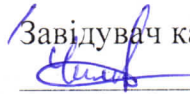


**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) В. В. Кирик
(ініціали, прізвище)

«18» грудня 2018 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

на тему: «Переведення ліній електропередавання на підвищену номінальну напругу з урахуванням екологічних аспектів»

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕС-72мп
(шифр групи)

Кондратенко Артем Григорович
(прізвище, ім'я, по батькові)

Науковий керівник доцент, к.т.н. Чижевський В.В.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

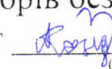
Консультант проект підстанції доцент, к.т.н., Казанський С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Консультант стартап-проект ст. викл., Бахмачук С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Консультант релейний захист ст. викл., Хлистов В.М.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Консультант охорона праці професор, д.т.н., Третьякова Л.Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент 
(підпис)

Київ – 2018 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

 В. В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

«07» листопада 2018 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Кондратенку Артему Григоровичу**

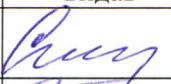
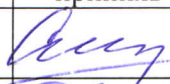





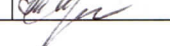
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Переведення ліній електропередавання на підвищену номінальну напругу з урахуванням екологічних аспектів»,
науковий керівник дисертації доцент, к.т.н., Чижевський Володимир Валерійович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
- затверджені наказом по університету від «07» листопада 2018 р. № 4107-с
2. Строк подання студентом дисертації «12» грудня 2018 р.
3. Об'єкт дослідження: санитарно-захисні зони ліній електропередавання
4. Предмет дослідження: зміна санітарно-захисної зони при переведенні лінії електропередавання на підвищений клас напруг
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Спроекувати електричну частину підстанції 110/35/10 кВ. 2. Розробити стартап-проект. 3. Розрахувати релейний захист лінії 20 кВ. 4. Дослідити можливість переведення ліній електропередавання на підвищену номінальну напруги без зміни охоронних зон. 5. Розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях при реконструкції лінії 10 кВ на 20 кВ.
6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ. 2. Розрізи підстанції 110/35/10 кВ. 3. План підстанції 110/35/10 кВ. Розрізи 1-1...3-3. 4. Релейний захист лінії 20 кВ. 5. Напруженість електричного поля ЛЕП 10 кВ при короткому замиканні фази А в різні моменти часу. 6. Напруженість електричного поля ЛЕП 10 кВ в найважчих режимах. 7. Напруженість електричного поля

ЛЕП 35 кВ при різних варіантах розташування проводів. 8. Напруженість електричного поля ЛЕП 35 кВ в нормальних режимах.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Кондратенко А. Г. Дослідження напруженості електричного поля повітряної лінії електропередавання 10 кВ // Актуальні наукові дослідження в сучасному світі, – 2018, № XLV, Переяслав-Хмельницький, Україна. 2. Кондратенко А. Г. Порівняння розподілу напруженостей ліній 35 кВ з різними варіантами розташування проводів // Актуальні наукові дослідження в сучасному світі, – 2018, № XLV, Переяслав-Хмельницький, Україна.

8. Консультанти розділів дисертації

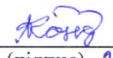
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Проектування підстанції	доцент, к.т.н. Казанський С.В.		
Стартап-проект	ст. викл., Бахмачук С.В.		
Релейний захист	ст. викл., Хлистов В.М.		
Охорона праці	професор, д.т.н., Третьякова Л.Д.		

9. Дата видачі завдання «07» листопада 2018 р.

Календарний план

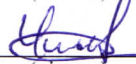
№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Проект електричної частини підстанції 110/35/10 кВ	12.11.2018-15.11.2018	
2	Розроблення стартап-проекту	15.11.2018-19.11.2018	
3	Релейний захист лінії 20 кВ	19.11.2018-22.11.2018	
4	Визначення охоронних зон для ліній різних класів напруги	22.11.2018-26.11.2018	
5	Охорона праці та безпека експлуатації при реконструкції ЛЕП 10 кВ на 20 кВ	26.11.2018-29.11.2018	
6	Оформлення отриманих результатів	29.11.2018-03.12.2018	
7	Оформлення технічних креслень	03.12.2018-10.12.2018	

Студент


(підпис)

А. Г. Кондратенко
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації


(підпис)

В. В. Чижевський
(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація: 128 с., 41 рис. 29 табл., 20 джерел.

