

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор
Лежнюк П. Д.

«_» _____ 2019 р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістр»

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 1300 МВт (4x100+3x300) З ДОСЛІДЖЕННЯМ
ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ
08-13.МКР.015.00.147 ПЗ**

Виконав: студент 2 курсу ОПП
магістра,
групи ЕС-18м
спеціальності 141 –
«Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні
станції»
Смажний Є.О. _____

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф.
ЕСС
Нетребський В. В. _____
«_____» _____ 2019 р.

Рецензент: _____
«_____» _____ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« ___ » _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні станції.

(шифр – назва спеціальності)

Магістрант групи: ЕС-18м Смажний Євген Олександрович.
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 1300 МВт (4x100+3x300) з аналізом елегазовго комутаційного обладнання».

Вихідні дані:

Відстань до приєднання до енергосистеми 260 км, $S_{с.ном}= 1500$ МВА, $X_{ном.с}=0,28$, $U_{с.ном}=330$ кВ; вид промисловості місцевого району – друкарських та оздоблювальних фабрик; максимальне навантаження місцевого району 300 МВт; максимальна потужність, що віддається в систему 680 МВт.

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Текстова (пояснювальна записка) 7 основних розділів: Техніко-економічне обґрунтування проекту, Електротехнічна частина, Елегазові вимикачі, Особливості будови різних типів елегазових вимикачів, Комплектна розподільча установка з елегазовою ізоляцією, Економічна частина, Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

2. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник _____
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент
кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ _____ ” ____ 20__ р.

В.В. Нетребський

Економічна частина _____
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент
кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ _____ ” ____ 20__ р.

В. В. Нетребський

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях _____
(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор
кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ _____ ” ____ 20__ р.

Є. А. Бондаренко
ініціали та прізвище

Дата попереднього захисту роботи

“05” грудня 2019 р.

Рецензент _____
(підпис)

_____ (наук. ступінь, вчене звання ,

“ _____ ” ____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав _____
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент
кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“02” жовтня 2019 р.

В.В. Нетребський
ініціали та прізвище

Завдання отримав магістрант _____
(підпис)

Є.О. Смажний
(ініціали та прізвище)

“02” жовтня 2109 р.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
АННОТАЦІЯ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ТЕХНІКО - ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КЕС	11
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	14
2.1 Графіки електричних навантажень станції	14
2.2 Вибір силового обладнання.....	19
2.3 Вибір структурної схеми станції	20
2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ	25
2.5 Вибір схеми власних потреб	32
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	33
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	49
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	53
2.9 Вибір струмоведучих частин	54
2.10 Вибір кабелів	61
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	62
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	65
2.13 Вибір акумуляторних батарей	66
РОЗДІЛ 3 ЕЛЕГАЗОВІ ВИМИКАЧІ	70
3.1 Загальні відомості про елегазові вимикачі	70
3.2 Конструкції елегазових вимикачів компанія Сіменс.....	73
3.3 Конструкції елегазових вимикачів компанія АВВ.....	75
3.3.1 Компресійний дугогасильний пристрій (Puffen)	77
3.3.2 Автокомпресійний дугогасильний пристрій (Auto-Puffen™)	79
3.4 Дослідження пошкоджуваності елегазових комутаційних апаратів	81
3.5 Переваги	84

3.6 Недоліки	85
РОЗДІЛ 4 ОСОБЛИВОСТІ БУДОВИ РІЗНИХ ТИПІВ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ	86
4.1 Елегазові колонкові вимикачі ЗАР.....	86
4.2 Елегазові бакові вимикачі ЗАР1DT.....	92
4.3 Елегазові вимикачі НРЛ.....	99
РОЗДІЛ 5 КОМПЛЕКТНА РОЗПОДІЛЬЧА УСТАНОВКА З ЕЛЕГАЗОВОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ (КРУЕ)	103
5.1 Загальні відомості КРУЕ.....	103
5.2 КРУЕ на напругу 110 кВ	106
5.2.1 КРУЕ типу ЯГК 110.....	108
5.3 КРУЕ виробництва концерну АВВ.....	109
РОЗДІЛ 6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	114
6.1 Визначення кошторисної вартості проектованої КЕС	114
6.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	115
6.2.1 Амортизація основних фондів	115
6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	117
6.2.3 Розрахунок вартості палива	119
6.2.4 Розрахунок інших затрат	120
6.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	121
6.3 Аналіз отриманих результатів	122
РОЗДІЛ 7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	123
7.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з ремонтом елегазового вимикача	124
7.2 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при ремонті елегазового комутаційного обладнання на ВРУ-330 кВ	125
7.2.1 Вимоги до приміщень під час ремонту.....	127
7.2.2 Мікроклімат	128
7.2.3 Склад повітряної робочої зони	128
7.2.4 Вплив напруженості електричних полів	129

7.2.5 Виробничий шум.....	129
7.2.6 Засоби захисту персоналу	131
7.3 Розрахунок грозозахисту та захисного заземлення.....	132
7.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи електричної частини КЕС 1300 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	137
7.4.1 Дослідження безпеки роботи електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань	138
7.4.2 Дослідження безпеки роботи електричної частини КЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	139
7.5 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.....	140
ВИСНОВКИ	144
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	146
ДОДАТКИ	148

АНОТАЦІЯ

Смажний Є. О. Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1300 МВт ($4 \times 100 + 3 \times 300$) з дослідженням використання елегазового комутаційного обладнання. Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2019 – 147 с./ На Укр. мові. Рис.42, таб.40, бібліогр.23 назв.

В роботі проведено проектування конденсаційної електростанції потужністю 1300 МВт ($4 \times 100 + 3 \times 300$).

Проведено дослідження використання сучасного елегазового комутаційного обладнання.

Проведений аналіз організаційних та технічних рішень для захисту персоналу при обслуговуванні елегазового комутаційного обладнання

АННОТАЦИЯ

Смажний Е.А. Электрическая часть конденсационной электростанции мощностью 1300 МВт ($4 \times 100 + 3 \times 300$) с исследованием использования элегазового коммутационного оборудования. Магистерская работа./ Винница: ВНТУ, 2019 - 147 с./ На Укр. языке. Рис.42, таб.40, библиогр.23 названий.

В работе проведено проектирование конденсационной электростанции мощностью 1300 МВт ($4 \times 100 + 3 \times 300$)

Проведено исследование использования современного элегазового коммутационного оборудования.

Проведен анализ организационных и технических решений для защиты персонала при обслуживании элегазового коммутационного оборудования

ВСТУП

Актуальність теми. З розвитком електричних систем з поступовим втіленням сучасних технологій надійність електропостачання має першочергову важливість. Одним із головних аспектів розвитку є використання сучасних високовольтних комутаційних апаратів, які є одним із основних компонентів передачі “ генерація - споживання електричної енергії ” та відіграють особливу роль у створенні надійного та безпечного функціонування електроенергетичних систем в нормальних та аварійних умовах їхньої експлуатації.

Вимикачі є досить складною конструкцією в схемах підстанцій, тому потребують ретельного технічного обслуговування. Через зношуваність та старіння, що відбуваються під час використання, незадовільне чи невчасне технічне обслуговування або ж вплив навколишнього середовища та робочих струмів в будь-яких режимах ЕЕС є наслідком зниження робочих характеристик та надійності вимикачів, що в подальшому може стати причиною абсолютного виходу з ладу обладнання, скорочення строку служби і завчасного виведення з експлуатації.

Також, на сьогодні в енергосистемах України налічується досить значна кількість вимикачів, що відпрацювали свій паспортний ресурс і потребують негайної заміни, тому що подальша експлуатація обладнання з понаднормативним ресурсом роботи зумовлює значне збільшення експлуатаційних витрат.

Отже, з вищесказаного слідує, що актуальною проблемою залишається потреба в реконструкції та модернізації електричного обладнання, при цьому необхідно зауважити, що орієнтуватися потрібно лише на сучасні досягнення та новітні технології в галузі виготовлення високовольтного обладнання.

Сьогодні виходячи з досвіду набутого в розвинутих країнах Заходу гарну надійність та безперебійність в роботі на високих ступенях напруги демонструє елегазове обладнання. Виходячи з цього застарілі технології з використанням масла або зжатого повітря зникають завдяки відмінним властивостям елегазу, про це говорить і статистика, яка свідчить про те, що за останні 20 років у світі не

впроваджувалося практично ніяких інших вимикачів на напругу 63 кВ і вище, крім елегазових.

Найбільш складним режимом для вимикачів є вимкнення струмів короткого замикання. Тому під час впровадження елегазових вимикачів потрібно враховувати не лише основні параметри: номінальні значення напруг та струмів, а й специфіку їх використання за місцем експлуатації, тобто фактори сейсмостійкості, кліматичні умови та інші.

Аналізуючи дугостійкі, електроізоляційні та експлуатаційні параметри комутаційного обладнання, можна з впевненістю стверджувати, що не існує більш ефективного середовища гасіння дуги короткого замикання, які б перевершували дугогасіння в елегазі або вакуумі.

В даний час досвідчені виробники (ABB, Siemens, Hyundai, Schneider Electric, Alstom) переважно зупинились на впровадженні лише двох типів вимикачів: елегазові та вакуумні. Гасіння електричної дуги в елегазі відповідає діапазону середньої та високої напруги, тоді як гасіння за допомогою вакууму зосереджене в основному в класах середніх напруг і лише частково вміщується в діапазон низьких та високих напруг.

Досліджуючи елегазові та вакуумні вимикачі впливає, що елегазові вимикачі перспективніші для використання у схемах електродвигунів обмеженої потужності при досить малих розмірах з'єднувальних кабелів, як вимикачі навантаження більш високої напруги, а також в складі елегазових комплектних розподільчих установок – КРУЕ. Але там де потрібні постійні комутації, чималий комутаційний ресурс 40000-50000 операцій і термін служби близько 25 років доцільно використовувати та вдосконалювати вакуумні вимикачі.

В загальному обсязі доля елегазових вимикачів на середні та високі рівні напруги становить 20-30% від загального обсягу комутаційних апаратів на світовому ринку і за припущеннями буде збільшуватися паралельно з удосконаленням їхньої конструкції, надійності та збільшенням безремонтного строку експлуатації.

Отже, дослідження використання сучасного елегазового обладнання є **актуальною науково-прикладною задачею.**

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є проектування КЕС потужністю 1300 МВт та дослідження використання елегазового комутаційного обладнання.

Згідно з метою в роботі розв'язуються такі **основні задачі:**

- дослідження існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань КЕС;
- вибір комутаційної апаратури, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів, струмоведучих частин, розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги;
- дослідження використання елегазового комутаційного обладнання;
- розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина електричних станцій.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій та режими роботи елегазового комутаційного обладнання.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань КЕС використовуються елементи теорії надійності.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у проектуванні електричної частини КЕС, та у підтвердженні перспектив використання елегазового комутаційного обладнання в електроенергетичній системі.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КЕС

ОЕС України є однією з самих потужних енергетичних систем Європи. ОЕС України складається з чотирьох АЕС, чотирнадцять ТЕС, сім ГЕС, три ГАЕС, дев'яносто сім ТЕЦ та інші загальною потужністю 59 677 МВт. Провідне місце у виробництві електроенергії належить тепловим електростанціям, які складаються з 99 конденсаційних енергоблоків потужністю 175 – 800 МВт. Разом з тим, 53% енергоблоків фізично і морально застаріло [10].

В даний час теплові електростанції виробляють майже половину електроенергії в Україні майже (40%) при цьому встановлена потужність цих станцій складає 62% від загальної встановленої потужності ОЕС України.

Характерною ознакою роботи КЕС є те, що працюють вони в базових режимах з обмеженими можливостями регулювання, при досить малому коефіцієнті використання встановленої потужності та мають недостатню можливість для здійснення маневру, тобто підготовка до запуску, розвороту та синхронізація потребують в середньому від трьох до шести годин. При цьому для блоків в Україні притаманним є постійні пуски й зупинки, що є причиною додаткового спрацювання ресурсу обладнання, високої аварійності та додаткових витрат палива.

Досить велика кількість устаткування теплових електростанцій, яке відпрацювало свій розрахунковий ресурс та не відповідають існуючим рівням електричних мереж є причиною вагомого зростання технологічних втрат при транспортуванні електроенергії. Затрати умовного палива на вироблення однієї кіловат-години електроенергії перевершило 400 грамів, у той час як ця величина у 1991 році була на 70-80 грамів нижче.

Кількість забруднювальних речовин перевершує не лише нормативи ЄС у 5–30 разів, а і чинні нормативи України, зокрема, при спалюванні вугілля утворюється значна кількість твердих частинок золи, що перебільшує нормативи у 20–34 рази.

Отже, для покращення характеристик роботи при модернізації пиловугільних енергоблоків, потрібно враховувати попередній досвід та акцентувати увагу на такому:

- по-перше підвищення надійності роботи, що досягається реконструкцією та модернізацією енергоблоків ТЕС;
- по-друге зменшення питомих витрат палива на відпуск електроенергії;
- по-третє розширення діапазону регулювання навантаження та зменшення рівня шкідливих викидів до сучасних нормативних вимог шляхом спорудження нових енергоблоків з ККД нетто вище 42% або реконструкції існуючих з підвищенням ККД до 38%. Значне скорочення викидів забруднюючих речовин (пилу, діоксиду сірки, оксидів азоту) шляхом впровадження нових технологій очищення димових газів дозволить покращити екологічну ситуацію.

Перевага у будівництві КЕС полягає у тому, що переважна кількість конденсаційних станцій створюється за блочним принципом, що з точки техніко-економічного обґрунтування дає певні переваги: спрощується і стає більш чіткою технологічна схема ЕС, що призводить до покращення надійності роботи та полегшення експлуатації. Внаслідок простоти схеми, значно зменшується обсяг будівельних робіт та з'являється можливість у зручному розширенні ЕС, при чому нові енергоблоки можуть відрізнитися параметрами від попередніх. Все це призводить до мінімальних питомих капіталовкладень відносно інших станцій.

Також, при будівництві сприятливим є те, що розташування майданчика орієнтується як на паливну базу, так і на джерела водопостачання, що означає незначні витрати на доставку палива, зменшення протяжності ЛЕП, магістральних трубопроводів пари, води і втрати в них, а також віддаленість від сільськогосподарських місцевостей.

Сучасні КЕС обладнують в основному енергоблоками 200-800 МВт, що дає змогу сприяти збільшенню потужностей електростанції та задовільну собівартість електроенергії.

Передбачається, що загальна потужність енергоблоків ТЕС, які необхідно залишити після 2033 року становитиме приблизно п'ятнадцять ГВт. Відповідно сценарію враховувалося те, що в ситуації обмеження поставок вугілля марок А і П, доцільним є подальше переведення енергоблоків ТЕС на спалювання вугілля газової групи, з нарощуванням його видобутку в країні, що робить реконструкцію саме таких енергоблоків першочерговою задачею у сьогоденній ситуації.

Отже, КЕС відіграє велику роль в енергосистемі України, тому з метою забезпечення переходу від системи з застарілим обладнанням до системи з новітніми технологіями, доцільним буде будівництво КЕС потужністю 1300 МВт, що зможе задовольнити Європейським вимогам щодо економічності, надійності та екологічності роботи станції.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень станції

Режими роботи електричної станції (ЕС) задаються графіками електричних та теплових навантажень району, який обслуговується. Їх потужність повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат потужності на передачу та витрат на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень відносно величину постійних та змінних втрат приймаємо [2]:

- в мережах району: $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;

- в мережах системи: $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $P''_{2*} = 0,14$.

Постійні втрати в мережах району та системи розраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{p_{\max}} ; \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot P_{c_{\max}} ; \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 300 = 3,0 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 680 = 13,6 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p_{\max}}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c_{\max}}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{195^2}{300} = 7,61 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{442^2}{6800} = 40,22 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{р.видт}} &= P_{\text{pt}} + \Delta P_{1\text{p}} + \Delta P_{2\text{pt}}; \\ P_{\text{с.видт}} &= P_{\text{ct}} + \Delta P_{1\text{c}} + \Delta P_{2\text{ct}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{\text{р.видт1}} = 195 + 3,0 + 7,61 = 205,61 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{\text{с.видт1}} = 442 + 13,6 + 40,22 = 495,82 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{вид.т}} = P_{\text{р.видт}} + \Delta P_{\text{с.видт}}, \quad (2.4)$$

$$P_{\text{вид.т}} = 205,61 + 495,82 = 701,43 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вид.мак}}}{100}, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ВП}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{701,43}{1300} \right) \frac{6 \cdot 1109,8}{100} = 48,19 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється станцією:

$$P_{\text{вир.т}} = P_{\text{вид.т}} + P_{\text{впт}}, \quad (2.6)$$

$$P_{\text{вир.т}} = 701,43 + 48,19 = 749,62 \text{ (МВт)}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводяться в таблицю 2.1.

За даними розрахунку будемо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{\text{р.вид.т}}$, $P_{\text{с.вид.т}}$, $P_{\text{вир.т}}$) і річний графік за тривалістю ($P_{\text{вир.р}}$) (таблиця 2.3).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.2).

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

Складові витрат потужності	Час	0 - 7	7 - 11	11 - 14	14 - 16	16 - 18	18 - 19	19 - 22	22-24
Навантаження МР $P_{pt}, \%$	Зима	65	85	100	90	84	72	60	50
	Літо	60	80	95	85	80	65	55	45
Навантаження МР $P_{pt}, \text{МВт}$	Зима	195	255	300	270	252	216	180	150
	Літо	180	240	285	255	240	195	165	135
Постійні втрати потужності в МР $\Delta P_{Ip}, \text{МВт}$	зима	3	3	3	3	3	3	3	3
	літо	3	3	3	3	3	3	3	3
Змінні втрати потужності в МР $\Delta P_{2pt}, \text{МВт}$	Зима	7,61	13,01	18,00	14,58	12,70	9,33	6,48	4,50
	Літо	6,48	11,52	16,25	13,01	11,52	7,61	5,45	3,65
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{p.вид.t}, \text{МВт}$	Зима	205,61	271,01	321,00	287,58	267,70	228,33	189,48	157,50
	Літо	189,48	254,52	304,25	271,01	254,52	205,61	173,45	141,65
Навантаження С $P_{ct}, \%$	Зима	65	75	100	85	80	90	80	65
	Літо	60	70	95	80	75	85	75	60
Навантаження С $P_{ct}, \text{МВт}$	Зима	442	510	680	578	544	612	544	442
	Літо	408	476	646	544	510	578	510	408
Постійні втрати потужності в С $\Delta P_{1c}, \text{МВт}$	Зима	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
	Літо	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
Змінні втрати потужності в С $\Delta P_{2ct}, \text{МВт}$	Зима	40,22	53,55	95,20	68,78	60,93	77,11	60,93	40,22
	Літо	34,27	46,65	85,92	60,93	53,55	68,78	53,55	34,27
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{c.вид.t}, \text{МВт}$	Зима	495,82	577,15	788,80	660,38	618,53	702,71	618,53	495,82
	Літо	455,87	536,25	745,52	618,53	577,15	660,38	577,15	455,87
Сумарна потужність, що віддається $P_{вид.t}, \text{МВт}$	Зима	701,43	848,16	1109,80	947,96	886,23	931,04	808,01	653,32
	Літо	645,35	790,77	1049,76	889,53	831,67	865,99	750,60	597,52
Потужність, що витрачається на ВП $P_{ВП.t}, \text{МВт}$	Зима	48,19	52,70	60,74	55,77	53,87	55,25	51,47	46,71
	Літо	46,47	50,94	58,90	53,97	52,19	53,25	49,70	45,00
Потужність, що виробляється $P_{вир.t}, \text{МВт}$	Зима	749,62	900,86	1170,54	1003,73	940,10	986,29	859,48	700,04
	Літо	691,82	841,71	1108,66	943,51	883,86	919,24	800,30	642,52

Примітки:

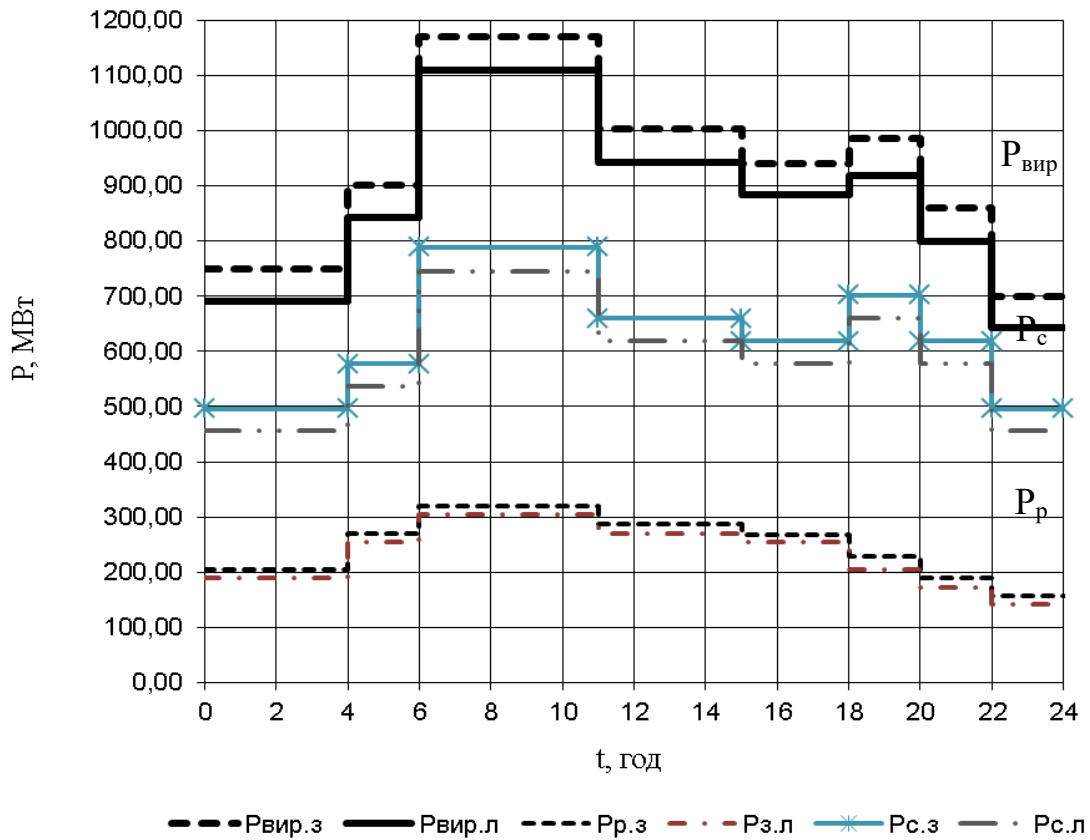
- а) тривалість зими та літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;
- б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{ВП} = 6\%$;
- в) коефіцієнт попиту $K_n = 0,85$.

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

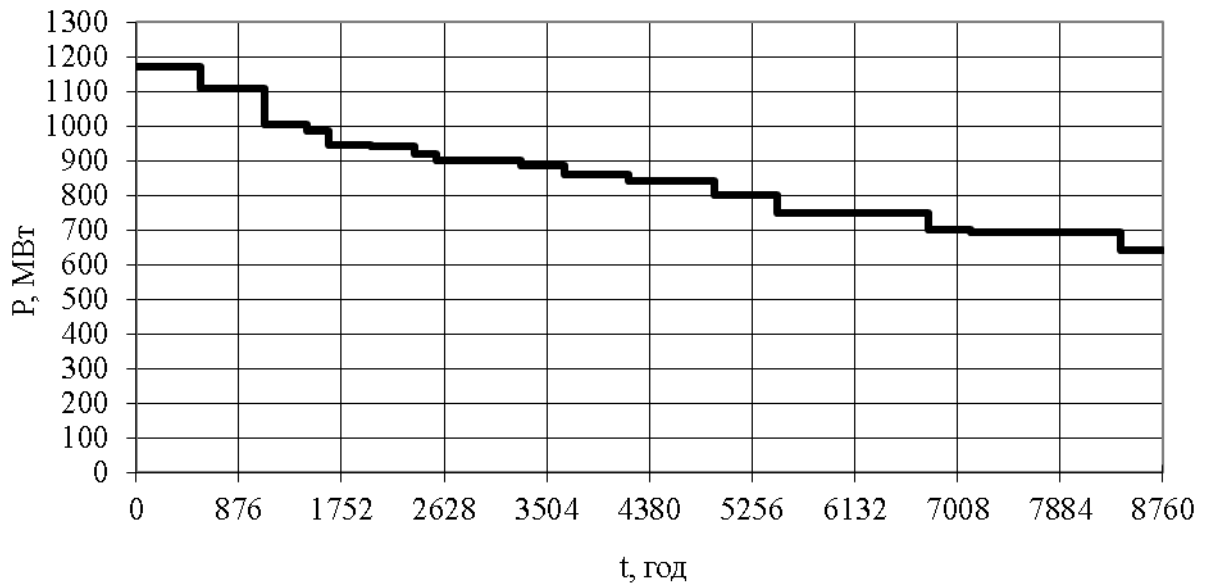
Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	1170,54
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	7485088,47
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1300
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	854,46
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,73
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,66
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6394,55
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	5757,76
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,11
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	449547,10
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	7035541,36
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5106

Таблиця 2.3 – Річний графік за тривалістю навантаження

P, МВт	1170,54	1108,66	1003,73	986,29	943,51	940,10	919,24	900,86
t, год	549	546	366	183	364	366	182	732
t Σ , год	549	1095	1461	1644	2008	2374	2556	3288
P, МВт	883,86	859,48	841,71	800,30	749,62	700,04	691,82	642,52
t, год	364	549	728	546	1281	366	1274	364
t Σ , год	3652	4201	4929	5475	6756	7122	8396	8760



а) добові графіки навантаження



б) річний графік за тривалістю навантажень

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів

Параметри	Турбогенератор	
	ТВФ-120-2У3	ТГВ-300-2У3
$n_{\text{НОМ.}}$, об/хв	3000	3000
$S_{\text{НОМ.}}$, МВА	125	353
$P_{\text{НОМ.}}$, МВт	100	300
$U_{\text{НОМ.}}$, кВ	10,5	20
$\cos\varphi_{\text{НОМ.}}$	0,8	0,85
$I_{\text{НОМ.}}$, кА	6,875	10,2
Схема з'єднання обмоток статора	уу	уу
Система збудження	ВЧ	ТС
$U_{\text{ф.НОМ.}}$, В	296	420
$I_{\text{ф.НОМ.}}$, А	634	3050
$I_{\text{фх.}}$, А	1715	1060
ВКЗ	0,499	0,524
$R_{\text{ст.}}$, Ом	0,00104	0,001335
$R_{\text{рот.}}$, Ом	0,12	0,145
Опори, в.о.:		
X''_d	0,192	0,195
X'_d	0,278	0,3
X_d	1,907	2,195
X_2	0,234	0,238
X_0	0,097	0,0963

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін

Параметр	Турбіна	
	К-100-90	К-300-240
$P_{\text{НОМ.}}$, МВт	100	300
P , ата	90	240
t , °С	535	560
D , Т/год.	363	865

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів

Параметр	Котельний агрегат	
	2xE-220-100	ПП-950/255
D, Т/Год.	220	950
P _{ном.} , МВт	100	300
P, ата	100	255
t, °C	540	545
Паливо	Вугілля	вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП [2]:

$$n = \frac{P_{\max'}}{P_{\text{гр}}} + 1, \quad (2.7)$$

де $P_{\max'}$ – максимальна потужність, що передається в район або систему з урахуванням втрат, МВт;

$P_{\text{гр}}$ – гранична потужність лінії, МВт.

$$n_{330} = \frac{788.8}{400} + 1 = 2,97 \approx 3;$$

$$n_{110} = \frac{321}{50} + 1 = 7,42 \approx 8.$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.ном}}; \quad (2.8)$$

$$S_{\text{ТВПрозрл.}} = \frac{6}{100} \cdot 0,85 \cdot 300 = 15,3 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ТВПрозр.2}} = \frac{6}{100} \cdot 0,85 \cdot 100 = 5,1 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора

$$S_{\text{TRрозр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП1розр.}}; \quad (2.9)$$

$$S_{\text{TRрозр.}} = 1,3 \cdot 15,3 = 19,9 \text{ МВА}$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми КЕС (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БTRрозр.}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах.}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ1розр.}} = 353 - 15,3 = 337,7 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ2розр.}} = S_{\text{БТ3розр.}} = 125 - 5,1 = 119,9 \text{ МВА.}$$

Визначимо перетоки потужності через трансформатор зв'язку;

а) максимальний режим

$$S_{\text{мах}} = (S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах}} - S_{\text{р.мах}}) / 1,4; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{мах АТ31}} = (4 \cdot 125 - 4 \cdot 5,1 - 321 / 0,8) / 1,4 = 55,96 \text{ (МВА)};$$

