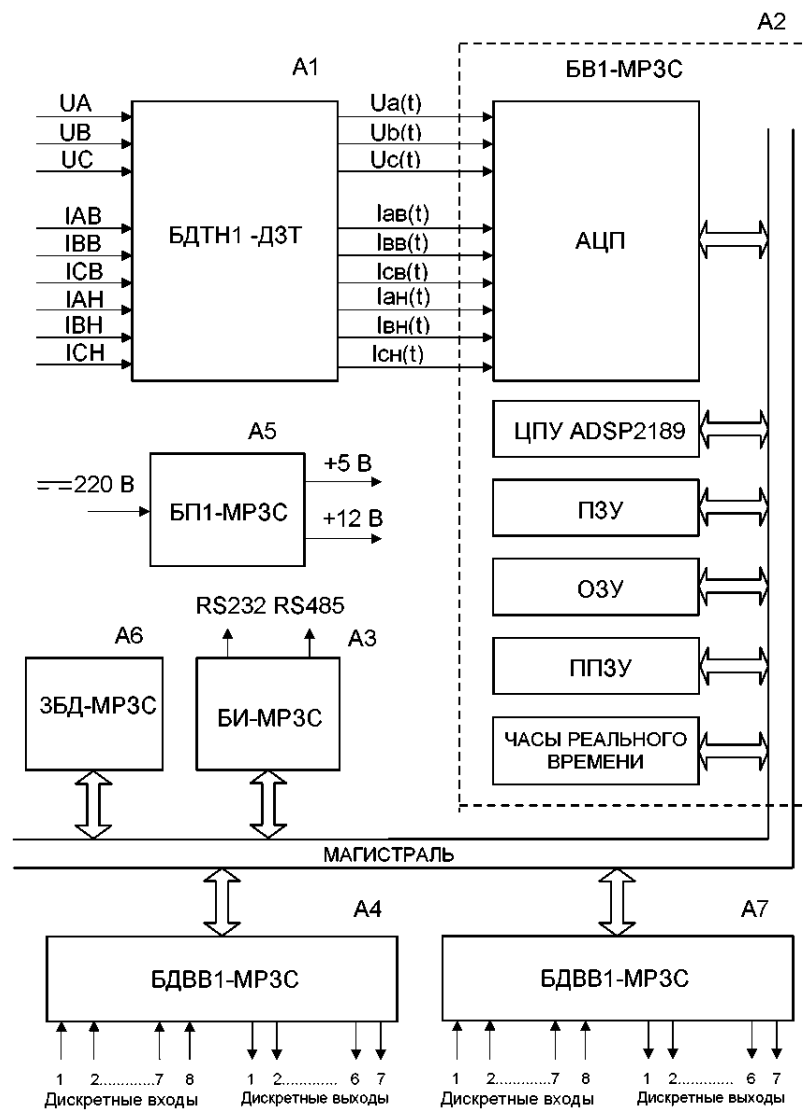
Витримки ОЗТ: витримка ОЗТ1 - витримка першої ступені ОЗТ - від 0,0 с до 32,0 с, крок 0,01 с;

- витримка ОЗТ2 - витримка другої ступені ОЗТ - від 0,0 с до 32,0 с, крок 0,01 с.

Керування ОЗТ: - 1 ступінь ОЗТ - увімкнути (ВКЛ) у роботу чи вимкнути (ОТКЛ) з роботи ОЗТ1;

- 2 ступінь ОЗТ - увімкнути (ВКЛ) у роботу чи вимкнути (ОТКЛ) з роботи ОЗТ2;

Гальмування: увімкнути (ВКЛ) в роботу чи вимкнути (ОТКЛ) з роботи гальмування.



A1...A7-позиційні позначення блоків у відповідності з електричною схемою

Рис.3.3. Структурна схема МРЗС-05-05.

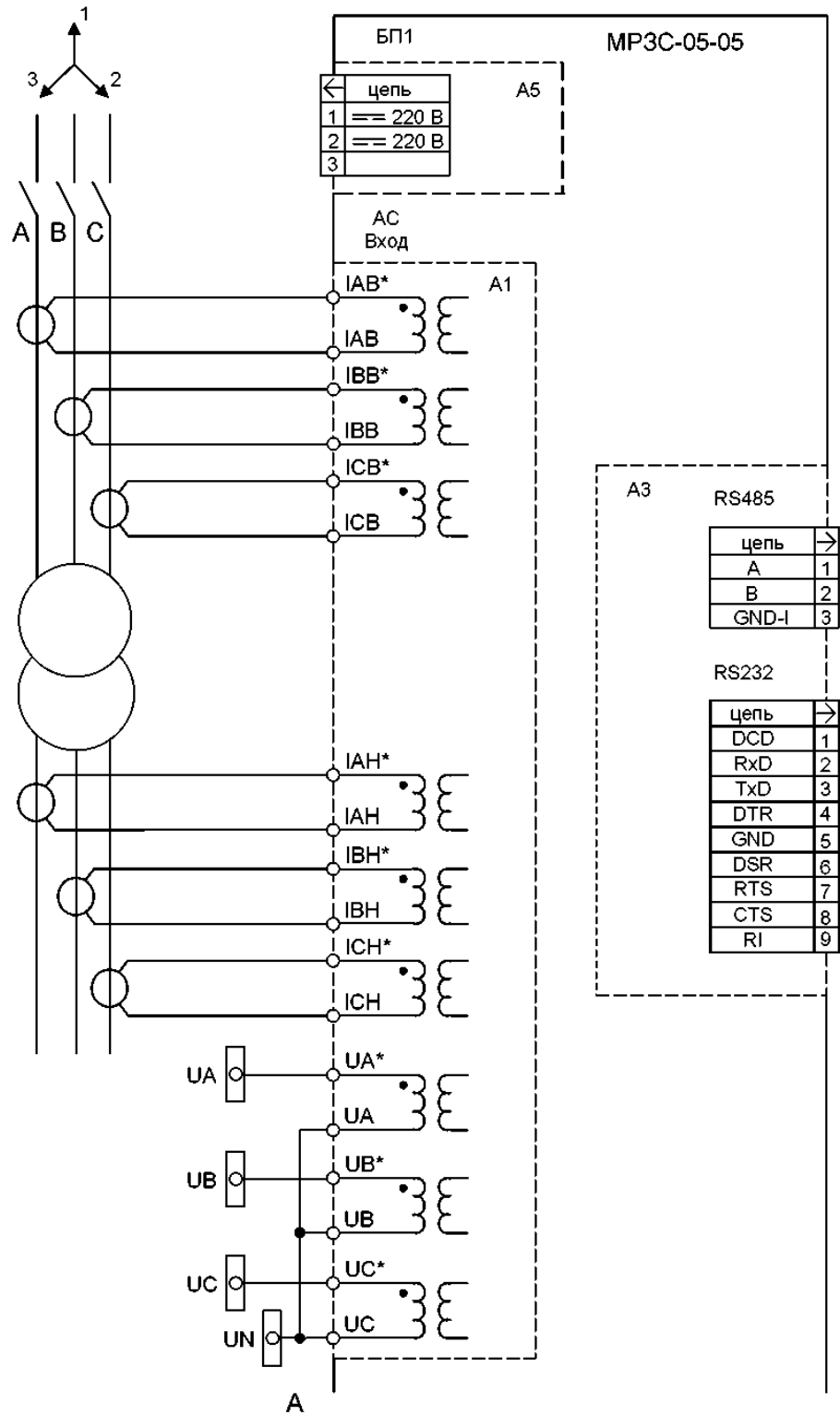


Рис.3.4. Схема підключення МРЗС-05-05.

Таблиця 3.1

Діапазон допустимих значень параметрів МРЗС

Параметр	Діапазон значень	Крок встановлення значень
ОЗТ		
Диференціальний струм		
Вирівнювання В	5,0...10,0 А	0,01 А
Вирівнювання Н	5,0...10,0 А	0,01 А
Група з'єднання	0...11	1
Початковий струм	0,5...10,0 А	0,01 А
Збільшення	2,0. ...25,0 А	0,01 А
Гальмування		
Гальмування	30,0...90,0 %	0,1 %
Розподіл	0,0...100,0 %	0,1 %
Обмеження	20,00...80,00 А	0,01 А
Аперіодична		
Розбаланс	2,0...10,0	0,1
Блокування	0,05...1,00 с	0,01 с
Намагнічування		
Розбаланс	0,0...50,0 %	0,1 %
Модуль КВ	90,0...98,0 %	0,1 %
Витримка ОЗТ1	0,00...32,00 с	0,01 с
Витримка ОЗТ2	0,00...32,00 с	0,01 с
ЗП		
Струм ЗП	2,00...10,00 А	0,01 А
Витримка ЗП	0,05...32,00 с	0,01 с
ГЗ		
Витримка ГЗ1	2,00...10,00 с	0,01 с
Витримка ГЗ2	0,00...0,50 с	0,01 с
Витримка ГЗ РПН	0,00...0,50 с	0,01 с
ТЗ		
Витримка ТЗ	0,00...10,00 с	0,01 с

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ
110/35/10 КВ

4.1. Аналіз пропускної спроможності підстанції до реконструкції

Технічні характеристики силового трансформатора **більшої** потужності.

Номінальна потужність обмоток силового трансформатора згідно п.1.3:

$$S_B := 10000 \text{ кВА} \quad S_C := 10000 \text{ кВА} \quad S_H := 10000 \text{ кВА}$$

$$I_X := 1 \text{ \%} \quad P_X := 17 \text{ кВт} \quad P_K := 76 \text{ кВт}$$

Напряга короткого замикання пар обмоток силового трансформатора

$$U_{КВС} := 10.5 \text{ \%} \quad U_{КВН} := 17.5 \text{ \%} \quad U_{КСН} := 6.5 \text{ \%}$$

Напряга короткого замикання обмоток силового трансформатора

$$U_{КВ} = 10.75 \text{ \%} \quad U_{КС} = -1.25 \text{ \%} \quad U_{КСН} := 0 \text{ \%} \quad U_{КН} = 6.75 \text{ \%}$$

Приведені втрати потужності в трансформаторі, що додатково враховують втрати активної потужності від передачі реактивної потужності трансформатора:

- змінні втрати

$$P_{V_B} := \left(\gamma_k + \gamma \cdot J_{KB} \cdot \frac{S_B}{100} \right) \quad (4.1)$$

- постійні втрати в трансформаторі

$$P_C := P_X + \gamma \cdot X \cdot \frac{S_B}{100} \quad (4.2)$$

де γ - економічний еквівалент реактивної потужності ЕЕРП

$$\gamma = 1.08 \frac{\text{кВт}}{\text{кВАр}}$$

Технічні характеристики силового трансформатора **меншої** потужності.

