

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

Кравчук Олександр Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування та рекомендації по реконструкції трансформаторної
підстанції 110/10 кВ
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Кравчук О. О.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Рассадкіна Марина Валеріївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.ф-м.н., доцент кафедри вищої та
прикладної математики

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2023

АНОТАЦІЯ

Кравчук О. О. Обґрунтування та рекомендації по реконструкції трансформаторної підстанції 110/10 кВ . Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2023.

Мета даної роботи полягає в модернізації електрообладнання на підстанції 110/10 кВ підприємства АТ «Житомиробленерго» шляхом:

- 1) встановлення вакуумних вимикачів на стороні 10 кВ;
- 2) заміни розрядників більш сучасні обмежувачі перенапруги;
- 3) встановлення сучасних роз'єднувачів.

Ключові слова: модернізація, релейний захист, електрична підстанція, надійність електропостачання.

ABSTRACT

Kravchuk O. O. Justification and recommendations for the reconstruction of the 110/10 kV transformer substation. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2023.

The purpose of this work is to modernize electrical equipment at the 110/10 kV substation of Zhytomyroblenergo JSC by:

- 1) installation of vacuum switches on the 10 kV side;
- 2) replacement of arresters with more modern overvoltage limiters;
- 3) installation of modern disconnectors.

Key words: modernization, relay protection, electric substation, reliability of power supply.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА МІСЦЯ В НЬОМУ ПІДСТАНЦІЇ	6
1.1 Характеристика району електропостачання	6
1.2 Характеристика підстанції №172 «Пісковці»	6
Висновки по розділу 1	8
РОЗДІЛ 2. ТЕХНІЧНІ РОЗРАХУНКИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ	9
2.1 Розрахунок електричних навантажень підстанції 110/10 кВ	9
2.2 Вибір потужності трансформаторів при реконструкції підстанції	10
2.3 Вибір і обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції	12
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	13
2.5 Вибір комутаційної апаратури	30
Висновки по розділу 2	38
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ ГОЛОВНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ	39
3.1. Основні етапи розрахунку надійності аналітичним методом	39
3.2. Розрахунок надійності головної схеми електричних з'єднань підстанції до реконструкції	40
3.3 Розрахунок надійності головної схеми електричних з'єднань підстанції після реконструкції	44
Висновки по розділу 3	47
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	48
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	49

ВСТУП

В даний час прискорення науково-технічного прогресу диктує необхідність удосконалення промислової електроенергетики: створення економічних, надійних систем електропостачання промислових підприємств, підприємств агропромислового комплексу, систем освітлення, автоматизованих систем керування електроприводами та технологічними процесами; впровадження мікропроцесорної техніки, вакуумного електроустаткування, нових комплектних перетворювальних пристроїв. На проектування електропостачання підприємств зайнято дуже багато інженерно-технічних працівників, які нагромадили значний досвід.

Підстанція, що проходить модернізацію, знаходиться в Житомирській області.

Безперервність технологічного процесу, важкі умови роботи електроустановок та електроустаткування створюють особливі вимоги до системи електропостачання. Це надійність та безперебійність живлення [4].

При виборі головної схеми модернізації невід'ємною частиною її побудови є обґрунтування та вибір параметрів обладнання та апаратури, і раціональне їх розміщення у схемі, а також принципове вирішення питань захисту, ступеня автоматизації та експлуатаційного обслуговування підстанції. Останні питання у свою чергу безпосередньо впливають на наявність або відсутність експлуатаційного та ремонтного персоналу [3].

Надійність вже обраної для модернізації схеми електричних з'єднань визначається надійністю її складових елементів, до яких входять силові трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, збірні шини, а також лінії електропередачі.

Економічна доцільність модернізації схеми електричних з'єднань підстанції є мінімізація умовного недовідпуску електроенергії.

Реконструкція ТП 110/10 кВ викликана необхідністю модернізації та заміни застарілого електроустаткування та автоматики.

Мета даної роботи полягає в модернізації електрообладнання на

підстанції 110/10 кВ підприємства АТ «Житомиробленерго» шляхом:

- 1) встановлення вакуумних вимикачів на стороні 10 кВ;
- 2) заміни розрядників більш сучасні обмежувачі перенапруги;
- 3) встановлення сучасних роз'єднувачів.

Завдання даної роботи полягає в забезпеченні безперебійності живлення електроенергією відповідальних споживачів та підвищення стійкості апаратури щодо струмів короткого замикання. Також передбачається автоматизація в системах електропостачання АВР, АПВ, що дозволяє обходитися без чергового персоналу на підстанціях.

Актуальність роботи: Знос електроустаткування на підстанції, що модернізується, становить близько 70%. Тому актуальним залишається питання реконструкції та модернізації електрообладнання на цій підстанції.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

Яворський П. В., Кравчук О. О. ПОРЯДОК РОЗРАХУНКУ НАДІЙНОСТІ ГОЛОВНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІ АНАЛІТИЧНИМ МЕТОДОМ.

Матеріали VII Міжнародна науково-практичної конференції «Біоенергетичні системи» 15-17 листопада 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-49.

Яворський П. В., Кравчук О. О. ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ НАДІЙНОСТІ ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023». 25 жовтня 2023 р. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 106-108.

Кравчук О. О. ПОРЯДОК ВИБОРУ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІ

Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Інженерні процеси та системи» 14-15 червня 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-51.

РОЗДІД 1

АНАЛІЗ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА МІСЦЯ В НЬОМУ ПІДСТАНЦІЇ

11. Характеристика району електропостачання

Проектований район електропостачання розташований в центральній частині Бердичівського району в 12 км від міста Бердичів. Рельєф місцевості рівнинний. Механічний склад ґрунту- суглинистий. Самий теплий місяць в році- Липень зі середньої температурою + 16,9 °, а самий холодний січень– 10.

1.2 Характеристика підстанції №172 «Пісковці»

Від підстанції живляться по:

Лінії 172–01– Автопідприємства «Ремонтник»

Лінії 172–03– Птахофабрика «Первомайська»

Лінії 172–04– Овочеконсервний цех, Цех яєчного порошку

Лінії 172–05– КПС п. Пісковці, Ферма, КПС селище Ліщина

Лінії 172–10– Насосна станція, Психлікарня

Лінії 172–11– Насосна станція

Лінії 172–12– Тепличний комбінат, котельня

Лінії 172–13– П/Ф «Пісковці», п/ф котельня

Лінії 172–05– Ферма, Котельня, СЕС, Санвeteкологія, Спецтехніка, В/частина, Сільгосптехніка, В/Ч, Котельня.

На підстанції встановлено два силові трансформатори ТДН 10000/110/10. Застосовано одиночна секційована система шин на стороні 10 кВ із використанням секційного вимикача марки ВМПП-10, розімкнутого в нормальному режимі. На низькій стороні встановлені також вимикачі марок ВМГ- 10- 630 і ВМГ- 133. Номінальні струми трансформаторів на низькою і високою сторонах складають відповідно 525 та 52,5 А[5].

Сторона ВН підстанції виконана за спрощеною схемою: віддільник та

короткозамикач. Застосовано схему містка з ремонтною перемичкою для збереження в роботі двох ліній та трансформаторів при ремонтах на боці ВН.

На підстанції застосування наступні види захистів:

- диференційна захист силового трансформатора;
- максимальна струмова захист: віддаючих ліній 10 кВ, секційного вимикача 10 кВ, введення трансформатора 10 кВ на боці 110 кВ;
- захист від навантаження силового трансформатора;
- газова захист силового трансформатор.

Живлення підстанції «Пісковці» відбувається від двох джерел живлення (лінії ЗП- 2 і ПСКЗ 110 кВ), вона включається в розсічення лінії з двостороннім харчуванням і є прохідною за способом приєднання підстанції до мережі.

Загальна довжина лінії 10 кВ становить 120,5 км, довжина найкоротшої лінії відходів становить 3,15 км, найдовший 25 км.

Повітряні лінії виконані на залізобетонних та сталевих опорах алюмінієвими проводами перетином 25, 35, 50, 70 мм².

Більшість споживачів підстанції належить до III категорії, для яких допустимі перебої в електропостачання на час ліквідації аварії, але не більше діб. Споживачів II- ой категорії з перервою в електропостачання необхідним для включення резервного живлення дією чергового персоналу. У число споживачів входять як комунально- побутові, так і виробничі. З найбільш великих виробничих споживачів можна відзначити: Птахофабрика «Первомайська», п/ф "Пісківці".

Головна схема електричних з'єднань наведено на рисунку 1.

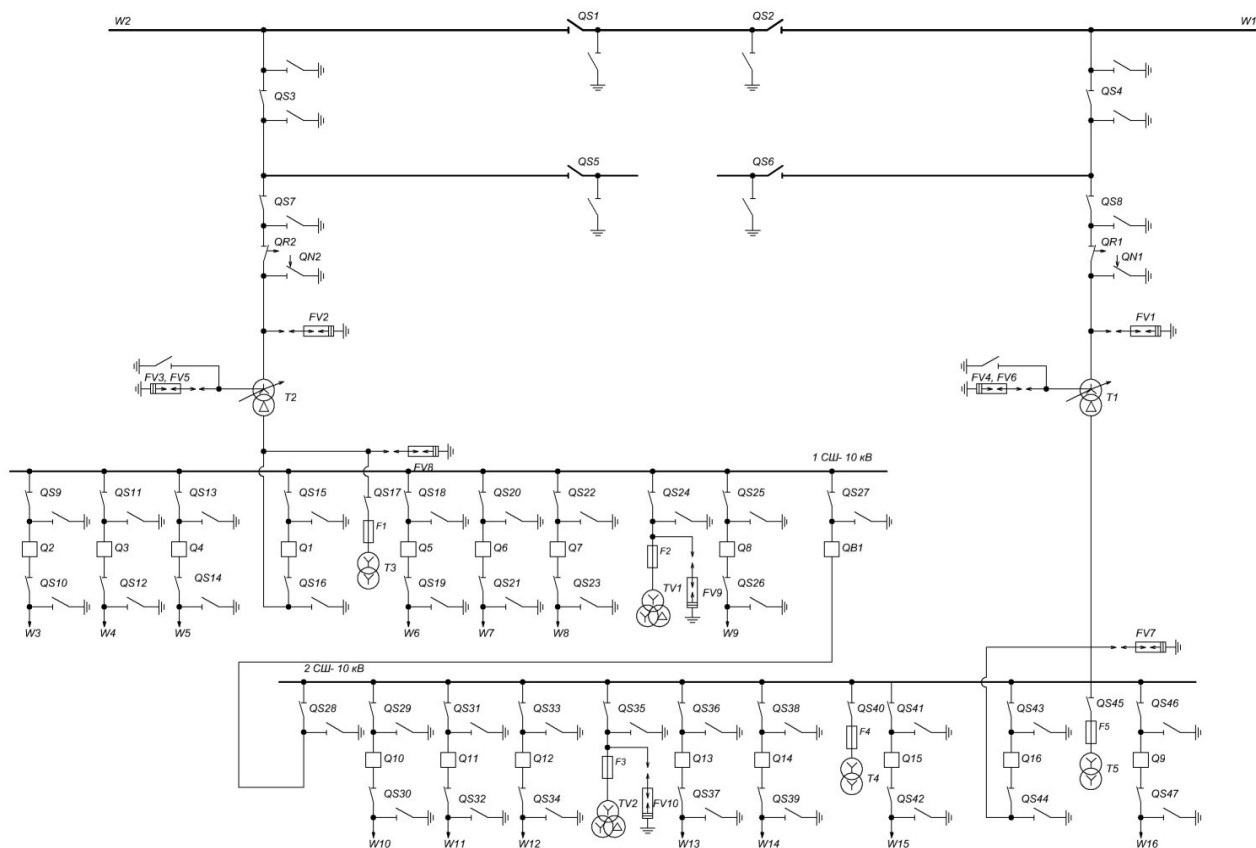


Рисунок 1.1- Головна схема електричних з'єднань ПС №172 «Пісковці»

Висновки по першому розділу

Визначені параметри району електропостачання, зв'язок між споживачами електроенергії та характеристики підстанції 110/10 кВ яка підлягає реконструкції.