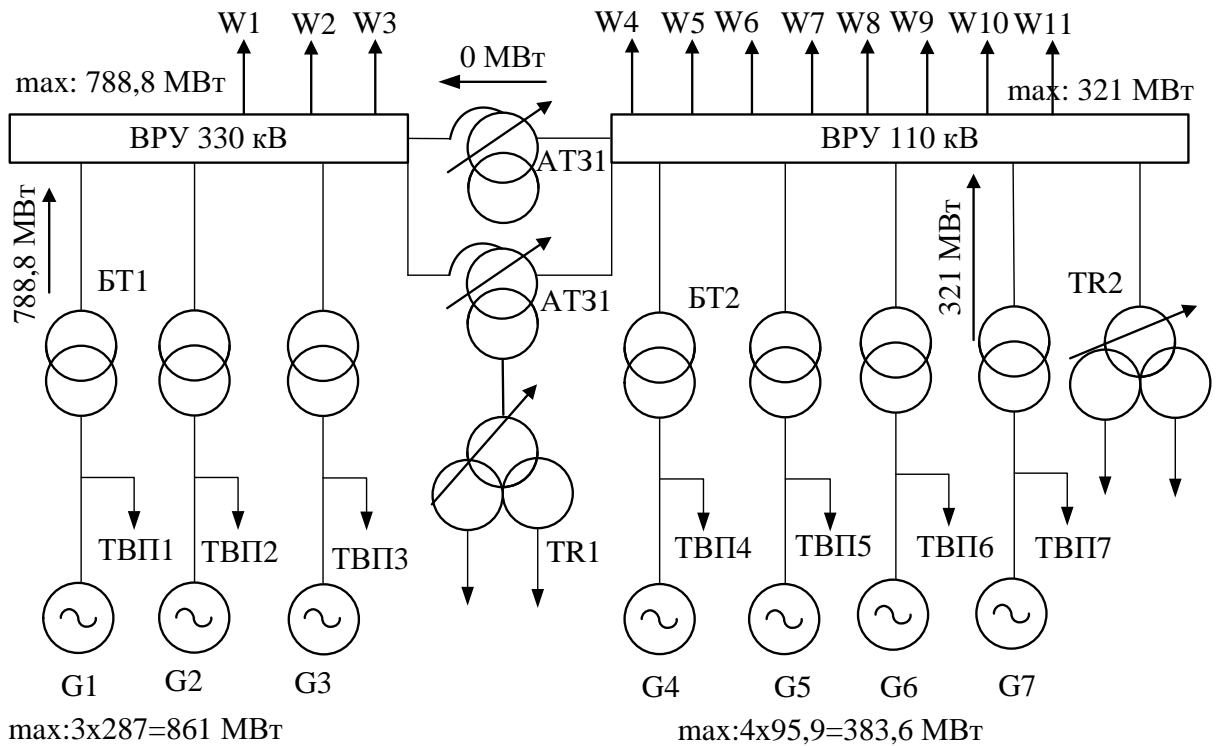
$$S_{\text{мах АТ32}} = (3 \cdot 125 - 3 \cdot 5,1 - 321 / 0,8) / 1,4 = -29,7 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим

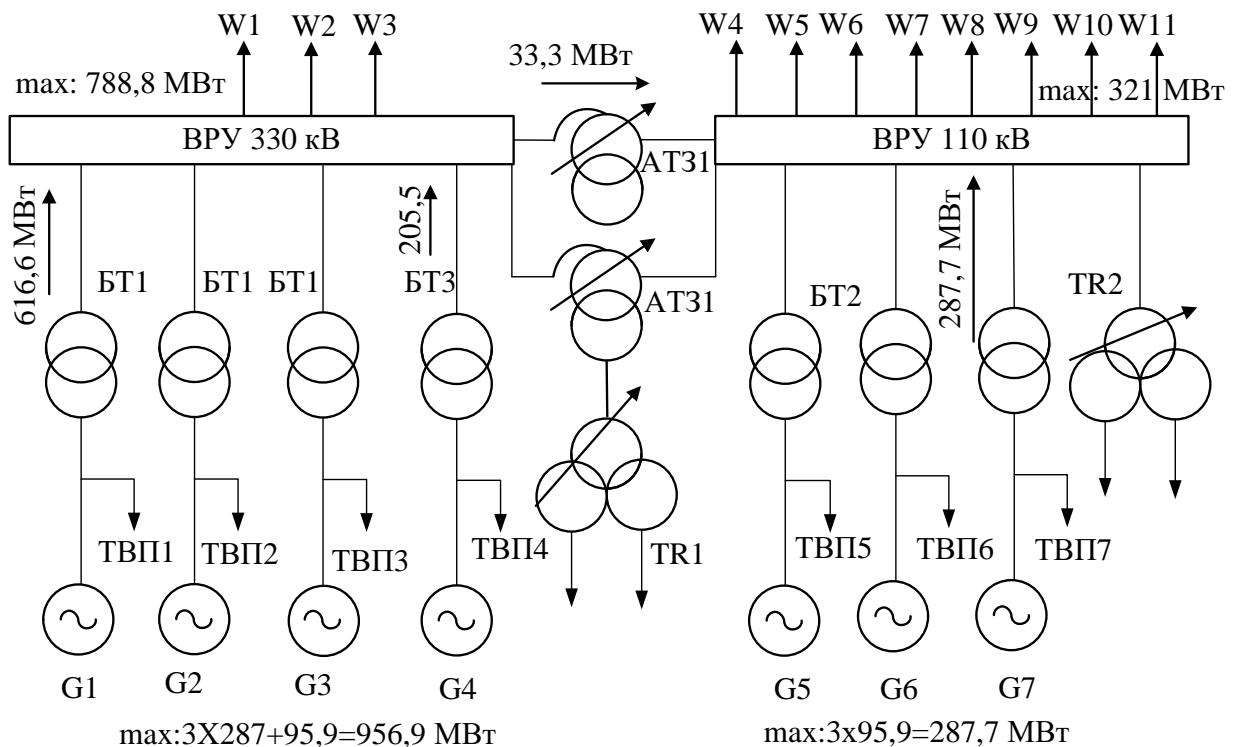
$$S_{\text{мін}} = (S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мах}} - S_{\text{р.мін}}) / 1,4; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{мін АТ31}} = (4 \cdot 125 - 4 \cdot 5,1 - 141,65 / 0,8) / 1,4 = 216 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{мін АТ32}} = (3 \cdot 125 - 3 \cdot 5,1 - 141,65 / 0,8) / 1,4 = 130,5 \text{ (МВА)};$$



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.2 – Варіант структурної схеми станції

в) аварійний режим

$$S_{ав} = (S_{г.вст-1} - S'_{вп.маx} - S'_{р.маx}) / 2; \quad (2.13)$$

$$S_{авАТ31} = (3 \cdot 125 - 3 \cdot 5,1 - 321/0,8) / 2 = -10,6 \text{ (МВА)};$$

$$S_{авАТ32} = (2 \cdot 125 - 2 \cdot 5,1 - 321/0,8) / 2 = -80,7 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	S _{ном} МВА	U _{ном} , кВ			U _к , %			ΔP _x кВт	ΔP _{кз} кВт	I _x , %
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ1	ТДЦ-400000/330	400	347	–	20	–	11,5	–	300	790	0,45
БТ2	ТДЦ-125000/110	125	121	–	10,5	–	10,5	–	120	400	0,55
БТ3	ТДЦ-125000/330	125	347		10,5		11		125	380	0,55
АТ31	АТДЦТН-250000/330/110	250	330	115	38,5	10,5	54	42	160	620	0,45
АТ32	АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	38,5	10,5	38	25	155	560	0,45
ТВП1	ТРДНС-25000/35	25	20	–	6,3-6,3	–	10,5	–	25	115	0,65
ТВП2	ТМ-6300/10	6,3	10	–	6,3	–	7,5	–	7,4	46,5	0,8
ТР1	ТРДНС-25000/35	25	36,75	–	6,3-6,3	–	10,5	–	25	115	0,65
ТР2	ТРДН-25000/110	25	115	–	6,3-6,3	–	10,5	–	25	120	0,65

Приведені затрати [2]:

$$Z = P_H \cdot K + U, \quad (2.14)$$

де P_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($P_H = 0,12$);

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.

$$U = \frac{\alpha}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_T; \quad (2.15)$$

де α – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$\beta = 20$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, що втрачається в трансформаторах;

ΔW_T – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год;

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ ₁	3/3	11880	35640	35640
БТ ₂	4/3	4860	19440	14580
БТ ₃	0/1	6480	0	6480
АТЗ ₁	2/0	8800	17600	0
АТЗ ₂	0/2	8600	0	17200
Вимикачі:				
- 330 кВ;	11/12	8900	97900	106800
- 110 кВ;	18/17	1660	29880	28220
РАЗОМ:			200460	208920

Примітка: ВРУ 330 кВ виконано по схемі «4/3», ВРУ 110 кВ – дві системи шин з обхідною.

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{T.\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де n – кількість трансформаторів, шт.;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати ХХ та КЗ трансформатора, кВт;

S_{\max} – максимальна потужність, яка проходить через трансформатор, МВА;

$S_{T.\text{НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

τ – час втрат.

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{T1} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT31};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T1} &= \left[3 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 790 \cdot \left(\frac{928}{400} \right)^2 \cdot 5106 \right] + \left[4 \cdot 120 \cdot 8760 + \right. \\ &+ \left. \frac{1}{4} \cdot 400 \cdot \left(\frac{401,25}{125} \right)^2 \cdot 5106 \right] + \left[2 \cdot 160 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 620 \cdot \left(\frac{0}{250} \right)^2 \cdot 5106 \right] = \\ &= 27390340,85 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{T2} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT32}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T2} &= \left[3 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 790 \cdot \left(\frac{854,4}{400} \right)^2 \cdot 5106 \right] + \left[3 \cdot 120 \cdot 8760 + \right. \\ &+ \left. \frac{1}{3} \cdot 400 \cdot \left(\frac{359,6}{125} \right)^2 \cdot 5106 \right] + \left[1 \cdot 125 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 620 \cdot \left(\frac{112,8}{125} \right)^2 \cdot 5106 \right] + \\ &+ \left[2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left(\frac{39,18}{200} \right)^2 \cdot 5106 \right] = 29928108,23 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = (0,084 \cdot 170580 + 0,094 \cdot 29880) + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 27390340,85 = 22615,51 \text{ тис. грн.};$$

$$U_2 = (0,084 \cdot 174220 + 0,094 \cdot 34700) + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 29928108,23 = 23881,9 \text{ тис. грн.}$$

Приведені затрати:

$$З_1 = 0,12 \cdot 200460 + 22615,51 = 46670,71 \text{ тис. грн.};$$

$$З_2 = 0,12 \cdot 208920 + 23881,9 = 48952,3 \text{ тис. грн.}$$

$$\Delta Z = 4,8\% < 5\%.$$

Варіанти структурних схем станції є рівноекономічними. Остаточного приймаємо I варіант структурної схеми, який є більш зручним та надійним в експлуатації.

2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ

Для ВРУ-110 кВ приймаємо типову схему «дві системи збірних шин з обхідною» (рисунок 2.3). Одну систему шин секціонуємо, оскільки кількість

приєднань в схемі 15.

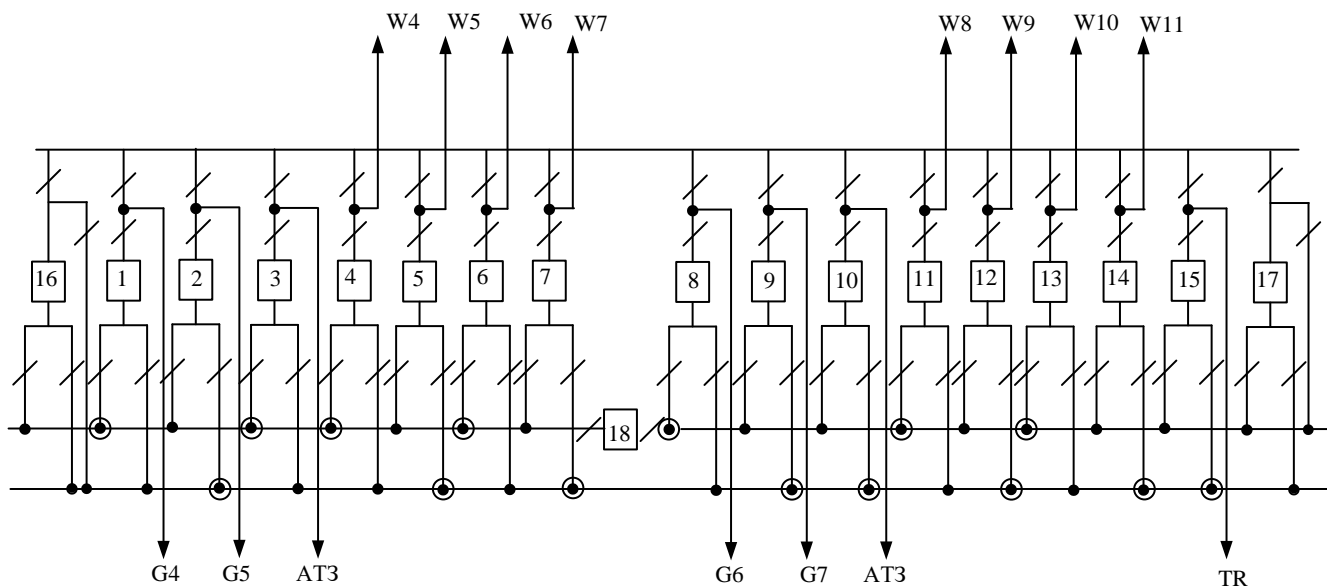
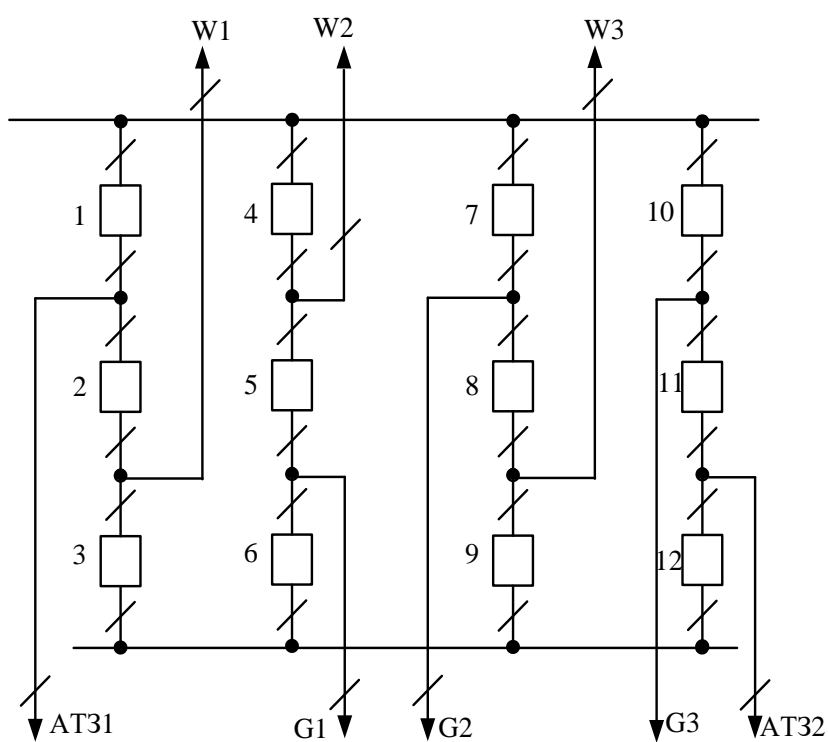


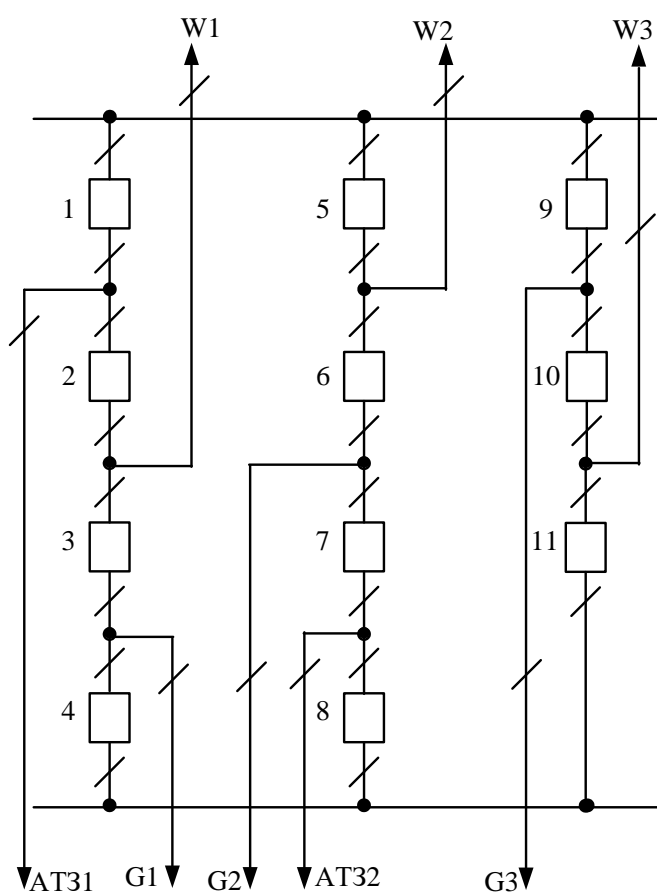
Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-110 кВ

Для ВРУ-330 кВ приймаємо два варіанти схеми:

- схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання (3/2)»;
- схема «4/3» (рисунок 2.4).



а) 1 вариант



б) II вариант

Рисунок 2.4 – Варианты схемы ВРУ-330 кВ

Приведені затрати [2]:

$$З = p_n \cdot K + U + M(З); \quad (2.17)$$

$$K = n \cdot C_k; \quad (2.18)$$

$$U = \frac{\alpha}{100} \cdot K; \quad (2.19)$$

$$M(З) = y_0 \cdot \sum K_y \cdot \sum \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot t_i, \quad (2.20)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,15$);

$M(З)$ – очікуваний збиток через відмови вимикачів, тис. грн.;

n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн.;

y_0 – питомий збиток, $y_0 = 15$ грн./кВт·год.;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_o або K_p);

ω_i – параметр потоку раптових відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається МВт;

t_i – час простою елемента, год.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів напругою 330 кВ

Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_n , год.
ω_1	ω_2			
0,015	0,005	120	0,2	250

Таблиця 2.10 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-330 кВ

Показник	Розрахункова формула	Числове значення	
		I варіант	II варіант
Кількість комірок, шт..	n_k	12	11
Вартість комірок, тис. грн.	c_k	8900	8900
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів 1/рік	$\omega_{Г.В} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{Л.В} = 0,6 \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{1}{100} \right)$	0,017	0,017
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_o) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot \frac{T_{II}}{8760}$	0,005707763	0,005707763
	$K_o = 1 - n_k \cdot K_p$	0,931506849	0,937214612
Час простою, год.	$T_o = T_{вим.} + m \cdot T_p + T_{бл.}$	1	1
	$T_{вим.} = T_B - \frac{T_B^2}{2 \cdot T_{II}}$	91,2	91,2
Математичне очікування кількості відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному та ремонтному режимах	$K_o \cdot \omega_{Г.В}$	0,0083836	0,0084349
	$K_o \cdot \omega_{Л.В}$	0,0156493	0,0157452
	$K_p \cdot \omega_{Г.В}$	0,0000514	0,0000514
	$K_p \cdot \omega_{Л.В}$	0,0000959	0,0000959

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned}
 M(З)_1 &= 15 \cdot [0,0083836 \cdot (4 \cdot 1 \cdot 152,2) + 0,0156493 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 152,2) + \\
 &+ 0,0000514 \cdot (39 \cdot 1 \cdot 152,2 + 6 \cdot 91,2 \cdot 152,2 + 4 \cdot 1 \cdot 501,8) + \\
 &+ 0,0000959 \cdot (30 \cdot 1 \cdot 152,2 + 2 \cdot 91,2 \cdot 152,2 + 2 \cdot 1 \cdot 326,2)] = \\
 &= 301,472 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M(З)_2 &= 15 \cdot [0,008439 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 152,2) + 0,0157452 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 152,2) + \\
 &+ 0,0000514 \cdot (25 \cdot 1 \cdot 152,2 + 4 \cdot 91,2 \cdot 152,2 + 1 \cdot 1 \cdot 501,8) + \\
 &+ 0,0000959 \cdot (37 \cdot 1 \cdot 152,2 + 4 \cdot 91,2 \cdot 152,2 + 1 \cdot 1 \cdot 326,2)] = \\
 &= 300,142 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (І варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,00571$											
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}	Q_{12}
Q_1 Г	0,009	$AT - T_0$	-	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	$AT, W - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT+D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT+D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT+D(G, AT) - T_0$
Q_2 Л	0,017	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	-	$AT, W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$
Q_3 Л	0,017	$W - T_0$	$AT, W - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	-	$W+D(W, G) - T_0$	$G, W - T_0$	$W - T_0$	$W+D(W, G) - T_0$	$2W - T_0$	$W - T_0$	$W+D(G, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$
Q_4 Л	0,017	$W - T_0$	$W - T_0$	$AT, W - T_0$	$W+D(W, AT) - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$	$G, W - T_0$	$W+D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W+D(G, AT) - T_0$
Q_5 Л	0,017	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	-	$G, W - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$
Q_6 Г	0,009	$G - T_0$	$G+D(W, AT) - T_0$	$G, W - T_0$	$G - T_0$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	-	$G+D(W, G) - T_0$	$G, W - T_0$	$G - T_0$	$G+D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
Q_7 Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G+D(W, AT) - T_0$	$G - T_0$	$G, W - T_0$	$G+D(W, G) - T_0$	-	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G+D(G, AT) - T_0$
Q_8 Л	0,017	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	-	$G, W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$
Q_9 Л	0,017	$W - T_0$	$W+D(W, AT) - T_0$	$2W - T_0$	$W - T_0$	$W+D(W, G) - T_0$	$G, W - T_0$	$W - T_0$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	-	$W+D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$W - T_0$
Q_{10} Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G+D(W, AT) - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G+D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G+D(W, G) - T_0$	-	$G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$G, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{вп}}$
Q_{11} Г	0,009	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	-	$G, AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$
Q_{12} Г	0,009	$AT - T_0$	$AT+D(W, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT+D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT+D(W, G) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{вп}}$	-

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (II варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,00571$										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}
Q_1 Г	0,009	$AT - T_0$	-	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	$AT, W - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$AT+D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT+D(W, G) - T_0$	$AT+D(W, G, AT) - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT+D(W, G) - T_0$
Q_2 Л	0,017	$W, AT - T_0$	$AT, W - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	-	$AT, W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT, W - T_0$
Q_3 Л	0,017	$G, W - T_0$	$W, G, AT - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$G, W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$G, W - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$
Q_4 Г	0,009	$G - T_0$	$G+D(W, AT) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$G+D(W, G, AT) - T_0$	$G+D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	$G+D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$
Q_5 Л	0,017	$W - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W+D(W, AT) - T_0$	$W+D(W, G, AT) - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G, AT - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$G, W - T_0$	$W+D(W, G) - T_0$
Q_6 Л	0,017	$G, W - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$G, W, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{ВП}} - T_{\text{ВП}}$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$
Q_7 Г	0,009	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G, AT - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$G, AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$
Q_8 Л	0,017	$AT - T_0$	$AT+D(W, G, AT) - T_0$	$AT+D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT+D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$W, G, AT - T_0$ $D(G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	-	$AT+D(W, G) - T_0$	$AT, W - T_0$	$AT - T_0$
Q_9 Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G+D(W, AT) - T_0$	$G+D(W, G, AT) - T_0$	$G - T_0$	$G, W - T_0$	$G+D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	-	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$
Q_{10} Л	0,017	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$	$G, W - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$G, W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$
Q_{11} Л	0,017	$W - T_0$	$W+D(W, G, AT) - T_0$	$W+D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W+D(W, G, AT) - T_0$	$W+D(G, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$G - T_0$	$G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-

Таблиця 2.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
G	152,2	1	4	3	39	30
W, G G, AT G+D(W,G) W+D(G, AT) D(G, AT)		91,2	–	–	6	2
W+D(W, AT)	326,2	1	–	–	–	2
		91,2	–	–	–	–
AT+D(G,AT)	214,8	1	–	–	–	–
		91,2	–	–	–	–
2G	501,8	1	–	–	4	–
G+D(G, AT)		91,2	–	–	–	–
ІІ варіант						
G	152,2	1	3	3	25	37
W, G G, AT G, W, AT D(G, AT)		91,2	–	–	4	4
G+D(G, AT)	501,8	1	–	–	1	–
		91,2	–	–	–	–
W+D(W, AT)	326,2	1	–	–	–	1
		91,2	–	–	–	–

Примітка: події та ділення, які не призводять до втрати потужності ($\Delta P=0$), в таблицю не внесені.

Таблиця 2.14 – Приведені затрати схеми ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Кількісне значення, тис. грн..	
	І варіант	ІІ варіант
Капіталовкладення	106800	97900
Щорічні експлуатаційні витрати	8971	8224
Очікуваний збиток	301,47	300,14
Приведені затрати	25292,67	23208,74

$\Delta Z = 8,6\% > 5\%$: приймаємо ІІ варіант схеми ВРУ-330 кВ (4/3).

2.5 Вибір схеми власних потреб

Кожний турбогенератор має робочий трансформатор власних потреб (ТВП) з двома секціями на стороні 6 кВ. Резервне живлення здійснюється від

пускорезервних трансформаторів через магістраль резервного живлення (МРЖ-6 кВ) [3]. Згідно рекомендацій [2] встановлюємо три пускорезервних трансформатори. Перший ПРТВП підключається до обмотки НН трансформатора зв'язку, другий – до шин ВРУ-110 кВ (рисунок 2.5). Третій ПРТВП на генераторну напругу, не підключений, але знаходиться в складському резерві і готовий до роботи.

Аварійне живлення забезпечується дизель-генератором. Всі трансформатори мають пристрій РПН.

До секцій 6 кВ підключаємо по одному трансформатору 6/0,4 кВ для живлення споживачів 0,4 кВ.

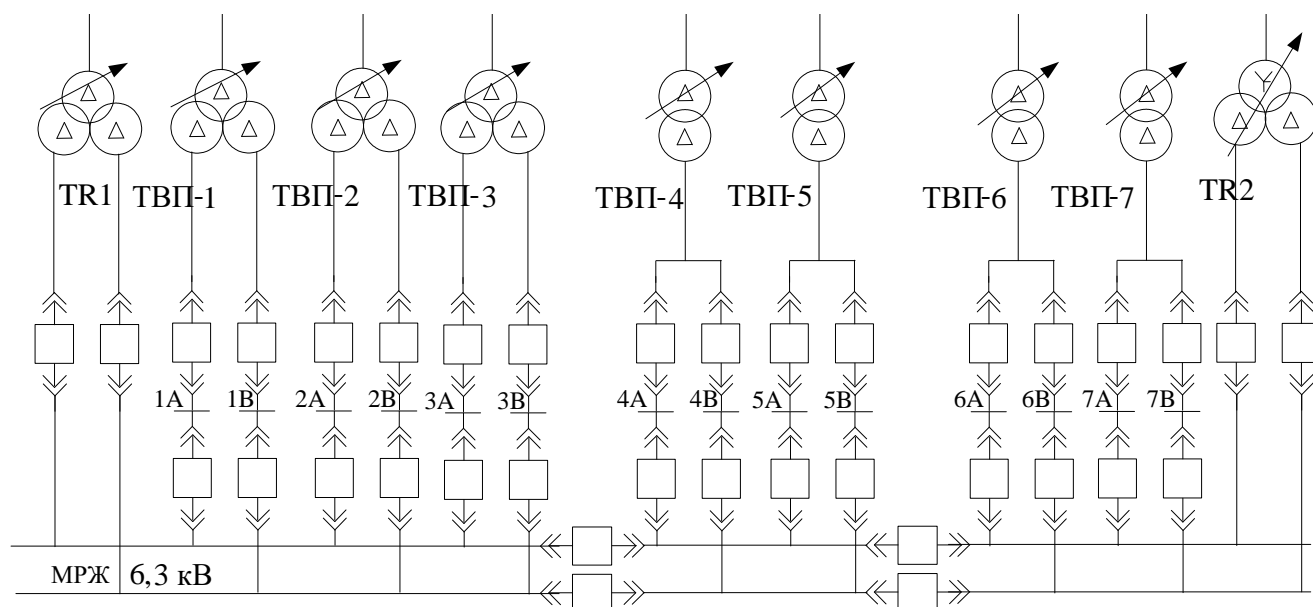


Рисунок 2.5 – Схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів [2]: $S_{\delta}=1000$ МВА; $U_{\delta} = U_{\text{ср.ном}}$.