Номінальна потужність обмоток силового трансформатора:

$$S_{B_M} := 6300 \text{ кВА} \quad S_{C_M} := 6300 \text{ кВА} \quad S_{H_M} := 6300 \text{ кВА}$$

$$I_{X_M} := 1.1 \text{ \%} \quad P_{X_M} := 13 \text{ кВт} \quad P_{K_M} := 52 \text{ кВт}$$

Напруга короткого замикання пар обмоток силового трансформатора

$$U_{kvc_M} := 10.5 \% \quad U_{kvh_M} := 17 \% \quad U_{kch_M} := 6 \%$$

Напруга короткого замикання обмоток силового трансформатора

$$U_{kv_M} = 10.75 \% \quad U_{kc_M} = 1.25 \% \quad U_{kc_M} := 0\% \quad U_{kh_M} = 6.25 \%$$

Приведені втрати потужності в трансформаторі, що додатково враховують втрати активної потужності від передачі реактивної потужності трансформатора:

- змінні втрати

$$P_{v_{VM}} := \left(k_M + \cdot \cdot J_{kv_M} \cdot \frac{S_{VM}}{100} \right) \quad (4.3)$$

- постійні втрати в трансформаторі

$$P_{c_M} := P_{x_M} + \cdot \cdot x_M \cdot \frac{S_{VM}}{100} \quad (4.4)$$

- постійні втрати в двох спільно працюючих трансформаторів

$$P_{сум} := P_c + P_{c_M}$$

Добові графіки активного і реактивного навантаження на шинах 35 і 10 кВ, виражені, відповідно кВт і кВАр, представлені на рис.4.1:

$$S_{35} := 13566 \quad \text{кВА}, \quad P_{35} := 10500 \quad \text{кВт},$$

$$Q_{35} := \sqrt{S_{35}^2 - P_{35}^2} \quad Q_{35} = 8.59 \times 10^3 \quad \text{кВАр.}$$

$$S_{10} := 26018 \quad \text{кВА}, \quad P_{10} := 19990 \quad \text{кВт},$$

$$Q_{10} := \sqrt{S_{10}^2 - P_{10}^2} \quad Q_{10} = 1.665 \times 10^4 \quad \text{кВАр.}$$

$$p_{10} := (.4 \ .4 \ .45 \ .54 \ .6 \ .65 \ .65 \ .7 \ .75 \ .95 \ 1. \ .85 \ .8 \ .65 \ .75 \ .75 \ .85 \ .75 \ .65$$

$$q_{10} := (.4 \ .4 \ .45 \ .5 \ .55 \ .6 \ .7 \ .75 \ .85 \ 1. \ .7 \ .65 \ .55 \ .65 \ .75 \ .85 \ .75 \ .65 \ .5 \ .5$$

$$p_{35} := (.4 \ .45 \ .45 \ .5 \ .5 \ .55 \ .6 \ .65 \ .75 \ .95 \ 1. \ .85 \ .75 \ .55 \ .6 \ .65 \ .85 \ .7 \ .65 \ .$$

$$q_{35} := (.4 \ .45 \ .45 \ .45 \ .5 \ .55 \ .65 \ .65 \ .7 \ .85 \ .95 \ .8 \ .75 \ .7 \ .65 \ .7 \ .85 \ .7 \ .65 \ .$$

Повна потужність навантаження протягом доби, кВА:

$$S_{35} := \sqrt{\left[\sum_{i=1}^{24} P_{35} \right]^2 + \left[\sum_{i=1}^{24} Q_{35} \right]^2}$$

$$S_{10} := \sqrt{\left[\sum_{i=1}^{24} P_{10} \right]^2 + \left[\sum_{i=1}^{24} Q_{10} \right]^2} \quad (4.5)$$

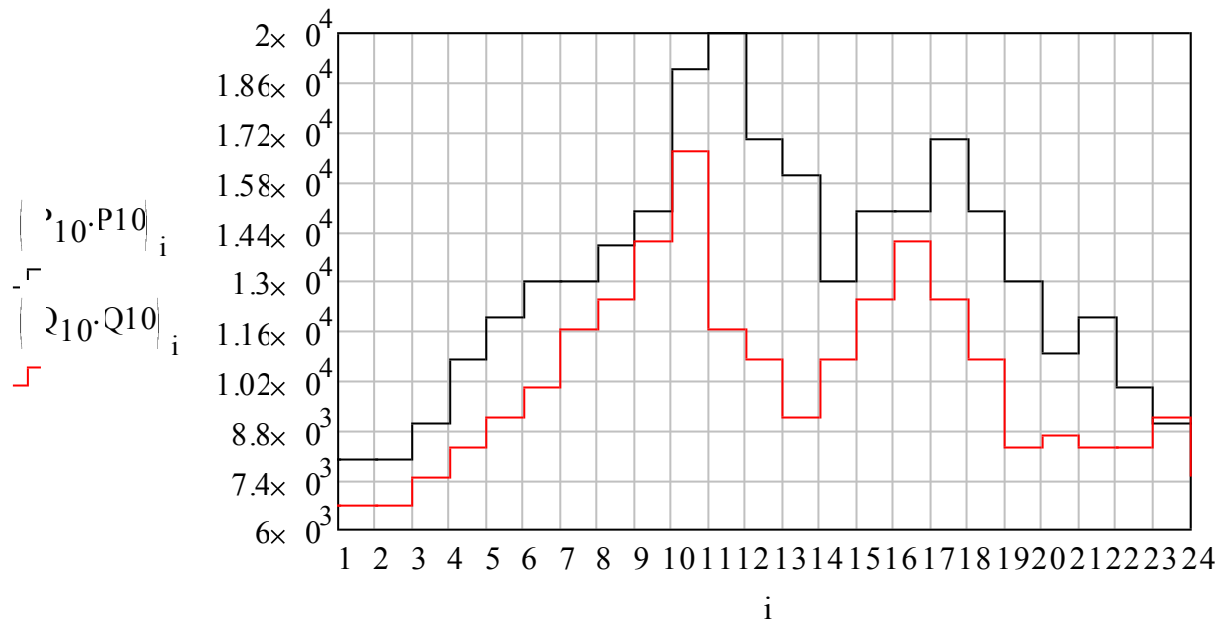


Рис.4.1. Добові графіки активного (кВт) і реактивного (кВАр) навантаження на шинах 10 кВ підстанції.

За добовим графіком навантаження визначимо кількість електроенергії, відпущеної з шин підстанції споживачам в мережу 10 і 35 кВ.

$$W_{річ} := \left[\sum_{i=1}^{24} P_{35} \right] \cdot 65 + \left[\sum_{i=1}^{24} P_{10} \right] \cdot 65 \quad (4.6)$$

Фіктивний час використання максимального активного навантаження згідно заданого добового графіка

$$T_{рmax} := \frac{W_{річ}}{P_{35} + P_{10}} \quad (4.7)$$

Добові втрати електроенергії в двох спільно працюючих трансформаторах:

$$\Delta W_{T_i} := 2 \cdot \rho_{\text{сум}} + \left(v_B + \rho_{v_{BM}} \right) \cdot \frac{|i_{110_i}|^2}{\left(v_B + S_{B_M} \right)^2} + \left(v_C + \rho_{v_{CM}} \right) \cdot \frac{|i_{35_i}|^2}{\left(v_C + S_{C_M} \right)^2} + \left(v_H + \rho_{v_{HM}} \right)$$

Річні втрати електроенергії в двох трансформаторах підстанції:

$$\Delta W_{\text{до річ}} := \left(\sum_{i=1}^{24} W_{T_i} \right) \cdot 165 \quad (4.8)$$

$$\Delta W_{\text{до річ}} = 8.984 \times 10^6 \text{ кВт год}$$

Річні втрати електроенергії в двох трансформаторах підстанції по відношенню до відпущеної електроенергії:

$$\Delta W\% := \frac{\Delta W_{\text{до річ}}}{W_{\text{річ}}} \cdot 100 \quad (4.9)$$

4.2. Аналіз пропускну́ї спроможності підстанції після її реконструкції

За технічними характеристиками силових трансформаторів визначимо розрахункові втрати електроенергії в силових трьохобмоткових трансформаторах підстанції після її реконструкції.

$$S_B := 10000 \text{ кВА} \quad S_C := 10000 \text{ кВА} \quad S_H := 10000 \text{ кВА} \quad I_X := 1 \%$$

$$U_{KBC} := 10.5 \% \quad U_{KBH} := 17.5 \% \quad U_{KCH} := 6.5 \% \quad P_K := 76 \text{ кВт} \quad P_X := 17 \text{ кВт}$$

$$U_{KB} := 0.5 \cdot |J_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}| \quad U_{KH} := 0.5 \cdot |J_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}|$$

$$U_{KC} := 0.5 \cdot |J_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}|$$

$$U_{KB} = 10.75 \% \quad U_{KC} = -1.25 \% \quad U_{KH} = 6.75 \% \quad U_{KC} := 0 \%$$

Визначимо приведені втрати в трансформаторі, що додатково враховують втрати активної потужності від передачі реактивної потужності трансформатора:

- змінні втрати

$$P_{V_B} := \left(r_k + D \cdot J_{KB} \cdot \frac{S_B}{100} \right) \quad P_{V_C} := \left(r_k + D \cdot J_{KC} \cdot \frac{S_C}{100} \right) \quad (4.10)$$

$$P_{V_H} := \left(r_k + D \cdot J_{KH} \cdot \frac{S_H}{100} \right)$$

- постійні втрати в трансформаторі

$$P_C := P_X + D \cdot x \cdot \frac{S_B}{100} \quad (4.11)$$

Добові графіки активного P і реактивного Q навантаження на шинах 35 і 10 кВ, виражені у відносних одиницях (відповідно p і q) від максимальних значень, представлені на рис.4.1:

$$S_{35} := 0 \text{ кВА}, \quad P_{35} := 0 \text{ кВА},$$

$$\cos\phi_{35} = 0 \quad Q_{35} = 0 \text{ кВАр.}$$

$$S_{10} := 18508 \text{ кВА, } P_{10} := 13881 \text{ кВА, } Q_{10} := \sqrt{S_{10}^2 - P_{10}^2}$$

$$\cos\phi_{10} = 0.75 \quad Q_{10} = 1.224 \times 10^4 \text{ кВАр.}$$

$$p_{10} := (.4 \ .4 \ .45 \ .54 \ .6 \ .65 \ .65 \ .7 \ .75 \ .95 \ 1. \ .85 \ .8 \ .65 \ .75 \ .75 \ .85 \ .75 \ .65$$

$$q_{10} := (.4 \ .4 \ .45 \ .5 \ .55 \ .6 \ .7 \ .75 \ .85 \ 1. \ .7 \ .65 \ .55 \ .65 \ .75 \ .85 \ .75 \ .65 \ .5 \ .55$$

$$p_{35} := (.4 \ .45 \ .45 \ .5 \ .5 \ .55 \ .6 \ .65 \ .75 \ .95 \ 1. \ .85 \ .75 \ .55 \ .6 \ .65 \ .85 \ .7 \ .65 \ .$$

$$q_{35} := (.4 \ .45 \ .45 \ .45 \ .5 \ .55 \ .65 \ .65 \ .7 \ .85 \ .95 \ .8 \ .75 \ .7 \ .65 \ .7 \ .85 \ .7 \ .65 \ .$$

Повна потужність навантаження протягом доби, кВА:

$$S_{35i} := \sqrt{\left[\rho_{35} \cdot \rho_{35|_i} \right]^2 + \left[\varrho_{35} \cdot \varrho_{35|_i} \right]^2} \quad (4.12)$$

$$S_{10i} := \sqrt{\left[\rho_{10} \cdot \rho_{10|_i} \right]^2 + \left[\varrho_{10} \cdot \varrho_{10|_i} \right]^2} \quad (4.13)$$

$$S_{110i} := \sqrt{\left[\rho_{10} \cdot \rho_{10|_i} + \rho_{35} \cdot \rho_{35|_i} \right]^2 + \left[\varrho_{10} \cdot \varrho_{10|_i} + \varrho_{35} \cdot \varrho_{35|_i} \right]^2} \quad (4.14)$$

Розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах після реконструкції ПС.

Добові втрати електроенергії в двох спільно працюючих трансформаторах:

$$\Delta W_{T \ i} := 2 \cdot \rho_c + 2 \cdot \rho_B \cdot \frac{|\rho_{110i}|^2}{|\rho_B|^2} + 2 \cdot \rho_c \cdot \frac{|\rho_{35i}|^2}{|\rho_c|^2} + 2 \cdot \rho_H \cdot \frac{|\rho_{35i}|^2}{|\rho_H|^2} \quad (4.15)$$

Річні втрати електроенергії в трансформаторах підстанції після її реконструкції:

$$\Delta W_{T \ річ} := \left(\sum_{i=1}^{24} W_{T \ i} \right) \cdot 365 \quad (4.16)$$

Зниження втрат електроенергії в двох трансформаторах підстанції внаслідок збільшення потужності трансформаторів з 16300 кВА до 20 000 кВА:

$$\delta W_{\text{ек річ}} := \frac{\Delta W_{\text{до річ}} - \Delta W_{\text{т річ}}}{\Delta W_{\text{до річ}}} \cdot 100 \quad (4.17)$$

РОЗДІЛ 5

ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ "ДЕМИДІВСЬКА"

5.1. Актуальність компенсації реактивної потужності

Одним із шляхів підвищення пропускної здатності і економічності роботи електричної мережі є розвантаження її від перетоків реактивної енергії. Окрім цього, зменшаться втрати електроенергії в цій мережі. Вирішуються ці дві взаємопов'язані задачі за допомогою компенсації реактивної потужності.