РОЗДІЛ 2

ТЕХНІЧНІ РОЗРАХУНКИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІ 110/10 КВ

У технічному розрахунку виконано перевірка аналізу відповідності існуючої схеми електричних з'єднань щодо необхідності її зміни. Для реалізації цієї завдання у дипломному проекті виконано розрахунок електричних навантажень для подальшої перевірки вибору силових трансформаторів напруги. Також здійснено розрахунок струмів короткого замикання, Котрий необхідний для вибору апаратури підстанції і перевірки елементів електроустановок (шин, ізоляторів, кабелів) на електродинамічну стійкість та термічну стійкість, проектування та налагодження релейного захисту, вибору коштів та схем грозозахисту, вибору та розрахунку струмообмежувальних та заземлюючих пристроїв. Вироблено розрахунок релейний захисту та автоматики для перевірки захисту силових трансформаторів та елементів схеми підстанції. Описано систему власних потреб підстанції та система оперативного струму підстанції.

2.1 Розрахунок електричних навантажень підстанції 110/10 кВ

Розрахунок електричних навантажень виконано за результатами свідчень (табл.1), отриманих з допомогою вимірювальних приладів фахівцями Бердичівського РЕМ 19 березня 2021 року.

Таблиця 1- Результати вимірювань параметрів ліній

Час	з 0. 00 до 5. 00			з 9. 00 до 12.00			з 20.00 до 22. 00		
	U лі кВ	I _i А	S _i кВА	U лі кВ	I _i А	S _i кВА	U лі кВ	I _i А	S _i кВА
І секція шин									
172-04	10,6	10,2	187,26	10,2	14,7	259,71	10,2	16,76	296,09
172- 05		23,6	433,28		30	530,01		30,52	539,19
172-10		9,48	174,05		20,58	363,58		18,15	320,65
172-11		0,18	3,31		0,32	5,65		0,23	4,06
172-12		2,4	44,06		4,2	74,21		2,5	44,17
172-13		1,2	22,03		1,2	21,20		1,62	28,62

172- 15		2,1	38,55		2,74	48,41		3	53,01
172- 14		0	0		0,8	0		0	0
Сума			02,54			1302,77			1285,79
II секція шин									
172-01	10,6	8,8	161,56	10,2	13,8	243,804	10,2	10	176,67
172-02		2,1	38,55		2,4	42,40		4,86	85,86
172-03		0	0		0	0		0	0
172-06		0	0		0	0		0	0
172- 07		0	0		0	0		0	0
172- 08		9,6	176,25		14,7	259,71		16,18	285,85
172- 09		0	0		0	0		0	0
172-18		0	0		1,2	21,20		0	0
172-19		1,85	33,96		4,45	78,62		4,5	79,51
Сума					410,32				645,74
$S_i, \text{кВА}$			1312,86			1948,51			1913,68

У таблиці 1 також наведено значення сумарної споживаної потужності секціями шин підстанції. При розрахунку сумарною споживаної потужності електричне навантаження кожного фідера визначалася за формулі[1]:

$$S_i = \sqrt{3} \cdot I_i \cdot U_i \quad (2.1)$$

де I_i – фазний струм i -ої лінії; U_i - лінійне напруга i -ої лінії; електрична навантаження всією підстанції по формулі:

$$S = \sum_{i=1}^n S_{imax} \quad (2.2)$$

З отриманих потужностей обираємо найбільшу:

$$\sum_{i=1}^n S_{imax} = 1948 \text{кВА}$$

Розрахунок навантажень по мережам 10 кВ дає можливість вибрати номінальну потужність трансформаторів.

2.2 Вибір потужності трансформаторів при реконструкції підстанції

Число і потужність понижувальних трансформаторів на підстанції вибирають за розрахунковою потужністю на шинах низького напруги з

обліком перевантажувальної здібності трансформаторів.

У відповідно з правилами, викладеними в керівних матеріалах щодо проектування електропостачання сільського господарства, на знижувальних підстанціях (з умов надійності) потрібна установка двох трансформаторів:

- Неможливо зробити заміну пошкодженого трансформатора в протягом 24 годин;
- Число відходять ліній від підстанції більше шести.

Оптимальний коефіцієнт завантаження одного трансформатора підстанції[6]:

$$k_3 = 0,7$$

Коефіцієнт перевантаження при аварійному відключенні одного з трансформаторів, працюючих в період максимальною завантаження, складає[9]:

$$k_{ПРЕВ} = 1,4$$

Потужність одного трансформатора обираємо по умові[9]:

$$S_{ТР} > 0,7 \cdot S_{РОЗР.ПС} \quad (2.3)$$

$$S_{РОЗР.ПС} = 1,948 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$S_{РОЗР.ПС}$ – розрахункова потужність підстанції.

$$S_{ТР} > 0,7 \cdot S_{РОЗР.ПС} = 1,3636 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Відповідно з завданням на проектування установки прийняті два трансформатора напругою 110/10 кВ потужністю по 10000 кВА. Заміна вже встановлених трансформаторів економічно недоцільно.

ТДН- 10000/110/10, силові трифазні трансформатори у яких масляне охолодження з дуттям і природною циркуляцією оливи і обладнані пристроєм РПН.

Перевіряємо завантаження трансформаторів в нормальному режимі:

$$k_3 = S_{РОЗР.ПС} / n \cdot S_{ном.тр} \quad (2.4)$$

$S_{ном.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА n - число трансформаторів.

Відповідно $k_3 = 1,948 / 2 \cdot 10 = 0,097 < 0,7$ що допустимо.

Аварійний режим:

$k_{3.ав} = 1,948 / 10 = 0,195 < 1,4$ що допустимо.

Характеристики трансформаторів наведено в таблиці 2

Таблиця 2– Номінальні дані трансформатора ТДН– 10000/110/10

Тип трансформатора	$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$ обмоток		U_K %	ΔP_K кВт	ΔP_x кВт	I_{xx} %
		НН	ВН				
ТДН-10000/110/10	10	11	115	10,5	58	14	0,9

2.3 Вибір і обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції

Головна схема електричних з'єднань підстанції вибирається з урахуванням схеми електропостачання району і повинна забезпечити наступні функції[13]:

- забезпечувати надійність електропостачання підстанції і перетікань потужності по міжсистемним або магістральним зв'язкам в нормальному і післяаварійному режимі;

- враховувати подальшу перспективу розвитку;

- допускати можливість поступового розширення РУ всіх напрямів;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики;

- забезпечувати можливість проведення ремонтних робіт і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без відключення сусідніх приєднань.

Живлення підстанції «Пісковці» відбувається від двох джерел живлення, вона включається в розсічення лінії з двостороннім живленням і є прохідною по способу приєднання підстанції до мережі.

При такому приєднанні підстанцій до мережі рекомендується використовувати головну електричну схему типу "містка".

У реально існуючій схемі на вводах трансформатора стоїть віддільники і короткозамикачі. Для збільшення необхідного ступеня надійності у цьому дипломному проекті, короткозамикачі і віддільники на боці ВН силових трансформаторів буде замінено на елегазові вимикачі, що володіють більше швидким часом включення і більше ефективним пристроєм дугогасіння.

Слід також відзначити, що відпадає необхідність в капітальному ремонті, тому що в реальній схемі підстанції з віддільником і короткозамикачем потрібно виконувати капітальні ремонти по планом за термін експлуатації. Сучасні ж вимикачі не вимагає капітального ремонту.

Сучасні вимикачі мають значно менший час спрацьовування (час спрацювання віддільника 0,5-0,3 сек; вимикача 0,12-0,1 сек.), що призводить до зменшення проходження надструмів в аварійних режимах через обладнання підстанції[15].

У РУ 110 кВ передбачається встановлення секційного елегазового вимикача сучасного типу. Крім того передбачена ремонтна перемичка з роз'єднувачів, дублююча перемичку з вимикачем, для виводу вимикача у ремонт.

А також передбачається заміна в осередках КРУН малооливних вимикачів (вимикачів на боці НН силового трансформатора, секційного вимикача 10 кВ, вимикачів навантаження 10 кВ) на вакуумні вимикачі, які мають більш ефективний пристрій дугогасіння і відповідальним вимогам вдосконалення електричної мережі.

Перевагою схеми є простота, економічність, досить велика надійність, дозволяє використовувати КРУ, що знижує вартість монтажу, дозволяє скоротити час спорудження електроустановки. Схема має ряд недоліків.

При пошкодженні та ремонті однієї секції відповідальні споживачі, нормально живляться з обох секцій залишаються без резерву, а споживачі резервовані по мережі, вимикається вона все час ремонту.

Дана схема електричних з'єднань підстанції № 172 «Пісковці» є прохідний по способу приєднання підстанцій до мережі і забезпечує Усе необхідні функції, пред'явлені до підстанції, таким чином, аналізуючи відповідність існуючою схемі електричних з'єднань підстанції немає потреби у її зміні за способу приєднання до мережі.

Головна схема електричних з'єднань модернізованою підстанції наведено на рисунку 2.1

2.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання необхідний для вибору апаратури підстанції і перевірки елементів електроустановок (шин, ізоляторів, кабелів) на електродинамічну стійкість та термічну стійкість, проектування та налагодження релейного захисту, вибору коштів та схем грозозахисту, вибору та розрахунку струмообмежуючих та заземлюючих пристроїв.

Розрахунок проводять у іменованих одиницях. Вихідними даними є параметри розрахункової схеми. На розрахунковій схемою вказується всі елементи схеми, що впливають на струм КЗ. за розрахунковою схемою складається схема заміщення, де вказуються номінальні параметри елементів, визначаються характерні точки, де розглядаються КЗ.

Для полегшення практичних розрахунків КЗ в електричних мережах можливі наступні припущення (при цьому похибки незначні) [9]:

- опір всіх трьох фаз різних елементів мережі (ліній, трансформаторів, і тощо) вважають однаковими;
- нехтується намагнічування трансформаторів;
- не враховуються ємнісні провідності елементів короткозамкнутого ланцюга на землю;
- при обчисленні струму КЗ зазвичай нехтують активними опорами (у ланцюги вище 1кВ) і якщо X_r більше трьох (ставитися до

трансформатора) повне опір дорівнює індуктивному;

- не враховується перехідні опору разом з КЗ;
- підживлення місце КЗ струмами асинхронних двигунів не враховується.

Опір енергосистеми визначаємо через те, що на лінії зв'язку підстанції встановлено силові вимикачі з

$$I_{\text{ном.вимк}} = 31,5 \text{ кА}$$

отже:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.вимк}}} = 2,1 \text{ Ом}$$

Визначимо опір ліній, що пов'язують підстанцію з енергосистемою. Це лінії ЗП- 2 і ПСК- 3.

Лінії проведено проводами марки АС- 120 з питомими параметрами

$$r_0 = 0,249 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,423 \text{ Ом/км}$$

Визначимо довжину лінії:

$$\text{для ЗП- 2} \quad L_1 = 11,73 \text{ км}$$

$$\text{для ПСК- 3} \quad L_2 = 11,73 \text{ км}$$

Лінії ЗП-2 і ПСК-3: так як питомі параметри та довжини лінії однакові, то їх опори будуть однакові

$$R_l = r_0 \cdot L_1 = 2,92 \text{ Ом}$$

$$X_l = x_0 \cdot L_1 = 4,96 \text{ Ом}$$

Опір трансформатора приведений на боці низької напруги розраховуємо по формулі[8]:

$$X_{\text{ти}} = \frac{U_k}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{ном.т}}} \quad (2.5)$$

де U_k - напруга короткого замикання трансформатора;

$U_{\text{нн}}$ – напруга на обмотці НН;

$S_{\text{ном.т}}$ - номінальна потужність трансформатор.

$$X_{mi.} = \frac{10,5}{100\%} \cdot \frac{11^2}{10} = 1,27 \text{ Ом}$$

Опір трансформатора наведений на боці високої напруги розраховуємо по формулі [13]:

$$X_{тн} = \frac{U_k}{100\%} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} \quad (2.6)$$

$$X_{mi.} = \frac{10,5}{100\%} \cdot \frac{115^2}{10} = 138,86 \text{ Ом}$$

При врахуванні узагальненого навантаження маємо:

$$X_{н1} = 0,35 \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{ном.1}} \quad (2.7)$$

$$X_{н2} = 0,35 \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{ном.2}} \quad (2.8)$$

де $S_{ном1}$ і $S_{ном2}$ - номінальні потужності 1 і 2 секції шин. Маємо відповідно:

$$X_{н1} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{3,018} = 12,78 \text{ Ом} \quad X_{н2} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{1,362} = 28,33 \text{ Ом}$$

Оскільки ця підстанція може працювати у двох режимах, роздільної та паралельної роботи шин 110 та 10 кВ, то з метою визначення найбільших значень струмів КЗ виконали розрахунок для наступних режимів:

- роздільна робота ШИН 110 і 10 кВ,
- паралельна робота ШИН 110 і 10 кВ.