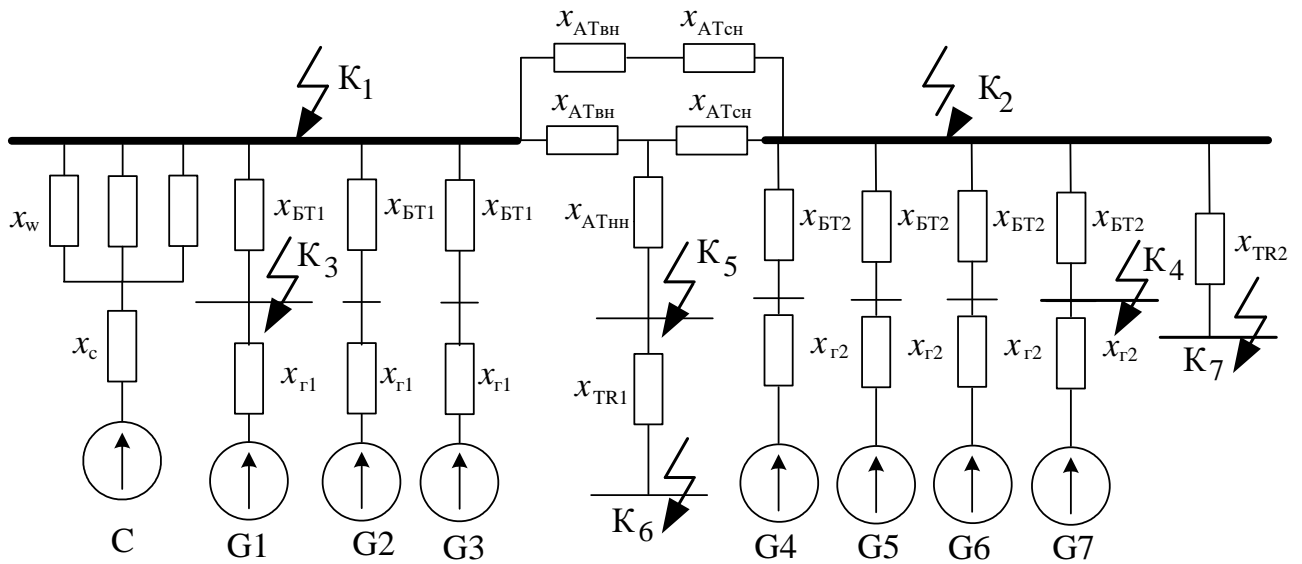


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів:

- генератор:

$$X^*_{G} = X''_{d^*_{НОМ}} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}}; \quad (2.21)$$

$$X^*_{G1-3} = 0,195 \cdot \frac{1000}{353} = 0,552;$$

$$X^*_{G4-7} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,54;$$

- енергосистема:

$$X_c = X^*_{c_{НОМ}} \cdot \frac{S_{Б}}{S_{НОМ}}, \quad (2.22)$$

$$x_c = 0,28 \cdot \frac{1000}{14500} = 0,02;$$

- ЛЕП 330 кВ:

$$x_w = x_{\text{пит}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{ср}}^2}, \quad (2.23)$$

$$x_w = 0,32 \cdot 260 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,72;$$

- трансформатор:

$$x_T = \frac{u_{\text{кв-н}}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.24)$$

$$x_{\text{BT1}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,29;$$

$$x_{\text{BT2}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

- пускорезервный трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{\text{TR}} = \frac{1,875 u_K}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (2.25)$$

$$x_{\text{TR1}} = x_{\text{TR2}} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,88;$$

- АТЗ:

$$\left. \begin{aligned} u_{\text{кВ}}\% &= 0,5 \cdot (u_{\text{к В-н}}\% + u_{\text{к В-с}}\% - u_{\text{к с-н}}\%); \\ u_{\text{кС}}\% &= 0,5 \cdot (u_{\text{к В-с}}\% + u_{\text{к с-н}}\% - u_{\text{к В-н}}\%); \\ u_{\text{кН}}\% &= 0,5 \cdot (u_{\text{к В-н}}\% + u_{\text{к с-н}}\% - u_{\text{к В-с}}\%). \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

$$u_{\text{кВ}}\% = 0,5 \cdot (54 + 10,5 - 42) = 11,25 \%;$$

$$u_{\text{кС}}\% = 0,5 \cdot (10,5 + 42 - 54) = -0,75 = 0\%;$$

$$u_{\text{кН}}\% = 0,5 \cdot (54 + 42 - 10,5) = 42,75 \%.$$

$$x_{\text{BH AT}} = \frac{u_{\text{кВ}}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}};$$

$$x_{\text{ЧАТ}} = \frac{u_{\text{КС\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$x_{\text{ННАТ}} = \frac{u_{\text{КН\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}.$$

$$x_{\text{ВНАТ}} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,45;$$

$$x_{\text{ЧАТ}} = 0;$$

$$x_{\text{ННАТ}} = \frac{42,75}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 1,71.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7):

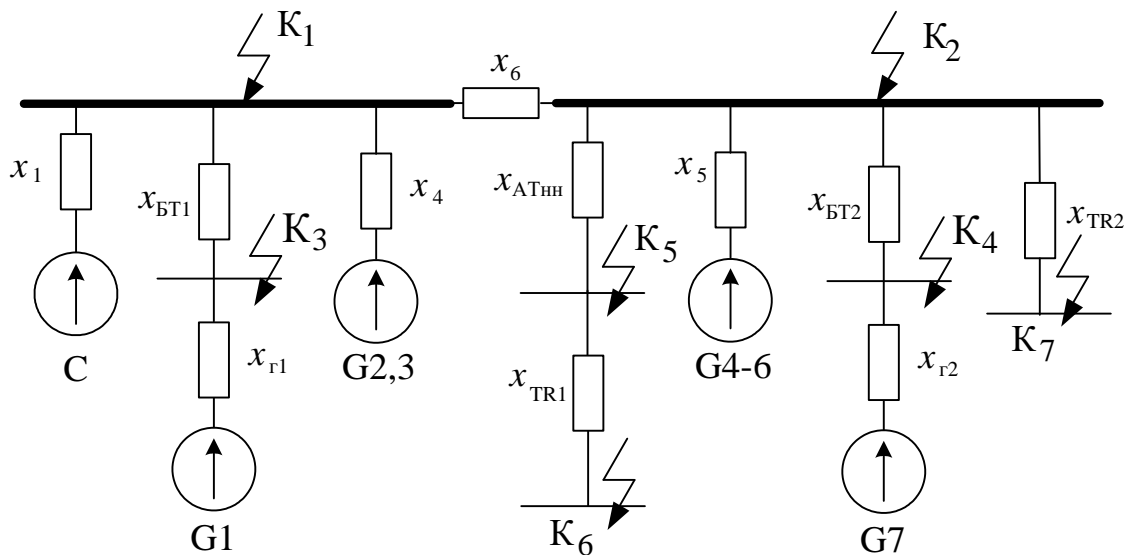


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема станції

$$x_1 = \frac{x_w}{3} + x_c;$$

$$x_1 = \frac{0,72}{3} + 0,02 = 0,44;$$

$$x_2 = x_{\text{БТ1}} + x_{\text{Г1}};$$

$$x_2 = 0,29 + 0,552 = 0,842;$$

$$x_3 = x_{\text{БТ2}} + x_{\text{Г2}};$$

$$x_3 = 0,84 + 1,54 = 2,38;$$

$$x_4 = \frac{x_2}{2} = \frac{0,842}{2} = 0,421;$$

$$x_5 = \frac{x_3}{3} = \frac{2,38}{3} = 0,8;$$

$$x_6 = \frac{x_{ВНАТ}}{2};$$

$$x_6 = \frac{0,45}{2} = 0,23.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [2, 4]:

$$I_{п0_i} = \frac{E_*'' \cdot I_{бi}}{x_{рез.*i}}, \quad (2.27)$$

де $E_*'' = 1,13$ – для генераторів;

$E_*'' = 1,00$ – для енергосистеми та власних потреб;

$I_{бi}$ – базовий струм, кА;

$x_{рез.*i}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.;

Базовий струм [2]:

$$I_{бi} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.28)$$

$$I_{б1} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 340) = 1,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{б2} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 115) = 5,02 \text{ (кА)};$$

$$I_{б3} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 20) = 28,87 \text{ (кА)};$$

$$I_{б4} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 54,99 \text{ (кА)};$$

$$I_{б5} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 37) = 15,6 \text{ (кА)};$$

$$I_{б6} = I_{б6} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,64 \text{ (кА)}.$$

K-1. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.8).

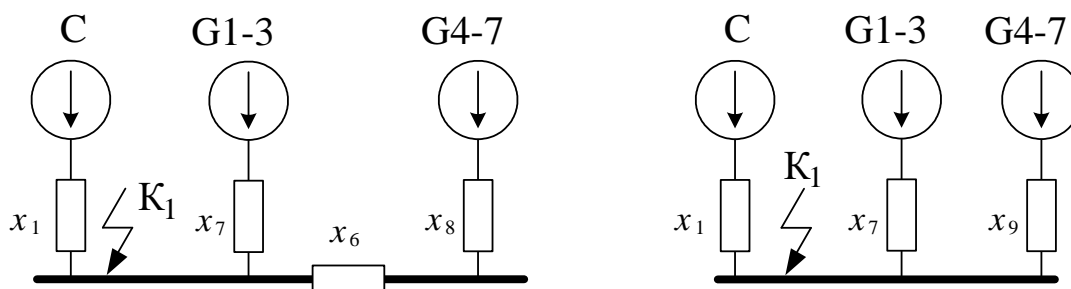


Рисунок 2.8 – Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_7 = \frac{x_2}{3};$$

$$x_7 = \frac{0,842}{3} = 0,28;$$

$$x_8 = \frac{x_3}{4};$$

$$x_8 = \frac{2,38}{4} = 0,6;$$

$$x_9 = x_6 + x_8;$$

$$x_9 = 0,23 + 0,6 = 0,83;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{0,44} \cdot 1,7 = 3,8647,589 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1-3}} = \frac{1,13}{0,28} \cdot 1,7 = 6,861 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог4-7}} = \frac{1,13}{0,83} \cdot 1,7 = 2,314 \text{ (кА)}.$$

K-2. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_2 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.9).

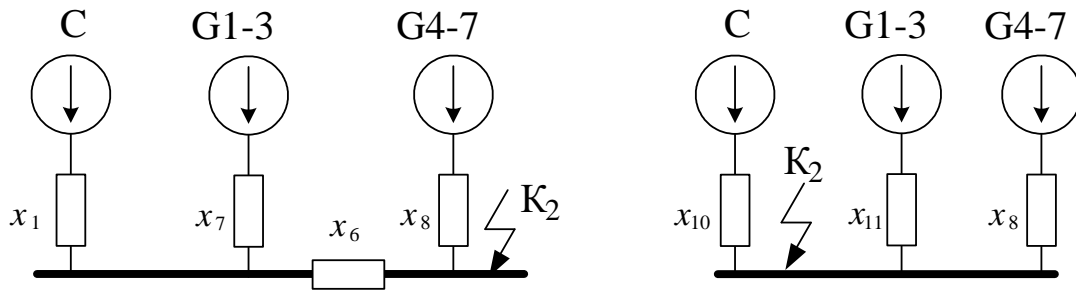


Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо x_6 між x_1 та x_7 :

$$\Delta x = x_6 \cdot (x_1 + x_7);$$

$$x_{10} = x_1 + (\Delta x / x_7);$$

$$x_{11} = x_7 + (\Delta x / x_1);$$

$$\Delta x = 0,23 \cdot (0,44 + 0,28) = 0,17;$$

$$x_{10} = 0,44 + (0,17 / 0,28) = 1,05;$$

$$x_{11} = 0,28 + (0,17 / 0,44) = 0,76;$$

$$I_{\text{ПОС}} = \frac{1}{1,05} \cdot 5,02 = 4,871 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = \frac{1,13}{0,28} \cdot 5,02 = 7,464 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ4-7}} = \frac{1,13}{0,6} \cdot 5,02 = 9,454 \text{ (кА)}.$$

К-3. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_3 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.10).

Розподіляємо $x_{\text{БТ1}}$ між x_1 , x_4 та x_9 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{\text{БТ1}} \cdot (x_1 \cdot x_4 + x_1 \cdot x_9 + x_4 \cdot x_9);$$

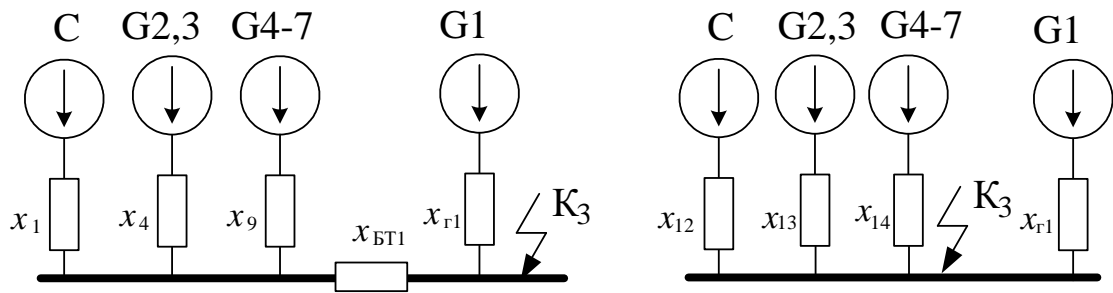


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$x_{12} = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_4 \cdot x_9};$$

$$x_{13} = x_4 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_9};$$

$$x_{14} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_4 \cdot x_1};$$

$$x_{\Delta} = 0,29 \cdot (0,44 \cdot 0,421 + 0,44 \cdot 0,83 + 0,421 \cdot 0,83) = 0,26;$$

$$x_{12} = 0,44 + \frac{0,26}{0,421 \cdot 0,83} = 1,184;$$

$$x_{13} = 0,421 + \frac{0,26}{0,44 \cdot 0,83} = 1,133;$$

$$x_{14} = 0,83 + \frac{0,26}{0,421 \cdot 0,44} = 2,23.$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{1,184} \cdot 28,87 = 24,383 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог2,3}} = \frac{1,13}{1,133} \cdot 28,87 = 28,794 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог4-7}} = \frac{1,13}{2,23} \cdot 28,87 = 14,629 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1}} = \frac{1,13}{0,552} \cdot 28,87 = 59,1 \text{ (кА)}.$$

К-4. Складемо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₄, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.11).

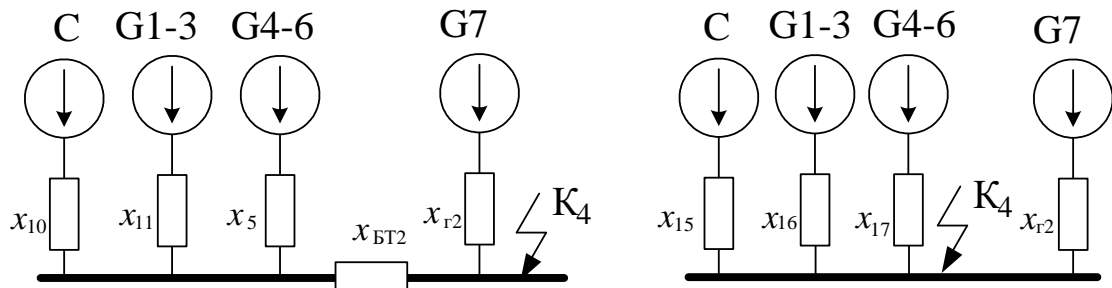


Рисунок 2.11– Спрощення заступної схеми для точки К-4

Розподіляємо $x_{БТ2}$ між x_{10} , x_{11} та x_5 :

$$x_{\Delta} = x_{БТ2} \cdot (x_{10} \cdot x_{11} + x_{10} \cdot x_5 + x_{11} \cdot x_5);$$

$$x_{15} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{11} \cdot x_5};$$

$$x_{16} = x_{11} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_5};$$

$$x_{17} = x_5 + \frac{x_{\Delta}}{x_{11} \cdot x_{10}};$$

$$x_{\Delta} = 0,84 \cdot (1,05 \cdot 0,76 + 1,05 \cdot 0,8 + 0,76 \cdot 0,8) = 1,9;$$

$$x_{15} = 1,05 + \frac{1,9}{0,76 \cdot 0,8} = 4,2;$$

$$x_{16} = 0,76 + \frac{1,9}{1,05 \cdot 0,8} = 3,03;$$

$$x_{17} = 0,8 + \frac{1,9}{0,76 \cdot 1,05} = 3,2.$$

$$I_{Пос} = \frac{1}{4,2} \cdot 54,99 = 13,093 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = \frac{1,13}{3,03} \cdot 54,99 = 20,508 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ4-6}} = \frac{1,13}{3,2} \cdot 54,99 = 19,418 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ7}} = \frac{1,13}{1,54} \cdot 54,99 = 40,35 \text{ (кА)}.$$

K-5. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_5 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.12).

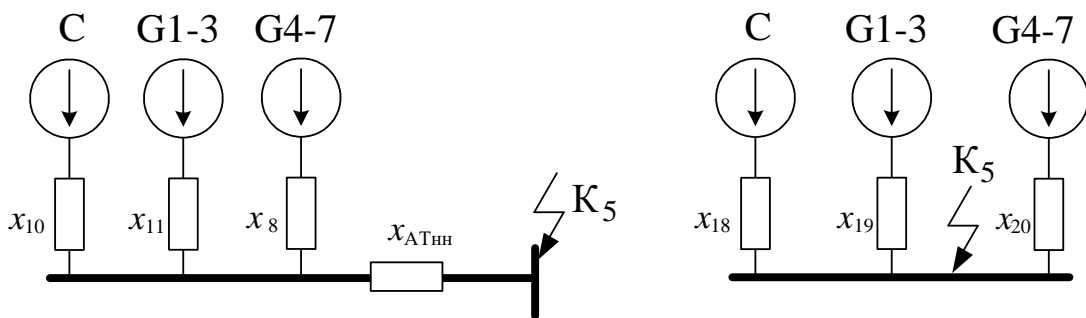


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки $K-5$

Розподіляємо $x_{\text{АТ,НН}}$ між x_{10} , x_{11} та x_8 :

$$x_{\Delta} = x_{\text{АТ,НН}} \cdot (x_{10} \cdot x_{11} + x_{10} \cdot x_8 + x_{11} \cdot x_8);$$

$$x_{18} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{11} \cdot x_8};$$

$$x_{19} = x_{11} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_8};$$

$$x_{20} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_{11} \cdot x_{10}};$$

$$x_{\Delta} = 1,71 \cdot (1,05 \cdot 0,76 + 1,05 \cdot 0,6 + 0,76 \cdot 0,6) = 3,3;$$

$$x_{18} = 1,05 + \frac{3,3}{0,76 \cdot 0,6} = 8,3;$$

$$x_{19} = 0,76 + \frac{3,3}{1,05 \cdot 0,6} = 6;$$

$$x_{18} = 0,6 + \frac{3,3}{0,76 \cdot 1,05} = 4,74;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{8,3} \cdot 15,6 = 1,88 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-3}} = \frac{1,13}{6} \cdot 15,6 = 2,938 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ4-7}} = \frac{1,13}{4,74} \cdot 15,6 = 3,719 \text{ (кА)}.$$

К-6. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₆, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.13).

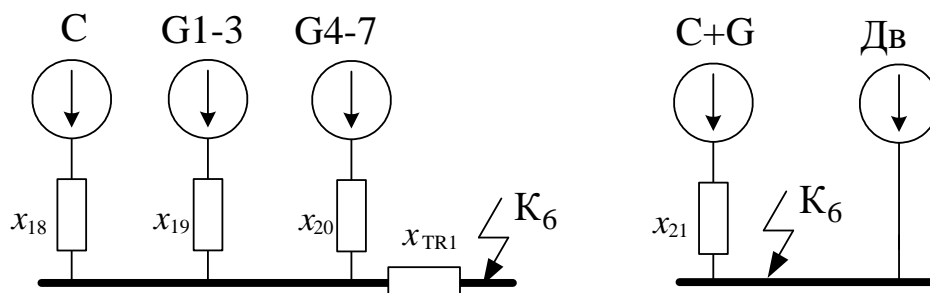


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$x_{21} = \frac{x_{18} \cdot x_{19} \cdot x_{20}}{x_{18} \cdot x_{19} + x_{18} \cdot x_{20} + x_{19} \cdot x_{20}} + x_{\text{TR1}};$$

$$x_{21} = \frac{8,3 \cdot 6 \cdot 4,74}{8,3 \cdot 6 + 8,3 \cdot 4,74 + 6 \cdot 4,74} + 7,88 = 9,88;$$

$$I_{\text{Пос+G}} = \frac{1 \cdot 91,64}{9,88} = 9,275 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПО Д}} = 4 \cdot \Sigma P_{\text{НОМ}} / U_{\text{НОМ}};$$

$$I_{\text{ПОД}} = 4 \cdot (1,25 \cdot 19,9) / (6 \cdot 2) = 8,292 \text{ (кА)}.$$

К-7. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К₇, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.14).

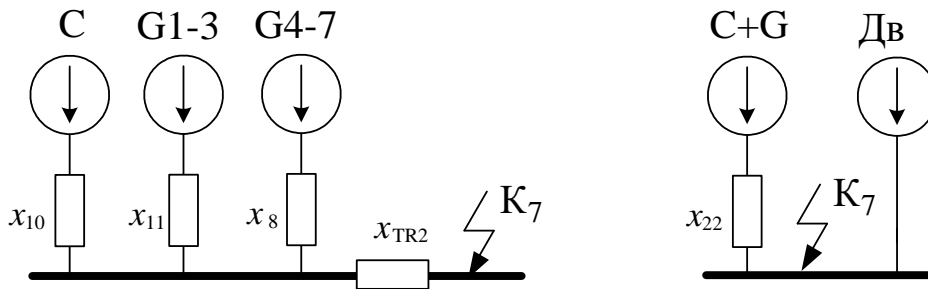


Рисунок 2.14– Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$x_{22} = \frac{x_{10} \cdot x_{11} \cdot x_8}{x_{10} \cdot x_{11} + x_{10} \cdot x_8 + x_{11} \cdot x_8} + x_{\text{TR2}};$$

$$x_{22} = \frac{1,05 \cdot 0,76 \cdot 0,6}{1,05 \cdot 0,76 + 1,05 \cdot 0,6 + 0,76 \cdot 0,6} + 7,88 = 8,134;$$

$$I_{\text{ПОС+G}} = \frac{1 \cdot 91,64}{8,134} = 11,266 \text{ (кА)}.$$

Для подальших розрахунків в колі ВП залишаємо точку К-7.

Визначимо складові струмів КЗ для розрахункового часу τ [2]:

$$\left. \begin{array}{l} \text{- періодичну: } I_{\text{п},\tau} = \gamma_{\text{п},\tau} \cdot I_{\text{п},0}; \\ \text{- аперіодичну: } i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п},0} \cdot e^{-\tau/T_{\text{а}}}; \\ \text{- ударний струм: } i_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{п},0}; \end{array} \right\} \quad (2.29)$$

де $t_{\text{ВВ}}$ – власний час вимикання вимикача, с: $\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01$;

Попередньо приймаємо вимикачі [2] (таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	t_{BB}, c
ВРУ 330 кВ	3AP2-362 (Siemens)	0,04
ВРУ 110 кВ	3AP1DT-145/ЕК (Siemens)	0,034
НН АТЗ 35 кВ	ВР35НС	0,04
РУВП	ВР-6	0,04

Визначимо значення коефіцієнтів $\gamma_{n,\tau}$ для генераторних віток за методикою, викладеною в [2, 3]:

К₁: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,8(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{6,861}{1,8} = 3,8; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{n,\tau} = 0,91.$$

б) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 340} = 0,85(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,314}{0,85} = 2,72; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{n,\tau} = 0,94.$$

К₂: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,32(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{7,464}{5,32} = 1,4; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,96.$$

б) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,51(\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{9,454}{2,51} = 3,8; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,92.$$

K₃: а) G₁:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{59,1}{10,2} = 5,8; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,85.$$

б) G₂₋₃:

$$I'_{\text{HOM}} = 2 \cdot 10,2 = 20,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{28,794}{20,4} = 1,41; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,97.$$

в) G₄₋₇:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 20} = 14,43 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{14,629}{14,43} = 1,01; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,99.$$

K₄: а) G₇:

$$I'_{\text{HOMG6}} = 6,875 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{40,35}{6,875} = 5,9; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,85.$$

б) G₁₋₃:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{3 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 58,23 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{20,508}{58,23} = 0,35 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

в) G₄₋₆:

$$I'_{\text{HOM}} = 3 \cdot 6,875 = 20,62 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{19,418}{20,62} = 0,94; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

K₅: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 37} = 16,52 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,938}{16,52} = 0,2 < 1; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

б) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 37} = 7,8 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{3,719}{7,8} = 0,48; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

Таблиця 2.16 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau, \text{с}$	k_y	$T_a, \text{с}$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{\text{н},\tau}$
К ₁ шини 330 кВ	система	0,05	1,780	0,04	0,287	1,00
	Г1-3		1,977	0,32	0,855	0,91
	Г4-7		1,955	0,26	0,825	0,94
К ₂ шини 110 кВ	система	0,044	1,608	0,02	0,111	1,00
	Г1-3		1,977	0,32	0,872	0,96
	Г4-7		1,955	0,26	0,844	0,92
К ₃ генератор Г1	система	0,05	1,780	0,04	0,287	1,00
	Г2,3		1,977	0,32	0,855	0,96
	Г4-7		1,955	0,26	0,825	0,99
	Г1		1,981	0,54	0,912	0,85
К ₄ генератор Г7	система	0,044	1,780	0,04	0,333	1
	Г1-3		1,977	0,32	0,872	1
	Г4-6		1,955	0,26	0,844	1
	Г7		1,975	0,4	0,896	0,85
К ₅ НН АТЗ 35 кВ	система	0,05	1,780	0,04	0,287	1
	Г1-3		1,977	0,32	0,855	1
	Г4-7		1 955	0,26	0,825	1
К ₆ , К ₇ НН ПРТВП	система+Г	0,05	1,820	0,048	0,353	1
	Д		1,650	0,04	0,287	–

Результати розрахунку струмів КЗ для всіх точок зводимо в табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	Примітка
К ₁ шини 330 кВ	Система	3,864	9,724	1,565	3,864	Ком.апаратура та шини
	Г1,2	6,861	19,179	8,298	6,243	
	Г3-6	2,314	6,398	2,700	2,176	
	Сума	13,039	35,301	12,563	12,282	
К ₂ шини 110 кВ	Система	4,781	10,871	0,749	4,781	Ком.апаратура та шини
	Г1,2	7,464	20,865	9,198	7,165	
	Г3-6	9,454	26,135	11,287	8,698	
	Сума	21,699	57,871	21,234	20,644	
К ₃ генератор Г1 300 МВт	Система	24,383	61,371	9,878	24,383	
	Г2	28,794	80,492	34,825	27,642	
	Г3-6	14,629	40,441	17,067	14,483	
	Сума (без Г1)	67,806	182,303	61,770	66,508	Ком.апарат.
	Г1	59,100	165,547	76,177	50,235	
	Повна сума	126,906	347,850	137,946	116,743	Шини
К ₄ генератор Г6 100 МВт	Система	13,093	32,954	6,163	13,093	
	Г1,2	20,508	57,329	25,273	20,508	
	Г3-5	19,418	53,679	23,183	19,418	
	Сума (без Г6)	53,019	143,962	54,618	53,019	
	Г6	40,350	112,683	51,111	34,297	
	Повна сума	93,369	256,645	105,730	87,316	
К ₅ НН АТЗ 35 кВ	Система	1,880	4,731	0,761	1,880	
	Г1,2	2,938	8,213	3,553	2,938	
	Г3-6	3,719	10,281	4,339	3,719	
	Сума	8,537	23,224	8,653	8,537	
К ₆ НН ПРТВП2	Г + С	9,275	23,870	4,628	9,275	Ком.апарат.
	Д	8,292	19,345	3,359	4,059	
	Сума	17,567	43,215	7,987	13,334	Шини
К ₇ НН ПРТВП1	Г + С	11,266	28,994	5,621	11,266	Ком.апарат.
	Д	8,292	19,345	3,359	4,059	
	Сума	19,558	48,339	8,980	15,325	Шини

Визначимо складові струму КЗ від двигунів власних потреб [2]:

$$\left. \begin{aligned} I_{п,τ,Д} &= I_{п,о,Д} \cdot e^{-τ/0,07} \\ i_{ат,Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{п,о,Д} \cdot e^{-τ/0,04} \\ i_{у,Д} &= \sqrt{2} \cdot K_{у,Д} \cdot I_{п,о,Д} \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$I_{п,τ,Д} = 8,292 \cdot e^{-0,05/0,07} = 4,059 \text{ кА};$$

$$i_{ат,Д} = \sqrt{2} \cdot 8,292 \cdot e^{-0,05/0,04} = 3,359 \text{ кА};$$

$$i_{у,Д} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 8,292 = 19,345 \text{ кА};$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-330 кВ.

Максимальні струми [2]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.31)$$

$$I_{\max БТ} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.32)$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{АТЗ.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.33)$$

$$I_{\max W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824,3 \text{ А};$$

$$I_{\max БТ1} = \frac{353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 650,1 \text{ А};$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 656 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{вим.} + T_a). \quad (2.34)$$

$$B_k = 13,039^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 88,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{вим.}$ – час вимикання КЗ, с;

ВРУ-110 кВ.

Максимальні струми:

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 328 \text{ А};$$

$$I_{\max БТ2} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 691 \text{ А};$$

$$I_{\max АТ3} = 1,5 \cdot \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1968,2 \text{ А};$$

$$I_{\max TR2} = \frac{19900}{\sqrt{3} \cdot 110} = 104,4 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 21,69927^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 244,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сторона НН АТЗ:

Максимальний струм:

$$I_{\max} = \frac{19900}{\sqrt{3} \cdot 35} = 328,3 \text{ А};$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_k = 8,537^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 37,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор ТВФ-120-2У3.