Розподільним мережам властиві наступні ознаки:

- низький коефіцієнт потужності $\cos\phi$ навантаження електричних мереж середнього значення $\cos\phi$ складає 0,8);
- низька ступінь оснащення електричних мереж пристроями компенсації реактивної потужності, котра характеризується відношенням їх сумарної потужності до максимального активного навантаження і становить біля 0,15 кВАр/кВт;
- нерівномірні добові графіки електричного навантаження мереж в сільських регіонах, максимуми яких співпадають з максимумами електричних навантажень системи електропостачання, тощо.

В таких мережах великий потенціал електрозбереження криється в компенсації реактивної потужності, у зниженні втрат в трансформаторах та ЛЕП.

Компенсацію реактивної потужності можна, а значить доцільно, розглядати як в структурі організаційних, так і в структурах режимних і технічних заходів з енергозбереження.

Тому задача компенсації реактивної потужності це визначення оптимальної потужності і місць встановлення засобів компенсації реактивної потужності в мережах системи електропостачання. Розв'язок такої задачі на рівні системи електропостачання зменшує втрати потужності та електроенергії в мережах системи, зменшує її електричне навантаження, що є важливим особливо в періоди максимуму навантаження та надає можливість регулювання напруги у вузлах навантаження.

Розв'язок цієї задачі повинен базуватися на таких положеннях:

- засоби компенсації необхідно вибирати комплексно для режиму найбільшого реактивного навантаження конкретного вузла електропостачання;
- врахування при розрахунках найбільшої реактивної потужності, яка може бути передана з мережі системи у післяаварійних режимах;

Окремою задачею компенсації реактивної потужності є оптимальне управління роботою засобів компенсації реактивної потужності в мережах системи електропостачання (критерієм може бути мінімум втрат потужності чи електроенергії, відхилення напруги в цих мережах, або ж поєднання цих критеріїв).

Рішення цієї задачі забезпечуються відповідними алгоритмами автоматизованих систем керування.

Обґрунтування місця встановлення конденсаторних установок (КУ) доцільно проводити в два етапи. Спочатку визначаються місця технологічно можливого розміщення, підключення і експлуатації КУ в електричній мережі, наприклад, розподільний пристрій (РП) 10 кВ підстанції 110/35/10 кВ.

У випадку багатоваріантності задачі, або обмеження коштів на енергоощадний захід, є визначення першочергового економічного варіанту розміщення КУ у характерних місцях електричної мережі на основі порівняння показників ефективності компенсації реактивної потужності.

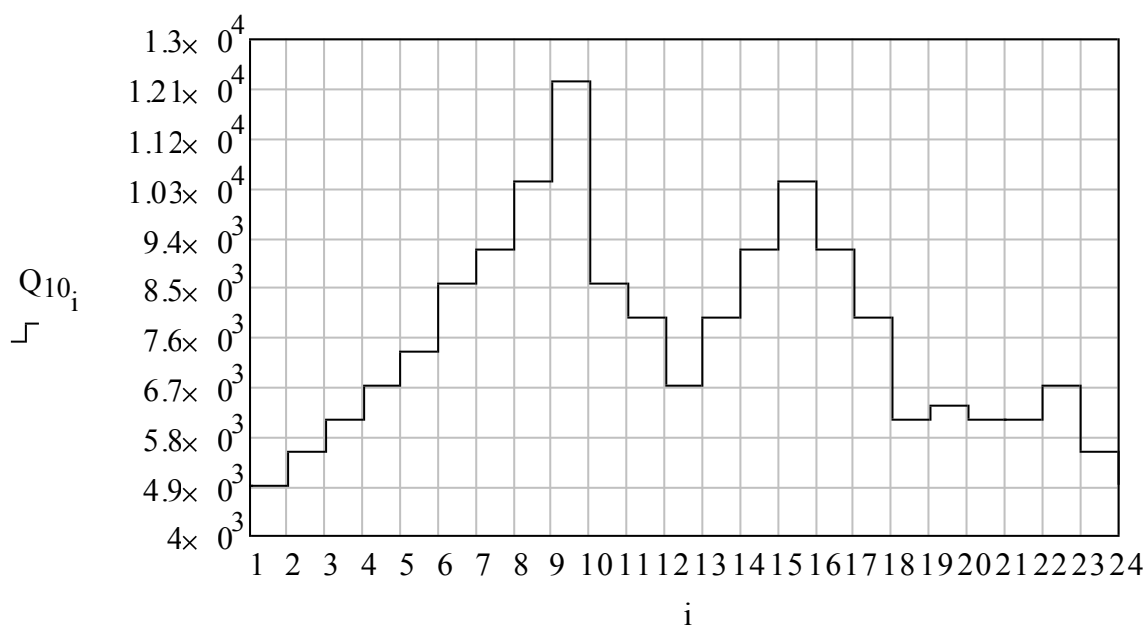


Рис.5.1. Добові графіки реактивного навантаження на шинах 10 кВ РП.

Критерієм оптимізації потужності КУ можуть бути приведені затрати Z , котрі враховують як затрати на КУ, так і економічний ефект від компенсації реактивної потужності - зниження втрат електроенергії в мережі.

В умовах становлення ринкових економічних відносин при впровадженні енергозберігаючих заходів необхідно враховувати додаткові затрати, пов'язані з оплатою за використання кредитних коштів на впровадження таких заходів, як компенсація реактивної потужності. Представляється обґрунтованим введення в функцію приведених затрат коефіцієнту, котрий враховує затрати, пов'язані з оплатою за використання кредиту в період будівництва і нормативного строку окупності капіталовкладень.

І, що є найбільш важливим, компенсація реактивної потужності на шинах підстанції 10 кВ є заходом збільшення пропускної здатності розподільної мережі, зокрема, трансформаторної підстанції.

5.2. Розрахунок параметрів компенсації реактивної потужності

Розглянемо задачу компенсації реактивної потужності на трансформаторній підстанції 110/35/10 кВ, шляхом підключення КУ до обох секцій шин 10 кВ. Представивши вартість КУ апроксимуючою залежністю від їх потужності та враховуючи втрати активної енергії в КУ напругою 10 кВ, приведені затрати на КУ визначаємо за формулою, грн/рік [3]:

$$Z = \frac{|\lambda_{10} - Q_{kc}|^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot r_c \cdot L_{110} + (c + r_c \cdot Q_{k10}) \cdot \xi \cdot k_M + w_c \cdot Q_{k10} \quad (5.1)$$

де $U := 10.5$ кВ - базова напруга мережі;

$r_c := 1.8$ Ом - опір системи;

$L_{110} := 34$ - довжина ПЛ 110 кВ;

$a_c := 10000$ $b_c := 66.66$ - коефіцієнти апроксимації вартості КУ від її потужності, в.о;

$k_M := 1.2$ - коефіцієнт, що враховує вартість будівельно-монтажних робіт;

E - нормативний коефіцієнт щорічних відрахувань (в.о.), котрий враховує номінальну норму дисконту e , коефіцієнти відрахувань на амортизацію E_a та поточний ремонт $E_{пр}$, в.о.:

$$\underline{e} := 0.0013 \quad E_a := 0.075 \quad E_{пр} := 0.008$$

Опір проводів марки АС-120 ПЛ 110 кВ: $r_{120} := 0.25$ Ом.

Визначивши похідну функції приведених затрат по змінній $Q_{к10}$ отримаємо:

$$\frac{-}{500} \cdot \frac{Q_{10} - Q_{к10}}{U^2} \cdot \rho_c \cdot \gamma_c + \rho_c \cdot \beta \cdot \rho_M + \gamma_w \cdot \rho_c = 0 \quad (5.2)$$

Рішенням рівняння є величина потужності КУ для встановлення на шинах 10 кВ підстанції:

$$Q_{к10} = - 500 \cdot \frac{\left[\frac{-}{500 \cdot J^2} \cdot \rho_c \cdot \gamma_c \cdot Q_{110} + \rho_c \cdot \beta \cdot \rho_M + \gamma_w \cdot \rho_c \right]}{\left[\frac{U^2}{J^2 \cdot \rho_c} \right]} \quad (5.3)$$

Опір повітряної лінії електропередачі 110 кВ, приведений до напруги 10 кВ:

$$R_{л} := r_{120} \cdot J_{110} \cdot \left(\frac{U}{J_{110}} \right)^2 \quad (5.4)$$

$$R_{л} = 0.077 \quad \text{Ом.}$$

Номінальні потужність та втрати потужності в обмотках трансформаторів більшої S_{n6} і меншої S_{nM} потужностей:

$$S_{n6} := 10000 \quad \text{кВА}, \quad P_{к6} := 76 \quad \text{кВт},$$

$$S_{nM} := 10000 \quad \text{кВА}, \quad P_{кM} := 76 \quad \text{кВт}.$$

Сумарні опори силових трансформаторів, приведені до базової напруги U :

$$R_{t6} := \frac{P_{к6} \cdot J^2 \cdot 10^3}{S_{n6}^2} \quad (5.5)$$

Сумарний опір силових трансформаторів в режимі паралельної роботи

$$R_t := \frac{R_{t_0} \cdot R_{t_M}}{R_{t_0} + R_{t_M}}$$

$$R_t = 0.042 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір мережі

$$R_{\text{сум}} := R_t + R_{\text{л}} + r_c$$

Час максимальних втрат активної потужності в мережі системи $\tau_c := 3100$ год.

Вартість 1 кВт год електроенергії в мережі $c_{\text{www}} := 0.65$ грн/кВт год.

Тривалість роботи конденсаторної батареї за рік $t_k := 8700$ год.

Питома частка втрат активної потужності в конденсаторних батареях:

$$\Delta p_c := 0.002 \text{ в.о.}$$

Питомі втрати електроенергії в самих конденсаторних батареях w:

$$\delta w_c := \Delta p_c \cdot k$$

$$\delta w_c = 17.4 \text{ кВт/кВАр.}$$

Максимальні навантаження на шинах підстанції

$$\max |S_{110}| = 1.851 \times 10^4 \text{ кВА,} \quad \max |S_{10}| = 1.851 \times 10^4 \text{ кВА,}$$

$$\max |P_{110}| = 1.388 \times 10^4 \text{ кВт,} \quad \max |Q_{110}| = 1.224 \times 10^4 \text{ кВАр.}$$

З урахуванням втрат потужності навантаження на шинах 10 кВ РТП:

$$\cos \phi_{110} := \frac{\max |P_{110}|}{\max |S_{110}|}$$

$$\cos \phi_{110} = 0.75$$

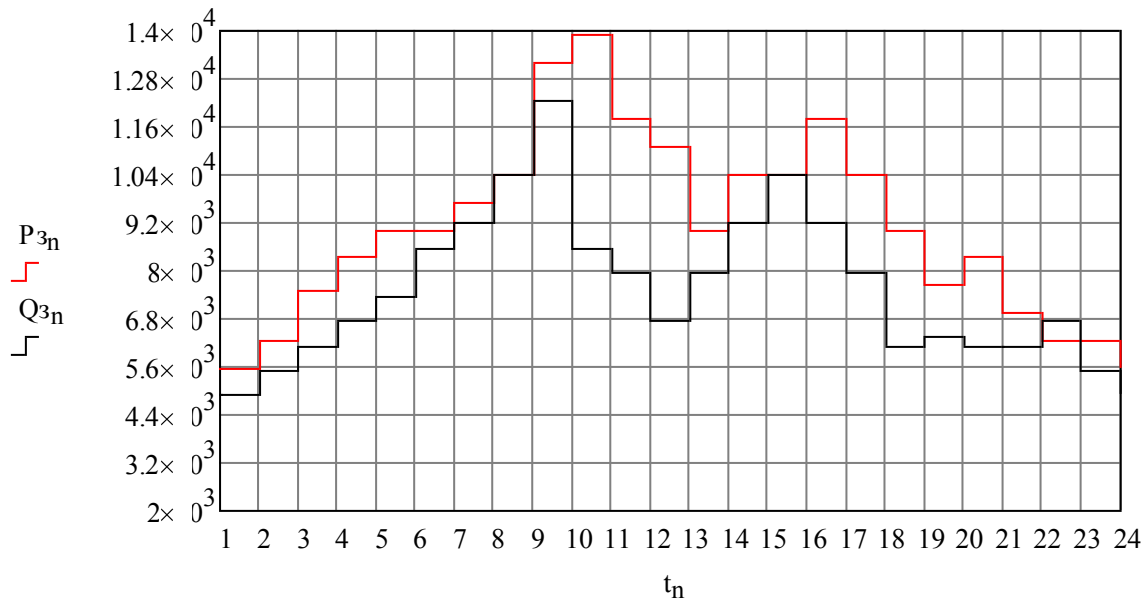
Потужності КУ Q_{kn} розраховуємо за формулою (5.3):

$$Q_{k_{110}} := -0.00 \cdot \left[\frac{-}{500 \cdot J^2} \cdot R_{\text{сум}} \cdot \tau_c \cdot Q_{110} + r_c \cdot \tau_c \cdot R_M + \delta w_c \cdot \tau_c \right] \cdot \frac{U^2}{[R_{\text{сум}} \cdot \tau_c \cdot c]}$$