2.4.1 Роздільна робота шин 110 і 10 кВ

Схема заміщення без обліку узагальненого навантаження представлена на рисунку 2.2.

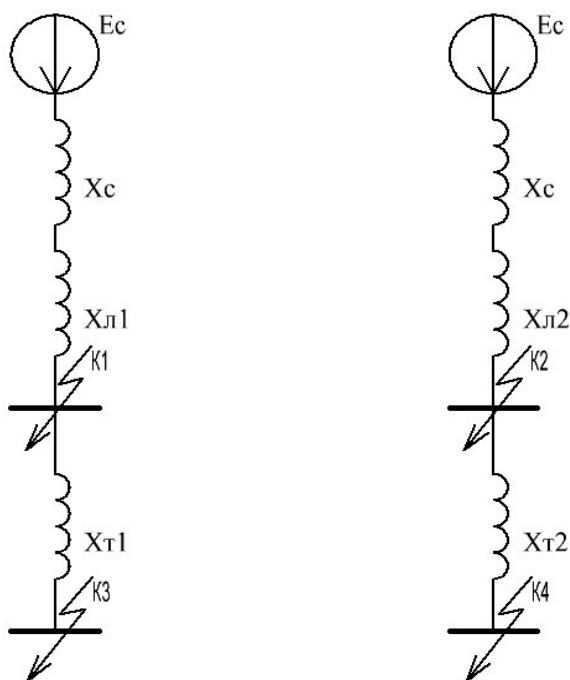


Рисунок 2.2– Схема заміщення без урахування узагальненого навантаження

Схема заміщення з обліком узагальненого навантаження представлена на рисунку 2.3.

а) Трифазне КЗ в точці K_1 при обліку узагальненою навантаження κ_T - коефіцієнт трансформації

$$\kappa_m = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{115}{11} = 10,45$$

$X_{н1привед}$ – опір навантаження 1-ої секції шин приведений до основного щабеля напруги

$$X_{н1прив} = X_{н1} \cdot \kappa_m^2 = 12,78 \cdot 10,45^2 = 1396 \text{ Ом}$$

$E_{нприв}$ – наведене значення ЕРС навантаження яке приведене до основного щабеля напруги дорівнює:

$$E_{нприв} = E_n \cdot \kappa_m = 8,925 \cdot 10,45 = 93,26 \text{ кВ}$$

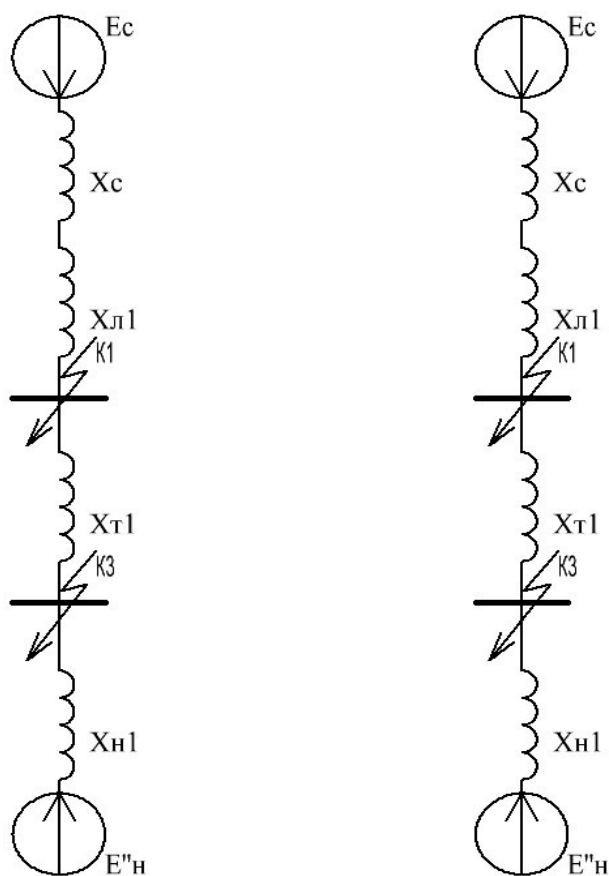
$$X_1 = X_c + X_{л1} = 2,1 + 4,96 = 7,06 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{m6} + X_{n1 \text{ приє}} = 138,86 + 1396 = 1534,86 \text{ Ом}$$

$$X_{екв} = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{7,06 \cdot 1534,86}{(7,06 + 1534,86)} = 7,02 \text{ Ом}$$

$$E_{екв} = X_{екв} \cdot \left(\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_{н \text{ приє}}}{X_2} \right) = 7,02 \cdot \left(\frac{115}{7,06} + \frac{93,26}{1534,86} \right) = 114,77 \text{ кВ} \quad (2.9)$$

$I_{к1}^{(3)}$ – початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ у точці К1



Малюнок 2.3 - Схема заміщення з обліком узагальненою навантаження

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{екв}}{\sqrt{3}} \cdot X_{екв} = \frac{114,77}{\sqrt{3} \cdot 7,02} = 9,45 \text{ кА}$$

б) Трифазне КЗ в точці К3 при обліку узагальненого навантаження

$$\kappa_m = \frac{U_{nn}}{U_{вн}} = \frac{11}{115} = 0,095$$

$$X_{c \text{ прив}} = X_c \cdot \kappa_m^2 = 2,1 \cdot 0,095^2 = 0,01895 \text{ Ом}$$

$$X_{л \text{ прив}} = X_l \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом}$$

$$E_{c \text{ прив}} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ}$$

$$X_1 = X_{н1л} = 12,78 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{сприв} + X_{лприв} + X_{тн} = 0,01895 + 0,0447 + 1,27 = 1,33 \text{ Ом}$$

$$X_{екв} = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{12,78 \cdot 1,33}{(12,78 + 1,33)} = 1,2 \text{ Ом}$$

$I_{к3}^{(3)}$ – початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ у точці КЗ

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{E_{екв}}{\sqrt{3}} \cdot X_{екв} = \frac{10,69}{\sqrt{3}} \cdot 1,2 = 5,15 \text{ кА}$$

в) Трифазне КЗ в точці К₂ при обліку узагальненого навантаження

Знаходимо κ_m - коефіцієнт трансформації

$$\kappa_m = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{115}{11} = 10,45$$

$X_{н2привед}$ – опір навантаження 2-ої секції шин приведений до основного щабеля напруги

$$X_{н2 \text{ прив}} = X_{н2} \cdot \kappa_m^2 = 28,33 \cdot 10,45^2 = 3093 \text{ Ом}$$

$E_{н \text{ прив}}$ – наведене значення ЕРС навантаження яке приведене до основного щабеля напруги дорівнює:

$$E_{н \text{ прив}} = E_{н}'' \cdot \kappa_m = 8,925 \cdot 10,45 = 93,26 \text{ кВ}$$

$$X_1 = X_c + X_l = 2,1 + 4,96 = 7,06 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{тв} + X_{н2 \text{ прив}} = 138,86 + 3093 = 3231,86 \text{ Ом}$$

$$X_{екв} = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{7,06 \cdot 3231,86}{(7,06 + 3231,86)} = 7,04 \text{ Ом}$$

$$E_{екв} = X_{екв} \cdot \left(\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_{н прив}}{X_2} \right) = 7,02 \cdot \left(\frac{115}{7,06} + \frac{93,26}{3234,86} \right) = 114,8 \text{ кВ}$$

$I_{к2}^{(3)}$ – початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ у точці К2

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{екв}}{\sqrt{3}} \cdot X_{екв} = \frac{114,8}{\sqrt{3}} \cdot 7,04 = 9,42 \text{ кА}$$

г) Трифазне КЗ в точці К4 при обліку узагальненого навантаження

$$\kappa_m = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{11}{115} = 0,095$$

$E_{н прив}$ – наведене значення ЕРС навантаження яке приведене до основного щабеля напруги дорівнює:

$$X_{c прив} = X_c \cdot \kappa_m^2 = 2,1 \cdot 0,095^2 = 0,01895 \text{ Ом}$$

$$X_{л прив} = X_l \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом}$$

$$E_{c прив} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ}$$

$$X_1 = X_{н2 прив} = 28,33 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{с прив} + X_{л прив} + X_{тн} = 0,01895 + 0,0447 + 1,27 = 1,33 \text{ Ом}$$

$$X_{екв} = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{28,33 \cdot 1,33}{(28,33 + 1,33)} = 1,27 \text{ Ом}$$

$$E_{екв} = X_{екв} \cdot \left(\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_{н прив}}{X_2} \right) = 1,27 \cdot \left(\frac{11,925}{1,33} + \frac{8,925}{1,33} \right) = 10,83 \text{ кВ}$$

$I_{к4}^{(3)}$ – початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ у точці К4

$$I_{к4}^{(3)} = \frac{E_{екв}}{\sqrt{3}} \cdot X_{екв} = \frac{10,83}{\sqrt{3}} \cdot 1,27 = 4,9 \text{ кА}$$

д) Трифазне КЗ в точці К1 без обліку узагальненого навантаження

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_l)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (2,1 + 4,96)} = 9,41 \text{ кА}$$

Трифазне КЗ в точці К2 буде таким же, так як аналогічна схема з аналогічними

параметрами

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = I_{\kappa 1}^{(3)} = 9,41 \text{ кА}$$

е) Трифазне КЗ в точці К3 без обліку узагальненого навантаження

$$\kappa_m = \frac{U_{\text{шт}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{11}{115} = 0,095$$

$$X_{c \text{ прив}} = X_c \cdot \kappa_m^2 = 2,1 \cdot 0,095^2 = 0,01895 \text{ Ом}$$

$$X_{л \text{ прив}} = X_l \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом}$$

$$E_{c \text{ прив}} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ}$$

$$X_{\text{екв}} = X_{c \text{ прив}} + X_{л \text{ прив}} + X_{\text{тн}} = 0,01895 + 0,0447 + 1,27 = 1,33 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{E_{\text{екв}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{екв}}} = \frac{10,925}{\sqrt{3} \cdot 1,33} = 4,75 \text{ кА}$$

Трифазне КЗ в точці К4 буде таким же, так як аналогічна схема з аналогічними параметрами

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = I_{\kappa 4}^{(3)} = 4,75 \text{ кА}$$

Оскільки різниця між розрахунковим значенням періодичної складової трифазного струму КЗ з урахуванням та без урахування узагальненого навантаження незначне, то розрахунки двофазного і однофазного струму КЗ будемо проводити без обліку узагальненого навантаження.

ж) Двофазне КЗ в точці К1

$X_{л1}$ – індуктивне опір лінії струму прямої послідовності

$X_{л2}$ – індуктивне опір лінії струму зворотної послідовності

$$X_{л1} = X_{л2} = 4,96 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{E_c}{(X_c + X_l)} = \frac{115}{(4,96 + 4,96)} = 11,6 \text{ кА}$$

Двофазне КЗ в точці К2 буде таким же, так як аналогічна схема з аналогічними параметрами

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = I_{\kappa 1}^{(2)} = 11,6 \text{ кА}$$

з) Двофазне КЗ в точці К3

$$\kappa_m = \frac{U_{mn}}{U_{en}} = \frac{11}{115} = 0,095$$

X_{T1} - опір трансформатора струму прямої послідовності

X_{T2} - опір трансформатора струму зворотної послідовності

$$X_{m1} = X_{m2} = X_{mn} = 1,27 \text{ Ом}$$

$$X_{екв} = X_{л1 прив} + X_{л2 прив} + X_{m1} + X_{m2} = 0,0447 + 0,0447 + 1,27 + 1,27 = 2,63 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa1}^{(2)} = \frac{E_{c прив}}{X_{екв}} = \frac{10,925}{2,63} = 4,15 \text{ кА}$$

Двофазне КЗ в точці К4 буде таким же, так як аналогічна схема з аналогічними параметрами

$$I_{\kappa3}^{(2)} = I_{\kappa4}^{(2)} = 4,15 \text{ кА}$$

і) Однофазне КЗ в точці К1

$X_{л1}$ – індуктивне опір лінії струму прямої послідовності

$X_{л2}$ - індуктивне опір лінії струму зворотної послідовності

$X_{л0}$ - індуктивне опір лінії струму нульової послідовності

$$X_{л1} = X_{л2} = 4,96 \text{ Ом}$$

$$X_{л0} = 3 \cdot X_{л1} = 3 \cdot 4,96 = 14,88 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_c}{(X_{л1} + X_{л2} + X_{л0})} = \frac{\sqrt{3} \cdot 115}{(4,96 + 4,96 + 14,88)} = 8,03 \text{ кА}$$

Однофазне КЗ в точці К2 буде таким же, так як аналогічна схема з аналогічними параметрами

$$I_{\kappa2}^{(1)} = I_{\kappa1}^{(1)} = 8,03 \text{ кА}$$

к) Однофазне КЗ в точці К3

$$\kappa_m = \frac{U_{mn}}{U_{en}} = \frac{11}{115} = 0,095$$

X_{T1} - опір трансформатора струму прямої послідовності

X_{T2} - опір трансформатора струму зворотної послідовності

$$X_{m1} = X_{m2} = X_{mn} = 1,27$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{c \text{ прив}}}{X_{екв}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,925}{4,02} = 4,7 \text{ кА}$$

Однофазне КЗ в точці К2 при живленні від ПСК 3 буде таким ж, так як аналогічна схема з аналогічними параметрами

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = I_{\kappa 4}^{(1)} = 4,7 \text{ кА}$$

2.4.2 Паралельна робота шин 110 і 10 кВ

Схема заміщення без обліку узагальненою навантаження представлені на рисунку 2.4.