В дисертації розглянуто обґрунтування можливості переведення існуючих ПЛ на вищі класи номінальної напруги за умови незмінності їх санітарно-захисних зон.

Актуальність теми. Зростання споживання електричної енергії призводить до необхідності збільшення пропускної здатності існуючих ліній електропередавання, в тому числі за рахунок переведення їх на більш високу напругу. Одночасно з цим, можливість зазначеного переведення обмежена необхідністю збільшення санітарно-захисних зон ЛЕП, що не завжди може бути реалізоване.

Магістерську дисертацію виконано в рамках ініціативних досліджень кафедри електричних мереж та систем КПП ім. Ігоря Сікорського.

Метою магістерської дисертації є визначення можливості переведення існуючих ПЛ на підвищену номінальну напругу за умови збереження меж санітарно-захисних зон.

Завданням дослідження є перевірка доцільності дотримання регламентованих меж санітарних зон існуючих для існуючих ПЛ 10 кВ в нормальних та післяаварійних режимах роботи.

Об'єкт дослідження: повітряні лінії електропередавання номінальною напругою 10 кВ.

Предмет дослідження: просторовий розподіл напруженості електричного поля ПЛ 10 кВ в різних режимах роботи.

Методи дослідження: чисельне та імітаційне моделювання, системний підхід.

Наукова новизна результатів: встановлено можливість переведення існуючих ПЛ 10 кВ на підвищену номінальну напругу за умови збереження санітарно-захисних зон. Обрано оптимальну схему розташування проводів для ПЛ різних класів номінальної напруги. за умови мінімізації напруженості електричного поля.

Практичне значення отриманих результатів полягає у доведенні можливості переведення існуючих ПЛ 10 кВ на номінальну напругу 35 кВ без розширення меж

санітарно-захисних зон. Отримані результати можуть бути застосовані енергопостачальними компаніями під час розгляду варіантів реконструкції існуючих електричних мереж з метою збільшення їх пропускної здатності.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Кондратенко А. Г. Дослідження напруженості електричного поля повітряної лінії електропередавання 10 кВ // Актуальні наукові дослідження в сучасному світі, – 2018, № XLV, Переяслав-Хмельницький, Україна.

2. Кондратенко А. Г. Порівняння розподілу напруженостей ліній 35 кВ з різними варіантами розташування проводів // Актуальні наукові дослідження в сучасному світі, – 2018, № XLV, Переяслав-Хмельницький, Україна.

НАПРУЖЕНІСТЬ, ЕЛЕКТРИЧНЕ ПОЛЕ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ,
САНІТАРНО-ЗАХИСНА ЗОНА, НАПРУГА, ПРОГРАМНИЙ КОМПЛЕКС Elcut

ABSTRACT

Master's dissertation: 128 pp., 41 rice. 29 tables, 20 sources.

In the dissertation the substantiation of the possibility of transferring existing TLs to higher classes of nominal voltage under the condition of their sanitary protection zones is considered.

Actuality of theme. Increased consumption of electric energy leads to the need to increase the throughput of existing transmission lines, including by transferring them to higher voltage. At the same time, the possibility of this transfer is limited by the need to increase the sanitary protection zones of the transmission line, which can not always be realized.

The master's thesis was executed in the framework of initiative research of the department of electric networks and systems of KPI them. Igor Sikorsky

The purpose of the master's thesis is to determine the possibility of transferring existing TLs to higher rated voltages, provided that the boundaries of sanitary protection zones are preserved.

The purpose of the study is to verify the appropriateness of adhering to the regulated boundaries of sanitary zones existing for existing 10 kV submarines in normal and post-accident modes of operation.

Object of research: air lines of electric power transmission at a nominal voltage of 10 kV.

Subject of research: spatial distribution of electric field voltage 10 kV PL in different operating modes.