Максимальні струми

$$I_{\max G} = \frac{I_{\Gamma.\text{НОМ}}}{0,95}; \quad (2.35)$$

$$I_{\max G7} = \frac{6875}{0,95} = 7237 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ТВП}} = \frac{5100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 294,5 \text{ А};$$

Імпульс квадратичного струму [2]:

$$B_k = B_{кП} + B_{ка} = \left(I_c^2 \cdot B_{*ПГ} + I_{п,о,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{п,о,г} \right) \cdot t_{\text{ВИМ}} + \left(I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{п,о,г}^2 \cdot T_{a,г} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{п,о,г}}{1/T_{a,c} + 1/T_{a,г}} \right); \quad (2.36)$$

де $I_c = 53,019 \text{ кА}$; $I_{п,о,г} = 40,35 \text{ кА}$; $B_{*ПГ} = 0,30$; $T_* = 0,52$; $t_{\text{ВИМ}} = 4 \text{ с}$;

$T_{a,г} = 0,4 \text{ с}$; $T_{a,c} = 0,32 \text{ с}$;

$$B_k = \left(53,019^2 + 0,3 \cdot 40,35^2 + 2 \cdot 53,019 \cdot 0,52 \cdot 40,35 \right) \cdot 4 + \left(53,019^2 \cdot 0,32 + 40,35^2 \cdot 0,4 + \frac{4 \cdot 53,019 \cdot 40,35}{1/0,32 + 1/0,4} \right) = 25169,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор ТГВ-300-2У3.

$$I_{\max G1} = \frac{10200}{0,95} = 10736,8 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ТВП}} = \frac{15300}{\sqrt{3} \cdot 20} = 442 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = (67,806^2 + 0,3 \cdot 59,1^2 + 2 \cdot 67,806 \cdot 0,52 \cdot 59,1) \cdot 4 + \\ + \left(67,806^2 \cdot 0,32 + 59,1^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 67,806 \cdot 59,1}{1/0,32 + 1/0,54} \right) = 45831 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-6 кВ

Максимальні струми

$$I_{\max \text{ТВПІ-3}} = \frac{15300}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 736 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТВПІ-7}} = \frac{5100}{\sqrt{3} \cdot 6} = 491 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{TR2}1} = I_{\max \text{TR2}} = \frac{19900}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 957,4 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму [2, 6]:

$$B_{\kappa} = I_{\text{п,о,с}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а,сх}}) + I_{\text{п,о,Д}}^2 \cdot (0,5 \cdot T_{\text{Д}}' + T_{\text{а,с}}) + \\ + 2 \cdot I_{\text{п,о,Д}} \cdot I_{\text{п,о,с}} \cdot (T_{\text{Д}}' + T_{\text{а,сх}}),$$

де

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{T_{\text{а,с}} \cdot I_{\text{п,о,с}} + T_{\text{а,Д}} \cdot I_{\text{п,о,Д}}}{I_{\text{п,о,с}} + I_{\text{п,о,Д}}}; \quad (2.37)$$

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{0,048 \cdot 11,266 + 0,04 \cdot 8,292}{11,266 + 8,292} = 0,045 \text{ с};$$

$$B_{\kappa} = 11,266^2 \cdot (0,3 + 0,045) + 8,292^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,045) + \\ + 2 \cdot 11,266 \cdot 8,292 \cdot (0,07 + 0,053) = 70,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури зводимо в таблицю 2.18.

Таблиця 2.18 – Вибір комутаційних апаратів

ВРУ-330 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	362PMI40 (ABB)	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 824,3 \text{ А}$ $I_{пт} = 12,282 \text{ кА}$ $i_{ат} = 12,563 \text{ кА}$ $I_{по} = 13,039 \text{ кА}$ $i_y = 35,301 \text{ кА}$ $B_k = 88,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,8 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ - - $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-110 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM50-30В (ABB)	РНД3.1-110/2000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 1968,2 \text{ А}$ $I_{пт} = 20,644 \text{ кА}$ $i_{ат} = 21,234 \text{ кА}$ $I_{по} = 21,699 \text{ кА}$ $i_y = 57,871 \text{ кА}$ $B_k = 244,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 50 = 24,75 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ - - $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Сторона 35 кВ АТЗ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВБНК-35	РНД3.1-35/1000У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{мах} = 328,3 \text{ А}$ $I_{пт} = 8,537 \text{ кА}$ $i_{ат} = 8,653 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} = 20,73 \text{ кА}$ $I_{по} = 8,537 \text{ кА}$ $i_y = 23,224 \text{ кА}$ $B_k = 37,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 25 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 25 = 8,1 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot (B_{ном} + 1) I_{вим.ном} = 35,36$ кА $I_{дин} = 25 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ - - $i_{дин} = 63 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.18

РУВП-6 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані ВР-1 (комірка КРУ типу КУ-10)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 957,4 \text{ А}$ $I_{пт} = 11,266 \text{ кА}$ $i_{ат} = 5,621 \text{ кА}$ $I_{по} = 11,266 \text{ кА}$ $i_y = 28,994 \text{ кА}$ $B_k = 70,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1250 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-330 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 824,3 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 13,039 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 35,301 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

За умовою відсутності корони на напругу 330 кВ вибираємо два проводи марки АС 240/39:

$$d = 21,6 \text{ мм}; I_{доп} = 610 \text{ А};$$

$$D = 450 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{ср} = 1,26 \cdot D; \quad (2.38)$$

$$D_{ср} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 824,3 < I_{доп} = 2 \cdot 610 = 1220 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [2]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.39)$$

де m – коефіцієнт жорсткуватості проводів, $m = 0,82$;

r_0 - радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см};$$

– напруженість біля поверхні проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{r_0 \cdot \lg \cdot \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.40)$$

де K – коефіцієнт підсилення поля;

$r_{\text{ек}}$ - еквівалентний радіус, проводу, см;

n – кількість проводів в фазі, шт..

Для $n = 2$:

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{\alpha}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt{r_0 - \alpha}; \end{aligned} \right\} \quad (2.41)$$

де $\alpha = 40$ см – відстань між проводами у фазі, см;

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,08}{40} = 1,054;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,08 \cdot 40} = 6,573 \text{ см};$$

$$E = 1,054 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,08 \cdot \frac{567}{6,573}} = 14,723 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 14,723 = 15,754 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка на схрещування не проводиться оскільки $I_{п,о} < 20 \text{ кА}$;
 $i_y < 50 \text{ кА}$.

б) відгалуження від збірних шин до блочного трансформатора БТ1:

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм.}}{j_{ек}}; \quad (2.42)$$

де $I_{норм.}$ – струм нормального режиму, А;

$j_{ек}$ – економічна частина струму А/мм²;

$$q_{ек} = 0,95 \cdot \frac{650,1}{1} = 617,6 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо два проводи АС 330/30: $d = 24,8 \text{ мм}$; $I_{доп} = 680 \text{ А}$.

в) відгалуження до АТЗ:

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{656/1,5}{1} = 437 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо два проводи марки АС 240/39: $d = 21,6 \text{ мм}$; $I_{доп} = 610 \text{ А}$.

ВРУ-110 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1968,2 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 21,699 \text{ кА} > 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 57,871 \text{ кА} > 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо два проводи марки АС 600/72:

$$d = 33,2 \text{ мм}; I_{доп} = 1050 \text{ А};$$

$$D = 300 \text{ см}; \alpha_{доп} = 0,45 \text{ м}; m_1 = 2,17 \text{ кг/м}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{ср} = 1,26 \cdot D; \quad (2.43)$$

$$D_{ср} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 1968,2 < I_{доп} = 2 \cdot 1050 = 2100 \text{ А};$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30,612 \text{ кВ/см};$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,66}{20} = 1,166;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,66 \cdot 20} = 5,762 \text{ см};$$

$$E = 1,166 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,66 \cdot \frac{378}{5,762}} = 8,28 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 8,28 = 8,859 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,612 = 27,551 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

Перевірка на схрещування [2]:

- зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п,о}^{(3)2}}{D}; \quad (2.44)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{21,699^2}{3,0} = 23,54 \text{ Н/м};$$

- сила тяжіння 1 м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot m_1; \quad (2.45)$$

$$g = 9,8 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 2,17 = 46,8 \text{ Н/м};$$

- визначення співвідношення:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5;$$

$$\frac{f}{g} = \frac{23,54}{46,8} = 0,5,$$

де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному погоні, м;

$t_{ек}$ - еквівалентний за імпульсом час дії диференційного захисту, с.

З діаграми (рисунок 5.1 [2], визначаємо відхилення проводу складає

$$\frac{b}{h} = 0,17; b = 2,5 \cdot 0,17 = 1,06 \text{ м.}$$

Допустиме відхилення проводу:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - \alpha_{\text{доп}}}{2}; \quad (2.46)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{3,0 - 0,0332 - 0,45}{2} = 1,26 \text{ м} > b = 1,06 \text{ м};$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ2:

$$q_{\text{ек}} = 691 \cdot \frac{0,95}{1} = 656,5 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки АС 700/86: $d = 36,2 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 1180 \text{ А}$.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,81}} \right) = 30,368 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,81 \cdot \lg \frac{378}{1,81}} = 10,201 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 10,201 = 10,915 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,368 = 27,331 \text{ кВ/см.}$$

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{ек} = \frac{1968,2/1,5}{1} = 1312,1 \text{ мм}^2;$$

Вибираємо два проводи марки АС 700/86: $d = 36,2 \text{ мм}$; $I_{доп} = 1180 \text{ А}$;

Сторона НН АТЗ.

$$I_{max} = 328,3 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{328,3}{1} = 328,3 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки АС 330/43: $d = 25,2 \text{ мм}$; $I_{доп} = 680 \text{ А}$.

Генератор ТГВ-300-2УЗ.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному колі типу ТЭКНЕ-20/11200-300У1:

$$U_{уст.} = 20 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 10736,8 \text{ А} \leq I_{ном} = 11200 \text{ А};$$

$$i_y = 182,303 \text{ кА} \leq i_{дин.} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-560У1:

$$U_{уст.} = 20 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 442 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 347,85 \text{ кА} \leq i_{дин.} = 560 \text{ кА}.$$

Генератор ТВФ-120-2УЗ.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному колі типу ТЭКНЕ-20/9000-300У1:

$$U_{уст.} = 10,5 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 7237 \text{ A} \leq I_{\text{НОМ}} = 9000 \text{ A};$$

$$i_y = 143,962 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалужені до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-375У1:

$$U_{\text{уст.}} = 10,5 \text{ кВ} \leq U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 294,5 \text{ A} \leq I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ A};$$

$$i_y = 256,645 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 375 \text{ кА}.$$

РУ ВП-6 кВ:

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЗК-6-1600-51 [7]:

$$U_{\text{уст.}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 957,4 \text{ A} \leq I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ A};$$

$$i_y = 48,339 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 51 \text{ кА}.$$

2.10 Вибір кабелів

Вибираємо кабель до електроустановки типу АВ-16-49-10:

$$P_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ кВт}; U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ}} = 186 \text{ A}; v_0 = 35^\circ \text{C}; I_{\max} = 3600 \text{ год.};$$

$$K_2 = 0,87.$$

Вибираємо кабель марки ААШв, $U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = \frac{186}{1,2} = 155 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель $3 \times 150 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп.НОМ}} = 225 \text{ A}$.

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 225 = 195,8 \text{ A} > I_{\text{max}} = 186 \text{ A}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{70,6 \cdot 10^6}}{98} = 85,7 \text{ мм}^2 < q = 150 \text{ мм}^2;$$

Умова виконується.

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-330 кВ (таблиця 2.19).

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-330

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст.}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 824,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$i_y = 35,301 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 75 \text{ кА}$
$B_k = 88,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7,8 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$

Приймаємо: 1) $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$;

2) 0,2/10Р;

3) схема з'єднань «повна зірка»;

4) $l_{\text{розр}} = 150 \text{ м}$.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТС

№	Назва приладу	Тип	Навантаження фази, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
2	Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
4	Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
5	Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
65	Лічильник активної енергії	САЗИ680	2,5	-	2,5
РАЗОМ:			6,0	0,5	6,0

Загальний опір приладів [2]:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2}; \quad (2.47)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{6}{1^2} = 6 \text{ Ом};$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.48)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6 - 0,1 = 13,9 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot \frac{I_{\text{розр}}}{r_{\text{п}}}; \quad (2.49)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot \frac{150}{13,9} = 0,31 \text{ мм}^2;$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами 2,5 мм².

Вторинне навантаження:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 150}{2,5} + 6 + 0,1 = 7,8 \text{ Ом} < r_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу НКФ-330-83У1:

$$U_{1\text{НОМ}} = \frac{330000}{\sqrt{3}} \text{ В}; U_{2\text{НОМ}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}; U_{2\text{ДОД}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{НОМ}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{33^2 + 9,72^2} = 34,4 < S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Для з'єднання приладів з ТН використовуємо контрольний кабель марки АКРВГ перерізом 2,5 мм².

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S _{обм.} , В·А	n _{обм.} , шт.	cosφ	sinφ	n _{прил.} , шт.	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, В·А
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активної енергії	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної енергії	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Лічильник активної енергії	САЗ-И680	2 Вт	2	0,38	0,92 5	1	4	9,7
Фіксуєчий приклад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
РАЗОМ:							33	9,72

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-83У1
ВРУ-110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1
Автотрансформатор зв'язку - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ330-I-4000/1 ТВТ110-I-2000/1 ТФЗМ-35Б-II	- - ЗНОМ-35-65У1
Блочний трансформатор БТ ₁ - сторона ВН - сторона НН	ТВТ330-I-4000/5 ТШ-20-12000/5	- -
Блочний трансформатор БТ ₂ - сторона ВН - сторона НН	ТВТ110-I-2000/5 ТШВ-15	- -
Генератор ТВФ-120-2У3	ТШ-20-10000/5	ЗОМ-1/10; ЗНОМ-10
Генератор ТГВ-300-2У3	ТШ-20-12000/5	ЗОМ-1/10; ЗНОМ-20
Робочий трансформатор власних потреб ТВП1 - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТШЛ-10	- -
Робочий трансформатор власних потреб ТВП2 - сторона ВН - сторона НН	ТШВ-15 ТШЛ-10	- -
Трансформатор ТР ₁ - сторона ВН - сторона НН	ТВТ35-I-3000/5 ТШЛ-10	- -
Трансформатор ТР ₂ - сторона ВН - сторона НН	ТВТ220-I-2000/5 ТШЛ-10	- -
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники та обмежувачі перенапруг:

- 1) ЛЕП-330 кВ, сторона ВН БТ₁ та ВН АТЗ ОПН-330У1
- 2) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ₂ та ТР₂, сторона СН АТЗ ОПН-110У1

3) сторона НН АТЗ	ОПН-35У1
4) сторона НН БТ1	ОПН-20У1
5) сторона НН БТ2	ОПН-10У1
6) нейтраль БТ ₂ та ТR ₂	ОПН-35У1
7) РУ ВП 6 кВ	ОПН-6У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

1) ЛЕП-330 кВ	V3-1250-0,5У1
2) ЛЕП-110 кВ	V3-630-0,5У1

2.13 Вибір акумуляторних батарей

На підстанціях з блочними схемами для кожних двох агрегатів, які обслуговуються з одного БЩУ, передбачається одна акумуляторна батарея (АБ). АБ встановлюються в головному корпусі; мають елементний комутатор та працюють в режимі постійного підзаряду. Кожна батарея має свій під зарядний пристрій, а для нарядника передбачається один загальностанційний зарядний агрегат. Для енергоблоків потужністю 300 МВт і більше допускається встановлення однієї АБ [3].

Виконаємо розрахунок АБ для блоків 100 МВт. Приймаємо одну акумуляторну батарею типу «Varta» на два блоки.

Навантаження батареї підраховано в таблиці 2.22.

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах:	$U_{ш} = 230 \text{ В}$
- номінальна напруга батареї:	$U_{ном} = 220 \text{ В}$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{ПЗ} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці зарядки:	$U_3 = 2,75 \text{ В}$

- кількість основних елементів батареї: $n_o = 108$
- кількість додаткових елементів: $n_d = 22$
- загальна кількість батарей: $n = 130$

Таблиця 2.23 – Розрахунок навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ТЬ	$P_{\text{НОМ}}$, кВт	$I_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{п}}$, А
Постійне навантаження	—	—	—	30	—	30	30
Аварійне освітлення	—	—	—	200	—	200	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	2	8	43,5	40	130	80	—
Електродвигун аварійного маслonaсосу змазки турбін	2	14	73,5	73	184	146	—
Разом						486	130

З таблиці 2.23: $I_{\text{ав}} = 486 \text{ А}$; $I_{\text{т}} = 130 \text{ А}$.

Типовий номер АБ [2]

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (2.50)$$

$$N = 1,05 \cdot 486 / 25 = 20,4;$$

Приймаємо найближчий більший типовий номер $N=24$.

Перевіряємо АБ за струмом поштовху:

$$N = I_{\text{п}} / 46, \quad (2.51)$$

$$N = 130 / 46 = 2,8 < 24.$$

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{\pi} = I_{\pi} / N, \quad (2.52)$$

$$j_{\pi} = 130/24 = 5,4 \text{ A/N}.$$

За допомогою рисунку 7.2 [2] визначаємо напругу ($U_{\text{доп}} = 85\%$) у споживачів з врахуваннями втрат в кабелі (5%):

$$U = 97\% > 85\%.$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею «Varta» з типовим номером 24.

Розрахунковий струм та напруга під зарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}; \quad (2.53)$$

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0,15 \cdot 24 = 28,6 \text{ A};$$

$$U_{\text{ПЗП}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}.$$

Вибираємо ПЗП типу ВА3П380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 40 А.

Розрахунковий струм та напруга автоматичного підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗПд}} &= 0,05 \cdot N \\ U_{\text{ПЗПд}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{д}} \end{aligned} \right\}; \quad (2.54)$$

$$I_{\text{ПЗПд}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ A};$$

$$U_{\text{ПЗПд}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В}.$$

Вибираємо ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{3\Pi} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N \\ U_{3\Pi} &= U_3 \cdot n \end{aligned} \right\}; \quad (2.55)$$

$$I_{3\Pi} = 25 + 5 \cdot 24 = 145 \text{ A};$$

$$U_{3\Pi} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

РОЗДІЛ 3

ЕЛЕГАЗОВІ ВИМИКАЧІ

3.1 Загальні відомості про елегазові вимикачі

З кінця минулого століття відбувся стрімкий стрибок у технології впровадження новітніх високовольтних комутаційних апаратів. Вимикачі, які використовували повітря та масло в якості середовища гасіння дуги почали втрачати свої провідні місця, завдяки відмінним властивостям шестифтористої сірки - елегазу. Елегазовий вимикач – це високовольтний комутаційний апарат, що використовує електротехнічний газ в якості середовища гасіння електричної дуги та забезпечує функціонування ЕЕС і керування потоками електроенергії, відключення пошкоджених частин ЕЕС і обмеження розвитку подальших аварій.

Комутаційні апарати з використанням електротехнічного газу розпочали стрімко розвиватися на початку 1980-х років та мають гарні перспективи на середніх та високих рівнях напругах, а також струмах відключення до 80 кА, тому не дивним є те, що у технічно розвинених країнах елегазові вимикачі високої і надвисокої напруги практично витіснили всі інші типи комтаційного обладнання. Також провідні закордонні фірми практично повністю перейшли на випуск комплектних розподільчих пристроїв з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) і елегазових вимикачів для відкритих розподільчих пристроїв на класи напруги 110 кВ і вище [10].

В даний час існують два типи вимикачів з використанням електротехнічного газу: колонкові та бакові. Колонкові вимикачі працюють на одну фазу та складаються з контактної та дугогасильної систем. Мають більші габаритні розміри. Бакові мають відповідно менші габарити, їх привід розподіляється на декілька фаз, мають влаштовані трансформатори струму.

Щодо колонкових вимикачів то їм належать такі переваги:

- Вимикачі колонкового типу потребують незначної кількості шестифтористої сірки для заповнення, при цьому за наявності високоякісних ущільнень витік елегазу не перевищує 0,5% на рік;
- Мають досить просту та надійну дугогасящу камеру і контактні системи, що відіграють важливу роль у забезпеченні безперебійної роботи силових вимикачів;
- Так як вони поставляються і перевозяться в повністю зібраному і випробуваному стані або у вигляді зібраних, випробуваних на заводі і готових до перевезення блоків це значно знижує витрати на монтаж та транспортування;
- Використовуються в широкому спектрі температур від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Колонковий комутаційний апарат з використання електротехнічного газу серії HPL компанії ABB показано на рисунку 3.1.1



Рисунок 3.1.1 — Колонковий елегазовий вимикач серії HPL

Бакові елегазові вимикачі за габаритами менші ніж колонкові, так як їх оснащують приводами виду ППРМ, яким характерним є робота на декілька фаз, при такому розподіленні забезпечується кращий контроль та плавність регулювання

напруги (включення та виключення). Виходячи з цього вони мають ряд переваг перед колонковими комутаційними апаратами, а саме:

- Забруднення майже не позначаються на роботі вимикача;
- Підвищена сейсмостійкість;
- Значно кращий рівень безпеки;
- Потребують незначної площі для встановлення;
- Придатність для використання систем підігріву електротехнічного газу в районах з холодним кліматом;
- При спорудженні підстанції необхідний менший обсяг фундаментальних робіт;
- Завдяки вбудованому трансформаторі струму має можливість витримувати великі навантаження

Баковий елегазовий вимикач представлений на рисунку 3.1.2



Рисунок 3.1.2 - Вимикач елегазовий баковий ЗАР1 ДТ

Комутаційні апарати високої напруги з використанням електротехнічного газу працюють за рахунок ізоляції фаз один від одного за допомогою елегазу. Коли подається сигнал на відключення, контакти окремих камер (якщо пристрій

колонковий) розмикаються та між рухомим і нерухомим дугогасящим контактом утворюється дуга, яка поміщена в газове середовище. Дуга розкладає газ на окремі елементи, але при цьому і сама зменшується із-за високого тиску в ємності. Для утворення газового дуття та збільшення тиску при незначних рівнях доцільним є використання додаткових компресорів. Для вимірювання струму додатково використовується шунтування. Так як втрата елегазу неприпустима то дугогасильна камера вимикача повинна працювати по замкнутому циклу. При витіканні певної кількості елегазу він поновлюється з балона зі стисненим елегазом.

В елегазових комутаційних апаратах бакового типу контроль здійснюється приводами і трансформаторами, при цьому приводний механізм для цієї установки служить регулятором, тобто виконує функції включення, виключення електричної енергії та утримання дуги (при необхідності) на належному рівні.

3.2 Конструкції елегазових вимикачів компанія Сіменс

Компанія Сіменс (ФРН) є основним виробником електротехнічного обладнання в Європі. Вона виготовляє елегазові колонкові та бакові високовольтні вимикачі. Основними серіями є вимикачі типів ЗАР1 та ЗАР2. Елегазові колонкові вимикачі ЗАР1, загальний вигляд яких наведено на рис. 3.2.1 - це вимикачі з пружинними приводами, обладнані дугогасильними камерами останнього покоління з динамічним автокомпресійним принципом гасіння дуги. Колонкові вимикачі вимагають відносно невеликої кількості елегазу для заповнення, при цьому гарантується у край низький рівень витoku елегазу (не більше 0,5% в рік). Це досягається спеціально підібраними матеріалами для ущільнення і підтверджується багаторічним досвідом експлуатації. Вимикачі обладнані приводними механізмами, що самозмашуються, мають надійну, просту дугогасильну камеру і випробувані на практиці контактні системи, що забезпечують безперебійну їх роботу. Вимикачі зручні при транспортуванні, перевозяться в повністю зібраному стані або у вигляді зібраних, випробуваних на заводі і готових до перевезення блоків, що дозволяє

понизити транспортні витрати. Колонкові вимикачі призначені для роботи в діапазоні температур від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ [7].



Рисунок 3.2.1 - Загальний вигляд вимикача ЗАР1 напругою 145кВ

Комутаційні апарати ЗАР2 з використанням шестифтористої сірки досить добре зарекомендували себе на високих діапазонах напруг завдячується це наявності подвійних сопол (рис.3.2.2). Позитивною стороною подвійних сопол є те, що під час дугогасіння вони демонструють низький надмірний тиск, а також стійкі до обгорання, тому й не дивно, що вони мають довгий термін служби. Наявність такої системи дозволяє використовувати їх у окремих випадках таких, як включення, виключення низьких рівнів індуктивних та ємнісних струмів без повторного запалення, при цьому він обладнується електронним пристроєм синхронних комутацій.



Рисунок 3.2.2 - Загальний вигляд вимикача 3AP2 напругою 420кВ

Комутаційний пристрій 3AP2 може бути облаштований резистором, який разом з комутатором розташовується паралельно дугогасильним камерам і має особисту кінематичну систему приводу, що дає змогу включити резистор в схему комутаційного приладу до того часу коли головні контакти вимикача замкнуться повністю. Таке включення дає перевагу при увімкненні довгих (більше 400 км.) ліній високої напруги, тобто сприяє зниженню комутаційних перенапружень. У дугогасильній камері вимикачів 3AP2 контактна система складається з двох графітових сопел, що забезпечують постійність поведінки дуги. За допомогою потужних електрогідравлічних приводів забезпечується швидкодія гасіння дуги.

В даний час розрізняють автокомпресійний принцип гасіння дуги та принцип з подвійними соплами. Залежно від діапазону напруги фірма Siemens пропонує оптимальну систему гасіння дуги, яка незалежно від умов використання, забезпечує оптимальний режим роботи вимикача. Тому в нашу виробничу програму включено і високовольтні силові вимикачі як з дугогасильною камерою з автокомпресією, так і з дугогасильною камерою з подвійними соплами.

3.3 Конструкції елегазових вимикачів компанія АВВ

Широкого застосування в Україні знаходять елегазові вимикачі 110-750 кВ, і провідну позицію серед виробників елегазового устаткування займає всесвітньо

відома шведська компанія АВВ. За минулі роки вимикачі фірми АВВ набули репутацію апаратів, здатних надійно й довговічно працювати в будь-якому кліматі й у будь-якій частині світу.

За період з 1994 року в Україні введено в експлуатацію понад 200 вимикачів 110-750 кВ фірми АВВ. Нині АВВ випускає два типи вимикачів: серії LTB - з автокомпресійною (Auto-Puffen™) дугогасильною камерою й серії HPL з компресорною (Puffen) дугогасною камерою. Обидва типи вимикачів оснащені механізмом керування, що має моторно-пружинний привод. Технічні характеристики обох типів вимикачів відповідають вимогам міжнародних стандартів (МЕК) і ГОСТ 687-87 [14].

Простота механічної частини електропривода Motor Drive забезпечує його основні переваги:

- відсутність деталей, що піддаються зношуванню;
- менші робочі зусилля;
- істотне зниження рівня шумів при оперуванні;
- істотне підвищення надійності завдяки відсутності численних взаємодіючих між собою механічних деталей.

Вимикачі серії LTB і HPL можуть працювати в 1- й 3-полюсному режимі керування (із приводами на один або три полюси). Вимикачі з однією дугогасильною камерою на полюс (до 220 кВ включно) можуть працювати в обох режимах керування. Вимикачі із двокамерним дугогасильним пристроєм (330 кВ і вище) допускають тільки пополюсний режим керування. При 3-полюсному режимі керування полюси вимикача й один привод кінематично з'єднуються між собою за допомогою тяг. На кожному полюсі передбачена окрема вимикальна пружина, з'єднана з ізоляційною оперативною тягою й через неї - з рухомими контактами дугогасильного пристрою. Однак існує один виняток. В 3-полюсному режимі керування на вимикачі LTB D застосовується лише одна вимикальна пружина для вимикання всіх трьох полюсів, причому ця пружина встановлена на полюсі, найбільш віддаленому від привода в механізмі керування .

Кожен полюс являє собою герметичну, заповнену елегазом колонку, що має дугогасильний пристрій в ізоляторі, пустотілий опорний ізолятор і корпус із механізмом для приєднання керуючих тяг. Полюси вимикача можуть бути змонтовані на окремих опорних стійках або, як у випадку з вимикачем LTB D, на загальній опорній рамі.

3.3.1 Компресійний дугогасильний пристрій (Puffen)

Процес компресійного дугогасіння, застосовуваний у вимикачах серії HPL, має конструкцію з одноходовим рухом для розмикання контактів. В звичайному режимі контакти вимикача замкнуті, і струм протікає через головні контакти й компресійний циліндр від верхнього струмопроводу до нижнього. При команді відключення, рухомі частини головного й дугогасильного контактів, а також компресійний циліндр і сопло переходять в розімкнуте положення. Отже, рухомі контакти, компресійний циліндр та сопло в результаті утворюють рухомий вузол. Коли рухомий вузол рухається в напрямку розімкнутого положення контактів, клапан заповнення закривається, й елегаз починає стискуватися між рухомим компресійним циліндром і нерухомим поршнем.

Першими роз'єднуються головні контакти. Завдяки тому, що розмикання головних контактів відбувається за час, достатній до початку розмикання дугогасильних контактів, дуга буде запалюватися тільки між дугогасильними контактами в об'ємі, обмеженому геометрією сопла.

При розмиканні дугогасильних контактів, між рухомими і нерухомими дугогасильними контактами утворюється дуга. В той час поки дуга палає тіло плазми до певного рівня блокує потік елегазу через сопло, внаслідок чого в компресійному об'ємі продовжує збільшуватися тиск газу до тих пір, поки струмова крива пройде через нульове значення, і дуга стає порівняно слабкою. У цей момент потік під більшим тиском елегазу виривається з компресійного об'єму через сопло й гасить дугу.

У розімкнутому положенні відстань між нерухомим і рухомим контактами обрано достатньою для того, щоб витримати нормовані рівні діелектричної міцності проміжку. При операції вимикання клапан наповнення відкривається, й елегаз може вільно проходити в компресійний об'єм.