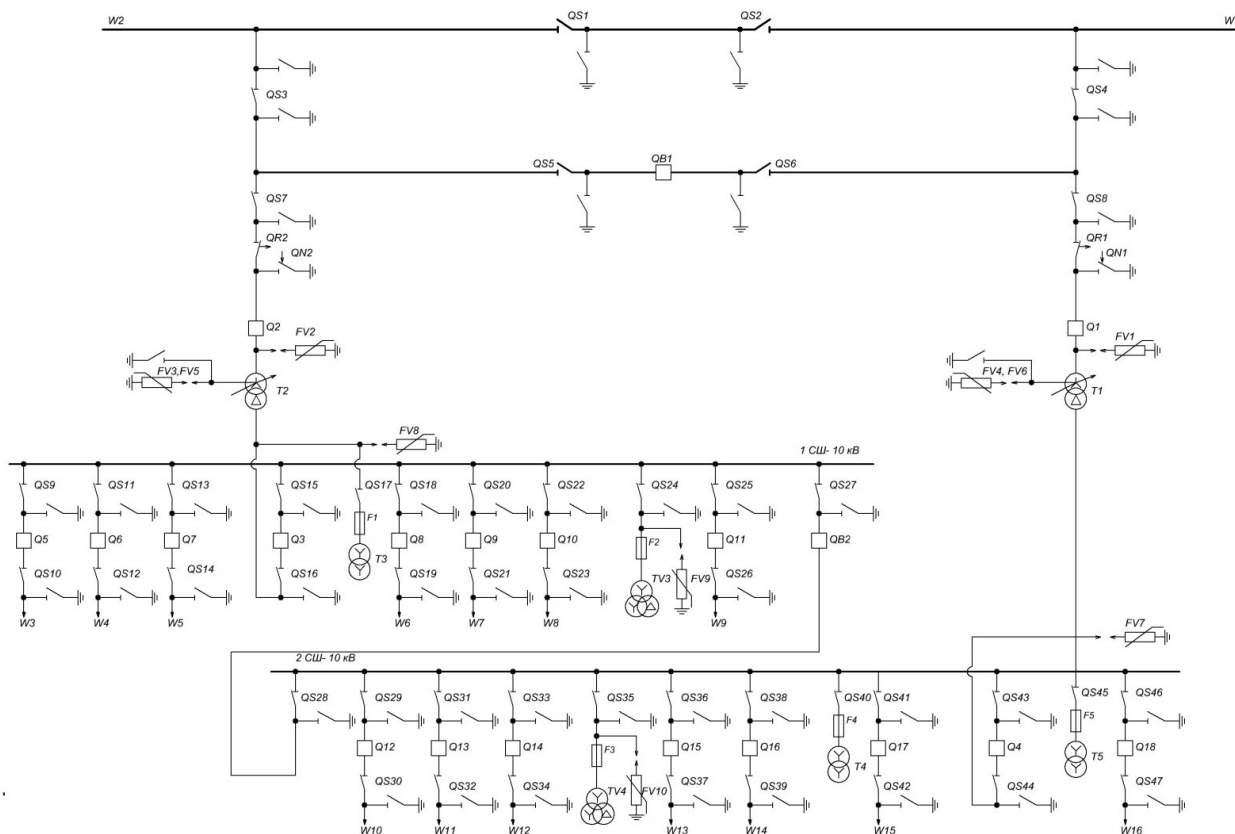


Рисунок 2.1 - Головна схема електричних з'єднань модернізованою підстанції №172 «Пісковці»

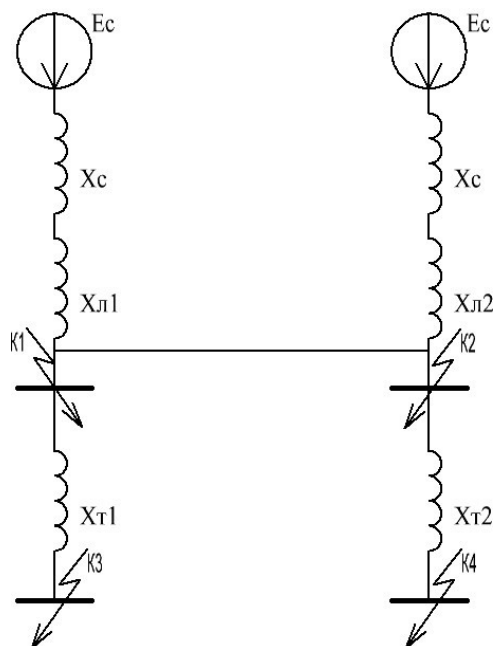


Рисунок 2.4 – Схема заміщення без урахування узагальненого навантаження

Схема заміщення з обліком узагальненою навантаження представлена на рисунку 2.5.

а) Трифазне КЗ в точці К1 при обліку узагальненою навантаження, при живленні від ПЗ 2

Знаходимо κ_T - коефіцієнт трансформації

$$\kappa_m = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{11}{115} = 0,095$$

$X_{н1\text{прив}}$ – опір навантаження 1-ої секції шин приведений до основного щабеля напруги

$$X_{н1\text{прив}} = X_{н1} \cdot \kappa_m^2 = 12,78 \cdot 10,45^2 = 1396 \text{ Ом}$$

$X_{н2\text{прив}}$ – опір навантаження 2-ої секції шин приведений до основного щабеля напруги

$$X_{н2\text{прив}} = X_{н2} \cdot \kappa_m^2 = 28,33 \cdot 10,45^2 = 3093 \text{ Ом}$$

$E_{н\text{прив}}$ – наведене значення ЕРС навантаження приведений до основного щабеля напруги

$$E_{н\text{прив}} = E''_н \cdot \kappa_m = 8,925 \cdot 10,45 = 93,26 \text{ кВ}$$

$$X_1 = X_c + X_n = 2,1 + 4,96 = 7,06 \text{ Ом}$$

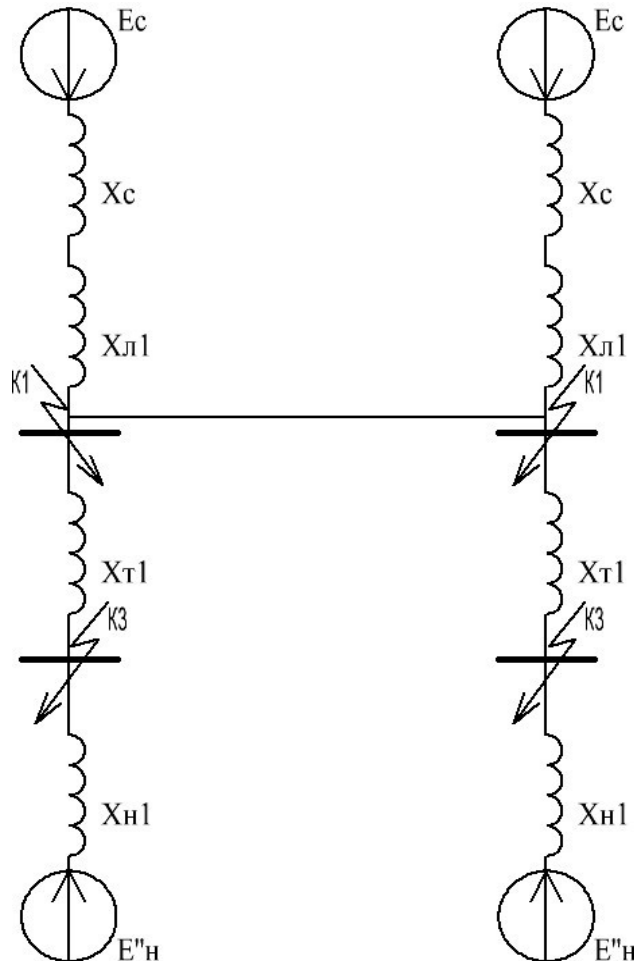


Рисунок 2.3 - Схема заміщення з обліком узагальненою навантаження

$$X_2 = X_{mi} + X_{н2\text{прив}} = 138,86 + 3093 = 3231,86 \text{ Ом}$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{7,06 \cdot 3231,86}{(7,06 + 3231,86)} = 7,04 \text{ Ом}$$

$$E_2 = X_{екв} \cdot \left(\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_{н\text{прив}}}{X_2} \right) = 7,02 \cdot \left(\frac{115}{7,06} + \frac{93,26}{3231,86} \right) = 114,88 \text{ кВ}$$

$$X_4 = X_{mi} + X_{н1\text{прив}} = 138,86 + 1396 = 1534,86 \text{ Ом}$$

$$X_{екв} = \frac{X_3 \cdot X_4}{(X_3 + X_4)} = \frac{7,04 \cdot 1534,86}{(7,04 + 1534,86)} = 7,0 \text{ Ом}$$

$$E_{екв} = X_{екв} \cdot \left(\frac{E_2}{X_3} + \frac{E_{н\text{прив}}}{X_4} \right) = 7,0 \cdot \left(\frac{114,88}{7,04} + \frac{93,26}{1534,86} \right) = 114,7 \text{ кВ}$$

$I_{\kappa 1}^{(3)}$ – початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ у точці К1

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{E_{екв}}{\sqrt{3} \cdot X_{екв}} = \frac{114,7}{\sqrt{3} \cdot 7,0} = 9,47 \text{ кА}$$

Трифазне КЗ у точці К2 при обліку узагальненого навантаження, при живленні від ПСК 3 буде таким же, так як аналогічна схема з аналогічними параметрами

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = I_{\kappa 1}^{(3)} = 9,47 \text{ кА}$$

б) Трифазне КЗ в точці К3 при обліку узагальненого навантаження, при живленні від ЗП 2

$$\kappa_{m1} = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{11}{115} = 0,095$$

$$\kappa_{m2} = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{115}{11} = 10,45$$

$$X_{c \text{ прив}} = X_c \cdot \kappa_{m1}^2 = 2,1 \cdot 0,095 = 0,01895 \text{ Ом}$$

$$X_{л \text{ прив}} = X_l \cdot \kappa_{m1}^2 = 4,96 \cdot 0,095 = 0,0447 \text{ Ом}$$

$$E_{н \text{ прив}} = E_c \cdot \kappa_{m1} = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ}$$

$$X_{н2 \text{ прив}} = X_{н2} \cdot \kappa_{m1}^2 \cdot \kappa_{m2}^2 = 28,33 \text{ Ом}$$

$$E_{н \text{ прив}} = E_{н}'' \cdot \kappa_{m1} \cdot \kappa_{m2} = 8,925 \text{ кВ}$$

$$X_{н2 \text{ прив}} = X_{н2} \cdot \kappa_{m1}^2 \cdot \kappa_{m2}^2 = 28,33 \text{ Ом}$$

$$E_{н \text{ прив}} = E_{н}'' \cdot \kappa_{m1} \cdot \kappa_{m2} = 8,925 \text{ кВ}$$

$$X_1 = X_{сприв} + X_{лприв} = 1,27 + 28,33 = 29,6 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{тн} + X_{н2 \text{ прив}} = 1,27 + 28,33 = 29,6 \text{ Ом}$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{29,6 \cdot 0,6365}{(0,6365 + 29,6)} = 0,06351 \text{ Ом}$$

$$E_2 = X_3 \cdot \left(\frac{E_{сприв}}{X_1} + \frac{E_{н \text{ прив}}}{X_2} \right) = 0,06351 \cdot \left(\frac{10,925}{0,06351} + \frac{8,925}{29,6} \right) = 10,92 \text{ кВ}$$

$$X_4 = X_3 + X_{тн} = 0,06351 + 1,27 = 1,333 \text{ Ом}$$

$$X_{экв} = \frac{X_{н1} \cdot X_4}{(X_{н1} + X_4)} = \frac{12,78 \cdot 1,333}{(12,78 + 1,333)} = 1,21 \text{ Ом}$$

$$E_{\text{екв}} = X_{\text{екв}} \cdot \left(\frac{E_2}{X_4} + \frac{E_{\text{нприв}}}{X_{\text{н1}}} \right) = 1,21 \cdot \left(\frac{10,82}{1,333} + \frac{8,925}{12,78} \right) = 10,66 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{к3}}^{(3)} = \frac{E_{\text{екв}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{екв}}} = \frac{10,66}{\sqrt{3} \cdot 1,21} = 5,09 \text{ кА}$$