Methods of research: numerical and simulation modeling, system approach.

Scientific novelty of the results: the possibility of transferring existing 10 kV overhead lines to the increased nominal voltage, provided that the sanitary protection zones are maintained, is established. The optimal scheme of the location of wires for the PL of

different classes of nominal voltage is chosen, provided that the electric field strength is minimized.

The practical value of the results obtained is to prove the possibility of transferring existing 10 kV overhead lines to a nominal voltage of 35 kV without extending the boundaries of sanitary protection zones. The obtained results can be applied by power supply companies when considering variants of reconstruction of existing electric networks in order to increase their throughput.

Publications on research topics:

1. Kondratenko AG Investigation of the electric field electric field power transmission line of 10 kV // Current scientific research in the modern world - 2018, No. XLV, Pereyaslav-Khmelnytsky, Ukraine.

2. Kondratenko AG Comparison of voltage distribution of lines of 35 kV with different variants of wire arrangement // Current scientific researches in the modern world, - 2018, № XLV, Pereyaslav-Khmelnytsky, Ukraine.

STRESS, ELECTRIC FIELD, ELECTRICITY LINE, ELECTRICITY LOCATION,
SANITARY PROTECTION ZONE, STRESS, SOFTWARE COMPLEX Elcut

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	10
ВСТУП.....	11
1 ПЕРЕВЕДЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НА ПІДВИЩЕНУ НОМІНАЛЬНУ НАПРУГУ З УРАХУВАННЯМ ЕКОЛОГІЧНИХ АСПЕКТІВ.....	12
1.1 Моделювання розповсюдження електричного поля в Elcut	12
1.2 Розрахунок електричного поля за методикою.....	33
1.3 Визначення найбільш важкого режиму.....	35
1.4 Порівняння санітарно-захисних зон ЛЕП різних класів напруги.....	52
Висновки до розділу 1.....	58
2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 КВ З ПЕРЕВЕННЯМ ЛІНІЇ 10 КВ НА 35 КВ.....	59
2.1 Опис підстанції.....	59
2.2 Опис головної схеми електричних з'єднань ПС.....	59
2.2.1 Опис схем і конструкцій ЗРП-10 кВ і ВРП-35 кВ.....	60
2.2.2 Опис схеми ВРУ-110 кВ.....	60
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції.....	60
2.3.1 Розрахунок струмі короткого замикання на шинах 110 кВ.....	61
2.3.2 Розрахунок струмі короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ.....	62
2.4 Перевірка основних електричних апаратів та елементів на ПС.....	66
2.4.1 Перевірка вимикачів.....	66
2.4.2 Перевірка роз'єднувачів.....	69
2.4.3 Перевірка збірних шин.....	71
2.5 Виміри на ПС.....	73
2.6 Вибір джерел оперативного струму.....	75
2.6.1 Джерела змінного оперативного струму.....	75
2.6.2 Джерела та споживачі постійного оперативного струму.....	76

2.7	Розрахунок АБ і зарядно-підзарядного пристрою.....	76
2.8	Освітлення на підстанції.....	78
2.9	Схема акумуляторної установки.....	78
2.10	Розрахунок блискавкозахисту.....	79
	Висновки до розділу 2.....	80
3	РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	81
3.1	Опис ідеї проекту.....	82
3.2	Технологічний аудит ідеї проекту.....	83
3.3	Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту.....	87
3.4	Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	97
	Висновки до розділу 3.....	98
4	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ЛІНІЇ 20 КВ.....	99
4.1	Завдання для створення релейного захисту.....	99
4.2	Розрахунок параметрів захисту лінії Л2.....	101
4.2.1	Вибір схеми з'єднання трансформаторів струму та реле.....	101
4.2.2	Розрахунок струму спрацювання МС32.....	102
4.2.3	Розрахунок струму спрацювання відсічки лінії Л2.....	103
4.3	Розрахунок параметрів спрацювання захисту Л1.....	103
4.3.1	Вибір схеми з'єднання трансформаторів струму та реле.....	103
4.3.2	Розрахунок струму спрацювання МС31 лінії Л1.....	104
4.3.3	Розрахунок струму спрацювання відсічки лінії Л1.....	105
4.4	Розрахунок часу спрацювання захистів і побудова карти селективності.....	105
4.5	Розрахунок параметрів спрацювання.....	106
4.6	Розрахунок уставки спрацювання за струмом максимального струмового захисту (м.с.з.) та струмової відсічки (с.в.) ліній Л1 та Л2.....	108
4.7	Розрахунок витримки часу спрацювання струмових захистів Л1 та Л2. Побудова карти селективності.....	110
	Висновки до розділу 4.....	111