Слід зазначити, що тиск елегазу, необхідний для гасіння дуги, піднімається чисто механічним способом. Таким чином, вимикачі з компресійним методом гасіння мають потребу в досить потужному приводі, щоб подолати створюваний газом тиск у стислому об'ємі, необхідний для відімкнення номінальних струмів КЗ, але при цьому забезпечити певну швидкість руху контактів, щоб у міжконтактному ізоляційному проміжку, який утвориться, витримувати без повторних пробоїв напругу, що відновлюється на контактах [8].

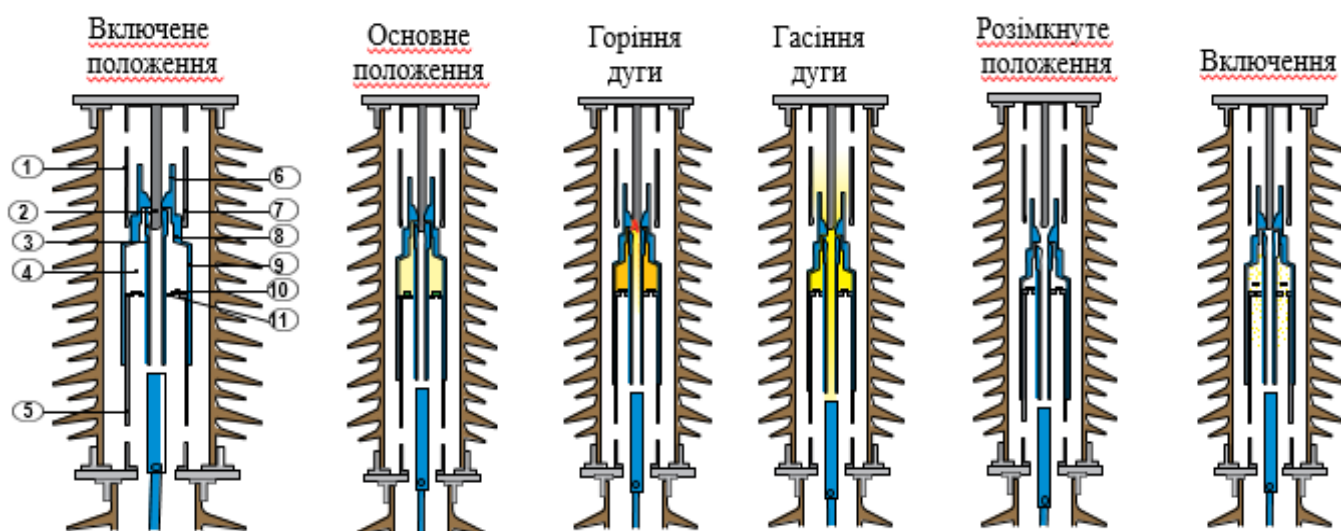


Рисунок 3.3.3.1 - Конструктивні особливості компресійного (Puffer) дугогасительного пристрою

1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасящий контакт; 3 – рухомий дугогасящий контакт; 4 – компресійний обсяг; 5 – нижній струмопровід; 6 - сопло; 7 – головний нерухомий контакт; 8 – головний рухливий контакт; 9 – компресійний циліндр; 10 – клапан наповнення; 11 – нерухомий поршень;

3.3.2 Автокомпресійний дугогасильний пристрій (Auto-PuffenTM)

Дугогасильні пристрої автокомпресійного типу (Auto-PuffenTM) демонструють свої розрахункові переваги, головним чином, при відімкненні великих струмів (наприклад, номінального струму КЗ). На початку процесу відімкнення, автокомпресійний дугогасильний пристрій починає працювати в такий же спосіб, як і компресійний. Розбіжності у принципі їхньої дії при відімкненні великих і малих струмів проявляються тільки після появи дуги. Коли дугогасильні контакти роз'єднуються, запалюється дуга між рухомим і не рухомим дугогасильними контактами. Під час горіння дуги вона до певної міри блокує потік елегазу через сопло.

Палаюча дуга характеризується дуже високою температурою й потужним випромінюванням тепла й починає нагрівати елегаз в обмеженому газовому об'ємі. Таким чином, тиск усередині як автокомпресійного, так і компресійного об'єму зростає як через підвищення температури від дуги, так і внаслідок стискання газу в загальному просторі між компресійним циліндром і нерухомим поршнем. Тиск газу в автокомпресійному об'ємі продовжує підвищуватися доти, поки не стане досить високим для того, щоб закрити спеціальний автокомпресійний клапан. Весь елегаз, необхідний для гасіння дуги, тепер обмежений у замкнутому автокомпресійному об'ємі, і його тиск у цьому об'ємі може додатково підвищуватися тільки через нагрівання дугою. Приблизно в той самий час тиск газу в нижньому компресійному об'ємі досягає рівня, достатнього для відкриття клапана скидання надлишкового тиску. Оскільки елегаз із компресійного об'єму йде через клапан скидання надлишкового тиску, це знижує потребу в додатковій робочій енергії привода, яка необхідна, щоб подолати стиск елегазу при одночасному збереженні швидкості розходження контактів, що необхідно для безперебійного витримування напруги, яка відновлюється на контактах.

При відімкненні малих струмів автокомпресійний дугогасильний пристрій працює, по суті, аналогічно компресійним пристроям, тому що створюваний тиск елегазу недостатній для закриття спеціального автокомпресійного клапана. У

результаті верхній фіксований автокомпресійний об'єм і нижній автокомпресійний об'єм формують один загальний об'єм стиску. У цьому випадку тиск елегазу, необхідний для переривання дуги, досягається звичайним механічним способом від енергії привода, тобто як у звичайному компресійному пристрої дугогасіння. Однак, на відміну від компресійного пристрою, автокомпресійний пристрій має потребу в меншій енергії привода для механічного створення тиску елегазу при відімкненні струмів, менших від номінального значення струму КЗ (тобто порядку 20-30 %).

У розімкнутому положенні між нерухомим і рухомих контактом існує достатній ізоляційний проміжок, здатний забезпечити номінальну діелектричну міцність.

При операції вмикання відкривається клапан наповнення, й елегаз надходить як у нижній (компресійний), так і у верхній (автокомпресійний) об'єми пристрою дугогасіння. Оскільки для відімкнення малих струмів достатньо середнього рівня тиску елегазу, створюваного механічним способом, а для переривання великих струмів відімкнення використовується теплова енергія дуги, що створює додатковий тиск елегазу в обмеженому об'ємі, то для роботи автокомпресійного дугогасильного пристрою потрібна менша (приблизно на 50 %) робоча енергія привода, ніж для роботи компресійного пристрою гасіння дуги [8].

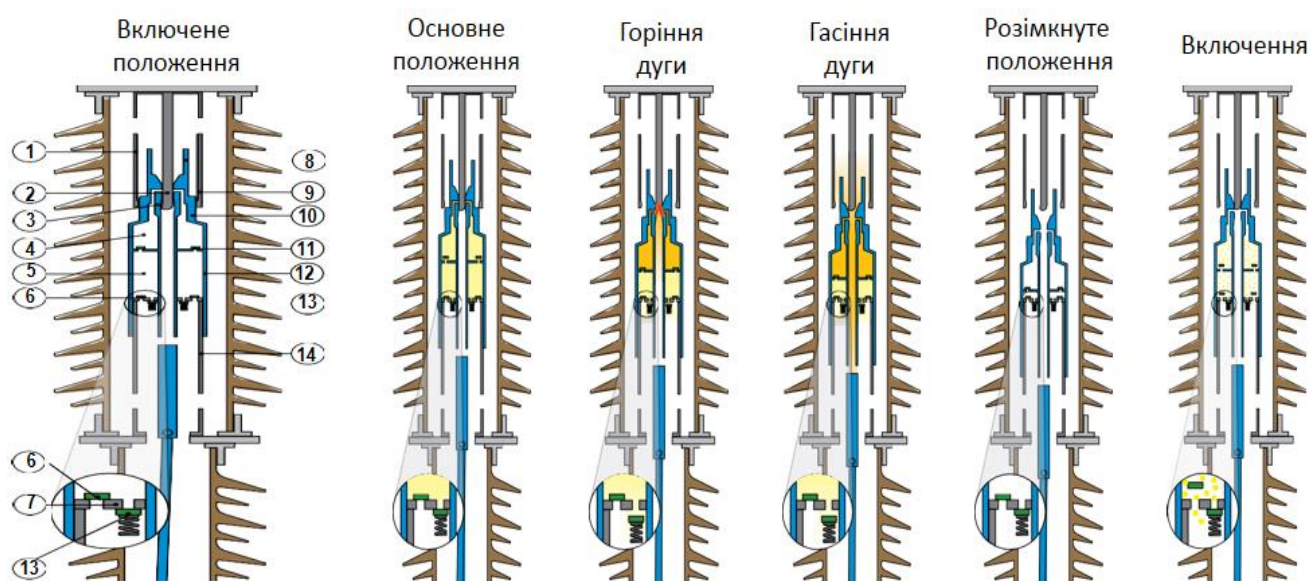


Рисунок 3.3.2.1 - Конструктивні особливості автокомпресійного (Auto-Puffer™) дугогасительного пристрою

1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасящий контакт; 3 – рухомий дугогасящий контакт; 4 – автокомпресійний обсяг; 5 – компресійний обсяг; 6 – клапан наповнення; 7 – нерухомий поршень; 8 – сопло; 9 – головний нерухомий контакт; 10 – головний рухомий контакт; 11 – клапан автокомпресії; 12 – компресійний циліндр; 13 – клапан скидання надлишкового тиску;

3.4 Дослідження пошкоджуваності елегазових комутаційних апаратів

В загальному обсязі пошкоджуваності елементів енергоустановок доля комутаційного обладнання складає, за різними оцінками від 30% до 50%. Найчастіше виходять з ладу наступні елементи вимикачів з використанням шестифтористої сірки:

- привід;
- дугогасильна камера;
- ущільнення;
- опірно-стрижнева ізоляція та вводи.

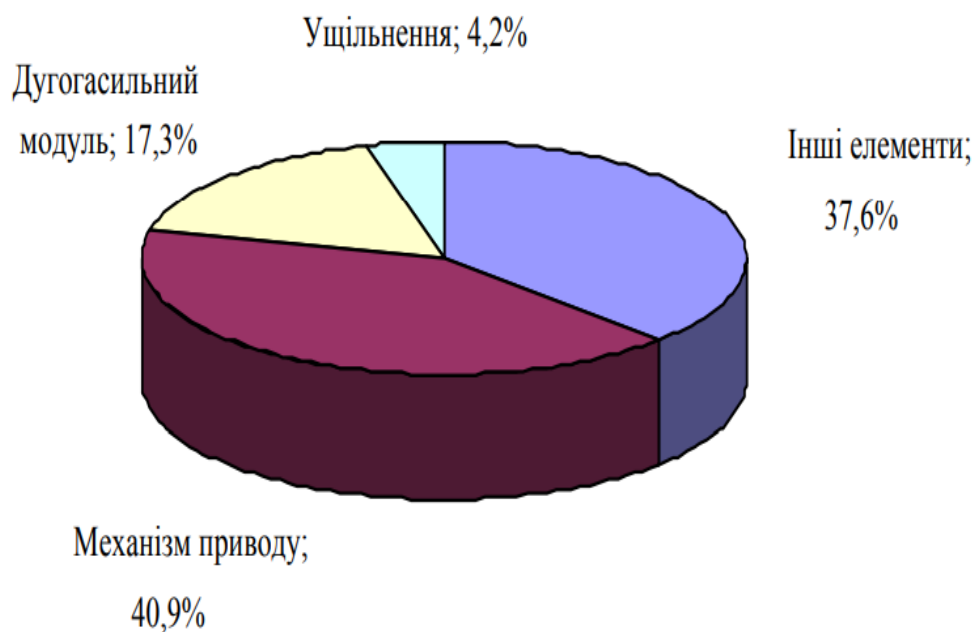


Рисунок 3.4.1 – Діаграма відмов елегазових вимикачів

Головною вимогою до вимикачів високої напруги, які встановлені в розподільних пристроях, є надійність. Говорячи про надійність вкажемо основні показники: інтенсивність відмов λ , 1/рік; період нормальної експлуатації T_0 , років (годин); ймовірність безвідмовної роботи $P(t)$. Від позитивного результату проведення відключення чи включення залежить подальша робота мережі [17].

Загалом комутаційним апаратам притаманні три стадії робочого циклу (рис. 3.4.1): перша стадія це припрацювання характерною ознакою є інтенсивність відказів викликаних за рахунок відхилення від вимог конструкторськотехнологічної документації, друга стадія це нормальна експлуатація де притаманним є мінімальна і постійна інтенсивність раптових відмов та третя це старіння чи зношеність, де характерною ознакою є понаднормативний ресурс.

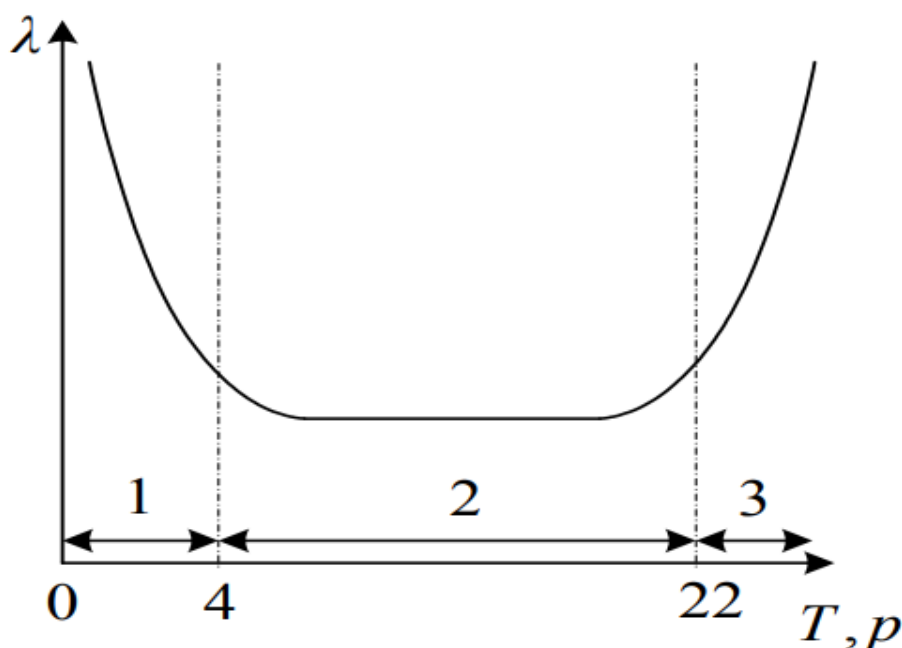


Рисунок 3.4.2 – Інтенсивність відмов високовольтних вимикачів (λ – інтенсивність відмов)

Виходячи з рис. 3.4.2 переважна кількість відмов вимикачів виникає на початку використання приладу, тобто це період припрацювання та по завершенню терміну експлуатації в так званий період старіння або зношеності відповідно до паспортного ресурсу.

В загальному термін використання вимикачів, які використовують

шестифтористу сірку є не значним і є значно меншим ніж повітряних чи оливних, а й тому значення параметрів пошкоджуваності є набагато меншим. Практика з використання високовольтного комутаційного обладнання показала, що вийти з ладу можуть як застарілі, так і нові типи і конструкції комутаційного обладнання (рис. 3.4.3).



Рисунок 3.4.3 – Діаграма відмов високовольтних вимикачів

Виходячи з вище наведеної діаграми видно, що кількість відказів елегазових вимикачів значно менша ніж тих самих аналогічних повітряних чи оливних, тому потрібно акцентувати увагу на модернізації та реконструкції застарілих технологій.

На 2014 рік в Південно-Західній електроенергетичній системі налічувалося близько 90 комутаційних апаратів з використанням електротехнічного газу. Внаслідок використання цих апаратів було зафіксовано такі пошкодження: витіки елегазу з газорозподільної системи, розірвання дугогасної камери внаслідок неуспішного АПВ; обрив скло епоксидних тяг в дугогасильній камері, згорання двигуна заведення пружини та електромагнітів включення та виключення, при експлуатації в бакових вимикачах блокувалися кола управління, внаслідок низької потужності та недостатньої надійності обігрівальних пристроїв бака, несправності пристроїв сигналізації тиску елегазу, незадовільне обслуговування стало причиною втрати тиску дугогасильного середовища та інші [18, 21].

Досить часто після подачі команди на увімкнення приводи вимикачів не закріплювалися в увімкненому положенні, причиною таких відмов був дисбаланс між пружинами, тобто недостатній натяг пружини для фіксації заціпки вимкнення [21].

Отже, проаналізувавши пошкоджуваність елегазових вимикачів на усіх етапах життєвого циклу можна сказати, щоб уникнути великої кількості відмов елегазових вимикачів, необхідно своєчасно та якісно проводити роботи з усуненням пошкоджень, що виникають на початковій стадії їх виникнення, так як ця стадія характеризується найбільшим числом елементів, що виходять з ладу.

3.5 Переваги

Вимикачі з використанням електротехнічного газу є досить перспективними завдяки відмінним хімічним, фізичним та електричним властивостям елегазу. До переваг віднесемо:

- Значна надійність елегазового вимикача, міжремонтний період становить до 15 років;
- Має гарну швидкодію при відключеннях;
- Широкий діапазон напруги;
- Повна вибухо- та пожежобезпека і можливість роботи в агресивних середовищах (обмеження тільки за ступенем зношування матеріалів, застосовуваних у конструкції приводу);
- Висока відключаюча здатність за особливо важких умов відключення (відключення невидалених коротких замикань і ін.);
- Відсутність викидів в атмосферу при гасінні дуги;
- Дугогасильні контакти підлягають мінімальному зносу;
- Легкий доступ до дугогасителів і простоти їх ревізії;
- Відносно повітряних вимикачів мають невеликі габарити та масу вимикача, і як наслідок мінімальні динамічні навантаження на фундамент опори;
- Відсутність шуму при роботі;

– Можливість внутрішнього та зовнішнього встановлення.

3.6 Недоліки

До основних недоліків потрібно віднести по-перше високу вартість обладнання, по-друге при досить низьких температурах -40°C елегаз стає рідиною, що потребує систем підігріву комутаційного апарата, по-третє порівнюючи елегазовий вимикач з вакуумним він має відносно менше число комутацій та термін служби. Також, в останні роки обговорюється екологічна безпека елегазу, так як він належить до ряду фторидів. Додаткові витрати потрібні і на пристрої наповнення, перекачування та очищення шестифтористої сірки.

РОЗДІЛ 4

ОСОБЛИВОСТІ БУДОВИ РІЗНИХ ТИПІВ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ

4.1 Елегазові колонкові вимикачі ЗАР

Колонкові вимикачі з використанням шестифтористої сірки серії ЗАР мають ізолятор, який виготовляється з фарфору або ж з комбінованого матеріалу і знаходиться під високими рівнями напругами. Дугогасильна камера розміщується в середині ізолятора (рис.4.1.1). Для ізоляційної конструкції високого рівня напруг декілька дугогасильних камер з'єднуються послідовно в елегазовому колонковому вимикачі і вмонтовуються на опорній ізоляційній конструкції.

Щодо трансформаторів струму то їх облаштовують роздільно з комутаційним апаратом, тобто перед ним або ж поза ним.

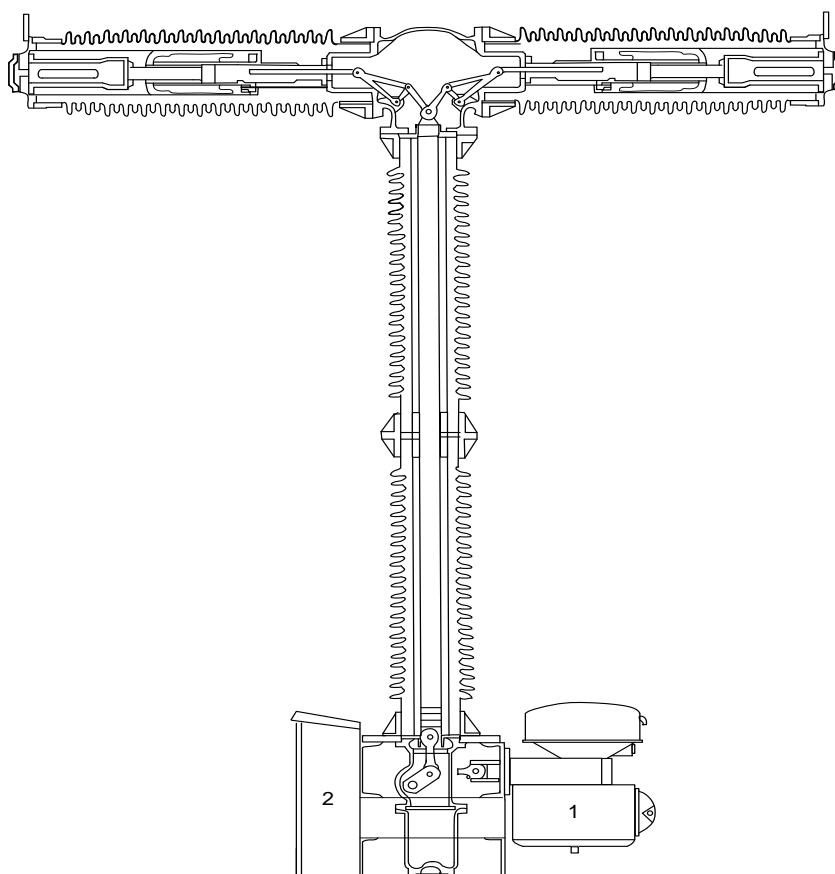


Рисунок 4.1.1 - Поперечний переріз елегазового колонкового силового вимикача ЗАР2

Наявність маленької газової камери робить їх унікальними і вирізняє з поміж інших колонкових вимикачів. Ця унікальність полягає в малому об'ємі газу, що значно скорочує кількість робіт по технічному обслуговуванню.

Щоб створити належну безпечну роботу комутаційних пристроїв з використанням електротехнічного газу в сейсмічних зонах їх може бути укріплено на антифрикційній установці, таке укріплення є доцільним і підтверджено практикою на установці з напругою до 800 кВ. Також слід відзначити: високовольтний силовий вимикач ЗАР1/2 надійний в експлуатації і стійкий до екстремальних навантажень. Використання особливо міцного фарфору для ізоляторів і оптимізована за допомогою сучасної обчислювальної техніки рама вимикача забезпечують його високу сейсмічну стійкість.

В діапазоні напруг від 72,5 кВ до 420 кВ для гасіння дуги доцільним є самокомпресійний принцип, який дає змогу зменшити до мінімуму потрібну енергію приводу, завдяки енергії самої дуги.

Отже, вимикачі ЗАР розраховані на діапазон напруг до 300 кВ обладнуються однією дугогасильною камерою на кожен полюс – це вимикачі ЗАР1. В класах напруг 300 кВ і більше - це вимикачі типу ЗАР2 (загальна конструкція наведена на рисунку 4.1.4), обладнуються двома камерами. Головні технічні характеристики вимикачів типів ЗАР1 та ЗАР2 наведено в таблицях 4.1, 4.2.

Таблиця 4.1 - Технічна характеристика вимикача ЗАР1

Тип	ЗАР1				
Номінальна напруга	В	72,5	123	145	170
Кількість дугогасильних камер на один полюс		1			
Номінальна короткочасна змінна напруга 1 хв.	В	140	230	275	325

Продовження таблиці 4.1 - Технічна характеристика вимикача ЗАР1

Номінальна напруга грозового імпульсу 1,2/50мкс		325	550	650	750
	В				
Номінальний струм, до		4000			
Номінальний струм змінної стійкості(1-3с),до	А	40			
Номінальний імпульсний струм, до	А	108			
Номінальний струм увімкнення, до	А	40			
Номінальний струм вимкнення при короткому замиканні, до	А	108			
Номінальна послідовність комутаційних операцій В-0,3с-УВ-3 хв.-УВ або УВ-15с-УВ					
Час вимкнення	3 періода				
Частота	Гц	50/60			

Приведення в дію основного вузла та дугогасної камери відбувається за рахунок пружинного приводу (основні характеристики наведені в таблиці 3.3) та комутаційної штанги.

Силові вимикачі ЗАР1 поставляються в різних варіантах виконання:

- одна дугогасильна камера на кожен полюс - серії FG;
- один пружинний привід для всіх 3-х полюсів вимикача на загальній рамі- серії FE;
- три пружинні приводи для однополюсної або триполюсної комутацій з індивідуальною установкою полюсів;
- три пружинні приводи для однополюсної або триполюсної комутації з установкою всіх 3-х полюсів вимикача на загальній рам - серії FI.

Таблиця 4.2 - Технічна характеристика вимикача ЗАР2

Тип	ЗАР2				
	Номінальна напруга	кВ	245	300	362
Кількість дугогасильних камер на один полюс	2				
Номінальна короткочасна змінна напруга 1 хв.	кВ	460	460	520	610
Номінальна напруга грозового імпульсу 1,2/50мкс	кВ	1050	1050	1175	1425
Номінальна напруга Комутаційного імпульсу	кВ	-	850	950	1050
Номінальний струм, до	А	5000			
Номінальний струм змінної стійкості(1-3с),до	кА	50	40	50	50
Номінальний імпульсний струм, до	кА	135	108	135	135
Номінальний струм увімкнення, до	кА	50	40	50	50
Номінальний струм вимкнення при короткому замиканні, до	кА	135	108	135	135
Номінальна послідовність комутаційних операцій В-0,3с-УВ-3 хв.-УВ або УВ-15с-УВ					
Час вимкнення	3 періода				
Частота	Гц	50/60			

Таблиця 4.3 - Характеристика приводу

Тип приводу	Пружинний	
Керуюча напруга	В, пост.	48.. .250
Номінальна напруга двигуна	В, пост .	48/60/110/125/220/250 або
	В, змін.	120...240, 50 Гц 120....280,60 Гц

Загальний вигляд вимикача ЗАР1 FG/FE напругою до 300 кВ наведено на рис. 3.1.2, а вимикача ЗАР1 FІ на рис.3.1.3.

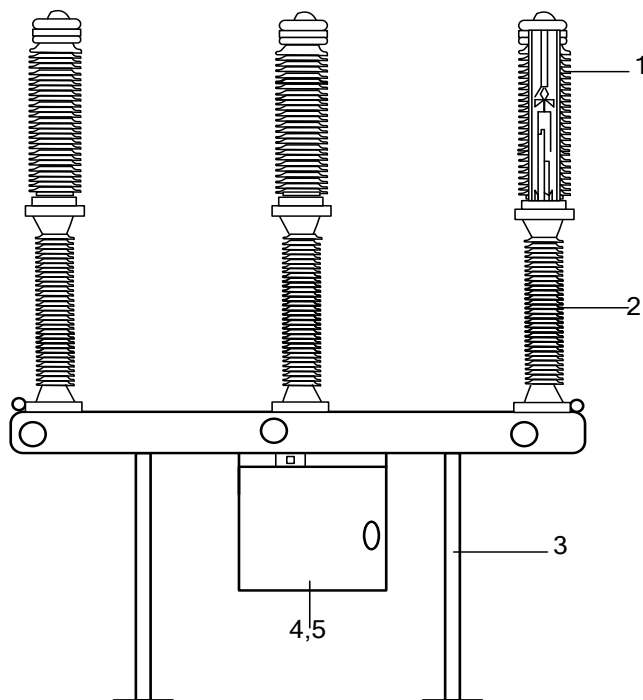


Рисунок 3.1.2 - Загальний вигляд вимикача напругою ЗАР1 FG/FE:

1-дугогасильна камера, 2-опорний ізолятор, 3-стійка, 4-шафа керування з приводом.

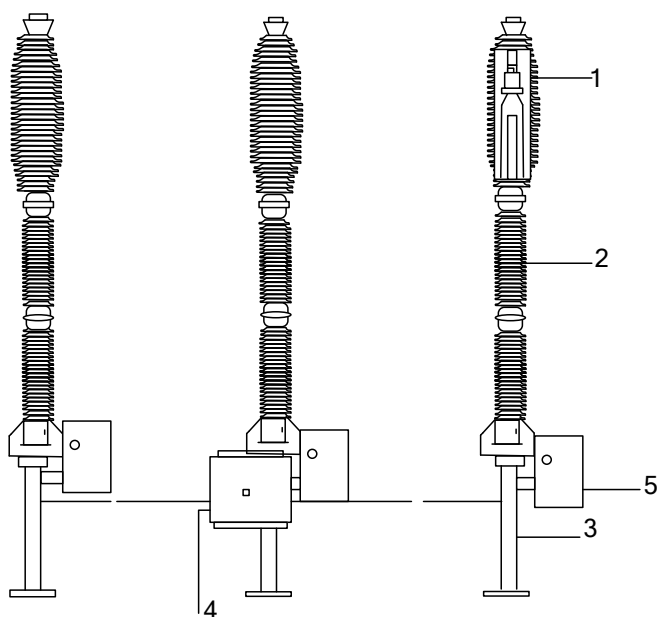


Рисунок 3.1.3 - Загальний вигляд вимикача ЗАР1 FІ

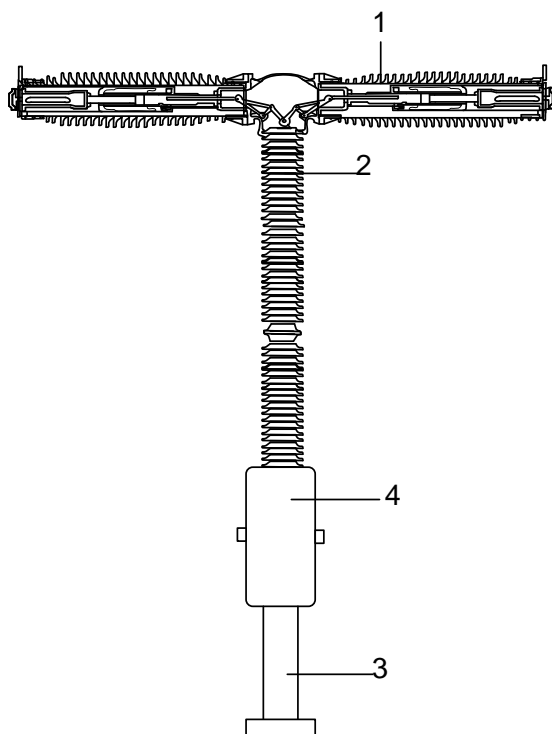


Рисунок 3.1.4 - Конструкція вимикача ЗАР2:

1 – дугогасильна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – опорна стійка; 4 – шафа керування.