в) Трифазне КЗ в точці К4 при обліку узагальненого навантаження, при живленні від ПСК 3

$$\kappa_{m1} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{11}{115} = 0,095$$

$$\kappa_{m2} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{115}{11} = 10,45$$

$$X_{\text{сприв}} = X_{\text{с}} \cdot \kappa_{m1}^2 = 2,1 \cdot 0,095 = 0,01895 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{лприв}} = X_{\text{л}} \cdot \kappa_{m1}^2 = 4,96 \cdot 0,095 = 0,0447 \text{ Ом}$$

$$E_{\text{нприв}} = E_{\text{с}} \cdot \kappa_{m1} = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ}$$

$$X_{\text{н1прив}} = X_{\text{н1}} \cdot \kappa_{m1}^2 \cdot \kappa_{m2}^2 = 12,78 \text{ Ом}$$

$$E_{\text{нприв}} = E_{\text{н}}'' \cdot \kappa_{m1} \cdot \kappa_{m2} = 8,925 \text{ кВ}$$

$$X_1 = X_{\text{сприв}} + X_{\text{лприв}} = 0,0447 + 0,01895 = 0,06365 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{\text{тн}} + X_{\text{н1прив}} = 1,27 + 12,78 = 14,05 \text{ Ом}$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{0,06365 \cdot 14,05}{(0,06365 + 14,05)} = 0,063 \text{ Ом}$$

$$E_2 = X_3 \cdot \left(\frac{E_{\text{сприв}}}{X_1} + \frac{E_{\text{нприв}}}{X_2} \right) = 0,063 \cdot \left(\frac{10,925}{0,06365} + \frac{8,925}{14,05} \right) = 10,85 \text{ кВ}$$

$$X_4 = X_3 + X_{\text{тн}} = 0,063 + 1,27 = 1,33 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{екв}} = \frac{X_{\text{н2}} \cdot X_4}{(X_{\text{н2}} + X_4)} = \frac{28,33 \cdot 1,33}{(28,33 + 1,33)} = 1,27 \text{ Ом}$$

$$E_{\text{екв}} = X_{\text{екв}} \cdot \left(\frac{E_2}{X_4} + \frac{E_{\text{нприв}}}{X_{\text{н2}}} \right) = 1,27 \cdot \left(\frac{10,85}{1,33} + \frac{8,925}{1534,86} \right) = 10,74 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{к4}}^{(3)} = \frac{E_{\text{екв}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{екв}}} = \frac{10,74}{\sqrt{3} \cdot 1,27} = 4,9 \text{ кА}$$

г) Трифазне КЗ в точці К1 при обліку узагальненого навантаження, при харчуванні від ЗП 2

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_n)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (2,1 + 4,96)} = 9,41 \text{ кА}$$

Трифазне КЗ у точці К4 при обліку узагальненого навантаження, при живленні від ПСК 3 буде таким же, так як аналогічна схема зааналогічними параметрами

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = I_{\kappa 1}^{(3)} = 9,41 \text{ кА}$$

Оскільки різниця між розрахунковим значенням періодичної складової трифазного струму КЗ з урахуванням та без урахування узагальненою навантаження незначна, то розрахунки двофазного і однофазного струму КЗ будемо проводити без обліку узагальненого навантаження.

е) Двофазне КЗ в точці К1 при живленні ЗП2

$X_{л1}$ – індуктивне опір лінії струму прямийпослідовності

$X_{л2}$ - індуктивне опір лінії струму зворотнійпослідовності

$$X_{л1} = X_{л2} = 4,96 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{E_c}{(X_{л1} + X_{л2})} = \frac{115}{(4,96 + 4,96)} = 11,6 \text{ кА}$$

Двофазне КЗ в точці К2 при живленні від ПСК 3 буде таким же, так як аналогічна схема з аналогічними параметрами

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = I_{\kappa 1}^{(2)} = 11,6 \text{ кА}$$

Результати розрахунків зведені в таблиці. Тут і далі в таблицях розрахунків струмів КЗ наведено значення струмів КЗ, які проходять через вимикач при трифазному короткому замиканні з обліком і без обліку узагальненого навантаження в різних точках.

Таблиця 2.1 - Значення струмів трифазного КЗ при обліку узагальненого навантаження

Режим роботи	Трифазне КЗ в точці, кА			
	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄
Роздільна робота шин 110 кВ	9,45	9,42	5,15	4,9

Паралельна робота шин 110 кВ	9,47	9,47	5,09	4,9
------------------------------	------	------	------	-----

Таблиця 2.2 - Значення струмів трифазного КЗ без обліку узагальненого навантаження

Режим роботи	Трифазне КЗ в точці, кА			
	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄
Роздільна робота шин 110 кВ	9,41	9,41	4,75	4,75
Паралельна робота шин 110 кВ	9,41	9,41	4,75	4,75

Результати розрахунків двофазного КЗ зведемо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 - Значення струмів двофазного КЗ

Режим роботи	Двофазне КЗ в точці, кА			
	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄
Роздільна робота шин 110 кВ	11,6	11,6	4,15	4,15
Паралельна робота шин 110 кВ	11,6	11,6	4,15	4,15

Результати розрахунків однофазного КЗ зведемо в таблицю 2.4

Таблиця 2.4 - Значення струмів однофазного КЗ

Режим роботи	Однофазне КЗ в точці, кА			
	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄
Роздільна робота шин 110 кВ	8,03	8,03	4,7	4,7
Паралельна робота шин 110 кВ	8,03	8,03	4,7	4,7

2.5 Вибір комутаційної апаратури

2.5.1 Заміна віддільників і короткозамикачів на силові вимикачі на високій стороні трансформаторів

Вимикач - це комутаційний апарат, призначений для включення та відключення електричних кіл з будь-яким струмом. Це основний апарат, оскільки включає та відключає ланцюг у будь-якому режимі роботи: тривалі навантаження, короткі замикання, холостий пробіг. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів КЗ та включення на відповідне коротке замикання. До вимикачам пред'являються такі вимоги [15,16]:

- надійне відключення будь-яких струмів (від десятків ампера до номінального струму відключення);
- швидкість дії, тобто. найменше час відключення;
- придатність для швидкодіючого АВП;
- можливість більше легкої ревізії і огляду контактів;
- зручності транспортування і експлуатації;
- вибух і пожежна безпека.

Вибір вимикачів проводиться по наступним параметрам:

- по напрузі установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

- по тривалому струму

$$I_{норм} \leq I_{ном}$$

$$I_{мах} \leq I_{ном}$$

- по відключаючій можливості:

У першу черга проводиться перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{п. \tau} \leq I_{від. ном}$$

Перевіряється можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a, \tau} \leq \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{відкл. ном}$$

$I_{відк, ном}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової в струмі що відключається для часу τ ;

$\beta_{ном} = 0,3$ с - номінальне значення відносного змісту аперіодичної

складової в відмінному струмі;

$i_{a,\tau}$ – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів τ ;

$$\tau = t_{3, \min} + t_{c,в}$$

$t_{3, \min} = 0,01$ с - мінімальна дія релейного захисту;

$t_{c,в}$ - власний час відключення вимикача.

Якщо умова: $I_{п. \tau} \leq I_{відк. ном}$ – дотримується, а $i_{a. \tau} \leq i_{a. ном}$, то допускається виконувати перевірку по відключенню здібності по повному струму короткого замикання[15]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{п. \tau} + i_{a. \tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{відк. ном} \cdot (1 + \beta_n) .$$

По здібності включення перевірка виконується по умові

$$i_y \leq i_{вкл}$$

$$I_{п.0} \leq I_{вкл}$$

i_y – ударний струм КЗ ланцюга вимикача;

$I_{п.0}$ – номінальне значення аперіодичної складової струму КЗ в ланцюзі вимикача;

$I_{вкл}$ - номінальний струм вимикача;

$i_{вкл}$ – найбільший пік струму включення.

На електродинамічну стійкість вимикач перевіряється наскрізним струмом КЗ:

$$I_{п.0} \leq I_{дин}$$

$$i_y \leq i_{дин}$$

$i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості;

$I_{дин}$ – чинне значення періодичної складової наскрізного струму КЗ

Перевірка на термічну стійкість[5]

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$$

B_k - тепловий імпульс струму КЗ за розрахунком;

$I_{терм}^2$ - середньоквадратичне значення струму за час його протікання;

$t_{терм}$ - тривалість протікання струму термодинамічної стійкості.

Виберемо вимикач на напруга 110 кВ

При даних розрахункових значеннях на боці 110 кВ підходять вимикачі:

1. МКП-110-630-20 -У1-масляний вимикач (технічні характеристики приведені в табл. 2.5)
2. ЗАР1ДТ- 145/ЕК- елегазовий вимикач колонкового типу (технічні характеристики зведені в таблицю 2.6 і рис. 2.7) [16].

Таблиця 2.5- Розрахункові і каталожні дані вимикачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МКП-110-630-20 - У1	ЗАР1ДТ- 145/ЕК
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 70.28 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п, т}} = 9.47 \text{ кА}$	$I_{\text{відк. ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{відк. ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а, т}} = 0.0083 \text{ А}$ - для масляного. $i_{\text{а, т}} = 0,508 \text{ А}$ - для елегазового.	$I_{\text{а, ном}} = 8.48 \text{ кА}$	$I_{\text{а, ном}} = 16.97 \text{ кА}$
$i_{\text{γ}} = 15,62 \text{ А}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 108 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 7,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - для масляного. $B_{\text{к}} = 5,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - для елегаз.	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороні ВН силового трансформатора встановлюємо силовий вимикач ЗАР1ДТ- 145/ЕК- фірми "Siemens" і також встановлюємо секційний вимикач РУ 110кВ цього ж типу [16]. Цей вимикач надійний, безпечний в обслуговуванні і абсолютно економічний в роботі. Він застосовується більше чим в 80 країнах по всьому світу і представляє собою потужний високовольтний силовий вимикач з пружинним приводом. У числі інших переваг: високовольтні силовий вимикач ЗАР надійний в експлуатації та стійкий до екстремальних навантажень. Використання особливо міцної порцеляни для ізоляторів і оптимізованої з допомогою найсучаснішою обчислювальної техніки, рама вимикача забезпечують його високу сейсмічну стійкість. У даному вимикачі застосований само компресійний принцип гасіння дуги. При цьому оптимальним чином використовується енергія

електричної дуги, що дозволяє знизити до мінімуму необхідну енергію приводу.

Силовий вимикач – ЗАР1DT – 145/ЕК має по одній дугогасильній камері на кожний полюс, один пружинний привід для всіх 3-х полюсів і одну загальну несучу раму.

Завдяки застосуванню само компресійного принципу гасіння дуги і, внаслідок цього - зниження до мінімуму зусиль зі сторони приводу, представилася можливість застосовувати даний тип, випробуваний на підприємствах "Siemens" протягом багатьох років. Основний вузол вимикача-дугогасильна камера, що приводяться в дію від приводу за допомогою комутаційної штанги.

Переваги пружинного приводу[17]:

- висока надійність за рахунок малої енергії приводу;
- простота принципу дії;
- можливість постійного контролю комутаційного стану;
- відсутність потреби в техобслуговуванні, економічність, тривалий термін служби;
- неохильність впливам навколишнього середовища.

Схема управління містить усі необхідні для роботи силового вимикача вторинні технічні компоненти, які в здебільшого, розміщені в шафі управління і в корпусі приводу.

Вибраний тип вимикача проходить по всім умовам вибору.