5.3. Розрахункові навантаження на шинах 10 кВ підстанції 110/35/10 кВ

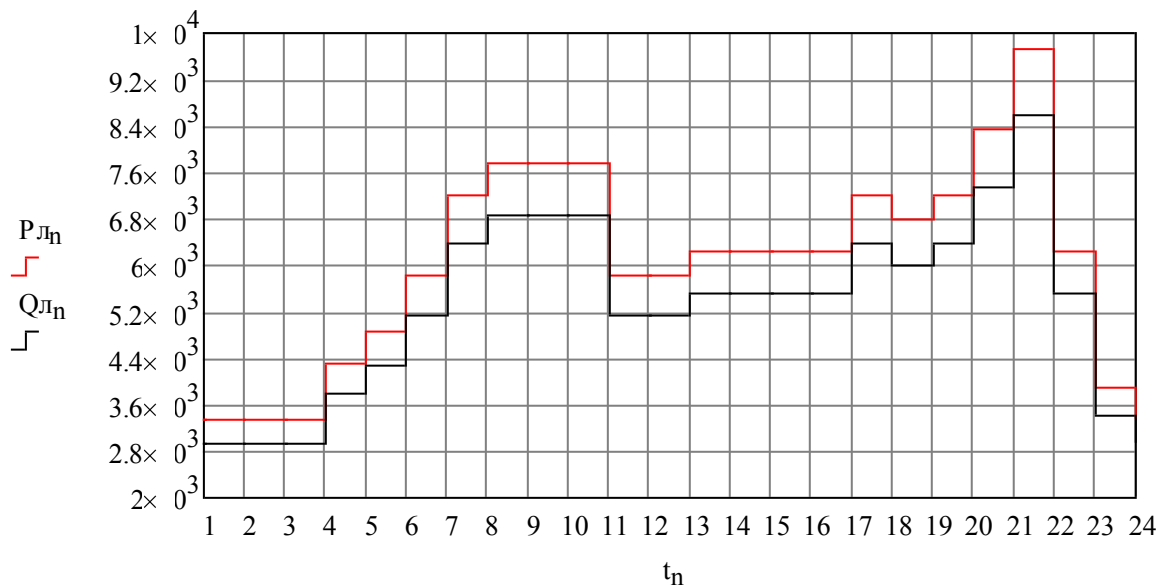
$$P_p := 13881 \text{ кВт} \quad \cos\phi := 0.75 \quad Q_p := P_p \cdot \operatorname{tg}\phi \quad Q_p = 1.224 \times 10^4 \text{ кВАр}$$

$$S_p := \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad S_p = 1.851 \times 10^4 \text{ кВА}$$



а

Рис.5.3,а. Добові графіки навантаження РТП-110/10 кВ для зимового періоду.



б

Рис.5.3,б. Добові графіки навантаження РТП-110/10 кВ для літнього періоду.

Параметри силових трансформаторів підстанції ТМН-10000/110.

Номінальна потужність $S_{nom} := 10000$ кВА, номінальна напруга обмотки ВН $U_{110} := 115$ кВ, номінальна напруга обмотки нижчої напруги $U_{10} := 11$ кВ
 потужність короткого замикання $P_{kz} := 76$ кВт, напруга короткого замикання $U_{kz} := 10.5$ %, потужність холостого ходу $P_{xx} := 17$ кВт, струм холостого ходу $I_{xx} := 1$ %, розрахунковий період (місяць) $tr := 744$ год

5.4. Оцінка економічності компенсації реактивної потужності на підстанції

Максимальні реактивні потужності за добовими графіками навантажень, кВАр:

$$\text{зимовий графік} \quad \max(Q_z) = 1.224 \times 10^4 \quad \text{кВАр}$$

$$\text{літній графік} \quad \max(Q_l) = 8.569 \times 10^3 \quad \text{кВАр}$$

Мінімальні реактивні потужності за добовими графіками навантажень, кВАр:

$$\text{зимовий графік} \quad \min(Q_z \cdot Q_p) = 4.897 \times 10^3 \quad \text{кВАр}$$

$$\text{літній графік} \quad \min(Q_l \cdot Q_p) = 2.938 \times 10^3 \quad \text{кВАр}$$

Параметри конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності:

Номінальна напруга $U_{nom} := 10$ кВ, потужність ступені КУ $q_1 := 500$ кВАр
 загальна потужність $Q_{ку} := 12000$ кВАр, кількість ступенів $n_q := 24$ шт

Орієнтовна вартість КУ, виражена апроксимуючою залежністю від її потужності

$$K_C := a_c + \kappa_c \cdot Q_{ку}$$

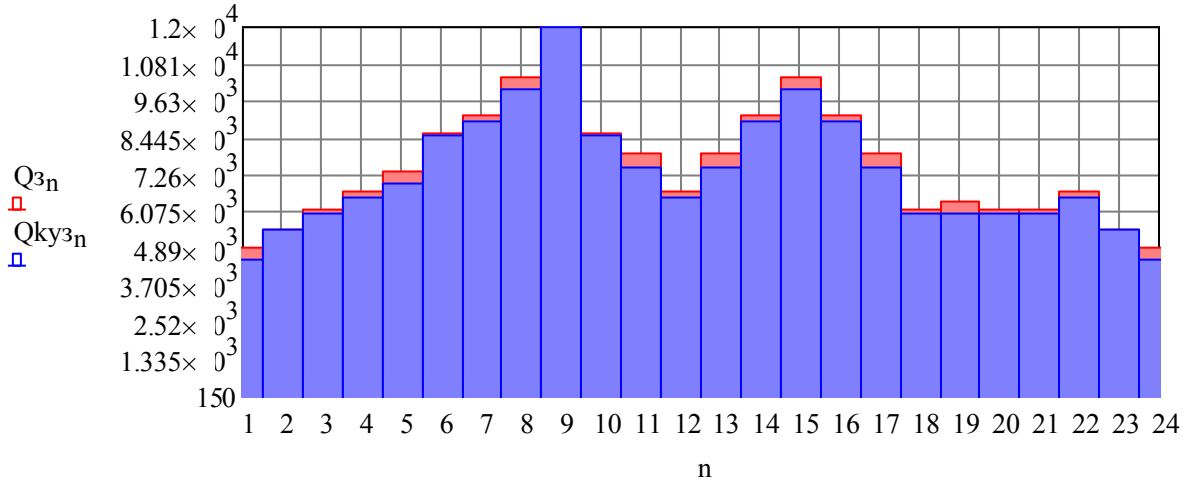
$$K_C = 8.1 \times 10^5 \quad \text{грн}$$

Зміна реактивної потужності регульованої КУ згідно графіку навантаження:

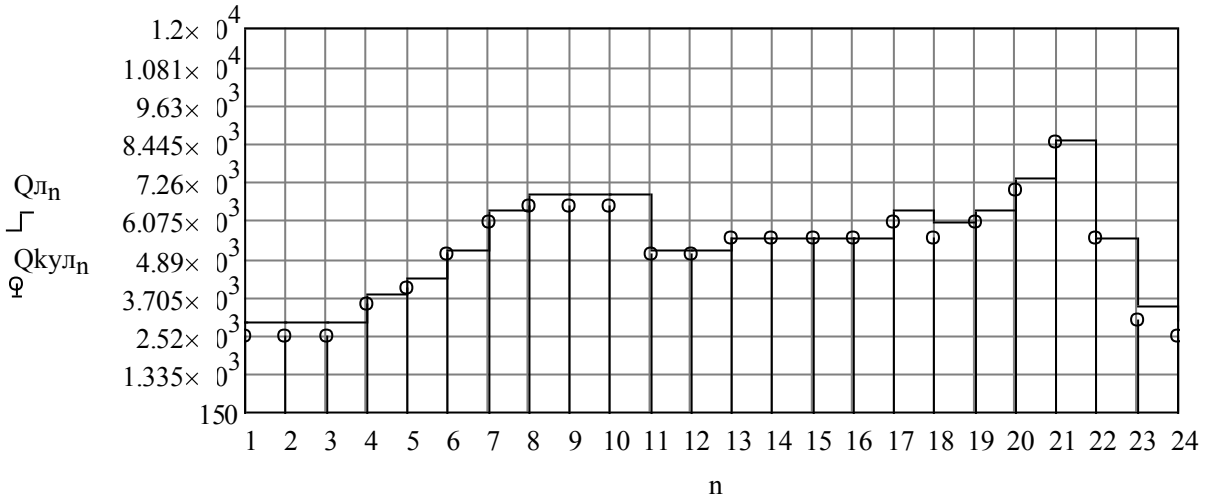
$$\text{зимовий графік} \quad N_{z_n} := \text{if} \left(\frac{Q_{z_n}}{Q_{z_n}^{\max}} < Z, \log \left(\frac{Q_{z_n}}{q_1} \right), \text{ei} \left(\frac{Q_{z_n}}{q_1} \right) \right)$$

літній графік

$$N_{Лн} := \text{if} \left(\frac{\lambda_{Лн}}{\lambda_{Лн}} < Z, \text{loor} \left(\frac{\lambda_{Лн}}{q1} \right), \text{ei} \left(\frac{\lambda_{Лн}}{q1} \right) \right)$$



а)



б)

Рис.5.4. Графіки реактивних навантажень і потужності КУ: а - зима, б - літо.

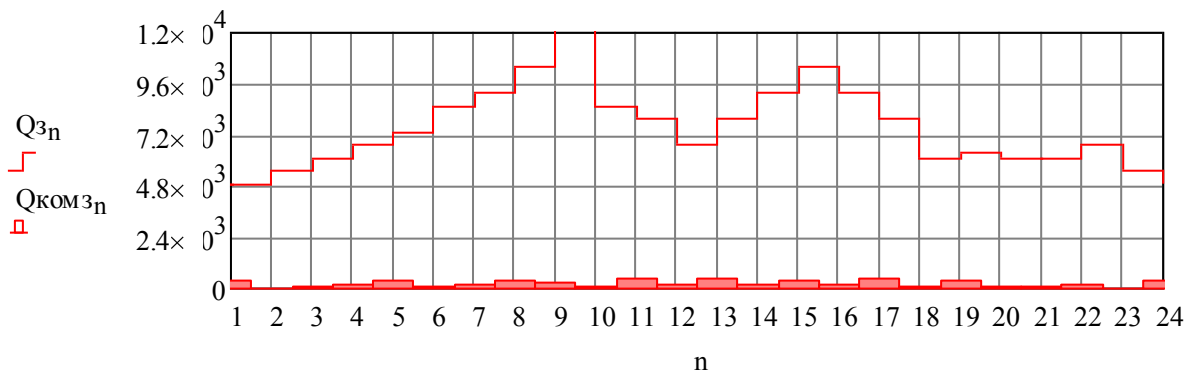
Графіки споживання реактивної потужності при роботі КУ.