Таблиця 4.4 - Конструктивні параметри типового виконання вимикачів серії ЗАР

Тип	ЗАР1					ЗАР2			
	Номінальна напруга	В	72,5	123	145	170	245	300	362
Ізоляційна відстань - фаза/земля.... зона перемикання.	М	700	1250	1500	2200		3400		
		1200	1200	1400	1900	1900	2200	3200	

Продовження таблиці 4.4 - Конструктивні параметри типового виконання вимикачів серії ЗАР

Розміри:									
висота.....		2190	4360	4360	4810	6570	6870	6230	6230
ширина.....	мм	760	660	660	660	880	880	4460	4460
довжина.....		3233	3880	3880	4180	6640	7840	10210	10210
Вага вимикача	кг	785	1500	1500	1680	2940	3195	5370	5370
Ревізія через	25 років								

Використання новітніх виробничих технологій дозволяє застосовувати у вимикачах ЗАР1 суцільнолитий компактний корпус з розміщеними у ньому пружинами увімкнення та вимкнення. Таким чином забезпечена надзвичайна простота і разом з тим гранична міцність конструкції привода. Кількість рухомих деталей зведена до мінімуму. Застосування підшипників котіння і натяжного механізму, що не потребує техобслуговування, створює умови для надійної роботи протягом десятиліть. Переваги пружинного приводу: простота принципу дії, можливість постійного контролю комутаційного стану, висока надійність за рахунок малої енергії приводу, відсутність потреби в техобслуговуванні, економічність, тривалий термін служби [7].

4.2 Елегазові бакові вимикачі ЗАР1DT

ЗАР1DT – це баковий високовольтний вимикач, який базується на концепціях серії вимикачів ЗАР та призначений для зовнішньої установки, характерними ознаками є високі експлуатаційні характеристики, економічність і саме головне надійність, а також спроможність застосовувати в усіх кліматичних зонах

(загальний вигляд якого наведено на рис. 4.2.1). Поставляються вимикачі типу ЗАР1DT на рівні напруг від 72,5кВ до 145кВ. Основні технічні характеристики вимикачів ЗАР1DT наведено в таблиці 4.5.

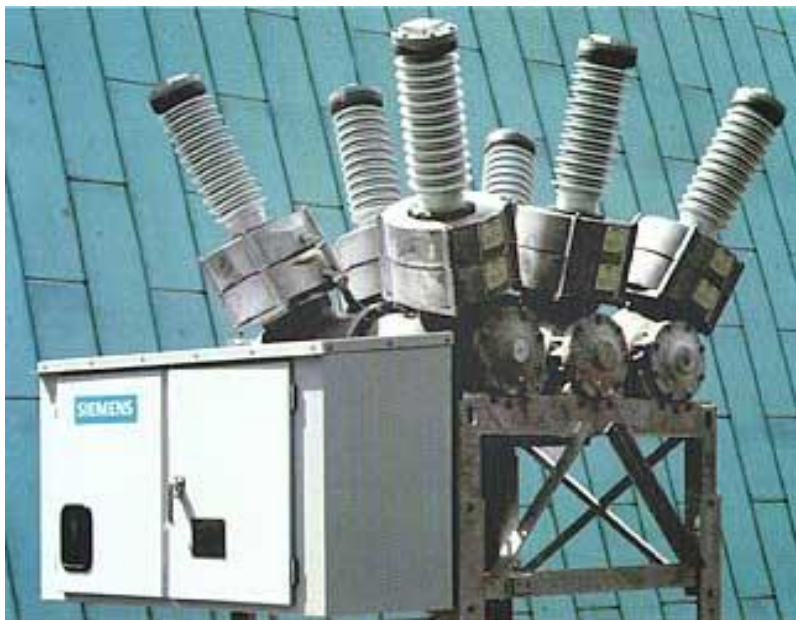


Рисунок 4.2.1 - Елегазовий вимикач ЗАР1 DT- 145ЕК

Особливістю елегазових бакових високовольтних силових вимикачів є розташування дугогасильної камери в заземленому металевому корпусі, що сприяє забезпеченню ізоляцією всіх струмоведучих частин контактної групи від корпусу (рис.4.2.2).

Таблиця 4.5 - Технічні характеристики ЗАР1DT

Найменування параметра	Одиниці вимірювання	Норми для типів		
		ЗАР1DT-72,5	ЗАР1DT-126	ЗАР1DT-145
Номінальна напруга	кВ	72,5	126	126
Номінальна випробувальна змінна напруга	кВ	160	260	230

Продовження таблиці 4.5 - Технічні характеристики 3AP1DT

Номінальна грозова імпульсна напруга	кВ	250	350	450
Номінальна напруга комутаційного імпульсу	кВ	-	-	-
Номінальний робочий струм	А	4000	4000	3150
Номінальний струм відключення кз	кА	40	40	40
Кількість вбудованих обмоток	шт	6	6	6

Підключення до високої напруги відбувається через введення, наповнені елегазом. На вводах монтуються вбудовані трансформатори струму, завдяки цьому і компактній конструкції вимикача, бакові вимикачі Siemens можна використовувати як заміну існуючих старих вимикачів типу У і МКП при цьому немає необхідності реконструкції розподільних пристроїв. Трансформатори струму укріплено безпосередньо на прохідному ізоляторі, завдяки чому відпадає необхідність кріплення пристроїв і прокладки кабелю, потрібних у разі окремої установки. Елегазовий баковий вимикач має переваги в тому випадку, якщо для захисту конструкції потрібне застосування декількох трансформаторів струму на один полюс вимикача, що типово для американських систем. Можливість установки трансформаторів струму перед і після дугогасильної камери дозволяє виконати

схему захисту на даному вимикачі економічного виконання. Більш того, так відносно простіше проводити заміну трансформаторів струму. Додаткова перевага: бакові елегазові вимикачі особливо стійкі до землетрусу, завдяки своїй компактній конструкції і завдяки низькому розташуванню центру тяжіння [7].

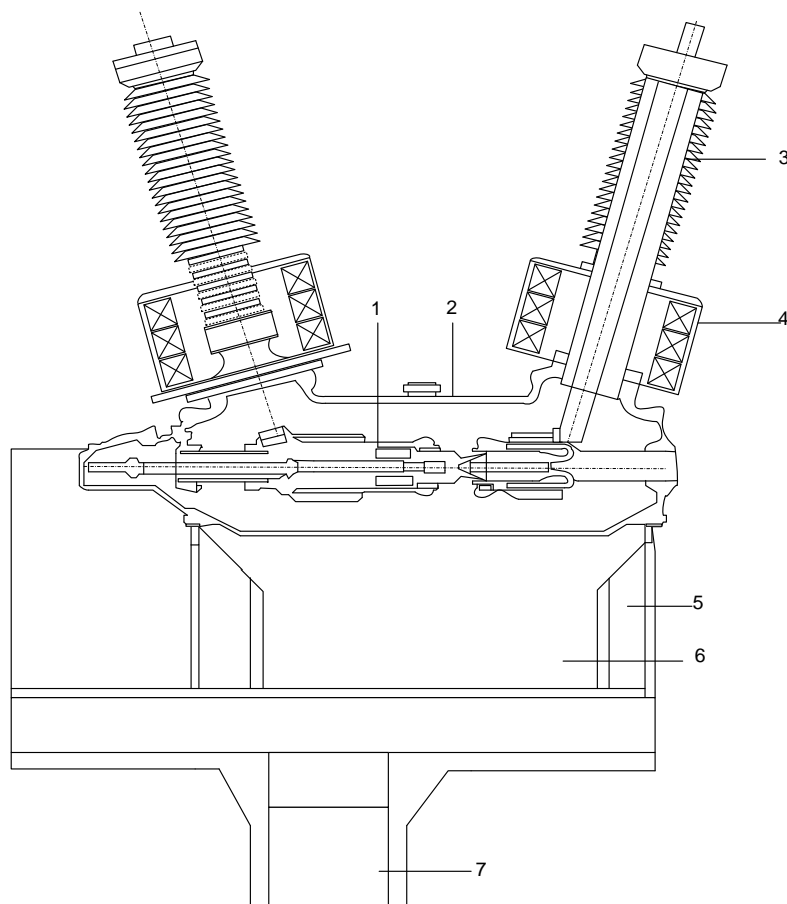


Рисунок 4.2.2 - Конструкція вимикача ЗАР1 DT

1 - дугогасильний пристрій; 2 - металевий корпус; 3 - введення; 4 - трансформатор струму; 5 - рама; 6 - шафа керування з приводом; 7 - опорна стійка.

Одна з головних переваг ЗАР1 DT – він працює надійно і здатний витримувати великі навантаження. Особливо міцні фарфорові ізолятори і конструкція вимикача, оптимізована з використанням новітніх методів розрахунку і проектування, забезпечують йому високу сейсмостійкість в експлуатації. Для всіх діапазонів робочих температур $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ як дугогасильний та

ізолювальний засіб використовується чистий елегаз (основні технічні дані вимикача ЗАР1 ДТ наведені в таблиці 3.6).

У вимикачах ЗАР1 ДТ застосовується автокомпресійний принцип гасіння дуги (рис.3.2.3). Бакові вимикачі на номінальній напрузі від 72,5 до 245 кВ виконуються з трьома полюсами і однорозривним дугогасильним пристроєм в кожному з них, що приводяться в дію пружинним механізмом. Автокомпресійний принцип забезпечує оптимальне гасіння дуги за рахунок використання енергії самої електричної дуги, мінімізуючи тим самим витрати енергії приводу. Завдяки цьому застосовується пружинний привід, що добре зарекомендував себе за багато років успішної експлуатації.

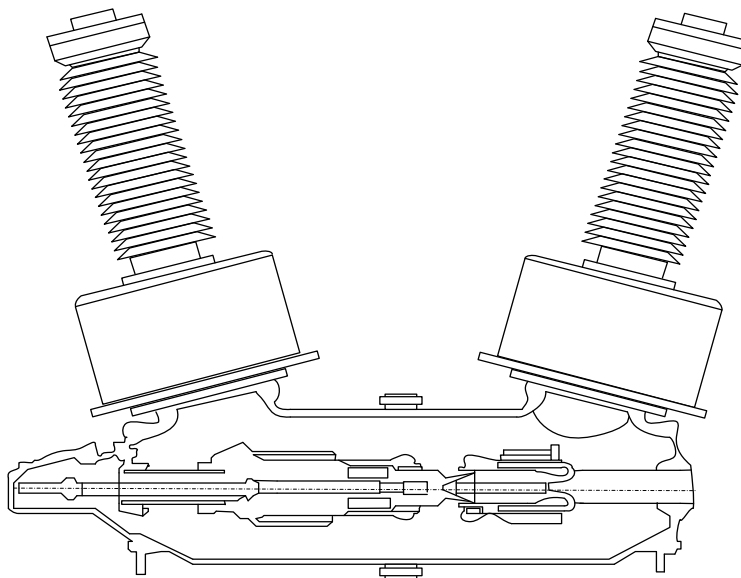


Рисунок 3.2.3 - Дугогасильна система вимикача ЗАР1 ДТ- 145ЕК

Компактна конструкція цього приводу дозволяє помістити його усередині шафи керування. Привід, як і дугогасильний пристрій, є основними компоновальними вузлами, які вже давно застосовуються в серії колонкових вимикачів серії ЗАР.

Основні вузли вимикача ЗАР1 ДТ (рис. 3.2.2): дугогасильний пристрій, пружинний привід (один на три полюси або поодиночі на кожен полюс), три полюси на рамі, трансформатори струму, високовольні введення. Високовольні введення можуть виконуватися з фарфоровою або полімерною ізоляцією. Трансформатори струму і введення вмонтовуються на металевому корпусі.

Таблиця 4.6 - Технічні дані вимикача ЗАР1 DT

Номінальна напруга	кВ	72.5	123/126	145	245/252
Кількість розривів в в дугогасильній пристрої		1			
Номінальна дослідна напруга промислової частоти	кВ	140	230	275	460
Номінальна дослідна напруга грозового імпульсу 1,2/50мкс	кВ	325	550	650	1050
Номінальний робочий струм, до	А	3150			
Номінальний струм термостійкий(1с, 3с) до	кА	40		63	
Номінальне пікове значення допустимого наскрізного струму, до	кА	108	108	108	135
Номінальний струм вимкнення	кА	40		63	
Комутаційна послідовність	В-0,3 с - УВ 1хв.-УВ-15с-УВ				
Час вимкнення	3 періода				
Номінальна частота	Гц	50/60			
Привод	пружинний				
Напруга живлення кіл керування	В пост. с.	48...250			
Напруга живлення електродвигуна	В пост.с.	48/60/110/125/220/250 чи			
Мінімальна ізоляційна відстань до землі	мм	598	1250	1250	2138
Мінімальна довжина шляху витікання на землю	мм	1854	3625	3625	6125
Габаритні розміри : висота	мм	3144	3905	3905	5133
довжина	мм	2144	3858	3858	5011
ширина	мм	1780	2042	2042	2645

Продовження таблиці 3.6 - Технічні дані вимикача ЗАРІ DT

Мінімальна ізоляційна відстань між полосами	мм	598	1516	1516	2138
Маса вимикача	кг	1937	3600	3600	4638
Витікання елегазу	% в рік	Більше 0,5			
Термін до продовження тех. обслуговування	25 років				

Використання сучасної технології виробництва дозволило розмістити весь механізм пружинного приводу в компактному корпусі.

Завдяки тому, що пружини увімкнення та вимкнення змонтовані безпосередньо в корпусі приводу, була отримана проста і надійна конструкція, скорочено кількість рухомих частин.

Перевагами пружинного приводу є - висока надійність завдяки низькому споживанню енергії; простий принцип дії; можливість постійного контролю комутаційного стану; мінімальний об'єм технічного обслуговування, економічність і тривалий термін служби; мала дія на навколишнє середовище.

У складі системи керування передбачено все устаткування вторинної комутації, необхідне для забезпечення експлуатації вимикача. Це устаткування розміщується переважно в шафі керування.

Бакові вимикачі можуть оснащуватися прохідними трансформаторами струму для захисту і вимірювань, виконаними відповідно до вимог міжнародних стандартів, таких як IEC, ANSI і ін. Трансформатори струму вмонтовуються по обидві сторони кожного полюса вимикача біля основи введень в атмосферостійких корпусах. Сполучні дроти трансформаторів виведені на клемні колодки в шафі керування. У стандартного виконання конструкція корпусу трансформатора струму дозволяє вільно розмістити на кожному введенні три трансформатори струму.

4.3 Елегазові вимикачі HPL

Компанія АВВ розробляє і випускає елегазові колонкові вимикачі HPL (рис.3.3.1) на напругу 72,5-800 кВ. Основна серія вимикачів HPL охоплює діапазон номінальної напруги 123-800 кВ, має номінальні струми до 5 кА і номінальні струми вимкнення до 63 кА. Серія вимикачів типу HPL на номінальну напругу 72–800 кВ і струм вимкнення до 63 (80) кА задовольняє найвищим вимогам. Вони створені на базі останніх розробок в області дослідження властивостей діелектриків і фізики дуги.

Таблиця 4.7 – Вимикачі серії LTB та HPL та їх технічні характеристики

Номенклатура	Тип	Номінальн а напруга, кВ	Номінальн ий струм, А	Номінальний струм вимкнення, кА
Колонковий вимикач серії LTB - елегазовий з автокомпресійною (Auto-Puffer™) дугогасильною камерою, з механізмом керування, що має моторно-пружинний або електромоторний привід	LTB D1/B	170	3150	40
	LTB E1	245	4000	50
	LTB E2	550	4000	50
Колонковий вимикач серії HPL - елегазовий з компресійною (Puffer) дугогасильною камерою, з механізмом керування, що має моторно-пружинний привід	HPL B1	300	4000	63
	HPL B2	550	4000	63
	HPL B4	800	4000	63

Вимикачі HPL працюють від приводів типу BLG з взводом пружин електродвигунами. Конструкція вимикачів HPL створена на основі добре відпрацьованої і перевіреної технології (у експлуатації знаходиться більше 12 700 виробів) [6].



Рисунок 4.1.1 – Елегазовий колонковий вимикач HPL 362 кВ

Комутаційні апарати типу HPL мають можливість працювати з одно та трьох полюсним керуванням. В конструкції, що включає в себе одну дугогасильну камеру на полюс, притаманним є робота в двох режимах керування. Вимикачі, що мають дві дугогасні камери на полюс властиве керування лише на один полюс, тобто пофазне.

Кожен полюс монтується окремо на різних опорах та має власну вимикальну пружину, при цьому, якщо маємо 3-х полюсне керування то за допомогою тяги привід поєднується з полюсом (рис 4.3.2).

Полюс комутаційного пристрою зібраний в герметичну колонку до складу якої входять такі елементи дугогасна камера, порожнистий опорний ізолятор і корпус механізму. Експлуатаційна надійність і термін служби элегазового вимикача багато в чому залежать від здатності забезпечити герметизацію об'єму з элегазом і нейтралізувати вплив вологості і продуктів розкладання газу усередині камери.

Кільцеві ущільнення і хрестоподібні кільцеві ущільнення з нитрильного каучуку застосовують для мінімізації ймовірності витоку газу. Для того щоб не утворювалася надлишкова вологість та затримувалися продукти розпаду елегазу, при горінні дуги, дугогасильна камера забезпечується фільтром абсорбції.

Від густини елегазу залежить відключаюча спроможність, тому полюса вимикача HPL облаштовують монітором щільності, який являє собою реле тиску з температурною компенсацією і видає сигнал у зовнішні електричні кола у разі зниження густини газу або суміші газів через їх витікання, та має два ступені спрацьовування:

I ступінь спрацьовування - падіння тиску SF₆ (оранжевий колір шкали). При 1 ступені «зняття напруги з відсіку з падаючим тиском не потрібно». Рекомендується почати підготовчі заходи щодо забезпечення виведення відсіку в ремонт в разі подальшого падіння тиску;

II ступінь - мінімальний робочий тиск (червоний колір шкали). Якщо цей рівень виникає у вимикачі - відбувається автоматичне блокування функцій.

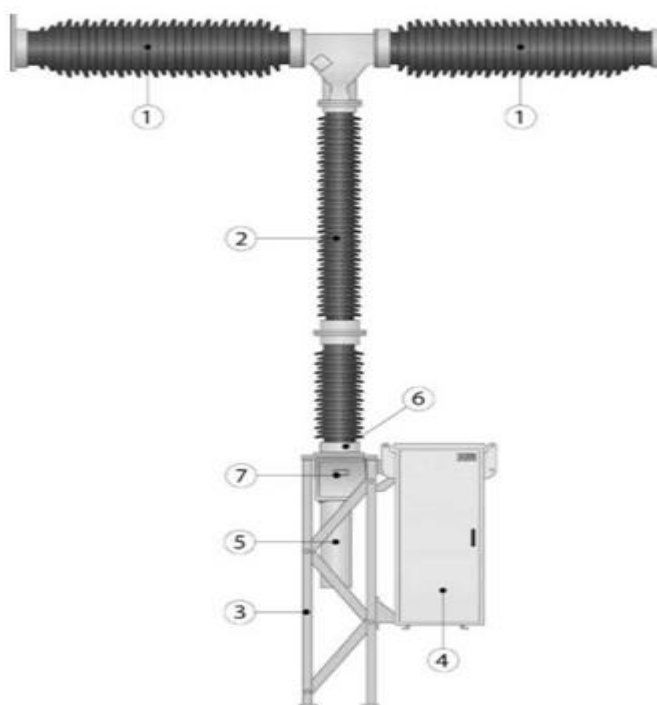


Рисунок 4.3.2 – Вимикач типу HPL B2 напругою 500кВ

1 - дугогасильна камера; 2 - опорний ізолятор; 3 - опорна конструкція; 4 - шафа керування з приводом типу BLG; 5 - вимикальна пружина; 6 - монітор щільності газу (з протилежного боку); 7 - покажчик положення вимикача.

Дана, конструкція задовольняє вимогам стандартів МЕК і ANSI. Переважна більшість комутаційних приладів виду HPL спроможні відключати струми КЗ за час 40 мс. Внаслідок покращення конструкції контактів і швидкості їх руху, забезпечується відключення ємнісних струмів з досить малою ймовірністю повторних пробоїв. Під час відключення індуктивних струмів, перенапруги, що утворюються є незначними внаслідок оптимального режиму гасіння дуги в той час коли струмова крива проходить через нульове положення .

Вимикач HPL 800 використовується в об'єднаній енергетичній системі України на підстанції Вінницька -750, що має найбільшу робочу напругу 750 кВ.

РОЗДІЛ 5

КОМПЛЕКТНА РОЗПОДІЛЬЧА УСТАНОВКА З ЕЛЕГАЗОВОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ (КРУЕ)

5.1 Загальні відомості КРУЕ

Використання як середовища для ізоляції і для гасіння шестифтористої сірки, названої електротехнічним газом (або скорочено елегазом), посприяло створенню незначних за площею КРУ на рівні високих напруг. Порівнюючи площу, яку займає комплектна розподільча установка з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) з відкритою розподільною установкою (ВРУ) на напругу:

110 кВ – в 10 - 15 разів;

220 кВ – в 10 - 15 разів;

330 кВ – в 30-50 разів;

500 кВ – в 45-70 разів менше.

Такі зменшення площ, дозволило отримати значні плюси для енергоустановок, які розташовуються в районах з великою кількістю населення, а також на просторах промислових комплексів. Крім компактності, КРУ з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) мають ще ряд переваг відносно ВРУ: надійність в роботі, безпека в обслуговуванні, пожежобезпека, безшумність при роботі вимикача, збільшення міжремонтного періоду.

Комплектна розподільча установка елегазова (КРУЕ) – це розподільча установка, складена із модулів різного функціонального і технічного призначенням, що складаються з відповідних елементів, розміщених в середині корпусів заповнених елегазом (SF₆), який є ізоляційним та дугогасильним середовищем.

КРУЕ з герметичною системою – КРУЕ, модулі якого впродовж їх очікуваного терміну служби не потребують жодного газового втручання (відкривання об'єму).

КРУЕ з закритою системою – КРУЕ, модулі якого дозаправляються лише періодично ручним приєднанням до зовнішнього джерела газу.

Практичне застосування КРУ з елегазовою ізоляцією розпочалося в 1936 р., коли в США було продемонстровано першу фреонову КРУ 33 кВ. На ринку КРУЕ з'явилося в середині 60-х років. Серійне виробництво КРУЕ в Україні освоєно починаючи з 70-х років, масштаби застосування їх в країні поки що не відповідають сучасним світовим тенденціям – в електромережах України встановлено всього близько 100 комірок КРУЕ напругою 110 – 220 кВ, тоді, як наприклад, в Японії в той же самий період випущено близько 7000 комірок КРУЕ напругою 77 – 800 кВ.

Проектуванням, виробництвом та постачанням елегазового обладнання у світовій енергетичній сфері активно займаються ряд провідних компаній, зокрема, АВВ (Швейцарія), Siemens (Німеччина), AREVA (Франція), ALSTOM (Франція); Merlin Gerin (Франція), Hundai (Корея).

Елегазове комутаційне обладнання впроваджується енергокомпаніями України: - ДП «НЕК «Укренерго» – на об'єктах електричних мереж компанії на 01.01.2010 р. в експлуатації знаходилось 4649 вимикачів, з них елегазових – 249, у тому числі: 7 вимикачів напругою 20 – 35 кВ, 133 – напругою 110 – 154 кВ, 17 – напругою 220 кВ, 77 – напругою 330 кВ, 2 – напругою 400 – 500 кВ та 13 вимикачів напругою 750 кВ. - НАК «Енергетична компанія України» (НАК «ЕКУ») – станом на 01.01.2010 р. в електричних мережах 14 енергопостачальних компаній експлуатувалися 1457 вимикачів напругою 110 – 150 кВ різних типів. З них – 990 масляних, 116 повітряних і 351 елегазових [1].

Перша КРУЕ в Україні на напругу 110 кВ побудована у 2001 р. в м.Києві (ПС «Центр» 110/10 кВ), яка довгий час залишалася місцем екскурсій. В даний час при проектуванні нових ПС для великих міст навіть не виконуються техніко-економічні розрахунки порівняння будівництва і експлуатації звичайних ПС і ПС з КРУЕ. Як результат, введені в експлуатацію ПС з КРУЕ-110 кВ працюють у електромережах промислових підприємств «Кам'янець-Подільський цементний завод» та «Алчевський металургійний комбінат»[1].

Прикладом використання вперше в Україні є встановлення КРУЕ- 330 кВ на Дністровській ГАЕС у 2009р.



Рисунок 5.1.1 – Дністровська ГАЕС



Рисунок 5.1.2 – Загальний вигляд першої черги КРУЕ 330 кВ
Дністровської ГАЕС

Будівництво Дністровської ГАЕС почалося 1983 року. Після завершення спорудження (сьогодні готовність складає 85 %) Дністровська ГАЕС буде першою в Європі та шостою у світі. Проектна потужність ГАЕС (7 насосів-турбін) в турбінному режимі складає 2268 МВт, а в насосному – 3010 МВт. рис 5.1.1

Для забезпечення надійного електричного зв'язку ГАЕС та ОЕС України проектом було передбачено спорудження унікального КРУЕ напругою 330 кВ. Загальний вигляд першої черги КРУЕ 330 кВ Дністровської ГАЕС наведено на рис. 5.1.2.

5.2 КРУЕ на напругу 110 кВ

Відмінною рисою розподільних з елегазовою ізоляцією є висока ступінь гнучкості, яка досягається завдяки використанню модульної конструкції. При цьому компоненти монтуються відповідно до їх функціонального і технічного призначення всередині газонаповнених корпусів окремо або в комбінованому вигляді. На рисунку 5.2.1 показано комірку КРУЕ 110 кВ із стаціонарних електричних елементів, таких як: елегазовий вимикач, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги, заземлювачі, збірні шини, влаштовані в герметизовані заземлені металеві оболонки, заповнені електротехнічним газом.

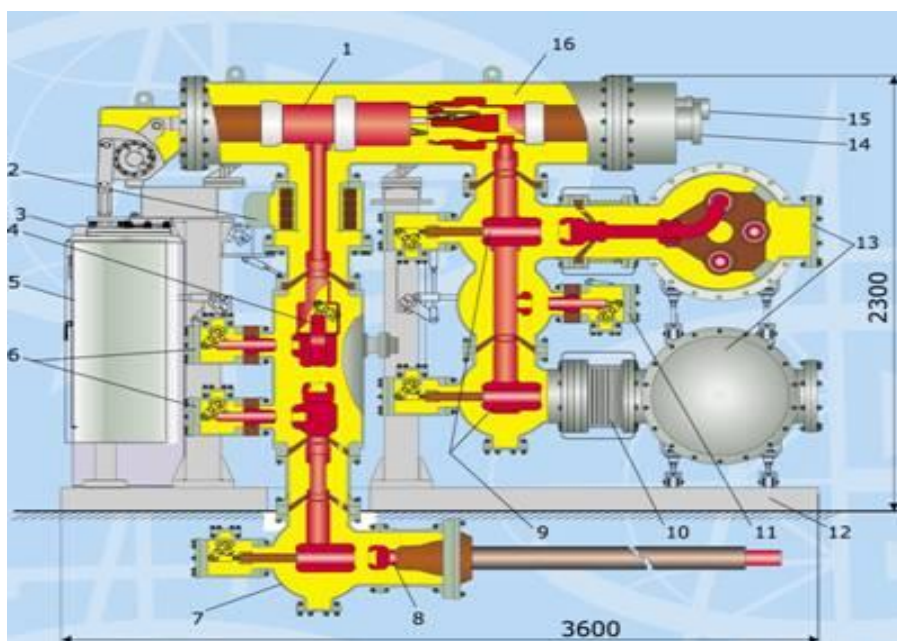


Рисунок 5.2.1 – Компоновка полюса елегазової комірки КРУЕ 110 кВ зі схемою електричного з'єднання

Осередки на номінальну напругу 110 - 220 кВ мають пополюсне або триполюсне управління, а осередки на 500 – 800 кВ мають лише пополюсне управління.