2.5.2 Заміна вимикачі на низькій стороні трансформаторів

На боці ПН силових трансформаторів встановлені вимикачі типу: ВМПП-10 (вимикач мало масляний підвісний з пружинним приводом) і ВМГ-133 (вимикач мало масляний горщиківий). Також встановлений секційний вимикач типу ВМПП- 10 який з'єднує 1- у і 2- у секції шин на напрузі 10 кВ. Приєднання навантаження до шин НН зроблено через вимикачі типів ВМГ-10-630 та ВМГ-133. Визначимо заміну даних типу

вимикачів на обладнання більше сучасне та надійне, що відповідає вимогам вдосконалення електричних мереж, на вакуумні вимикачі[7].

Таблиця 2.6- Основні технічні дані ЗАР1DT- 145/ЕК[16]

Параметри	Дані
Номинальна напруга, кВ	110
Найбільше робоче напруга, кВ	126
Номинальний струм, А	до 4000
Номинальний струм відключення, кА	до 40
Струм електродинамічної стійкості, кА	108
Струм термічною стійкості, (3с)кА	до 40
Повне час відключення не більше, з	0,054
Власне час відключення не більше, з	0,034
Власне час включення не більше, з	0,057
Механічна стійкість циклів В- пауза- Відкл.	10000
Грозний імпульс, кВ	650
Верхнє і нижнє значення температури	max+40 min-45
Тип приводу	пружинний
Термін служби до середнього ремонту, років	25
Термін служби, років (не менше)	40
Гарантія виробника, років (з моменту введення в експлуатацію)	5
Тиск елегаза наведене до 20°C номінальний, ПМА	0,6
Тиск елегаза проведена до 20°C мінімальний, ПМА	0,52
Струм електродинамічної стійкості, кА	102
Маса вимикача, кг	1500

Вибраний тип вимикача проходить по всім умовам вибору.

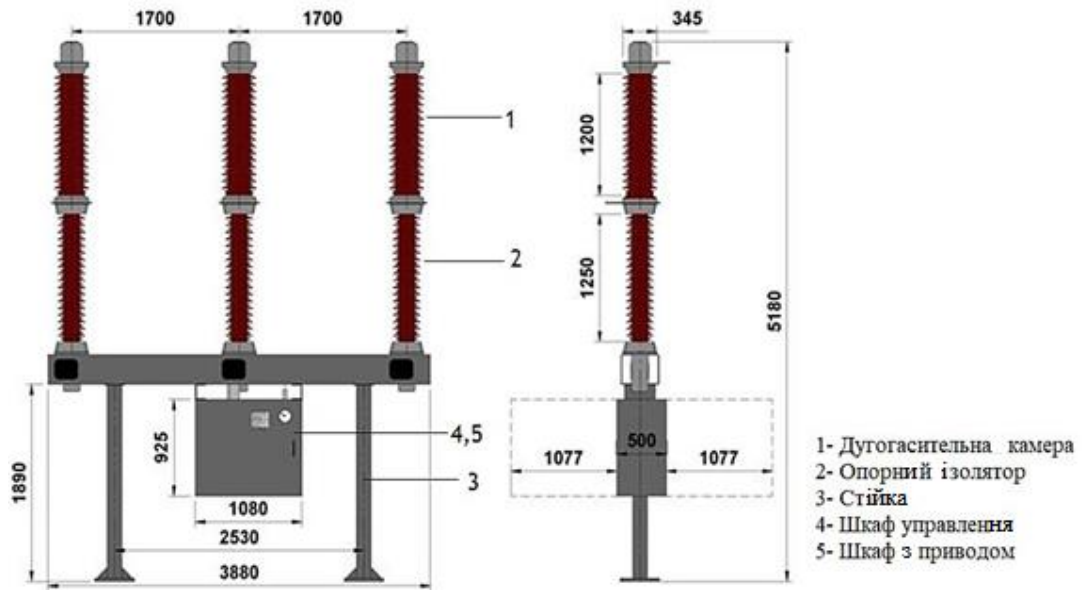


Рисунок 2.7- Принципова схема вимикача ЗАР1DT-145/ЄК

Виберемо вимикачі на стороні НН силового трансформатора а також секційний вимикач шин ПН. Для цього проведемо ряд розрахунків для визначення параметрів.

Періодична складова струму КЗ:

$$I_{n,\tau} = I_{n,0} = I_k^{(3)} = 5,15$$

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\max} = \left(\frac{K_n \cdot S_{\text{ном.м}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} \right) = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 735 \text{ A}$$

де $K_n=1,4$ - коефіцієнт допустимою навантаження трансформатора

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$$

$$\tau = t_{3,\min} + t_{c,v}$$

$t_{3,\min} = 0,01$ с- мінімальне дія релейний захисту;

$t_{c,v}$ - власне час відключення вимикача.

$$\tau = 0,05\text{с}$$

Знайдемо тепловий імпульс струму КЗ[6]

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (\tau + T_a)$$

$T_a = 0,0056$ с- постійна часу згасання:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,15 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,0056}} = 0,96 \text{ A}$$

$$B_k = 5,15^2 \cdot (0,05 + 0,0056) = 1,47 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$$

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{відкл.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,48 \text{ кА}$$

При даних розрахункових значеннях обираємо вакуумний вимикач серії ВВ/TEL-10-20/1000 українського виробництва [18].

Розрахункові і каталожні дані вимикачів зведені в таблицю 2.7

Таблиця 2.7 - Розрахункові і каталожні дані вимикачів [17]

Розрахункові дані	Каталожні дані
	ВВ/TEL-10-20/1000
$U_{\text{вст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 735 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н,t}} = 5,15 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 0,96 \text{ А}$	$I_{a,\text{ном}} = 8,48 \text{ кА}$
$i_{\text{в}} = 12,99 \text{ А}$	$I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$K = 1,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терм}} t_{\text{терм}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким чином на підстанції № 172 «Пісковичі» в осередках КРУН на стороні ПН силового трансформатора та в осередку із секційним вимикачем на шинах 10 кВ, встановили вимикачі серії ВВ/TEL-10-20/1000. Також в осередках КРУН на лініях навантаження встановили вимикачі серії ВВ/TEL-10-20/630. Вибрані вимикачі відбуваються за всіма умовами перевірки .

Вакуумні вимикачі українського виробництва підприємства «Енерго Сфера» (ВВ/TEL) призначені для використання як комутаційний апарат головних ланцюгів розподільчих пристроїв [18].

Вакуумні вимикачі є трифазними вакуумними комутаційними апаратами з пафосним електромагнітним приводом з магнітною клямкою. Даний тип вимикачів вже застосовується на підстанціях Житомира та Житомирської області, отже, вже є досвід їх експлуатації. Також дані

вимикачі мають не високу вартість порівняно з аналогами. Вимикач представлений рисунку 2.8.

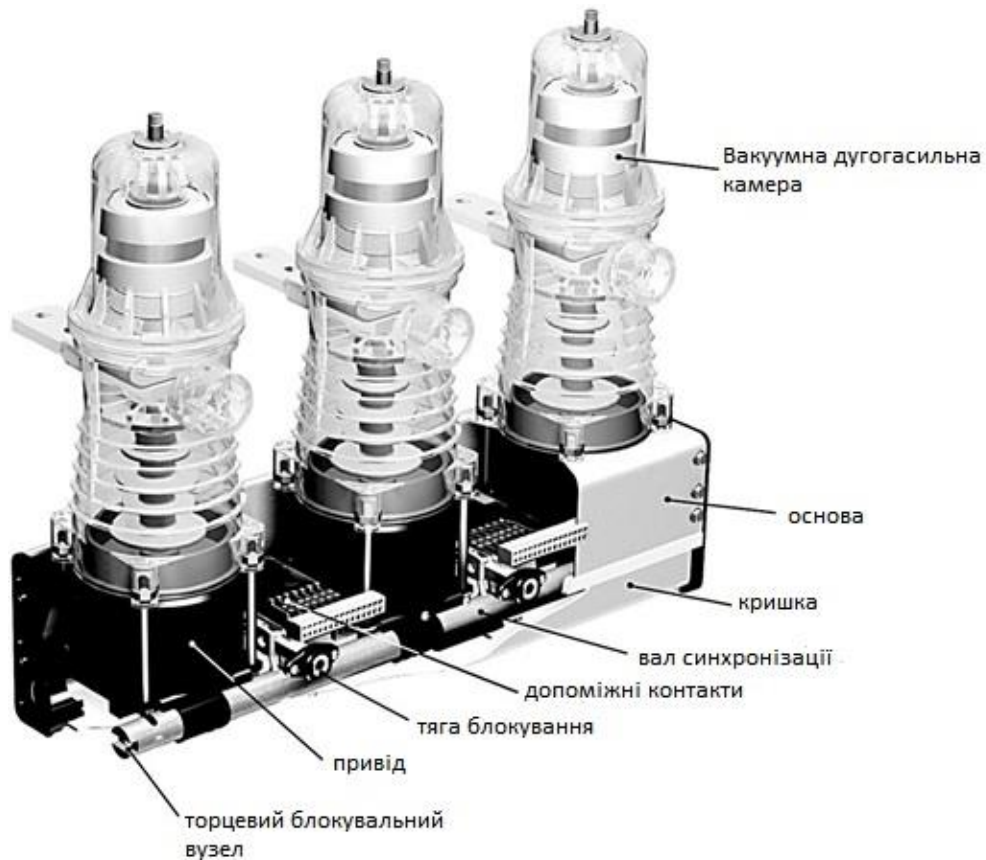


Рисунок 2.8– Вимикач вакуумний ВВ/TEL-10-20/1000

2.5.3 Заміна вентиляних розрядників на обмежувачі перенапруг

Для захисту від грозових та внутрішніх (комутаційних) перенапруг на елементах підстанції встановлені вентиляні розрядники:

- РВС-110 – у силового трансформатора на високій стороні;
- РВС-10 – у силового трансформатора на низькій стороні;
- РВС 35+15 – для захисту нейтралі силового трансформатора;

В даний час вентиляні розрядники вичерпали свій нормативний термін служби і за своїм виконанням є застарілим обладнанням, що має ряд недоліків: через наявність іскрових проміжків і шунтуючих опорів, а також малу нелінійність робочих опорів вони громіздкі і не забезпечують високої пропускної здатності, необхідної для обмеження перенапруг елементів

підстанції. З цих причин підвищення ефективності системи захисту при побудові та реконструкції підстанцій використовують обмежувачі перенапруг (ГНН).

ГНН повинен знижувати виникаючі грозові та внутрішні перенапруги до значень, при яких забезпечується нормальна робота ізоляції елементів підстанції, а також не втрачати своїх властивостей термічної стійкості при тривалому впливі підвищеної напруги [2].

Для вибору ОПН скористаємося таблицею відповідності для підбору замінних вентиляльних розрядників на ОПН, складених з урахуванням розрахунків за допустимою робочою напругою та номінальним розрядним струмом.

Таблиця 2.8 – Заміна вентиляльних розрядників на ОПН

Вентильний розрядник	Обмежувач перенапруг
РВС-110 (III група)	ОПН-110-III-УХЛ1
РВС-10(IV група)	ОПН-10-III-УХЛ1
РВС35+15	ОПН-110-III-УХЛ1

Технічні характеристики вибраних обмежувачів перенапруг представлені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Технічні характеристики ОПН

Тип ОПН	$U_{НОМ}$, кВ	$U_{макс.роб}$, кВ	$U_{НОМ.ОБМЕЖ}$, кВ	$I_{НОМ.РАЗРЯД}$, кА
ОПН-110-III-УХЛ1	110	77	91	10
ОПН-10-III-УХЛ1	10	12	15	10

Висновки по другому розділу

На основі проведених розрахунків дозволили вибрати силові трансформатори підстанції, комутаційну апаратуру: розподільники і короткозамикачі, вимикачі та обмежувачі перенапруги.

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ ГОЛОВНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЇ

У кваліфікаційній роботі розрахунок надійності головної схеми електричних з'єднань підстанції до та після реконструкції виконано аналітичним методом.

3.1. Основні етапи розрахунку надійності аналітичним методом

Аналітичний метод заснований на надання функціонально-структурних зв'язків у схемі електропостачання послідовними, паралельними або послідовно-паралельним з'єднанням елементів у сенсі надійності, тобто. на поданні функціонально-структурних зв'язків у вигляді структурної схеми надійності.