зимовий графік

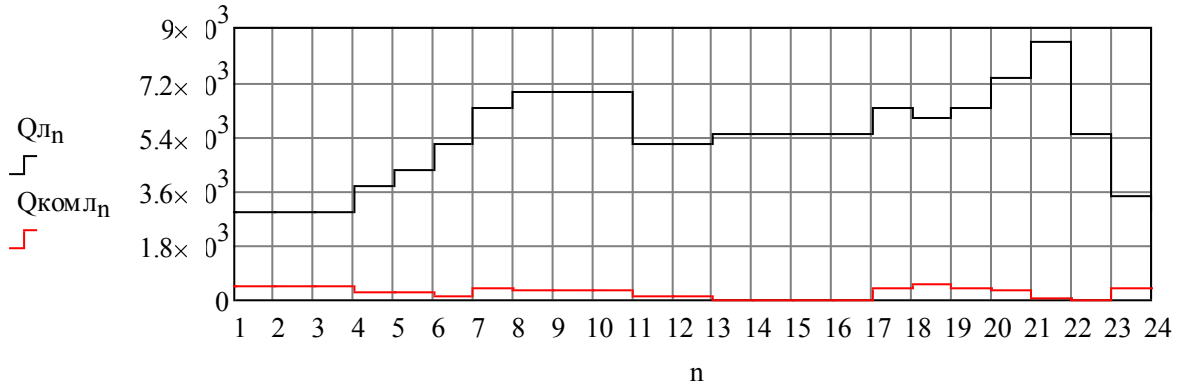
$$Q_{КОМЗн} := Q_{Зн} - \lambda_{кузн}$$

літній графік

$$Q_{КОМЛн} := Q_{Лн} - \lambda_{кулн}$$



а



б

Рис.5.5. Графіки реактивної потужності до і після її компенсації: а - зима: б - літо.

Фактичне середньодобове завантаження силових трансформаторів підстанції доби з урахуванням компенсації реактивної потужності:

зимовий графік $S_{КОМЗn} := \sqrt{P_{Зn}^2 + Q_{КОМЗn}^2}$

літній графік $S_{КОМЛn} := \sqrt{P_{Лn}^2 + Q_{КОМЛn}^2}$

Коефіцієнт потужності для зимового і літнього періодів після компенсації:

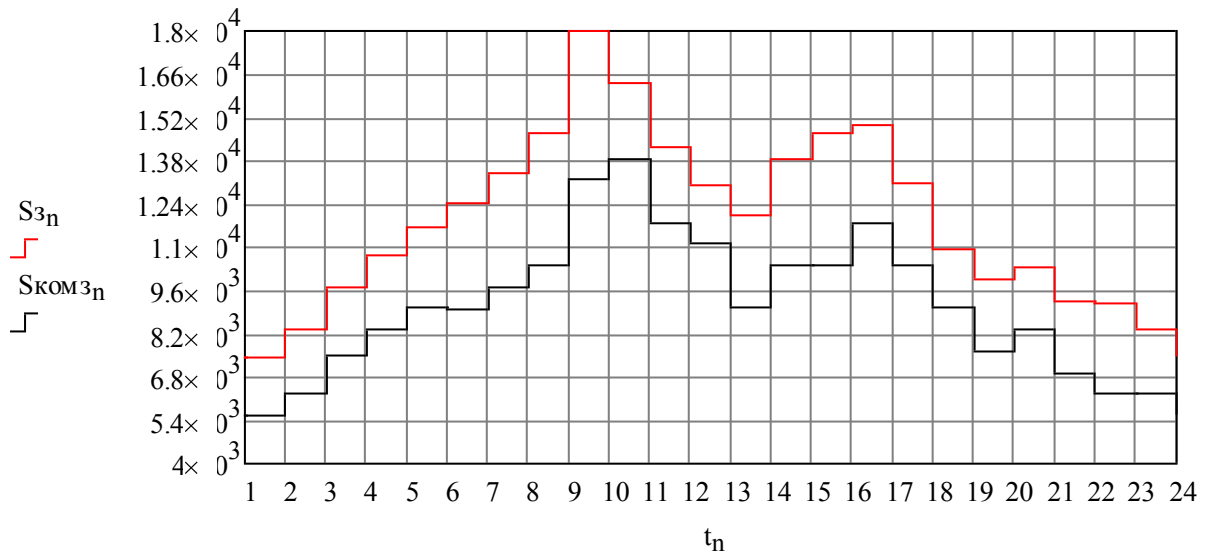
$$\cos\phi_{КЗn} := \frac{P_{Зn}}{S_{КОМЗn}} \quad \cos\phi_{КЛn} := \frac{P_{Лn}}{S_{КОМЛn}}$$

$\cos\phi_{КЗ} =$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	0	0.997	1	1	1	0.999	1	1	0.999	1	1	0.999	1	0

$\cos\phi_{КЛ} =$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	0	0.991	0.991	0.991	0.998	0.998	1	0.999	0.999	0.999	0.999	1	1	0



а

Рис.5.6. Графік навантаження підстанції до і після КРП взимку.

Визначимо зниження повного навантаження підстанції в зимовий період у % до існуючого навантаження:

$$\Delta S_{3n} := \frac{S_{3n} - S_{\text{КОМ}3n}}{S_{3n}} \cdot 100$$

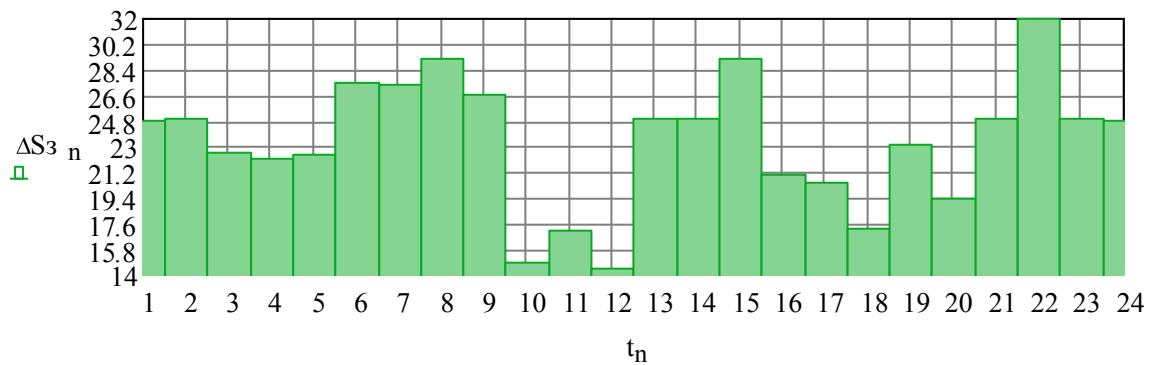


Рис.5.7. Зниження (%) повного навантаження підстанції внаслідок КРП в зимовий період.

Середньодобові втрати електроенергії в мережі до компенсації W, кВт год:

$$\Delta W := \sum_n \left[\frac{\left(\frac{Q_{3n} + Q_{Лн}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{3n} + P_{Лн}}{2} \right)^2}{U_{\text{баз}}^2 \cdot 10^3} \cdot R_l \right]$$

$$\Delta W = 1.889 \times 10^3 \text{ кВт год}$$

Середньодобові втрати електроенергії в мережі після компенсації Wком, кВт г:

$$\Delta W_{\text{КОМ}} := \sum_n \left[\frac{\left(\frac{Q_{\text{КОМ}3n} + Q_{\text{КОМ}Лн}}{2} \right)^2 + \left(\frac{P_{3n} + P_{Лн}}{2} \right)^2}{U_{\text{баз}}^2 \cdot 10^3} \cdot R_l \right]$$

Середньодобове зниження втрат електроенергії мережі складає:

$$\delta W := \Delta W - \Delta W_{\text{КОМ}}$$

Як видно з рис.5.7, зниження повного навантаження підстанції внаслідок КРП в зимовий період протягом майже всієї доби становить від 17 до 32% розрахункового навантаження. Коефіцієнт потужності добового навантаження збільшився від 0,75 до 0,998.

РОЗДІЛ 6

ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕЧНИХ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ

6.1. Аналіз небезпечних і шкідливих чинників на підстанції

Виконаємо аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал, обслуговуючий проектувану підстанцію 110/35/10 кВ, і заходи по запобіганню і зменшенню впливу цих чинників.

При експлуатації підстанції 110/35/10 кВ можливі небезпечні чинники:

- ураження електричним струмом при дотику до струмопровідних частин;
- ураження електричним струмом при дотику до струмопровідних частин що нормально не знаходяться під напругою;
- вплив електромагнітного поля на організм;
- ураження електричним струмом при роботі з несправним інструментом і засобів індивідуального і колективного захисту;
- ураження обслуговуючою персоналу, що знаходиться в зоні розтікання електричного потенціалу при замиканні на землю;
- можливість падіння персоналу з висоти;
- можливість ураження персоналу при проведенні комутаційних операцій.

Для запобігання впливу небезпечних чинників на персонал, цим проектом передбачаю наступні заходи:

- при роботі в електроустановках діяти згідно з ПТБ, проводити щорічну перевірку знань, інструктажі з техніки безпеки;

При неможливості обмеження часу перебування персоналу під впливом електричного поля передбачати:

- екранування робочих місць - екрани над переходами, екрануючі козирки і навіси над шафами управління, знімні екрани при ремонтних роботах;
- встановлення заземлюючого контуру, заземлення, занулення обладнання;

- дотримання відстаней до струмопровідних частин;
- виконання організаційно-технічних заходів для безпечного виконання робіт.

6.2. Захист від можливого ураження персоналу електричним струмом

Основна небезпека при обслуговуванні РП підстанції являється небезпека ураження електричним струмом. Джерелом небезпеки є відкриті струмопровідні частини і струмопровідні частини з ізоляцією, яка може виявитися по яких або причинах порушеної. Дія струму на організм людини можна розділити на біологічне, термічне, електричне. Воно викликає різні порушення в організмі, викликаючи як місцеву поразку тканин і органів, так і загальну поразку організму.

Існує два види ураження електричним струмом : електричний удар і місцеві електричні травми. До травм відносяться опіки, електричні знаки, електрометалізація шкіри і електроофтальмія. При електричному ударі дії струму піддається нервова система, що може привести до зупинки серцевої і дихальних м'язів. Інтенсивність дії струму на організм визначається безліччю чинників, наприклад тривалістю проходження струму, шляхом проходження струму через тіло, родом струму, індивідуальними особливостями людини.

Критичні значення струму:

- пороговий струм, що відчувається, : 5-7 мА/50Гц;
- пороговий не відпускаючий струм: 10-15 мА/50Гц;
- пороговий фібриляційний струм: 70-100 мА/50Гц;

Основна умова забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу - це виключення можливого дотику до струмопровідних частин.

Для захисту людини від напруги електричним струмом застосовуються наступні заходи електробезпеки: заземлення, занулення, вирівнювання потенціалів, малі рівні напруги, електричний розділ схеми мережі, ізоляція

струмопровідних частин, захисне відключення, забезпечення недоступності струмопровідних частин та контроль і профілактика ушкоджень ізоляції.

В межах території підстанції можливе замикання на землю в будь-якій точці. У місці переходу струму в землю, якщо не передбачені особливі пристрої для проведення струму в землю, виникають значні потенціали, небезпечні для людей, що знаходяться зблизька. Для усунення цієї небезпеки на підстанції моїм проектом передбачається заземлюючі пристрої, призначення яких полягає в зниженні потенціалів до прийнятних значень.

На майданчику РП уздовж рядів устаткування, підмета заземленню, укладаються провідники в землю на глибині 0,7 м. Передбачаю також провідники в поперечному напрямі. Таким чином, утворюється сітка з квадратними або прямокутними осередками. Сітку доповнюю деяким числом вертикальних провідників. Виконаємо розрахунок параметрів заземлювачів.

6.3. Розрахунок заземлення підстанції 110/35/10 кВ

Спорудження заземлювача проектую із зовнішнього боку ВРП з розташуванням вертикальних електродів по периметру.