5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ПРИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ 10 КВ НА 20 КВ.....	113
5.1	Технічні характеристики і вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування.....	113
5.2	Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях.....	115
5.3	Вибір та розрахунок технічних засобів та заходів безпеки до електроустановок.....	115
5.4	Надзвичайні ситуації під час реконструкції ЛЕП 10 кВ на ЛЕП 20 кВ.....	123
	Висновки до розділу 5.....	123
	ВИСНОВКИ.....	125
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	126
	Додаток А. Результат перевірки на плагіат.....	128

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне включення резерву

АЕС – атомна електрична станція

АСУ – автоматизована система управління

БДП – блок допалюючого пристрою

ВЛ – високовольтні лінії

ГРЕС – державна районна електростанція

ГЦН – головний циркуляційний насос

Д – деаератор

ДП – диспетчерський пункт

ДС – диспетчерська служба

К – компресор

ОЕС – Об'єднана енергетична система

ОЕСР – Організація економічного співробітництва й розвитку

ОДС – Об'єднана диспетчерська служба

САЗ – система аварійного захисту

САР – система автоматичного регулювання

РЗ – релейний захист

СПП – самонесучий ізольований провід

ЛЕП – лінія електропередавання

ПЛ – повітряна лінія

ВСТУП

Через збільшення споживання, та зменшення грошових витрат на електропостачання виникла необхідність переведення ліній електропередавання на підвищений клас напруги. Переведення ліній електропередавання на підвищений клас напруги дає можливість передавати ту саму потужність при меншому перерізі проводу.

Переведення ліній електропередавання на підвищений клас напруги супроводжується збільшенням санітарно-охоронної зони.

Об'єкт дослідження – санітарно-захисні зони ліній електропередавання

Предмет дослідження – зміна санітарно-захисної зони при переведенні лінії електропередавання на підвищений клас напруг.

Переведення ліній електропередавання на вищий клас напруг є складним завданням, що передбачає заміну силового трансформатора, опор та проводу.

Дане дослідження проводиться за допомогою програмного комплексу Elcut. Даний комплекс був розроблений компанією «ТОР».

Тор - незалежна компанія, що займається розробкою, продажем і підтримкою програмного забезпечення. ТОР був створений в жовтні 1989 року групою висококваліфікованих програмістів та інженерів. Вони розробляли бази даних і системи автоматизованого проектування, займалися створенням комп'ютерних мереж, поширювали системи управління базами даних, виконували Internet-проекти.

Перевірка правильності побудови картини поля здійснено за допомогою нормативного документу СОУ-Н ЕЕ20.179:2008. Це документ в якому наведена методика розрахунку електричного та магнітного полів лінії електропередавання.

Робота може бути використана при реконструкції ліній електропередавання.

1 ПЕРЕВЕДЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НА ПІДВИЩЕНУ НОМІНАЛЬНУ НАПРУГУ З УРАХУВАННЯМ ЕКОЛОГІЧНИХ АСПЕКТІВ

1.1 Моделювання розповсюдження електричного поля в Elcut

В даній роботі було створено моделі ліній 10 кВ і 35 кВ.

Для створення нормальних умов експлуатації ліній електропередавання:

- а) відводяться земельні ділянки;
- б) встановлюються охоронні зони;
- в) визначаються мінімально-допустимі відстані;
- г) прокладаються просіки.

Для захисту населення встановлюються санітарно-захисні зони ЛЕП. Для ЛЕП 10 і 20 кВ вони складають 10 м, а для ЛЕП 35 кВ – 15 м.