Основні положення аналітичного методу розрахунку надійності схем електропостачання є такими[10]:

- Перерви електропостачання, залежно від позитивного відключення споживачів, поділяються на тривалі, пов'язані з відновленням елементів, що відмовили, протягом часу $T_{в}$, і короткочасні, що ліквідується оперативним персоналом перемикачів на протязі часу $T_{оп}$.

- Перерви в електропостачанні, що ліквідуються дією АПВ та АВР, не враховуються. Пристрої релейного захисту вважаються абсолютно надійними.

- Структурна схема надійності складаються окремо для короткочасних перерв електропостачання містить лише елементи, відмова яких спричиняє негайне автоматичне відключення даного споживача або групи споживачів дією релейного захисту з подальшим переведенням приєднань на обхідну систему шин шляхом оперативних перемикачів.

- Структурна схема надійності для тривалих перерв електропостачання містить як послідовні, так і паралельні ланцюги, за допомогою яких враховується можливість збігу відмов елементів схеми електропостачання у різних режимах її роботи.

Надійність систем електропостачання характеризується переважно її

безвідмовність і ремонтпридатність. При цьому під відмовою системи електропостачання розуміють події, що призводять до недовідпуску електроенергії споживачам як при припиненні, так і при обмеженні електропостачання. Тому як показники надійності H рекомендується розглядати умовну недовідпустку електроенергії ΔW_c , що визначає шкоду в системі електропостачання[11]:

$$\Delta W_c = K_{max} \cdot \Delta P \cdot Q_{cx} \cdot T_{роб},$$

де K_{max} – коефіцієнт, який враховує нерівномірності графіка навантаження;

ΔP – середня потужність відключення, кВт;

Q_{cx} – вірогідність стану відмов схеми електропостачання;

$T_{роб}$ – інтервал часу, г.

$$K_{max} = \frac{t_{max}}{t_{cp} + t_{max}}$$

де t_{max} – середня тривалість інтервала максимального навантаження; t_{cp} – середня тривалість інтервала між максимумами;

При виведенні в плановий ремонт будь-якого елемента у схемі електропостачання виникає ремонтний режим. Ремонтний режим виникає також і при здійсненні аварійно-відновільного ремонту цього ж елемента після його відмови з ймовірністю $Q = w \cdot T_e$, де w – частота відмов, а T_e – середній час відновлення елементів.

3.2. Розрахунок надійності головної схеми електричних з'єднань підстанції до реконструкції

Головна схема електричних з'єднань підстанції до реконструкції наведено на рисунку 3.1. Тип підстанції – з відгалуженнями.

Підстанція має:

– ремонтну перемичку виконану з використанням збірних шин QS1 та QS2;

– секційний вимикач QB1, що забезпечує автоматичне включення резерву (АРВ) при відмові одного із трансформаторів Т1 або Т2. Розрахунок

надійності головної схеми електричних з'єднань підстанції до реконструкції.

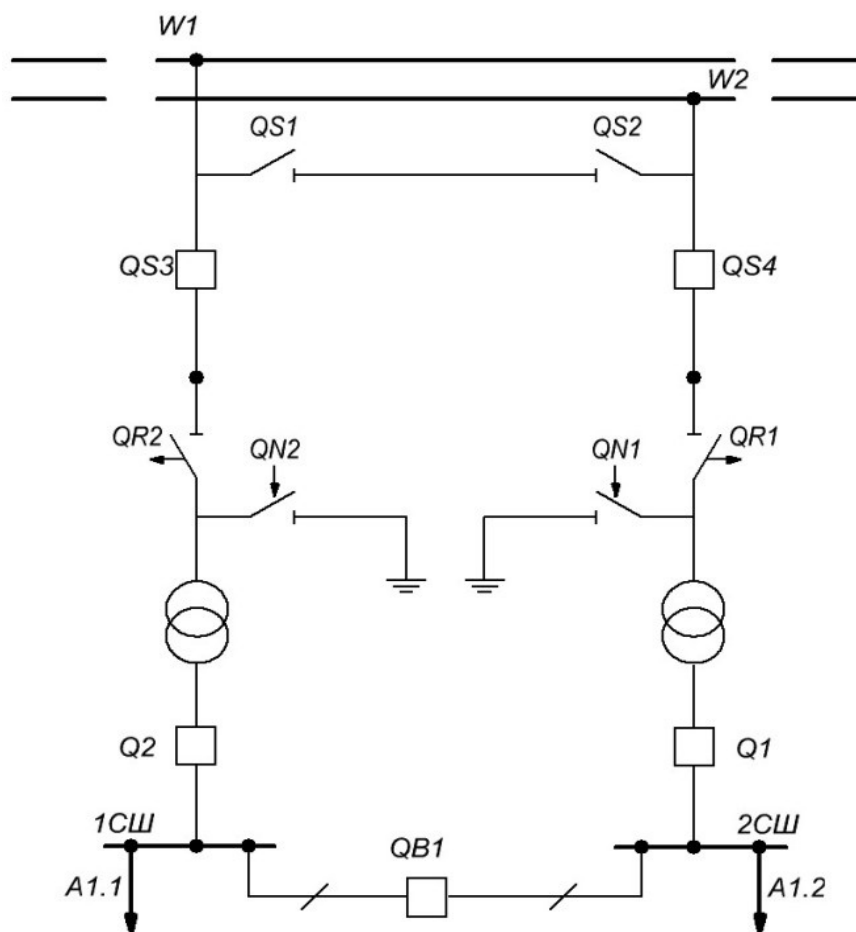


Рисунок 3.1– Головна схема електричних з'єднань підстанції

Вимикачі QS3 і QS4 забезпечені пристроями резервування вимикача відмовив (ПРВВ), які, при відмові у відключенні КЗ на лініях W1 і W2, забезпечують відключення лінії суміжними вимикачами (вимикачами далекого резерву). Трансформатори T1 і T2 мають резервний захист, що приводить у дію безпосередньо віддільники 7 і 8 при відмові у спрацьовуванні короткозамикачів QN1 і QB2 (через 9 після КЗ в трансформаторі). Вимикачі Q2 та Q1 забезпечують захист секцій 1CШ та 2CШ від мінімальної напруги (при КЗ у трансформаторі) та АВР секційним вимикачем QB1. На відгалуженнях секцій A1,1 і A1,2 встановлено БМРЗ, що забезпечують, при відмові вимикачів Q1 і Q2, через 0,3 с їх спрацьовування та АВР секційним вимикачем QB1. Відмова вимикача QB1 у статичному стані чи під час виконання оперативних перемикачів призводить до «КЗ з обох боків», тобто.

до відмови системи шин А1.

При розрахунку надійності головної схеми електричних з'єднань підстанції вважаємо пристрої релейного захисту діючими безвідмовно та враховуємо лише стійкі відмови елементів схеми, що не усуваються дією АПВ. Поодинокі показники надійності елементів головної схеми електричних з'єднань підстанції наведено в таб.3.1.

Таблиця 3.1 - Показники надійності елементів[8,11]

Елемент	№ на схемі	$\omega, 1/\text{рік}$	$T_b, \text{год}$	$\mu, 1/\text{рік}$	$T_p, \text{год}$	$\alpha^{кз}/\alpha^{оп}, 1/\text{рік}$
ПЛ на мет. опорах, одноцепна	W1	0,62	8,8	2,1	14,5	
	W2	0,75				
Вимикач масляний, 110кВ	QS3, QS4	0,05	20	0,14	30	0,013/ 0,006
Роз'єднувач, 110 кВ	QS1, QS2	0,01	11	0,166	8,15	
Короткозамикач, 110 кВ	QN1 QN2,	0,01	6	0,33	6,3	
Отделитель, 110кВ	QR1, QR2	0,01	3,5	0,33	9,6	
Трансформатор ТДН-10000/110/10	T1, T2	0,018	40	0,25	28	
Вимикач маломасляний, 10 кВ	Q2, Q1, QB1	0,009	20	0,14	8	0,027/ 0,0022
Збірні шини	1СШ, 2СШ	0,03	5	0,166	5	

3.2.1 Імовірність відмови схеми у нормальному режимі до модернізації

Структурна схема надійності підстанції у нормальному режимі роботи наведено на рисунку 3.2.

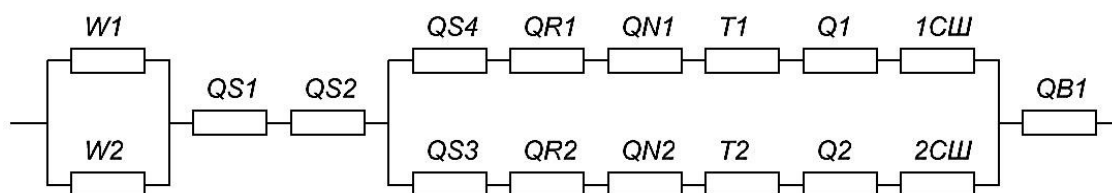


Рисунок 3.2 – Структурна схема надійності для нормального режиму

Визначаємо ймовірність стану відмови схеми у нормальному режимі:

$$\begin{aligned}
 Q_{CX}^H &= \frac{\left((\omega_{W1} \cdot T_{BW1}) \cdot (\omega_{W2} \cdot T_{BW2}) \right)}{8760^2} + \frac{\omega_{QS1} \cdot T_{BQS1} + \omega_{QS2} \cdot T_{BQS2}}{8760} + \\
 &+ \frac{\left(\omega_{QS4} \cdot T_{BQS4} + \omega_{QR1} \cdot T_{BQR1} + \omega_{QN1} \cdot T_{BQN1} + \omega_{T1} \cdot T_{BT1} + \omega_{Q1} \cdot T_{BQ1} + \omega_{1CIII} \cdot T_{B1CIII} \right)}{8750} \times \\
 &\times \frac{\left(\omega_{QS3} \cdot T_{BQS3} + \omega_{QR2} \cdot T_{BQR2} + \omega_{QN2} \cdot T_{BQN2} + \omega_{T2} \cdot T_{BT2} + \omega_{Q2} \cdot T_{BQ2} + \omega_{2CIII} \cdot T_{B2CIII} \right)}{8750} + \\
 &+ \frac{\omega_{QB1} \cdot T_{BQB1}}{8760} = 0,000462
 \end{aligned}$$

3.2.2 Відносні тривалості знаходження схеми підстанції у нормальному та ремонтних режимах

Відносна тривалість режиму під час виведення у плановий ремонт повітряних ліній:

$$\begin{aligned}
 P_{CX}^{W1} &= \frac{\left(\omega_{W1} \cdot T_{BW1} + \mu_{W1} \cdot T_{PW1} + \omega_{QS4} \cdot T_{BQS4} + \mu_{QS4} \cdot T_{PQS4} \right)}{8750} = \\
 &= \frac{0,62 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5 + 0,05 \cdot 20 + 0,14 \cdot 30}{8760} = 0,0047
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{CX}^{W2} &= \frac{\left(\omega_{W2} \cdot T_{BW2} + \mu_{W2} \cdot T_{PW2} + \omega_{QS3} \cdot T_{BQS3} + \mu_{QS3} \cdot T_{PQS3} \right)}{8750} = \\
 &= \frac{0,75 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5 + 0,05 \cdot 20 + 0,14 \cdot 30}{8760} = 0,0048
 \end{aligned}$$

Відносна тривалість режиму під час виведення в плановий ремонт трансформаторів:

$$\begin{aligned}
 P_{CX}^{T1} = P_{CX}^{T2} &= \frac{\left(\omega_{T1} \cdot T_{BT1} + \mu_{T1} \cdot T_{PT1} + \omega_{QS4} \cdot T_{BQS4} + \mu_{QS4} \cdot T_{PQS4} + \omega_{Q1} \cdot T_{BQ1} + \mu_{Q1} \cdot T_{PQ1} \right)}{8750} = \\
 &= \frac{0,018 \cdot 40 + 0,25 \cdot 28 + 0,05 \cdot 20 + 0,14 \cdot 30 + 0,009 \cdot 20 + 0,14 \cdot 8}{8760} = 0,0016
 \end{aligned}$$

Отже, відносна тривалість нормального режиму роботи схема дорівнюватиме:

$$P_{CX}^H = 1 - \left(P_{CX}^{W1} + P_{CX}^{W2} + P_{CX}^{T1} + P_{CX}^{T2} \right) = 1 - (0,0047 + 0,0048 + 2 \cdot 0,0016) = 0,987$$

Знаходимо умовний недовідпуск електроенергії з шин підстанції.