Як вертикальних заземлювачів приймаю сталеві стрижні діаметром 12 мм і завдовжки 5 м. Верхні кінці електродів розташовуються на глибині 0,7 м від поверхні землі. До них приварюються горизонтальні електроди стрижневого типу, з тієї ж сталі, що і вертикальні електроди, діаметром 10 мм і завдовжки 5 м.

Відповідно до [7], встановлюється допустимий опір заземлюючого пристрою. Якщо заземлюючий пристрій є загальним для установок на різну напругу, то за розрахункове береться найменше з допустимих. Для електроустановок понад 1000 В з великим струмом замикання на землю ($I_3 \geq$), згідно з пунктом 1.7.90 [7], $R_3 \leq$.

Розрахунок заземлюючого пристрою:

– заздалегідь з урахуванням відведеної території намічаю розташування заземлювачів по периметру з відстанню між вертикальними електродами 5 м. Периметр складає 400 м, тому кількість електродів $n = 80$ шт.

– визначаю, згідно [14], опір природного заземлювача розтіканню струму. В даному випадку опір системи трос-опора:

$$R_{\text{тр}} = R_{\text{оп}} + r_{\text{тр}}, \quad (6.1)$$

де $R_{\text{оп}}$ - найбільший опір заземленої опори, Ом;

$r_{\text{тр}}$ - активний опір троса упродовж одного прольоту, Ом.

В якості природного заземлювача використана система заземлення опор повітряної лінії на підходах до підстанції, що захищаються тросами:

$$R_{\text{оп}} = \frac{R_{\text{и}}}{\eta} = \text{Ом},$$

де $R_{\text{и}}$ - імпульсний опір заземленої опори, Ом;

η - імпульсний коефіцієнт.

Активний опір троса упродовж одного прольоту:

$$r_{\text{тр}} = \rho_{\text{тр}} \cdot \frac{l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 100}{70} = \text{Ом},$$

де l – довжина прольоту, м;

S – переріз троса, мм^2 ;

$\rho_{\text{тр}}$ - питомий опір троса, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.

Тоді, згідно (6.1):

$$R_{\text{тр}} = \frac{R_{\text{и}}}{\eta} + r_{\text{тр}} = \text{Ом}.$$

– визначаю розрахунковий питомий опір ґрунту, з урахуванням коефіцієнта сезонності:

$$\rho_{\text{ґрунту}} = \rho_{\text{ґрунту}} \cdot k, \quad (6.2)$$

де ρ_{\dots} - питомий опір ґрунту отриманий шляхом вимірювання або згідно [15]: в даному районі ґрунтом є суглинок мякопластичний, $\rho_{\dots} = \dots$ Ом·м ;

k - коефіцієнт сезонності (приймається згідно з табл. 3.10, 3.11 [15]). По табл.3.10 визначаю, що кліматична зона розташування підстанції - II. Визначаю згідно [15] коефіцієнти сезонності для вертикального і горизонтального електродів: $k_v = \dots$; $k_r = \dots$.

Згідно (6.2), розрахункові питомі опори ґрунту для вертикального і горизонтального заземлювачів будуть рівні:

$$\rho_{r_{\dots}} = \dots = \text{Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_{r_{\dots}} = \dots = \text{Ом}\cdot\text{м}.$$

– знаходимо необхідний опір штучного заземлювача з урахуванням того, що штучні і природні заземлювачі сполучені паралельно і їх загальний опір не повинен перевищувати норму R_3 :

$$R'' = \frac{R_3}{n} - \dots - \dots - \dots \text{ Ом}.$$

– згідно приведених в [15] формул визначаємо опір одиночного вертикального заземлювача R_v і горизонтального заземлювача з урахуванням розрахункового питомого опору ґрунту:

$$R_v = \frac{\rho_{r_{\dots}}}{2 \cdot \pi \cdot \dots} \cdot \left(\dots \right); \quad (6.3)$$

$$R_r = \frac{\rho_{r_{\dots}}}{2 \cdot \pi \cdot \dots} \cdot \dots, \quad (6.4)$$

де l_v - довжина вертикального заземлювача, м;

d - діаметри вертикального і горизонтального заземлювачів, м;

h - відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача, м;

L – периметр, м;

h_r - глибина укладання горизонтальних заземлювачів, м.

Згідно (6.3) і (6.4) отримуємо:

$$R_B = \frac{\rho_1}{2 \cdot \pi \cdot h_r} \left(\dots \right) \text{ Ом};$$

$$R_r = \frac{\rho_{\text{в}}}{2 \cdot \pi \cdot h_r} \dots - \text{ Ом.}$$

– згідно [16], визначаю коефіцієнти використання вертикальних η_v і горизонтального η_h заземлювачів з урахуванням кількості вертикальних заземлювачів і відстані між ними: $\eta_v = \dots$; $\eta_h = \dots$.

– обчислюємо опір розтіканню прийнятого групового заземлювача з урахуванням того, що вертикальні і горизонтальний заземлювачі працюють паралельно:

$$R = \frac{\rho}{k_B \cdot \eta_v + \dots \cdot \eta_h} \dots + \dots \dots - \text{ Ом.}$$

– порівнюю отриманий опір з необхідною величиною. Якщо $R > \dots$, необхідно збільшувати кількість вертикальних електродів, що може привести до збільшення горизонтального електроду. В даному випадку

$$R = \dots < \dots = \dots$$

і немає необхідності збільшувати кількість вертикальних електродів.

– перевіряю опір заземлюючого пристрою, величина якого має бути менш 0,5 Ом:

$$R_{\text{зп}} = \frac{\rho'}{R + \dots} \dots - \dots \dots - \text{ Ом.}$$

Додатково до контуру на території підстанції проектуємо сітку з подовжніх смуг, розташованих на відстані 0,8 - 1 м від устаткування, з поперечними зв'язками через кожні 15 метрів, для вирівнювання потенціалів у входів і в'їздів, а також по краях контуру прокладаємо поглиблені смуги. Ці

невраховані горизонтальні електроди зменшують загальний опір заземлення, провідність їх йде в запас надійності.

6.4. Певні застереження до обслуговування підстанцій

Здоров'я і безпечні умови праці електротехнічного персоналу, що експлуатує електроустановки, відсутність негативного впливу на довкілля забезпечені виконанням науково обґрунтованих правил і норм як при проектуванні і монтажі, так і при експлуатації.

Для обслуговування електроустановки на роботу приймається тільки підготовлений персонал, придатний за станом здоров'я для роботи в діючих електроустановках, котрий знає чинні нормативні документи з охорони праці, зокрема, ПУЕ, ПТЕ і ПТБ тощо.

Електроустаткування, струмопровідні частини, ізолятори, кріплення, обгороджування, що несуть конструкції, ізоляційні відстані і відстані між елементами підстанції вибираємо і встановлюємо так, щоб:

- роботи електроустановки зусилля, що викликаються нормальними умовами, нагрів, електрична дуга або інші супутні її роботі явища (іскріння, викид газів тощо) не могли привести до ушкодження устаткування і виникнення короткого замикання або замикання на землю, а також завдати шкоди обслуговуючому персоналу;

- при порушенні нормальних умов роботи електроустановки забезпечується необхідна локалізація ушкоджень, обумовлених дією струмів короткого замикання;

- при знятій нарузі з апаратів або кола, струмопровідні частини і конструкції могли піддаватися безпечному огляду, заміні і ремонту без порушення нормальної роботи сусідніх ланцюгів;

- була забезпечена можливість зручного і безпечного транспортування устаткування по території підстанції.

Обслуговування устаткування проекрованої підстанції здійснюється відповідно до ПУЕ, які передбачають відповідні заходи по електробезпеці обслуговуючого персоналу. Персонал, обслуговуючий підстанцію повинен мати в розпорядженні схеми і вказівки по допустимих режимах роботи електроустаткування в нормальних і аварійних умовах. Згідно ПУЕ і ПТЕ проводяться періодичні огляди електроустаткування розподільних пристроїв. При цьому звертають увагу на загальний стан території підстанції, приміщень, справність дверей і вікон, відсутність течі в покрівлі, справність основного і аварійного освітлення, заземлюючих пристроїв, наявність електрозахисних засобів.

Перед допуском до ремонту напруга знімається шляхом відключення вимикачів і роз'єднувачів. Приводи відключених апаратів закриваються на замки, а на руків'я (ключі) вивішуються плакати "Не включати - працюють люди".

На проектовану підстанцію встановлюю стаціонарні заземлюючі ножі, які мають бути забарвлені в чорний колір. Руків'я приводів заземлюючих ножів має бути забарвлене в червоний колір, а руків'я інших приводів - в кольори устаткування. У місцях, де стаціонарні заземлюючі ножі не можуть бути застосовані, на струмопровідних і заземлюючих шинах мають бути підготовлені контактні поверхні для приєднання переносних заземлюючих провідників.

Заходи безпеки при обслуговуванні ВРП- 110 кВ, ВРП- 35 кВ і силових трансформаторів.

Територію ВРП за проектом обгороджується зовнішньою огорожею заввишки два метри, щоб запобігти попаданню на територію випадкових сторонніх осіб щоб уникнути нещасних випадків. Доступ на територію ВРП дозволяється тільки обслуговуючому персоналу. На проектованій підстанції планую установку двох трансформаторів ТДТН-40000/110. Уздовж трансформаторів передбачається проїзд шириною не менше трьох метрів і

пожежний під'їзд до кожного з них. Трансформатори періодично оглядають, звертаючи увагу на стан кожухів, свідчення манометрів, рівень масла в розширювачах, стан ізоляції вводів, заземлення.

При виявленні сильного нерівномірного потріскування усередині трансформатора, ненормально високої температури масла, наявності викиду з розширювача або розриву діафрагми на вихлопній трубі, неприпустимого зниження рівня масла, трансформатор повинен негайно виводиться з роботи шляхом відключення. До початку ремонтних робіт на силовому устаткуванні після його відключення і перевірки відсутності напруги на усіх виводах обмоток, на них накладаються переносні заземлення, чим гарантується неможливість появи напруги на ділянці ремонтного трансформатора. Високо розташовані частини працюючих трансформаторів повинні оглядатися із стаціонарних сходів з дотриманням вимог ПТБ. Стаціонарні засоби пожежогасінні, масловідводи, маслоприймачі мають бути в справному стані. На підстанції для гасіння пожежі проектом передбачений водопровід з живленням від існуючої зовнішньої мережі.

Заходи безпеки при обслуговуванні закритих розподільних пристроїв.

На проектованій підстанції РП- 10 кВ виконано у вигляді осередків КРП, які виконані з дотриманням максимальної безпеки для обслуговуючого персоналу. На час ремонтних робіт візок з вимикачем викочується назовні, при цьому відключаються втичні контакти роз'єднувача, внаслідок чого знімається напруга з ремонтного вимикача і створюється видимий розрив кола. При викочуванні візка з вимикачем спеціальні шторки автоматично перегороджують доступ до струмопровідних частин. Якщо такі шторки відсутні, то після викочування візка з камери КРП вхід людей у відсіки осередків допускається тільки після зняття напруги із збірних шин і накладення переносного заземлення.

Викочування візка вимикача і зворотна його установка дозволяється тільки особам оперативного персоналу з кваліфікаційною групою 4.

Неізольовані струмопровідні частини мають бути захищені від випадкових дотиків шляхом приміщення їх в камери, обгороджування сітками тощо.

6.5. Пожежна безпека на підстанції

Електроустановки високої напруги вимагають до себе постійної уваги з точки зору підвищеної пожежної безпеки. Потрібні неухильне дотримання усіма працівниками підстанції правил ПБ і проведення заходів спрямованих на підвищення пожежної безпеки :

- регулярне проведення занять по умінню користуватися засобами пожежогасінні і наданню першої медичної допомоги;
- перевірка наявності і справності засобів індивідуального захисту;
- вживання суворих заходів до порушників техніки пожежної безпеки.

У усіх приміщеннях підстанції за моїм проектом встановлюються ємності з сухим піском, наявність якого необхідно контролювати. На силових трансформаторах передбачені теплові датчики, які видають сигнал на попередження або відключення трансформатора при підвищенні температури масла вище за допустиму. Обов'язково передбачаються засоби сигналізації і сповіщення персоналу у разі виникнення пожежі.