Комірка містить вимикач з пневматичним приводом 9, роз'єднувачі 7 і 10 з дистанційним пневматичним або електродвигунним приводом, стаціонарні заземлювачі 3 з ручним приводом, струмопровід 4, трансформатори струму 8, кабельні вводи 6, полюсну 1 і розподільну 2 шафи. Збірні шини 5 розташовані не пофазно, а укладені в загальну оболонку, що надає компактність РУ. На кожній секції є вентилі для вакуумування та заповнення секції елегазом. Шинні роз'єднувачі 7 і лінійні роз'єднувачі 10 розміщені в окремих блоках. У блоці знаходиться контактний стержень, з'єднаний ізольовуючою штангою з важільним механізмом приводу, розетковий ламельний контакт, до якого входить контактний стержень при включенні роз'єднувача, поперечний контактний стержень, призначений для стикування елемента з іншими елементами комірки. Роз'єднувач забезпечений електромагнітним блокувальним замком. Заземлювач 3, як і роз'єднувач, поміщений в герметичну оболонку. У полюсній шафі розміщена газова апаратура, прилади контролю тиску, ключі місцевого управління роз'єднувачами. Комірки заповнені елегазом (або сумішшю елегазу з азотом або тетрафторметаном) при надлишковому тиску 1,7-2,1 МПа. Таке конструктивне об'єднання усіх складових у один модуль дозволяє [11]:

- 1) зменшити площі і об'єми, що займають РУ;
- 2) підвищити вибухо-та пожежобезпечність;
- 3) зменшити вплив зовнішнього середовища на обладнання, а як наслідок підвищити надійність;
- 4) виключити вплив електричного і магнітного поля на обслуговуючий персонал та засоби зв'язку;
- 5) зменшити витрати на монтаж та експлуатацію.

5.2.1 КРУЕ типу ЯГК-110

КРУЕ типу ЯГК-110 є представником сучасного покоління елегазових розподільних пристроїв. Основними перевагами КРУЕ типу ЯГК-110 є наступні:

- щільна компоновка дозволяє повністю змонтувати осередок на загальній рамі, що зручно для стикування з сусідніми комірками і дозволяє транспортувати її на місце монтажу в зібраному вигляді на вантажних машинах;
- поставка повністю змонтованих, відрегульованих і випробуваних на заводі комірок скорочує терміни монтажу на місці установки;
- встановлені розривні мембрани запобігають неприпустимий зростання тиску всередині корпусів з елегазом, що підвищує надійність і безпеку в експлуатації;
- малі розміри дозволяють зменшити площу будівлі КРУЕ.

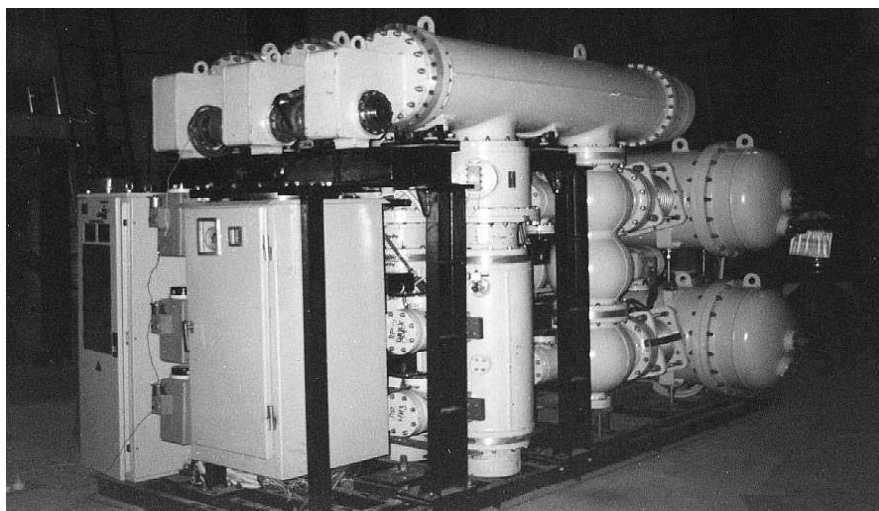


Рисунок 5.2.1.1 – КРУЕ серії ЯГК-110

Осередки ЯГК-110 (рисунок 5.2.1.1) виконані в по-фазному виконанні, тобто кожен полюс знаходиться в окремому корпусі, що дозволяє уникнути трифазних коротких замикань всередині КРУЕ і виходу з ладу всіх трьох полюсів.

У Росії до цього було випущено більше 300 осередків типу ЯЕ-110, які мали габарити і масу, що перевищують ЯГК-110 в два рази, а транспортування здійснювалася окремими полюсами. Проте позитивний досвід 20-річної експлуатації цих осередків був повністю враховано при конструюванні нового покоління.

5.3 КРУЕ виробництва концерну «АВВ»

АВВ - один з лідерів в області КРУЕ. Випускаються КРУЕ в декількох спеціально розроблених модульних системах на класи напруг від 72 кВ до 800 кВ.

Для успішного вирішення найскладніших задач по розробці КРУЕ всі компанії вкладують значні інвестиції в науково-конструкторську і дослідно- конструкторську роботи. Дякуючи чому нові КРУЕ виготовляються з найновіших матеріалів з використанням найновітніших технологій. Таке впровадження дозволяє випускати надійну продукцію, побудовану на найсучасніших технічних рішеннях.



Рисунок 5.3.1 - КРУЕ до 550 кВ серії ELK3 (АВВ)

Таблиця 5.1 - Технічні характеристики КРУЕ виробництва АВВ

Параметри	ELK0	ELK1	ELK2	ELK3	ELK4
Номинальна напруга, кВ	72,5-170	145-300	245-362	262-550	765-800
Номинальний струм, А:					
збірних шин	3150	+4000	+4000	6300	6300
інших елементів	2000	3150	3150	+4000	5000

Продовження таблиці 5.1 - Технічні характеристики КРУЕ виробництва АВВ

Номинальний струм відмикання, кА	25-40	40-63	40-63	40-63	40-50
Електродинамічна стійкість, кА	63-100	100-170	100-170	100-170	100-135
Повний час відключення, с	0,045	0,04	0,5	0,5	0,5
Виконання збірних шин	3-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне

КРУЕ ELK-04 - комплектний розподільний пристрій з елегазовою ізоляцією це модульна система до 170 кВ, 4000 А, 63 кА.

КРУЕ ELK-04 являє собою ідеальне, надійне, і екологічно чисте рішення проблеми електропостачання.

Компактність, модульна конструкція і висока надійність гарантують високу енергоефективність не тільки в місцях з великою густиною населення, а й в інших місцях, де потрібна велика кількість енергії.

КРУЕ є невід'ємною частиною заповнюваних джерел енергії, наприклад, вітрових або гідроелектричних станцій.

Завдяки компонентам, які вироблені і випробувані на заводі виробнику, транспортування, складання та введення в експлуатацію є простим і швидким процесом. Всі функціональні модулі проходять випробування згідно стандартам МЕК (ІЕС 62271-203).

Висока надійність і невеликі витрати при експлуатації і в обслуговуванні гарантують надійну роботу КРУЕ. Таким чином, АВВ ELK- 04 є розподільним пристроєм з найменшими витратами протягом усього терміну служби.

Різні рішення щодо компонування КРУЕ можливі, в основному, за рахунок використання уніфікованого діаметра фланця. На номінальну напругу 145 кВ і

номінальний струм 2500 А застосовуються модулі з малим діаметром фланця. Для максимальних параметрів необхідні модулі з великим діаметром фланця.

Система КРУЕ складена з функціональних модулів складаються з різних первинних і вторинних пристроїв. Кожен функціональний модуль виконує свої завдання оптимальним способом у взаємодії з іншими модулями.

Основні модулі КРУЕ ELK-04:

- шина з комбінованим роз'єднувачем - заземлювачем;
- вимикач;
- трансформатор струму;
- трансформатор напруги;
- лінійний роз'єднувач - заземлювач;
- швидкодіючий заземлювач;
- кабельний відсік;
- шафа місцевого управління.



Рисунок 5.3.2 - КРУЕ 170 кВ серії ELK-04 «АВВ»

Окрім модулів основних компонентів і відповідних приводів, використовуються цифрові пристрої управління останнього покоління, які використовують комунікаційний протокол MEK-61850 (рис 5.3.3). Також можливе встановлення комплексної системи контролю і діагностики всієї розподільної

установки. Дана система може використовуватися з декількома типами розподільного обладнання і є додатковою опцією. Вона характеризується відкритою архітектурою і здатністю до розширення та подальшої модернізації.



Рисунок 6.3.3 – Цифрові пристрої керування КРУЕ

Використання елегазових комплектних розподільних пристроїв істотно підвищує експлуатаційну надійність електроенергетичних систем. В Україні на даний час ринок землі є закритим, з огляду на це, використання КРУЕ є необхідним для будівництва нових підстанцій, адже вони зменшують територію охоронної зони підстанції порівняно з ВРУ

Для КРУЕ використовуються АСУ ТП, що дає змогу зробити підстанції без оперативного персоналу. Проте електротехнічний елегаз має як беззаперечні переваги, так і певні недоліки.

Недоліком елегазу є те, що він парниковий газ з найвищим потенціалом глобального потепління (ПГП), який дорівнює 22200.

Основні переваги КРУЕ серії ELK:

- конструкція КРУЕ відповідає стандартам Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК), США, Великобританії, VDE, ГОСТ та інші;

- легкі алюмінієві корпуси стандартизованих вузлів-модулів мають гарну провідність, стійкі до корозії, зменшують навантаження на фундамент і несучі конструкції;
- модульна конструкція з герметизуючими фланцевими вузлами забезпечує високу гнучкість схем розміщення;
- стандартні варіанти компонування можна легко модифікувати, додавши необхідні модулі;
- герметичні ізолятори-перегородки поділяють газові відсіки, забезпечуючи селективність контролю за станом електричного і запобігаючи впливу на сусідні частини розподільного пристрою під час капітального ремонту;
- засоби контролю за щільністю електричного вбудовані безпосередньо в газові відсіки вимикачів, вхідних і вихідних струмопроводів, шинні секції і трансформатори напруги;
- малі експлуатаційні витрати – огляди відбуваються кожні 5 років без виведення КРУЕ з роботи.

РОЗДІЛ 6

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Розрахунок техніко-економічних показників КЕС

При проектуванні електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження S ; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проектується, та їх аналіз.

В даному розділі вирішуються питання третьої групи, зокрема визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проектується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів.

6.1 Визначення кошторисної вартості проектованої КЕС

Повні витрати на спорудження КЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці. В практиці будівництва КЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної

вартості будівництва КЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво КЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в табл. В.1. (Додаток В)

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається за виразом:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / N_{\text{вст}}, \quad (6.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 1855464000 / 1500000 = 1236,9 \text{ (грн/кВт)}.$$

де $K_{\Sigma 0}$ – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн;

$N_{\text{вст}}$ – встановлена потужність КЕС, кВт.

6.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- паливо;
- інші витрати.

6.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов’язане з поступовою втратою їх вартості

і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат берем з таблиці В.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи (Ф3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}}; \quad (6.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma \text{тр}}; \quad (6.3)$$

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (6.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot N_i, \quad (6.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

N_i – норма амортизації відповідної групи.

Таблиця 6.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн
Ф1	655434000	7	45880380
Ф2	46800000	28	13104000
Ф3	1250886000	20	250177200
Разом		—	309161580

$$I_a = 655434000 \cdot 0,07 + 46800000 \cdot 0,28 + 1250886000 \cdot 0,2 = 309161580 \text{ (грн)}.$$

6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$Ч = k_{шт} \cdot N_{вст}, \quad (6.6)$$

$$Ч = 0,75 \times 2 \times 300 + 0,74 \times 4 \times 500 = 1930 \text{ чол.}$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$N_{вст}$ – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{шт}$ для КЕС приймаємо рівним 1,3.

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати таке співвідношення:

Категорія	КЕС	Кількість, чол.
Робітники	80%	1543
ІТР	16%	309
Службовці	3,5%	66
МОП	0,5%	12

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається за формулою:

$$S_{зп} = \sum 12 * Z_i * n_i, \quad (6.7)$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії;

n_i - кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	1543	2777400
ІТР	309	618000
Службовці	66	99000
МОП	12	14400

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 6.4 за формулою:

$$I_{зп} = (1,57(S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80(S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ сл.}})) \times K_k \times K_b, \quad (6.8)$$

$$I_{зп} = (1,57(2777400 + 14400) + 1,80(618000 + 99000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 =$$

$$= 5460961,275 \text{ (грн)},$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

k_k – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$k_b = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

6.2.3 Розрахунок вартості палива

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції. Витрати на паливо для ГЕС взагалі відсутні. Визначення цієї статті витрат для інших типів станцій розглянемо окремо.

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються за формулою:

$$S_{\Pi} = \frac{(\Pi_{\Gamma} + \Pi_{\text{тр}}) \cdot V_p \cdot (1 + \alpha_{\text{втр}})}{e_{\Pi}}, \quad (6.9)$$

де Π_{Γ} – ціна палива;

$\Pi_{\text{тр}}$ – витрати на транспортування;

V_p – річні витрати умовного палива;

$\alpha_{\text{втр}} = 0,015$ – втрати твердого палива на шляху до електростанції;

e_{Π} – калорійний коефіцієнт, який дорівнює $Q/29330$ (Q – тепла здатність палива).

Річні втрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні – по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$V_p = V_{\text{хх}} \cdot \tau_p + \beta \cdot W_{\text{вир}}, \quad (6.10)$$

де $V_{\text{хх}}$ – годинні витрати умовного палива на холостий хід;

τ_p – число годин роботи блока ($\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$);

$\tau_{\text{простою}}$ – тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год.

Обчислимо число годин роботи блоків 300 МВт при умові, що на одному з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на другому. Для блоків 300 МВт: $t_k=(60+18)$ год, $t_{п,}=27$ год.

$$\tau_{p300} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (60 + 18) - 1 \cdot 24 \cdot 27 = 15000 \text{ год.}$$

Визначимо витрати умовного палива

Таблиця 6.5 – Енергетичні характеристики енергоблоків

Тип турбіни	Енергетична характеристика
К-300-240, вугілля	$B^* = 7,11 \tau_p + 0,2878 W$

$$B_{p500} = 14,8 \cdot 30144 + 0,282 \cdot 3733532,515 = 1498987,369 \text{ т.у.п.}$$

$$B_{p\Sigma} = 3688352,193 + 1498987,369 = 5187339,562 \text{ т.у.п.}$$

Згідно з завданням видом палива є вугілля: $\text{Ц}_{п} + \text{Ц}_{\text{тр}} = 4500 \text{ грн/т.}$

Калорійний коефіцієнт становить:

$$e_{\text{п}} = \frac{41000}{29330} = 1,4252.$$

$$I_{\text{п}} = \frac{4500 \cdot 5187339,562}{1,4252} = 16378773527 \text{ грн.}$$

6.2.4 Розрахунок інших затрат

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$I_{\text{ін}} = (I_{\text{а}} + I_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}, \quad (6.11)$$

$$I_{\text{ін}} = (309161580 + 5460961,275) \cdot 8\% = 25169803,3 \text{ грн,}$$

де $I_{\text{н}} = 8\%$.

6.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$И = И_a + И_{зп} + И_{п} + И_{ін}, \quad (6.12)$$

$$И = 309161580 + 5460961,275 + 25169803,3 + 16378773527 = 16718565872 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = И / E_{відп}, \quad (6.13)$$

де $E_{відп}$ – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

$$E_{відп} = E_{вир}(1 - P_{вп}),$$

$$E_{відп} = 16178640,9 \times (1 - 0,03) = 15693281,673 \text{ (МВт)}.$$

$$C = 16718565872 \cdot 10^2 / 15693281673 \cdot 10^3 = 106,53 \text{ коп/кВт·год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.6.

Таблиця 6.6 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	309161580	1,85	1,973
Зарплата	5460961,275	0,03	0,035
Паливо	16378773527	97,97	104,368
Інші	25169803,3	0,15	0,16
Разом	16718565872	100	106,53

6.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.7.

Таблиця 6.7 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1300
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	15693281673
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби	%	3
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,347
Кошторисна вартість промислового будівництва	Грн	1855464000
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	713,64
Питомі витрати умовного палива	г/кВт·год	227,75
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	106,53

Розрахувавши основні техніко – економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 1300 МВт з паливом вугілля, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 106,53 коп/кВт·год.

РОЗДІЛ 7

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

З сучасними темпами розвитку науки та суспільства виникає потреба в підвищенні рівня безпечної роботи та знизити всі можливі ризики що наражають працівників та навколишнє середовище на небезпеку. Задача сучасного інженера – поєднати надійність механіки і безпеку. В електроустановках одним із найнебезпечніших механізмів є високовольтні вимикачі, оскільки вони сприймають найбільше навантаження при розмиканні контактів, де виникає горіння дуги, в результаті чого різко піднімається температура до високих значень.

Персонал енергооб'єкта - це усі працівники підприємства, організації або установи енергетики, які забезпечують процеси, пов'язані з виробництвом, передачею і постачанням електричної та теплової енергії, а також забезпечують нормальні умови функціонування енергооб'єкта і обслуговують його колектив. Під час сертифікації персонал проходить навчальний курс, де ознайомлюється з основними положеннями щодо виконання робіт з елегазом і використовуваним обладнанням. Набуті ним знання перевіряються оцінюванням.

Коли плануються роботи з ремонту елегазових вимикачів, потрібно завжди пам'ятати про забезпечення безпеки робочого персоналу. Елегазове обладнання працює з високими напругами та температурами, що в свою чергу створює високу небезпеку для обслуговуючого персоналу. Ніколи не слід забувати про небезпеку під час контакту з елегазом та продуктами його розпаду, так як елегаз – це токсичний газ без запаху і кольору. Порцелянові ізолятори вимикача знаходяться під тиском. Механічні пошкодження порцеляни можуть спричинити вибух.

Чи не найбільшою небезпекою є ураження електричним струмом, слід пам'ятати, що при однаковій напрузі змінний струм є небезпечнішим ніж постійний.

Отже, сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1300 МВт з дослідженням використання елегазового комутаційного обладнання» для зменшення нещасних

випадків під час проведення технічного обслуговування комутаційного обладнання черговим персоналом на КЕС:

- Проаналізувати умови праці при виконанні ремонтних робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці для персоналу підстанції при ремонті елегазового комутаційного обладнання.
- Обґрунтувати параметри грозозахисту та захисного заземлення обладнання ВРУ-330 кВ.

7.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з ремонтом елегазового вимикача.

Оскільки ремонтні роботи елегазових вимикачів проводяться в спеціальних приміщеннях, попередньо необхідно демонтувати полюса вимикача з рами елегазового вимикача. Роботи з демонтуванням здійснюються на висоті більше 1,3 м від поверхні землі, тому для створення безпечних умов під час виконання робіт на висоті необхідно: забезпечити працівників, міцними і стійкими огороженнями, риштуваннями, драбинами. Відповідно ГОСТ 12.4.107—82 та ДСТУ 4304:2004 працівник має мати запобіжні канати, монтерський пояс, монтерську каску та прилади для показів напруги. Також для демонтування необхідним є наявність спеціальних підйомних машин та механізмів.

Аналізуючи чинний документ ГОСТ12.0.003-74 було сформовано наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на електротехнічний персонал при обслуговуванні елегазового обладнання.

1) фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;

2) хімічні:

по характеру дії на організм людини:

- токсичні (продукти розпаду елегазу);

3) психофізіологічні :

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (перенапруга аналізаторів,

монотонність праці).

7.2 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при ремонті елегазового комутаційного обладнання на ВРУ-330 кВ.

Для розробки рішень з охорони праці при ремонті елегазового обладнання було проаналізовано чинні норми:

1. ГНД 34.47.503-2004 "інструкція з експлуатації елегазових вимикачів";
2. ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
3. ГОСТ 12.1.007 Шкідливі речовини. Класифікація і загальні вимоги безпеки. (Шкідливі Речовини. Класифікація і Загальні вимоги безпеки.)
4. НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
5. Нормативний документ "Виконання робіт з елегазом. Настанова"
6. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони. (Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до Повітря робочої зони).
7. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
8. ГОСТ 12.1.002-84 Электрические поля промышленной частоты Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах

9. ГКД 34.35.507-96. Оперативні перемикання в електроустановках. Правила виконання

Для виконання будь-яких робіт допускається тільки підготовлений персонал, який має відповідний дозвіл. Обов'язки персоналу у зв'язку з роботами на обладнанні повинні бути чітко визначені і виконуватися на практиці.

Персонал повинен пройти підготовку на курсах навчання або підвищення кваліфікації по наступних темах:

- Захист персоналу;
- Планове технічне обслуговування;
- Дії в аварійній ситуації;
- Устаткування для обробки електрики;
- Обладнання для визначення показників якості електрики;
- Утилізація відходів.

Під час проведення обслуговування чи будь-яких робіт з електричним обладнанням кількість задіяного персоналу визначається нарядом чи розпорядженням і не повинна бути більшою за необхідну.

Перед початком будь-яких робіт має бути встановлено та повідомлено детальний технічний стан електроустаткування. Необхідно дотримуватися принаймні таких загальних правил техніки безпеки:

- здійснити необхідні відключення, тобто роботи проводяться на абсолютно вимкненому електричному обладнанні;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- під час будь-яких робіт, пов'язаних із зниженням міцності ізоляції установки, компоненти, на яких виконують ці роботи, треба виводити з експлуатації і заземлювати, для уникнення можливої загрози від елементів, що знаходяться під напругою, це відноситься і до суміжних компонентів;
- вторинні кола завжди мають бути знеструмленими;
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки.

7.2.1 Вимоги до приміщень під час ремонту

Вимоги до приміщень, в яких виконують ремонт елегазового обладнання. Для проведення ремонтів елегазового обладнання залежно від призначення можна виділити:

- приміщення для ремонту елегазового обладнання, що не забруднено продуктами розкладання елегазу;
- приміщення для ремонту елегазового обладнання, забрудненого продуктами розкладання елегазу.

Приміщення для ремонтів повинні відповідати вимогам ГКД 34.20.507 та даній Настанові, а саме:

- приміщення повинні бути ізольованими від інших приміщень;
- покриття підлог повинно бути таким, щоб не утворювався цементний пил;
- стіни, підлога й стеля повинні бути пофарбовані пілонепроникною фарбою або викладені кахельною плиткою;
- приміщення повинні бути обладнані припливно-витяжною вентиляцією з відсмоктуванням повітря знизу, повітря припливної вентиляції повинно проходити через фільтри, що запобігають проникненню в приміщення пилу;
- приміщення повинні бути обладнані сервісним візком для роботи з елегазом, який повинен забезпечувати відкачку та заправку елегазу, сушку та очистку від продуктів розкладання самого елегазу.

У приміщеннях, в яких розміщено елегазове обладнання, необхідно забезпечити достатню технічну/природню вентиляцію приміщень. Контроль наявності елегазу та своєчасність увімкнення припливно-витяжної вентиляції в приміщеннях для ремонтів та обслуговування необхідно проводити згідно з ГКД 34.20.507, а саме:

- приміщення повинні бути обладнані сигналізаторами, що сигналізують про недопустиму концентрацію елегазу й автоматично вмикають припливно-витяжну вентиляцію

– при вході в приміщення повинні бути встановленні покажчики стану вентиляції та пристрої, що дають змогу включати вентиляцію.

Приміщення для проведення ремонтів і обслуговування обладнують необхідними верстатами, підставками, столами, шафами, стелажми для запасних частин та інструментів і підймальним обладнанням [20].

7.2.2 Мікроклімат

Під час проведення ремонту й обслуговування електричного обладнання необхідно виключити можливість зростання запиленості, вологості й перепадів температур, що приводять до конденсації вологи. Роботи в такій зоні відповідно до енергозатратності відносяться до середньої важкості Па, що на практиці означає, що виконання робіт усередині приміщення повинно проводитись при температурах від +5 °С до +40 °С. У випадку неможливості забезпечити зазначені умови, необхідно проконсультуватися з постачальником устаткування. Вологість повітря повинна становити не більше 70% [16].

7.2.3 Склад повітря робочої зони

Продукти розкладання електричного газу є токсичними. Національні нормативні документи з питань гігієни та охорони праці встановлюють можливі рівні забруднення повітря робочої зони, які наведено в таблиці 7.1.

Згідно з ІЕС/TR 62271-303 рівень забруднення повітря робочої зони фторидом тїонїлу, сірчанїм фторїдом і двосїрчанїм декафторїдом у разї виникнення аварїйних ситуацій не повинен перевищувати їх орієнтовно безпечних рівнів дії, а саме: 5,63 мг/м³, 20,85 мг/м³ та 0,11 мг/м³ відповідно.

Таблиця 7.1 – Граничні допустимі концентрації (ГДК) елегазу і продуктів його розкладання від дії електричної дуги в повітрі робочої зони

Назва речовини	Хімічна формула	CAS	Клас небезпеки	ГДК
Гексафторид сірки (елегаз)	SF ₆	2551-62-4	5	5000
Сірчистий ангідрид	SO ₂	7446-09-5	4	10
Фтористий водень	HF	7664-39-3	2	0,5
Трифторид алюмінію	AlF ₃	7784-18-1	2	2,5
Трифторид феруму	FeF ₃	7783-50-8	2	2,5
Гексафторид вольфраму	WF ₆	7783-82-6	2	0,5

Тому, для забезпечення безпеки усі роботи з використанням елегазу слід виконувати тільки на добре провітрюваних ділянках та наявності вентилявання.

7.2.4 Вплив напруженості електричних полів

У ВРУ 110 кВ і вище та на ПЛ 330 кВ і вище у разі виконання робіт у зоні впливу електричного поля напруженістю понад 5 кВ/м необхідно обмежувати тривалість перебування персоналу згідно з вимогами ГОСТ 12.1.002 або застосовувати засоби захисту від впливу електричного поля. У разі напруженості електричного поля до 5 кВ/м тривалість перебування в ньому не обмежується і становить 8 годин. Тривалість роботи в електричному полі напруженістю від 20 до 25 кВ/м не повинна перевищувати 10 хв. У разі напруженості понад 25 кВ/м слід застосовувати засоби захисту, що дозволяють працювати повністю робочий день. В таких випадках для безпеки персоналу застосовуються колективні засоби захисту. Основними засобами колективного захисту від дії електричного поля промислової частоти є стаціонарні та переносні різновиди екрануючих пристроїв [12].

7.2.5 Виробничий шум

Завдяки застосуванню архітектурно-планувальних методів можна досягти зниження шуму. У виробничих приміщеннях КЕС і це досягається шляхом

акустичної обробки стін і стель звукопоглинальними матеріалами, що дозволяють знизити рівень шуму на 10 дБА.

Силове обладнання (агрегати, трансформатори та ін.), що створюють великий шум або вібрацію повинні бути розміщені в окремих ізольованих приміщеннях. Для забезпечення безпечного обслуговування обладнання, воно повинне розміщуватися з відповідними інтервалами, необхідними для безперешкодного пересування людей.

Відповідно до ГОСТ 12.1.003-83. нормуються допустимі рівні звукового тиску $L = 20 \cdot 1g(P_1/P_0)$, дБА (P_1 – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па за період часу, що розглядається, і P_0 значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньо-геометричною частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами - ГС), або допустимі рівні звуку $L_A = 201g(P_A/P_0)$, дБА (P_A – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [13].

Таблиця 7.2 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	60

7.2.6 Засоби захисту персоналу

Під час виконання робіт із забрудненою речовиною необхідно дотримуватися спеціальних заходів безпеки. Персонал має бути добре навченим, проінформованим, а також екіпірованим засобами індивідуального захисту. Засоби індивідуального захисту персоналу треба використовувати в разі неминучого чи можливого контакту з елегазом чи продуктами його розкладання. До засобів індивідуального захисту персоналу належать:

- комбінезон промислового типу, що має еластичні затиски на щиколотках і зап'ястях, перекриваючи взуття й рукавички, без кишень, з капюшоном, водонепроникний;
- захисне взуття із металевим підноском;
- гумові рукавиці промислового типу;
- промислові захисні окуляри хімічного типу;
- детектор витоку елегазу здатний виявити 20 ppmv, 200 ppmv і 1000 ppmv концентрації елегазу в повітрі;
- устаткування для надання першої допомоги;
- належні засоби для захисту дихальних шляхів;
- спеціальний пиросос, оснащений фільтром, здатним до вловлювання часток у мікронному діапазоні, з неметалевою відкритою насадкою;
- тканина для прибирання;
- пилозбірники для пирососу;
- одноразові бахіли;
- карбонат натрію;
- мішки для сміття ємністю 120 л;
- алюмінієва транспортна валіза.

Під час роботи з елегазовим обладнанням застосовують такі типи респіраторів:

- респіратор проти пилу;
- респіратор з патронним фільтром;

- респіратор з подачею повітря через шланг;
- автономний дихальний апарат.

Для роботи в ізольованій зоні, з якої було вилучено розкладений елегаз, чи в корпусі елегазової камери рекомендовано застосовувати респіратор із захисною маскою на все обличчя, з подачею повітря. Тверді залишки реакцій взаємодії продуктів розпаду елегазу і металів, що зібралися у фільтрі пилососа, використаних абсорберах, на використаному захисному спецодязі та засобах для чищення, слід збирати в закриті пластикові контейнери, помічені написом «корозійні фториди металів». Відходи слід або передавати до спеціалізованої компанії з утилізації відходів для остаточної утилізації, або нейтралізувати на місці експлуатації відповідно до методики, описаної в ІЕС 61634.

Під час ремонтних робіт особи, які не мають необхідних засобів захисту, не допускаються на робоче місце.