Приймаємо коефіцієнт максимального навантаження відповідно до :
 $K_{MAX}=0,6$

Тоді

$$\Delta W_c = K_{MAX} \cdot \Delta P \cdot Q_{CX} \cdot 8760 = 0,6 \cdot 0,000463 \cdot 16800 \cdot 8760 = 40971,57 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

3.3 Розрахунок надійності головної схеми електричних з'єднань підстанції після реконструкції

Головна схема електричних з'єднань підстанції після реконструкції наведено на рис. 3.3.

Підстанція після реконструкції має в своєму складі:

- Ремонтну перемичку, виконану з використанням збірних шин та роз'єднувачів QS1 та QS2;
- автоматичну перемичку з елегазовим вимикачем Q5;
- секційний вимикач QB1, що забезпечує автоматичне включення резерву (АРВ) при відмові одного із трансформаторів Т1 або Т2.

Головна схема електричних з'єднань підстанції зображена на рис.3.3

При розрахунку надійності головної схеми електричних з'єднань підстанції вважаючи пристрої релейного захисту діючими безвідмовно і враховуємо тільки стійкі відмови елементів схеми, що не усуваються дією АПВ. Поодинокі показники надійності елементів головної схеми електричних з'єднань підстанції наведено у табл. 3.2.

3.3.1. Імовірність стану відмови схеми підстанцій у нормальному режимі

Структурна схема надійності підстанції у нормальному режимі роботи наведено на рис. 3.4.

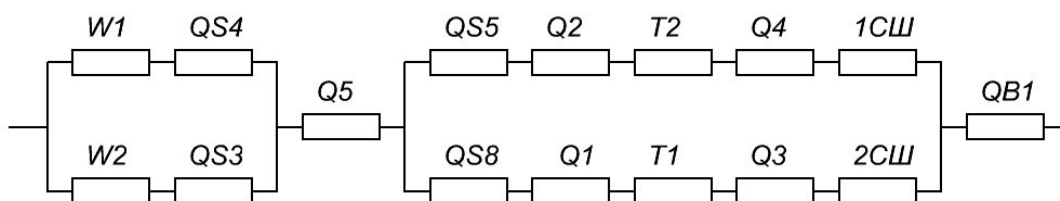


Рисунок 3.4– Структурна схема надійності підстанції в нормальному

режимі після реконструкції

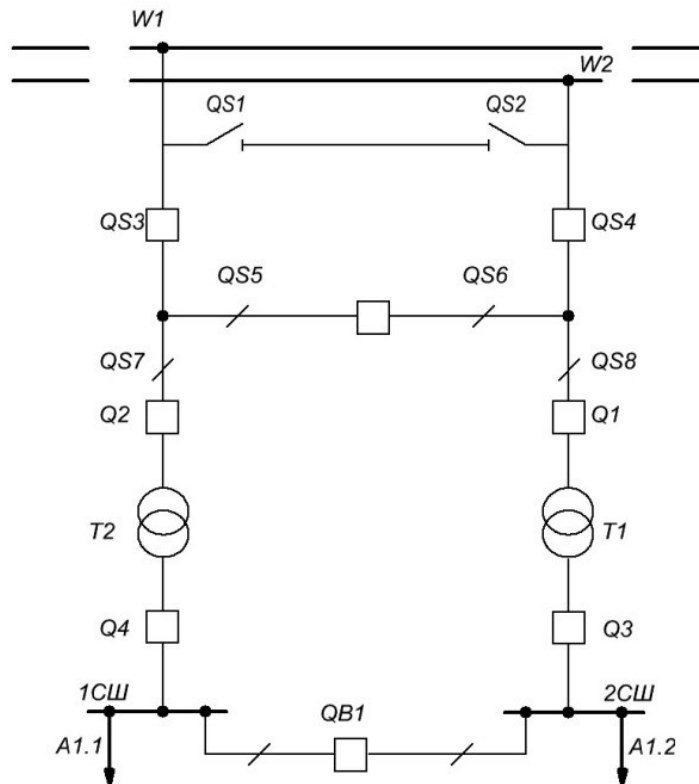


Рисунок 3.3 Головна схема електричних з'єднань підстанції

Таблиця 3.2 - Показників надійності елементів

Елемент	№ на схемі	ω , 1/рік	T_b , год	μ , 1/рік	T_p , год	$\alpha^{кз}/\alpha^{оп}$, 1/рік
ПЛ на металевих опорах, одноцепна	W1	0,62	8,8	2,1	14,5	
	W2	0,7				
Вимикач масляний (110 кВ)	QS3, QS4	0,05	20	0,14	30	0,013/0,006
Вимикач елегазовий, ЗАРІДТ-145/ЕК (110кВ)	Q5, Q2, Q1	0,012	15	0,1	25	0,013/0,006
Роз'єднувач, 110кВ	QS5, QS8	0,01	11	0,166	8,15	
Трансформатор ТДН-10000/110/10	T1, T2	0,018	40	0,25	28	
Вимикач вакуумний, ВВ/TEL-10-20/1000 (10кВ)	Q4, Q3, QB1	0,009	20	0,14	8	0,027/0,002
Сборні шини	1CШ, 2CШ	0,03	5	0,166		

Визначаємо ймовірність стану відмови схеми у нормальному режимі після

реконструкції:

$$Q_{CX}^H = \frac{\left((\omega_{W1} \cdot T_{B W1} + \omega_{QS4} \cdot T_{B QS4}) \cdot (\omega_{W2} \cdot T_{B W2} + \omega_{QS3} \cdot T_{B QS3}) \right)}{8760^2} + \frac{\omega_{Q5} \cdot T_{B Q5}}{8760} +$$

$$+ \frac{\left(\omega_{QS8} \cdot T_{B QS8} + \omega_{Q1} \cdot T_{B Q1} + \omega_{T1} \cdot T_{B T1} + \omega_{Q3} \cdot T_{B Q3} + \omega_{2CIII} \cdot T_{B 2CIII} \right)}{8750} \times$$

$$\times \frac{\left(\omega_{QS5} \cdot T5 + \omega_{Q2} \cdot T_{B Q2} + \omega_{T2} \cdot T_{B T2} + \omega_{Q4} \cdot T_{B Q4} + \omega_{1CIII} \cdot T_{B 1CIII} \right)}{8750} + \frac{\omega_{QB1} \cdot T_{B QB1}}{8760} = 0,000227$$

3.3.2 Відносні тривалості знаходження схеми підстанції у нормальному та ремонтних режимах після модернізації

Відносна тривалість режиму під час виведення в плановий ремонт повітряних ліній:

$$P_{CX}^{W2} = \frac{\left(\omega_{W2} \cdot T_{B W2} + \mu_{W2} \cdot T_{P W2} + \omega_{QS3} \cdot T_{B QS3} + \mu_{QS3} \cdot T_{P QS3} \right)}{8750} =$$

$$= \frac{0,75 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5 + 0,05 \cdot 20 + 0,14 \cdot 30}{8760} = 0,0048$$

$$P_{CX}^{W1} = \frac{\left(\omega_{W1} \cdot T_{B W1} + \mu_{W1} \cdot T_{P W1} + \omega_{QS4} \cdot T_{B QS4} + \mu_{QS4} \cdot T_{P QS4} \right)}{8750} =$$

$$= \frac{0,62 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5 + 0,05 \cdot 20 + 0,14 \cdot 30}{8760} = 0,0047$$

Відносна тривалість режиму при виведенні в плановий ремонт трансформаторів:

$$P_{CX}^{T1} = P_{CX}^{T2} = \frac{\left(\omega_{T1} \cdot T_{B T1} + \mu_{T1} \cdot T_{P T1} + \omega_{QS8} \cdot T_{B QS8} + \mu_{QS8} \cdot T_{P QS8} + \omega_{Q1} \cdot T_{B Q1} + \mu_{Q1} \cdot T_{P Q1} \right)}{8750} =$$

$$= \frac{0,018 \cdot 40 + 0,25 \cdot 28 + 0,01 \cdot 11 + 0,166 \cdot 8,15 + 0,012 \cdot 15 + 0,1 \cdot 25}{8760} = 0,0013$$

Отже, відносна тривалість нормального режиму роботи схеми після модернізації буде дорівнювати:

$$P_{CX}^H = 1 - \left(P_{CX}^{W1} + P_{CX}^{W2} + P_{CX}^{T1} + P_{CX}^{T2} \right) = 1 - (0,0047 + 0,0048 + 2 \cdot 0,0013) = 0,988$$

Знаходимо умовний недовідпуск електроенергії з шин підстанції після модернізації.

Приймаємо коефіцієнт максимального навантаження відповідно до :
 $K_{MAX}=0,6$ [11].

Тоді

$$\Delta W_c = K_{MAX} \cdot \Delta P \cdot Q_{CX} \cdot 8760 = 0,6 \cdot 0,000227 \cdot 16800 \cdot 8760 = 20044,28 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Висновки по третьому розділу

Головна схема підстанції розрахована після реконструкції, яка виконана за схемою «місток з вимикачами в ланцюзі ліній та перемичкою з боку ліній», разом із встановленими комутаційним обладнанням має велику надійність порівняно зі схемою до реконструкції. Справді, якщо умовний недовідпуск електроенергії з шин підстанції до реконструкції становить 40971 кВт·год, то після реконструкції 20044 кВт·год, що значно знижує збитки від недовідпуску електроенергії.

ВИСНОВКИ

В рамках дипломного проекту було розглянуто реконструкцію підстанції №172 «Пісковці».

Прийняті при виконанні проекту технічні та організаційно-економічні рішення засновані техніко-економічними розрахунками, які враховують вимоги "Правил улаштування електроустановок", "Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж "

У ході реконструкції були вирішені наступні завдання: оновлення обладнання головної схеми електричних з'єднань підстанції шляхом заміни короткозамикачів і відокремлювачів на стороні ВН силових трансформаторів на елегазові вимикачі, що володіють швидшим часом включення та більш ефективним пристроєм дугогасіння, і встановлення секційного елегазового вимикача, а також заміна в осередках КРУН маломасляних вимикачів (вимикачів на стороні НН силового трансформатора, секційного вимикача 10 кВ, вимикача навантаження 10 кВ) на вакуумні вимикачі, що володіють ефективнішим пристроєм дугогасіння та відповідають вимогам удосконалення електричних мереж. Ці заходи дозволять збільшити надійність електропостачання споживачів.

Підстанція надійна і забезпечує безперебійність електропостачання відповідно до категорії надійності споживачів, що живляться.

Якість електроенергії споживаної споживачами від реконструйованої підстанції відповідає вимогам ДСТУ 3466-96 «Якість електроенергії. Терміни та визначення».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ 2790-94 Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.
2. ДСТУ 2791-94 Системи електропостачальні номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.
3. ДСТУ 1.0-93. Державна система стандартизації України. Загальні положення.
4. ДСТУ Б А.2.4-4-99 (ГОСТ 21.101-97). Основні вимоги до проектної та робочої документації.
5. ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанцій та електричної мережі. Терміни та визначення.
6. Проектування електричних мереж напругою 0,4- 110 кВ: ГІД 34.20.178.2005: затв. М-вом Полива та енергетики України 08.04.05: Надано чинності 479 з 01.06.2005-К.: ОЕП „ГРІФТЕ”, 2005-43 с
7. ДСТУ 3466-96 Якість електроенергії. Терміни та визначення.
8. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 768 с.
9. Кідиба В.П., Шелепєть Т.М. Захист трансформаторів та авторансформаторів: Навч. посібник. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2004. – 180 с. ISBN 966-553-425-4/
10. Керівні вказівки з улаштування повітряних ліній електропередачі 10 (6) кВ: ГKD 32.20.505-2003. – Київ: ОЕП «ГРІФЕ», 2003. – 53 с.
11. ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення.–12. Методика визначення втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередач. Общие методические положения Минэнерго Украины. – Киев, 1997. – 18 с.
13. Козирський В.В. Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин С.М., – К.: Компринт, 2021. – 497с.

14. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електропостачання Навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2005. 324 с. ISBN: 966-553-498-X

15. С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлєв, В.О. Мунтян, В.В. Козирський, І. П. Радько, Ю.М. Куценко Проектування систем електропостачання в АПК/Навч. посібни., Мелітополь Люкс 2009 р. -240с.

16. <http://afc.net.ua/vyklyuchатели-elegazovye/>

17. <https://energyservisvp.kr.ua/ua/p1428915169-vakuumnij-vimikach-vvtel.html>

18. <http://energosfera.org.ua/vyklyuchатели/vakuumnyevyklyuchатели/vakuumnye-vyklyuchатели-6-35kv/vyklyuchatel-bb-tel-10-20-630-u2-46.html>