6.6. Дотримання природоохоронних вимог

При роботі електроустановки повинні прийматися заходи для попередження або обмеження прямої і непрямой дії на довкілля викидів забруднюючих речовин в атмосферу і у водоймища, звукового тиску в довколишніх районах і мінімального споживання води з природних джерел.

Кількість речовин, що забруднюють атмосферу, не повинна перевищувати норми гранично допустимих або тимчасово узгоджених викидів в атмосферу і водні об'єкти. Кожна електростанція і опалювальна котельня повинні мати

план заходів по зниженню шкідливих викидів в атмосферу при оголошенні особливо несприятливих метеорологічних умов. На кожну споруду в енергопідприємстві мають бути розроблені заходи по недопущенню аварійних і інших залпових викидів шкідливих речовин в довкілля.

Для контролю за викидами забруднюючих речовин в довкілля кожне енергопідприємство має бути оснащено постійно діючими автоматичними приладами, а при їх відсутності мають бути використані періодичні методи виміру забруднення.

Енергопідприємства, на яких утворюються токсичні відходи, повинні забезпечувати їх своєчасну утилізацію, знешкодження і поховання. Експлуатація енергоустановок з установками, що не забезпечують дотримання встановлених санітарних норм і природоохоронних вимог, заборонена.

При використанні основного і допоміжного устаткування енергоустановок в цілях охорони водних об'єктів від забруднення необхідно керуватися державними і галузевими стандартами по охороні водних об'єктів від забруднення, інструкціями, складеними енергопідприємствами на підставі типових стосовно місцевих умов.

Установки для відчистки і обробки стічних вод мають бути прийняті в експлуатацію до початку передпускового очищення теплоенергетичного устаткування.

Електричні станції і підстанції зобов'язані контролювати і враховувати викиди забруднюючих речовин в атмосферу і кількість води, що забирається з водоймищ і скидається в них.

6.7. Підвищена напруженість електромагнітних полів

У ВРП і поблизу ліній електропередачі, особливо 110 кВ і вище, струмопровідними частинами створюється змінне електромагнітне поле. Воно характеризується в основному напруженістю електричної складової поля E ,

В/м, яка в РП напругою 10 кВ на висоті зростання людини може досягти досить великих значень. Напруженість магнітної складової нуля Н незначна - 10-20 А/м, тому її впливом нехтують.

Електричне поле несприятливо впливає на центральну нервову систему людини, викликає прискорене серцебиття, підвищений кров'яний тиск і температуру тіла. Працездатність людини падає. Він швидко стомлюється. Дія на людину електричного поля залежить від його напруженості і тривалості перебування в зоні впливу.

Норми для електричної напруженості (без застосування захисних засобів), згідно ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ "Електричні поля промислової частоти. Допустимі рівні напруженості і вимоги до проведення контролю на робочих місцях", приведені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Допустимі часи перебування в електромагнітному полі

Напруженість поля Е, кВ/м	5	10	15	20	25
Допустимий час перебування в електричному полі	8 год	3 год	1 год 20 хв	30 хв	5 хв

6.8. Підвищений рівень шуму і вібрації

В результаті гігієнічних досліджень встановлено, що шум і вібрація погіршують умови праці, чинячи шкідливу дію на організм людини. При тривалій дії шуму на організм людини відбуваються небажані явища: знижується гострота зору і слуху, підвищується кров'яний тиск, знижується увага. Сильний тривалий шум може бути причиною функціональних змін серцево-судинної і нервової систем.

Вібрації також несприятливо впливають на організм людини, вони можуть бути причиною функціональних розладів нервової і серцево судинною систем, а також опорно-рухового апарату. Ці захворювання супроводжуються

головними болями, запамороченням, підвищеною стомлюваністю. Тривала дія вібрації призводить до розвитку вібраційної хвороби, успішне лікування якої можливе тільки на ранній стадії її розвитку.

Ефект дії вібрацій на людину залежить від їх характеристик (амплітуда, частота, період). Загальні дії пов'язані з резонансними коливаннями окремих частин тіла і внутрішніх органів. Наприклад, резонансна частота окремих частин тіла і внутрішніх органів (шлунок, органи черевної порожнини) дорівнює 7-8 Гц, резонансна частота очного яблука - 80 Гц. Коливання з вказаними частотами на робочих місцях дуже небезпечні, оскільки можуть викликати розриви і ушкодження органів людини.

При вібраціях малої частоти і змінного періоду, які відчуються як трясіння або поштовхи, можуть виникати небезпечні переміщення тіла, удари. Виконання робочих рухів ускладнене. Плавні низькочастотні коливання відчуються як хитавиця. Заколисування ("морська хвороба") виникає, як правило, при підвищеній чутливості рецепторів вестибулярного апарату і внутрішніх органів.

Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях і на території підприємств вказані в табл. 6.2.

Згідно ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вібраційна безпека. Загальні вимоги", встановлені гранично допустимі параметри вібрації, вказані в табл.6.3.

Таблиця 6.2

Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку

Рівень звукового тиску, дБ	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Октави з середньогеометричними частотами, Гц	95	87	82	78	75	73	71	69
Рівень звуку, дБА	не більше 80							

Будівельні норми і правила передбачають захист від шуму будівельно-акустичними методами: звукоізоляція захисних конструкцій, установка в приміщеннях звукопоглинальних конструкцій, застосування глушників аеродинамічного шуму та правильне планування і забудова територій міст.

Одним з основних методів зменшення шуму на виробничих об'єктах є зниження шуму в самих його джерелах.

Таблиця 6.3

Допустимі параметри вібрації

Частота коливань, Гц	Амплітуда найбільших переміщень при коливаннях, мм	Швидкість коливальних рухів, мм/с
2	1,4	11,5
4	0,25	5
8	0,063	2
16	0,0282	2
31,5	0,0141	2

На підстанції джерелами шуму є силові трансформатори, лінії 110 кВ. Для зменшення впливу цього чинника на обслуговуючий персонал передбачається розміщення будівлі пункту управління на максимально можливій відстані - не менше 12 м від джерела шуму. Причиною виникнення шуму на лініях і шинах є ефект коронування. Для його зменшення шини і лінії виконуються дротом перерізом не менше АС- 70.

6.9. Недостатня освітленість робочої зони

Із загального об'єму інформації людина отримує через зоровий канал близько 80%. Якість інформації, що поступає, багато в чому залежить від освітлення: незадовільно кількісно або якісно воно не лише стомлює зір, але і викликає стомлення організму в цілому. Нераціональне освітлення може стати причиною травматизму, неправильна експлуатація може привести до вибуху,

пожежі і нещасних випадків, знижується продуктивність і збільшується брак продукції.

Використовується три види освітлення - природне, штучне і поєднане.

Захист від ультрафіолетових випромінювань здійснюється просто: їх не пропускає тканина звичайного одягу і окуляри з простим склом. Інфраревоне випромінювання має теплову дію.

Штучне освітлення застосовується при роботах в темний час і вдень. Джерела світла – ЛД-лампи, лампи розжарювання, газорозрядні лампи, покриті люмінофором. Передбачене аварійне освітлення з живленням від двох джерел - 2 секцій шин власних потреб підстанції, між якими встановлено пристрій АВР на випадок відключення живлення однієї з шин.

При нормуванні штучного освітлення на проектованій підстанції враховано ряд чинників, зокрема, характеристика зорової роботи, мінімальний розмір об'єкту розрізнення з фоном, контраст об'єкту з фоном, тип джерела світла тощо.

Окрім освітленості слід враховувати такі параметри світла як потрібний напрям світлового потоку, відсутність різкої межі в яскравості робочих поверхонь і навколишнього поля зору, відсутність сліпучої дії джерела світла, рівномірність і постійність освітлення в зоні огляду і в полі зору та сприятливий спектр світла, близький до денного. Освітлення має бути не менш гранично-допустимого.

Таблиця 6.4

Норми освітленості на робочих поверхнях при штучному освітленні

Приміщення	Норми, лк	Розряд	Підрозряд	Точність
Майстерні по обробці матеріалів	300	3	Б	Висока
Кабінети технологічного проектування	500	3	А	Висока
Лабораторії вимірювальні	200	4	Б	Середня
Інвентарні комори	50	5	В	Мала

РОЗДІЛ 7
ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ
ПОТУЖНОСТІ НА РТП 110/35/10 КВ

Визначимо мінімум функції приведених затрат при оптимальних значеннях потужностей КУ

$$Z_{оп} := \left[\frac{Q_{110} - Q_{k_{110}}|^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot r_{сум} \cdot \rho_c + \left(l_c + \rho_c \cdot Q_{k_{110}} \right) \cdot \xi \cdot \zeta_M + \delta W_c \cdot \rho_c \cdot Q_{k_{110}} \right] \quad (7.1)$$

$$Z_{оп} = 2.197 \times 10^5 \quad \text{грн/рік.}$$

Визначимо приведені затрати при встановленні серійних комплектних КУ. Для встановлення на секції шин 10 кВ підстанції приймаємо двадцять чотири установки УКЛ 57-10,5-500 УЗ.

Сумарна потужність підключених до двох секцій шин 10 кВ підстанції КУ:

$$Q_{\Phi 110} := 12000 \quad \text{кВАр.}$$

Загальна вартість підключених до двох секцій шин 10 кВ підстанції КУ

$$K := a_c + \rho_c \cdot Q_{\Phi 110}$$

$$K = 8.099 \times 10^5 \quad \text{грн.}$$

Тоді фактична величина приведених затрат дорівнюватиме:

$$Z_{\Phi} := \left[\frac{Q_{110} - Q_{\Phi 110}}{U^2 \cdot 10^3} \cdot r_{сум} \cdot \rho_c + \left(l_c + \rho_c \cdot Q_{\Phi 110} \right) \cdot \xi \cdot \zeta_M + \delta W_c \cdot \rho_c \cdot Q_{\Phi 110} \right] \quad (7.2)$$

$$Z_{\Phi} = 2.197 \times 10^5 \quad \text{грн.}$$

Різниця між фактичною та оптимальною величинами приведених затрат не перевищує 1%, що є допустимим:

$$\Delta Z := \frac{Z_{\Phi} - Z_{оп}}{Z_{оп}} \cdot 100 \quad (7.3)$$

$$\Delta Z = 3.802 \times 10^{-4} \%$$

Максимальне навантаження підстанції до впровадження компенсації реактивної потужності складає:

$$S_{110} := \sqrt{|P_{110}|^2 + |Q_{110}|^2}$$

$$S_{110} = 1.851 \times 10^4 \text{ кВА.}$$

Максимальне навантаження підстанції після впровадження компенсації реактивної потужності складає:

$$S_{\text{КОМ}110} := \sqrt{|P_{110}|^2 + |Q_{110} - Q_{\phi 110}|^2} \quad (7.4)$$

$$S_{\text{КОМ}110} = 1.388 \times 10^4 \text{ кВА.}$$

Розвантаження підстанції внаслідок компенсації реактивної потужності рівне:

$$\Delta S := S_{110} - S_{\text{КОМ}110}$$

$$\Delta S = 4.625 \times 10^3 \text{ кВА.}$$

Коефіцієнт завантаження підстанції до і після компенсації реактивної потужності складає:

$$K_3 := \frac{S_{110}}{S_{n_0} + S_{n_M}} \quad (7.5)$$

$$K_3 = 0.925$$

$$K_{3\text{КОМ}} := \frac{S_{\text{КОМ}110}}{S_{n_0} + S_{n_M}}$$

$$K_{3\text{КОМ}} = 0.694$$

Коефіцієнт потужності до компенсації $\cos \phi$ і після компенсації реактивної потужності $\cos \phi_K$ має значення:

$$\cos \phi := \frac{P_{110}}{S_{110}}$$

$$\cos \phi = 0.75$$

$$\cos\phi_{\text{ком}} := \frac{P_{110}}{S_{\text{ком}110}}$$

$$\cos\phi_{\text{ком}} = 1$$

Для визначення показників ефективності компенсації реактивної потужності необхідно знати втрати електроенергії в цій мережі до компенсації W :

$$\Delta W := \frac{|\lambda_{110}|^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot \lambda_{\text{сум}} \cdot c \quad (7.6)$$

$$\Delta W = 8.088 \times 10^6 \text{ кВт год.}$$

Втрати електроенергії в цій мережі після компенсації W_k :

$$\Delta W_k := \frac{|\lambda_{110} - \lambda\phi_{110}|^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot \lambda_{\text{сум}} \cdot c \quad (7.7)$$

$$\Delta W_k = 3.158 \times 10^3 \text{ кВт год.}$$

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі складає:

$$\delta W_{\text{річ}} := \Delta W - \Delta W_k$$

$$\delta W_{\text{річ}} = 8.085 \times 10^6 \text{ кВт год.}$$

Вартість заощадженої електроенергії складає:

$$C_{\text{рТП}} := \delta W_{\text{річ}} \cdot c \quad C_{\text{рТП}} = 5.255 \times 10^6 \text{ грн/рік.}$$

Річний економічний ефект:

$$\delta Z_{\text{рТП}} := C_{\text{рТП}} - \left[c_c + c_c \cdot \lambda\phi_{110} \cdot \lambda_{\text{сум}} + \delta W_{\text{с}} \cdot c \cdot \lambda\phi_{110} \right] \quad (7.8)$$

Ефективність компенсації реактивної потужності згідно [3] оцінюється за чистим дисконтованим прибутком ЧДП та терміном окупності $T_{\text{ок}}$.