7.3 Розрахунок грозозахисту та захисного заземлення

Відповідно до завдання обслуговування елегазового обладнання виконується на території ВРУ. Розглянемо розрахунок блискавкозахисту для відкритого розподільчого пристрою де розташований елегазовий вимикач 362PMI40 (ABB) на напругу 330 кВ. Задачею даного розділу є обґрунтування необхідності встановлення блискавковідводів для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу.

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ). Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рисунок 7.2 а, б).

Вихідні дані для розрахунку:

а) висота блискавковідводу: $h = 50$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 28$ (м).

$$2/3h = 2/3 \cdot 50 = 33,3 \text{ (м)} > h_x = 28 \text{ (м)}.$$

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами.

h_x, h, L – беруться на підставі обраної схеми ВРУ

r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

Для ВРУ-330 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 7.1.

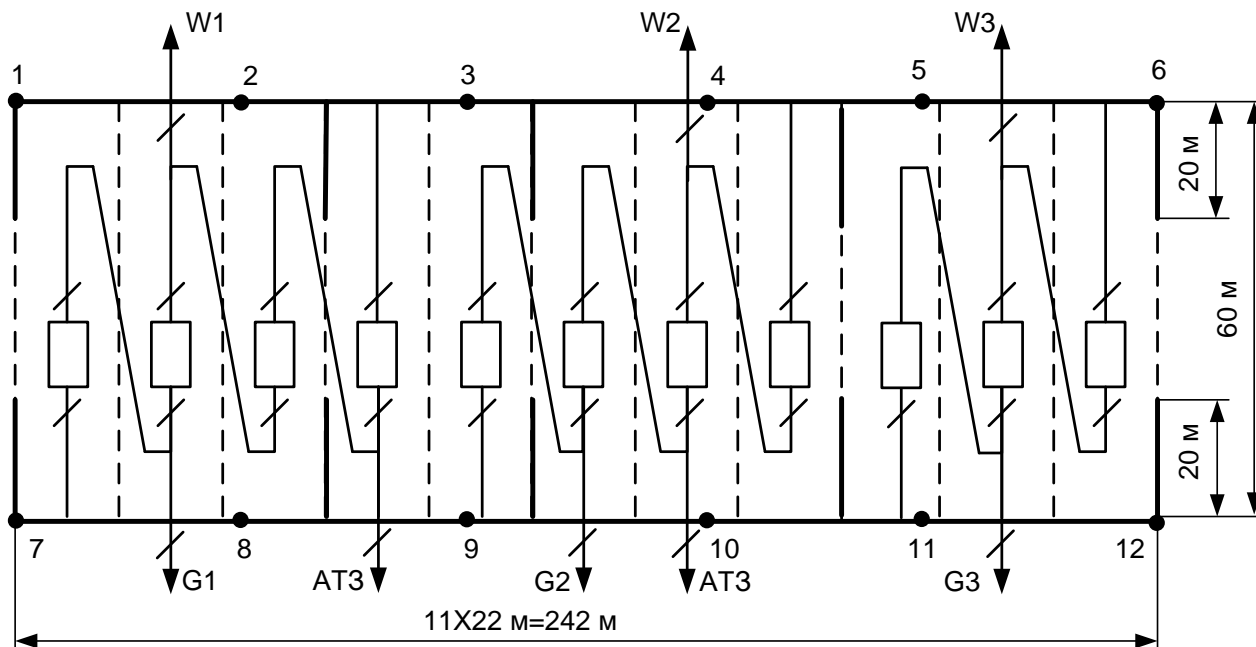


Рисунок 7.1 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

а) висота блискавковідводу: $h = 50$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 28$ (м).

$$2/3h = 2/3 \cdot 50 = 33,3 \text{ (м)} > h_x = 28 \text{ (м)}.$$

Радіус та ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x); \end{aligned} \right\} \quad (7.1)$$

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (7.2)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

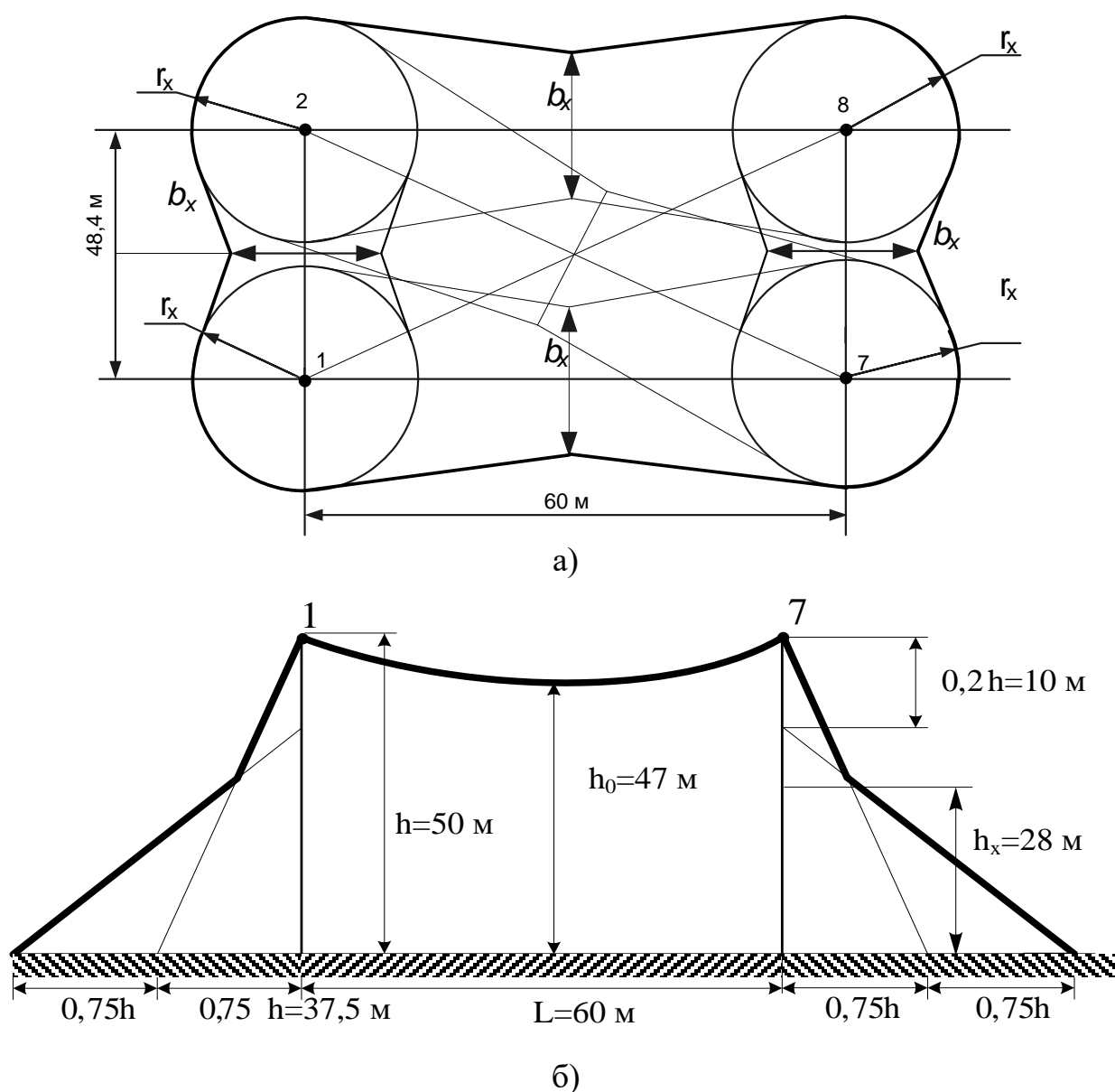


Рисунок 7.2 – Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

Таблиця 7.3 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	48,4	48,1	39,2	22,5
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	60	47,0	36,1	22,5
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-12, 6-11	77,10	45,1	30,4	22,5

Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ наведено на рисунку 7.3.

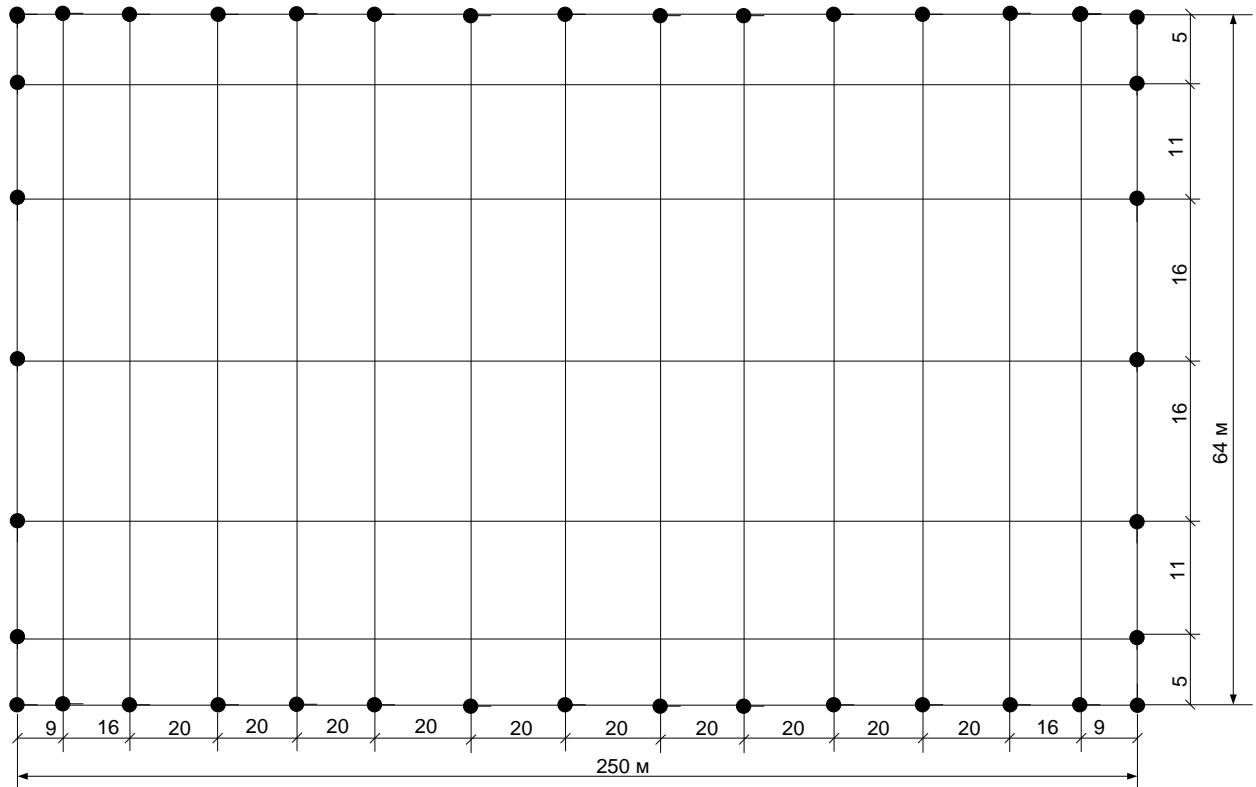


Рисунок 7.3 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (250 \times 64) = 16000 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;	$\rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
--	--
- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 40 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 3,5 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (250 + 64) / 40 = 15,7 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 160 = 5;$$

$$a / l_B = 15,7 / 3,5 = 4,5;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{16000} = 126,5 \text{ (м)};$$

Опір штучного заземлюючого пристрою:

$$R_{III} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_T + L_B}, \quad (7.3)$$

де A – функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·Зм;

L_T, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (7.4)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (7.5)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{3,5 + 0,6}{126,5} = 0,032 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,032 = 0,417;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,6}{3,5} = 0,4.$$

$$L_T + L_B = (250 \cdot 7 + 64 \cdot 15) + 4 \cdot 40 = 2870 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 визначаємо, що $\rho_{екв} / \rho_2 = 1,83$.

$$\rho_{екв} = 1,83 \cdot 160 = 292,8 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{ш} = 0,417 \cdot 292,8 / 126,5 + 292,8 / 2870 = 1,067 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{п1} = 1,1 \text{ Ом};$

– фундаменти опор $R_{п2} = 1,2 \text{ Ом}.$

$$R'_3 = \frac{R_{ш} \cdot R_{п1} \cdot R_{п2}}{R_{ш} \cdot R_{п1} + R_{ш} \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{п2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,067 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,067 \cdot 1,1 + 1,067 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,373 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Висновок: отримане загально розрахункове значення опору розтікання струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

7.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи електричної частини КЕС 1300 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Під надзвичайною ситуацією розуміється порушення нормальних умов життя та технологічного процесу на певній території, що виникають внаслідок непередбачених пожеж, стихійних лих, аварій чи інших небезпечних подій та несуть за собою небезпеку для життя і здоров'я людини або ж значні матеріальні та екологічні збитки.

Залежно від характеру походження їх класифікують: 1) природного характеру - небезпечні геологічні, метеорологічні, гідрологічні явища, деградація ґрунтів чи надр, природні пожежі, зміна стану повітряного басейну, та інші; 2) Соціально-політичного характеру - пов'язані з протиправними діями терористичного і антиконституційного спрямування; 3) техногенного характеру - пожежі та вибухи; 4) воєнного характеру - використання засобів масового ураження. Тому,

забезпечення безпеки в природно-техногенній, екологічній та соціальній сферах є невід'ємною частиною.

Джерелами, що генерують ЕМІ є телевізійні та радіотрансляційні станції, установки для радіолокації та радіонавігації, високовольтні лінії електропередач та ін. По суті, джерелами ЕМІ можуть бути будь-які елементи електричного кола, через які проходить високочастотний струм. Причому ЕМІ змінюється з тою ж частотою, що й струм, який його створює.

Як нам відомо електричні станції містять в собі велику кількість обладнання, яке в свою чергу підлягає впливу радіації. На КЕС цьому впливу підлягають: лінії електропередач, щити управління, пристрої релейного захисту та інші. Наслідком опромінення, яке не відповідає нормам є збільшення струму протікання, провідності матеріалів та зменшення опору і як правило це призводить до помилкового спрацювання пристрою, а також до втрати працездатності блоків КЕС.

7.4.1 Дослідження безпеки роботи електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Відповідно до складу елементів, які розташовуються на електричні станції, розрахуємо експозиційні дози опромінення кожного елемента КЕС, що впливають на процес управління. Дані заносимо в таблицю 7.5

Таблиця 7.5 – Граничні значення експозиційних доз елементів електричної частини конденсаційної електростанції

№	Блоки ЕЧ КЕС	Елементи блоків	$P_{зв.і}$	$P_{зв.мін}$
1	Блок управління автоматизованою дільницею	Резистори СП1-10	10^6	10^3
		Фотодіоди LEDX-55	10^3	
		Конденсатор К-41	10^5	
		Мікросхеми ТТЛ DA3247	10^4	
2	Блок управління	Мікроперемикач МКФ 46	10^4	10^3
		Конденсатор К-41	10^5	
		Транзистор КТ531	10^5	
3	Блок живлення	Транзистор БПЛ ГТ 500	10^4	10^3
		Трансформатор 6/0,4	10^3	
		Діод VD648	10^4	

Виходячи з даних, що занесені до таблиці обираємо елемент, що має найменше значення $P_{зв.мін}$, тобто у нас це фотодіоди LEDX-55, $P_{зв.мін}=10^3$ (P).

Розраховуємо граничну експозиційну дозу :

$$P_{зр} = K_{над} \cdot P_{зв.мін} \cdot K_{носл} ; \quad (7.6)$$

де $K_{носл}$ - коефіцієнт послаблення, 2

$K_{над}$ - коефіцієнт надійності, 0,95;

$P_{зв}$ - потужність експозиційної дози, при початку зворотних змін в елементах;

$$P_{зр} = 0,95 \cdot 10^3 \cdot 2 = 1900 \text{ (P/год)}.$$

Визначаємо допустимий час безвідмовної роботи:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{носл}}{2P_1} + \sqrt{t_n} \right)^2 ; \quad (7.7)$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^3 \cdot 2}{2 \cdot 6,55} + \sqrt{1} \right)^2 = 23409 \text{ (год)} .$$

Отже, пристрій в умовах дії опромінення буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози до 950 P/год, а час безвідмовної роботи становитиме 23409 години.

7.4.2 Дослідження безпеки роботи електричної частини КЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи приймаємо $U_{ж} = 330$ з похибкою ± 5 % та максимальною довжиною горизонтальної струмопровідної частини електричної принципової схеми $l_r = 0,4$ м.

Коефіцієнт безпеки приймаємо:

$$K_{б(в,з)} = 20 \lg \frac{U_{дон}}{U_{(в,з)}} \geq 40 [\text{дБ}]; \quad (7.8)$$

де $U_{дон}$ – допустимі коливання напруги живлення, В;

$U_{в(г)}$ – напруга наведення за рахунок електромагнітного імпульсу в вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В;

Розрахуємо допустиме коливання

$$U_{\partial} = U_{жс} + \frac{U_{жс}}{100} \cdot N \geq 40[\text{В}]; \quad (7.9)$$

де $U_{ж}$ – робоча напруга живлення, В;

N – допустимі коливання напруги, %

Визначаємо максимально очікувану напругу в горизонтальних лініях :

$$U_{\partial} = \frac{U_{\partial}}{10^{k/20}} [\text{В}]; \quad (7.10)$$

де k – коефіцієнт безпеки ($k = 40$ дБ).

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_{\partial} = \frac{U_{\partial}}{l_{\partial}} [\text{В/м}]; \quad (7.11)$$

Наступним етапом розрахуємо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\partial} = E_{\partial} \cdot 10^{-3} (\text{В/м}). \quad (7.12)$$

Відомі значення підставляємо у вищенаведені формули і отримуємо:

$$U_{\partial} = 330 + \frac{330}{100} \cdot 5 = 346,5 [\text{В/м}];$$

$$U_{\partial} = \frac{399}{10^{40/20}} = 3,465 [\text{В}];$$

$$E_{\partial} = \frac{3,465}{0,4} = 8,662 [\text{В/м}];$$

$$E_{\partial} = 8,662 \cdot 10^{-3} = 0,0086 (\text{В/м}).$$

Отже, безпечна робота електричної станції КЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути до 0,0086 В/м і $E_{в}$ в межах до 8,662 В/м.

7.5 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій

Відповідно до безпеки роботи електричної частини КЕС в надзвичайних ситуаціях, необхідним кроком є розробка превентивних заходів, які дадуть

можливість зменшити масштаби або ж запобігти негативному впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів на елементи електричної станції.

Для захисту обладнання від іонізуючого випромінювання бажаним є здійснення таких заходів: використання джерел з мінімальним випромінюванням шляхом переходу на менш активні джерела; скорочення часу роботи з джерелом іонізуючого випромінювання та екранування джерела іонізуючого випромінювання.

Екрани можуть бути пересувні або стаціонарні, призначені для поглинання або послаблення іонізуючого випромінювання.

Альфа-частинки екрануються шаром повітря товщиною декілька сантиметрів, шаром скла товщиною декілька міліметрів. Однак, працюючи з альфа-активними ізотопами, необхідно також захищатись і від бета- або гамма-випромінювання.

З метою захисту від бета-випромінювання використовуються матеріали з малою атомною масою. Для цього використовують комбіновані екрани, у котрих з боку джерела розташовується матеріал з малою атомною масою товщиною, що дорівнює довжині пробігу бета-частинок, а за ним — з великою масою.

З метою захисту від рентгенівського та гамма-випромінювання застосовуються матеріали з великою атомною масою та з високою щільністю (свинець, вольфрам).

Для підвищення безпеки роботи електрообладнання в умовах дії електромагнітних імпульсів застосовують: раціональне просторове розміщення вузлів і схем системи; вибір найбільш стійких до впливу ЕМІ функціональних елементів систем; створення стійких електронних схемних рішень.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5.2$.

$$t_1 = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}; \quad (7.13)$$

Блок управління автоматизованою дільницею №1:

$$t_1 = \frac{-62.8 - 40}{5.2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,16 \text{ (см)} ;$$

Блок управління:

$$t_2 = \frac{-27.51 - 40}{5.2\sqrt{15000}} = 0,11 \text{ (см)} ;$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{-39.60 - 40}{5.2\sqrt{15000}} = 0,125 \text{ (см)} .$$

Отже, при екрануванні блоку живлення достатньою товщиною є екран з сталі 0,125 см, який буде забезпечувати безпечну роботу в умовах дії ЕМІ. Для безпечної роботи блоку управління від електромагнітних імпульсів потрібно використати екран товщиною 0,11 см, а для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,16 см.

Висновки: Отже, проаналізувавши умови проведення робіт з елегазовим устаткуванням, що розміщується на конденсаційній станції можна сказати, що вони цілком відповідають чинним нормам. Для створення належних умов безпеки чи не найбільш важливим чинником є сам персонал, який має бути добре навченим, проінформованим, а також екіпірованим засобами індивідуального захисту. Було розроблено заходи безпеки для персоналу, під час таких робіт, як : відкривання газових відсіків, роботи з балонами елегазу, роботи з комутаційним обладнанням після виникнення сильної дуги та інші, а також

Розраховано систему блискавкозахисту та захисного заземлення на ВРУ-330 та зроблено висновок, що застосування є доцільним, так як загально розрахункове значення опору розтікання струму задовольняє вимогам ПУЕ, ПТЕ, ПТБ та зможуть у випадку появи напруги на металевих частинах електроустаткування забезпечити захист робочого персоналу від ураження електричним струмом при її доторканні до цих частин та захистити електротехнічне обладнання.

Проаналізовано захист від іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів, що мають найбільший вплив на роботу КЕС, внаслідок цього було розраховано потужність експозиційної дози та час безвідмовної роботи при цій дозі. Також розраховано вертикальну та горизонтальну складову напруженості

електромагнітного поля, при яких робота станції є безпечною та не впливає на виробничий процес.

Також, було розраховано товщину стінок сталевих екранів, які запобігають дії ЕМІ та забезпечують безпеку таких елементів, як блоку управління автоматизованою дільницею №1, блоку управління та блоку живлення.

Отже, за умови використання усіх засобів та заходів по забезпеченню безпечної роботи електричної станції буде досягнуто та забезпечено безпечну та безперервну роботу станції.

ВИСНОВКИ

Отже, в даній роботі було спроектовано КЕС, при проектуванні КЕС було обчислено графіки електричних навантажень та техніко-економічні показники роботи станції, вибрано основне обладнання відповідно до завдання, а також структурну схему електростанції блочного типу.

Електроенергія, що виробляється на КЕС видається в енергосистему на напрузі 330 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів відбувається на напрузі 110 кВ. За видом установа обладнання розподільні установки 330 кВ та 110 кВ вибрано відкритого типу, пояснюється це тим, що при підвищених напругах габарити електричних апаратів (в першу чергу вимикачів) є досить великими, і спорудження будівлі для їх розміщення обходиться надто дорого (особливо при напругах 330 кВ і вище). Для ВРУ 110 кВ була прийнята схема «дві системи збірних шин з обхідною», від ВРУ відходить вісім повітряних ліній електропередач. Для ВРУ-330 кВ було запропоновано два варіанти схеми: схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання (3/2)» та схема «4/3» де на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів була обрана схема ВРУ 330 кВ «4/3», від ВРУ відходить три ПЛЕП.

Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної, контрольно-вимірювальної апаратури, засобів для обмеження перенапруги та вибрано акумуляторну батарею.

В даній роботі акцент робився на дослідження елегазового обладнання, які є одним із основних компонентів передачі “ генерація - споживання електричної енергії” та відіграє визначальну роль у забезпеченні безперебійного електропостачання.

Основні переваги елегазового устаткування полягають в унікальних фізико-хімічних властивостях елегазу: при атмосферному тиску електрична міцність елегазу в 3 рази вища, ніж повітря, а вже при тиску елегазу від 0,3 МПа до 0,4 МПа його електрична міцність вища, ніж трансформаторного масла. Здатність елегазових

комутаційних апаратів щодо вимкнення струму короткого замикання за однакових умов на 2 порядки вища, ніж повітряних вимикачів.

Елегазовому устаткуванню останніх конструкцій також притаманні: компактність, більші міжревізійні строки аж до відсутності експлуатаційного обслуговування протягом усього терміну служби, широкий діапазон рівнів напруг (від 6 до 1150 кВ), пожежобезпечність і підвищена безпека обслуговування.

До основного недоліку потрібно віднести високу вартість, високу температуру скраплення шестифтористої сірки та можливу екологічну небезпеку, яка в останні роки викликала побоювання. Але при цьому потрібно зауважити, що незважаючи на те, що шестифториста сірка належить до ряду фторидів, вона не входить в перелік речовин, які заборонені чи обмежені в застосуванні. Крім того, загальний внесок елегазу в парниковий ефект атмосфери становить не більше ніж 0,2% (частка елегазу електротехнічного обладнання становить значно менше).

Отже, так як багато типів масляних і повітряних вимикачів та запчастин до них давно знято з виробництва то підтримка таких вимикачів у належному стані значно ускладнюється, доцільним є використання елегазових вимикачів. Хоч і елегазовому обладнанню притаманним є ряд переваг, повний перехід на їх використання займе не один рік, так як нині в Україні не так багато фірм пропонує свою продукцію.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Матеріали третьої Міжнародної науково-технічної конференції «Впровадження елегазового обладнання на підприємствах енергетики України та проблеми його експлуатації» 2018р.
2. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 3 Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
4. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
5. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
6. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту "ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ" Суми, вид-во СумДУ 2006, Муріков Д. В., Лебединський І. Л., Василега П. О.
7. Лежнюк П.Д., Комутаційні електричні апарати. Навчальний посібник / Лежнюк П.Д., Зелінський В. Ц., Добровольська Л.Н. – Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
8. Афонин, В.В. Элегазовые выключатели распределительных устройств высокого напряжения: учебное пособие / В.В. Афонин, К.А. Набатов. – Тамбов : Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2009. – 96 с.
9. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку : ДСН 3.3.6.037-99 - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>
10. Костюченко М. П. Сучасний стан і перспективи розвитку електроенергетики й електротехнічної промисловості: навчально-методичний посібник. – Донецьк: ДПО ІПП, 2005. – 78 с.
- 11.«О надежности ячеек элегазовых выключателей 110-750 кВ подстанций» Дементьев Ю.А., Мисриханов М.Ш., Столяров Е.И., ОАО «ФСК ЕЭС»;

Абдурахманов А.М., Федоров В.Е., Шунтов А.В. ОАО «Специализированное проектно-конструкторское бюро по ремонту и реконструкции», «Электрические станции», 2011, №1

12. Бондаренко Є. А. Методика нормування допустимого часу перебування людини в електричному полі промислової частоти / Бондаренко Є. А.// Стандартизація, сертифікація, якість – Харків : ДП Укр. НД НЦ -2012. – 104 с.

13. Професійний ризик електротравматизму в електроустановках надвисокої напруги : Є. А. Бондаренко ; Вінниц. нац. техн. ун-т. - Вінниця : ВНТУ, 2014. - 215 с.

14. Буткевич Г. В., Дігтяр В. Г., Сливінська А. Г. Задачник по електричних апаратів. - М. : Вища школа, 1987.

15. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС. Попов О. Я., Попова Л. О. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16с.

16. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень : ДСН 3.3.6.042-99 - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>

17. Кутін В. М. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 1. – С. 1–7.

18. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі / Р. І. Михайлюк, С. В. Мисенко, В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. – С. 34–37.

19. ГНД 34.47.503-2004 Інструкція з експлуатації елегазових вимикачів.

20. Нормативний документ "Виконання робіт з елегазом. Настанова"

21. Методи та засоби діагностування елегазових вимикачів : монографія / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 124 с.

22. Будівельні норми та правила: СНиП III-4-80 – [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://dnaop.com/html/45031/doc> - %D0%A1%D0%9D%D0%B8%D0%9F_III-4-80_

23. НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок".

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

_____ (підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 1300 МВт ($4 \times 100 + 3 \times 300$) З АНАЛІЗОМ ВИКОРИСТАННЯ
ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

08-13.МКР.015.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Нетребський В.В.

(підпис)

Магістрант групи ЕС-18м

_____ Смажний Є.О.

(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить важким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій.;

б) наказ ректора ВНТУ № 254 від 02 жовтня 2019 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування КЕС потужністю 1300 МВт та дослідження використання елегазового комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

2. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.

3. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

4. Бондаренко Є. А. Методика нормування допустимого часу перебування людини в електричному полі промислової частоти / Бондаренко Є. А.// Стандартизація, сертифікація, якість – Харків : ДП Укр. НД НЦ -2012. – 104 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження КЕС у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування конденсаційної електростанції потужністю 1300 МВт з 4 турбоагрегатами одиничною потужністю 100 МВт та 3 турбоагрегатами одиничною потужністю 300 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 260 км, потужність віддається по ЛЕП 330 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами.

– показники технологічності: проектування КЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб КЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.10.19	14.10.19	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	15.10.19	23.10.19	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	24.10.19	28.10.19	розділ 2
4	Елегазові вимикачі	29.10.19	06.11.19	розділ 3
5	Особливості будови різних типів елегазових вимикачів	07.11.19	12.11.19	розділ 4
	Комплектна розподільча установка з елегазовою ізоляцією (КРУЕ)	13.11.19	17.11.19	розділ 5
6	Економічна частина	18.11.19	24.11.19	розділ 6
	Охорона праці та безпека в НС	25.11.19	29.11.19	розділ 7
7	Оформлення пояснювальної записки	30.11.19	02.12.19	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	03.12.19	08.12.19	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.