Представляємо потужності КУ враховуючи короткий термін їх встановлення на шинах 10 кВ РТП і незмінність протягом розрахункового періоду T , рівним 8 років:

$$Q_{k110} := Q_{\Phi 110}$$

Капіталовкладення в КУ $K_{кбt}$ визначаються залежністю від їх сумарної потужності $Q_{ксумt}$:

$$K_{кбt} := a_c + \gamma_c \cdot Q_{ксумt}$$

Оскільки потужність КУ на протязі розрахункового періоду не змінюється, то сумарна потужність КУ $Q_{ксум}$ (кВАр) теж буде незмінною, а вартість КУ ($K_{кб}$) будуть здійснюватись в перший рік розрахункового періоду.

$$K_{кб1} = 8.099 \times 10^5 \text{ грн.}$$

Прибуток P_t від компенсації реактивної потужності в електричній мережі на кроці t визначається як вартість різниці втрат електроенергії до і після компенсації, грн.

$$P_t = \delta W_{t \cdot}$$

Втрати електроенергії в мережі до компенсації реактивної потужності:

$$\Delta W = 8.088 \times 10^6 \text{ кВт год.}$$

Втрати електроенергії в цій мережі після компенсації $W_{кc}$ дорівнюють:

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі складає, кВт год/рік:

$$\delta W_t := \Delta W_t - \Delta W_{кt}$$

а прибуток $P_t := \delta W_{t \cdot}$

Щорічні витрати на конденсаторні установки включають:

- витрати на обслуговування та поточний ремонт конденсаторних установок;
- амортизаційні відрахування ;
- витрати на відшкодування втрат електроенергії.

$$B_t = B_e + B_a + B_{\Delta W}$$

Якщо капіталовкладення носять разовий характер, тобто конденсаторні батареї встановлюються одночасно (наприклад, на протязі року), то чистий дисконтований прибуток, згідно [3] визначається за формулою:

$$\text{ЧДП}_T := \left[\sum_{t=1}^T \left[\rho_t - B_t \right] \cdot \frac{1}{(1 + \varepsilon)^t} - \text{Краз}_T \cdot \zeta_M \right] \quad (7.9)$$

$$\sum_t \Pi_t = 1.793 \times 10^8 \text{ грн.}$$

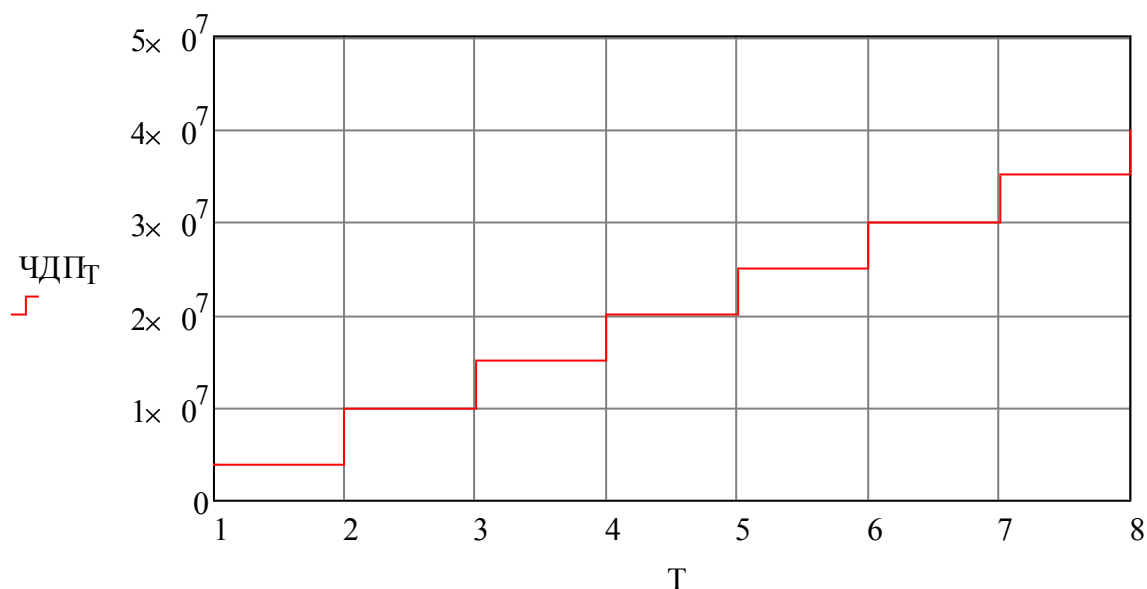


Рис.7.1. Чистий дисконтований прибуток від компенсації реактивної Потужності на шинах 10 кВ РТП.

Для визначення строку окупності приймаємо до уваги те, що затрати Краз здійснюються на початку поточного періоду (при $t=1$); на протязі всього строку впровадження проекту норма дисконту залишається незмінною. Тоді на кожному t -ому періоді підприємство буде виконувати заплановані заходи, внаслідок чого величина "чистий прибуток + амортизаційні відрахування" буде незмінною.

Згідно [3] строк окупності визначаємо за формулою, котра не враховує періоду освоєння капіталовкладень $T_{ок}$:

$$T_{ок} = T_{ок1} + T_0$$

$$T_{ок1} := \frac{-1 \left[-\text{Краз}_1 \cdot \zeta_M \cdot \frac{e}{1 + \text{ККБ}_1 \cdot \varepsilon_a \cdot \zeta_M} \right]}{\ln(1 + \varepsilon)} \quad (7.10)$$

З урахуванням періоду освоєння капіталовкладень, котрий приймається рівним одному року ($T_0=1$), термін окупності капіталовкладень становитиме

$$T_{ок} = 1.183 \text{ року.}$$

Висновок.

1. Ефективність компенсації реактивної потужності в розподільних мережах облэнергокомпаній підтверджується рядом показників:

- зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі складає:

$$\delta W_{річ} = 8.085 \times 10^6 \text{ кВт год.}$$

- вартість заощадженої електроенергії становить $C_{рпн} = 5.255 \times 10^6$ грн/рік.

- річний економічний ефект становить $\delta Z_{рпн} = 5.254 \times 10^6$ грн/рік.

- чистий дисконтований прибуток, індекс прибутковості додатні в перший рік експлуатації КУ, тобто терміном окупності становить

$$T_{ок1} = 0.183 \text{ року.}$$

а з урахуванням одного року впровадження КУ:

2. Розвантаження підстанції внаслідок компенсації реактивної потужності складає:

3. Внаслідок впровадження компенсації реактивної потужності коефіцієнт завантаження підстанції на кінець розрахункового періоду зменшиться від

$$K_з = 0.925 \text{ до } K_{з,ком} = 0.694$$

Отже, встановлення конденсаторних установок 10 кВ сумарною потужністю $Q_{ф110} = 1.2 \times 10^4$ кВАр забезпечує пропускну здатність підстанції в кінці розрахункового періоду без збільшення потужності силових трансформаторів.

ВИСНОВКИ

Існуюча підстанція 110/35/10 кВ з двома трансформаторами 10000 і 6 300 кВА не зможе забезпечити пропускну здатність і якісне електропостачання споживачів, оскільки навантаження на шинах 10 кВ зросте до 19988 кВА. Збільшити пропускну здатність підстанції можна здійснити збільшенням потужності трансформатора до 10000 кВА або розвантаженням підстанції за допомогою компенсації реактивної потужності на шинах 10 кВ.

Використовуючи методи математичного моделювання, проаналізовано режим навантаження підстанції, побудовано річні графіки навантаження підстанції за тривалістю.

Розраховано параметри релейного захисту силових трансформаторів підстанції та релейного захисту конденсаторних установок напругою 10 кВ.

Ефективність компенсації реактивної потужності в розподільних мережах обленергокомпаній підтверджується зниженням річних втрат електроенергії в мережі 9482000 кВт год, чистим дисконтованим прибутком додатнім уже в перший рік експлуатації КУ та терміном окупності КУ рівним $T_{ок}=1,4$ року.

Розвантаження підстанції внаслідок компенсації реактивної потужності складає $\Delta S=4985$ кВА. Внаслідок впровадження компенсації реактивної потужності коефіцієнт завантаження підстанції на кінець розрахункового періоду зменшиться від $Kз=1,226$ до $Kз_{ком}=0,92$.

Таким чином, встановлення конденсаторних установок напругою 10 кВ сумарною потужністю 12000 кВАр забезпечує пропускну здатність підстанції в кінці розрахункового періоду без збільшення потужності трансформаторів.

Проаналізовані небезпечні і шкідливі виробничі чинники для підстанції 110/35/10 кВ та вплив виробничих чинників на обслуговуючий персонал. Вказані засоби і способи захисту для запобігання і зменшення впливу небезпечних і шкідливих чинників. Виконано розрахунок заземлюючих пристроїв підстанції.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі: ГКД 340.000.002-97. -К.: Міненерго України, 1997.-54 с.
2. Выключатели вакуумные серии ВВ/TEL. Севастополь, “Таврида Електрик”, 2005 – 46 с. Режим доступу до сервера: <http://www.teu.tavrida.com/doc/arta674152001re.pdf>.
3. Іноземцев Г.Б. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі: навч. посіб./ Г.Б.Іноземцев, В.В.Козирський, М.Т.Лут та ін. - К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. – 526 с.
4. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок: Справочник/ Р.Н.Карякин. - М: Энергосервис, 2000.-373 с.
5. Ковалко М.П Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України / М.П.Ковалко, С.П.Денисюк; Відпов.ред. Шидловський А.К.- Київ: УЕЗ, 1998.-506 с.
6. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в електроустановках змінного струму напругою понад 1 кВ: ГОСТ 27514-87.- 75 с.
7. Серіков Я. О. Основи охорони праці. Навчальний посібник для студентів вищих закладів освіти/ Я. О. Серіков. – Харків, ХНАМГ, 2007. - 227с.
8. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. - 350 с.
9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ: ГКД 341.004.001-94.-К.: Минэнерго Украины, 1994.- 34 с.
10. Сірій О. М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір

обладнання: Навч. посіб. / О.М. Сірий. МОН України, Ін-т сист. Досліджень освіти, НУХТ. К. : НУХТ, 2011. - 319 с.

11. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии/Ю.С.Железко.- М.: Энергоатомиздат, 1985.-224 с.

12. Омельчук А.О. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.

13. Омельчук А.О. Енергозберігаючі режими в системах електропостачання: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2016. - 257 с.

14. Правила улаштування електроустановок. - Х.: Форт, 2017. - 760 с

15. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник/Л.Д. Рожкова.– 3-е изд.-М.:”Академия”, 2006.- 448 с.

16. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Л.Е.Федорова, Ю.Г. Барыбина и др.- М.:Энергоатомиздат,1990.-576 с.