Розміри санітарно-захисних зон залежать від напруженості електричного поля.

Визначені допустимі рівні напруженості електричного поля:

- а) всередині житлових будинків – 0,5 кВ/м;
- б) на території зони житлової забудови 1 кВ/м;
- в) в населеній місцевості поза зоною житлової забудови 5 кВ/м;
- г) на території автомобільних доріг 10 кВ/м;
- д) в населеній місцевості 15 кВ/м;
- е) в важкодоступній місцевості 20 кВ/м.

Напруженість електричного поля визначається на висоті 1,8 м, а для приміщень від рівня підлоги.

Враховуючи вище сказане були побудовані наступні моделі, які визначають території з рівнем напруженості 0,5 кВ/м та 1 кВ/м.

Було створено 5 задач Elcut. Для розташування проводів трикутником напругою 10 кВ та 35 кВ. Для розташування проводів горизонтально 10 кВ та 35 кВ. Для виконання лінії електропередавання СПом.

В цих задачах проводи задані колами для яких встановлюється напруга, яка є рівною напрузі фаз. Середовище в якому знаходяться проводи задаються відносною діелектричною проникністю. Межі цього середовища, вони ж межі розрахунку, задаються поверхневим зарядом та потенціалом. Земля задається нульовим потенціалом, а повітря нульовим поверхневим зарядом. Також на моделях присутній будинок, який задається відносною діелектричною проникністю.

Модель для лінії 10 кВ для горизонтального розташування проводів зображена на рис. 1.1.

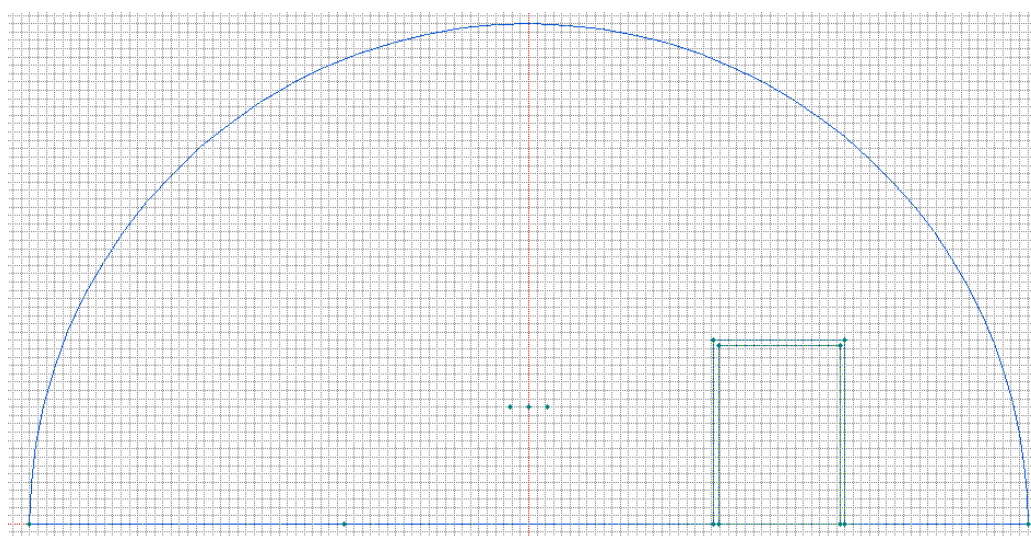


Рисунок 1.1 – Лінія 10 кВ з горизонтальним розташуванням проводів

Сітка будується натисканням у верхньому меню клавіші «побудувати сітку». В цій моделі проводи розташовуються на відстані 2,1 м один від одного. Вони побудовані на висоті 8 м. від поверхні землі. Це розташування розраховане по вказівкам, написаних у правилах улаштування електроустановок. Будинок в цій моделі розташований на відстані 10 метрів від крайнього проводу лінії електропередавання.

Модель для лінії 10 кВ для горизонтального розташування проводів з побудованою сіткою зображена на рис. 1.2.

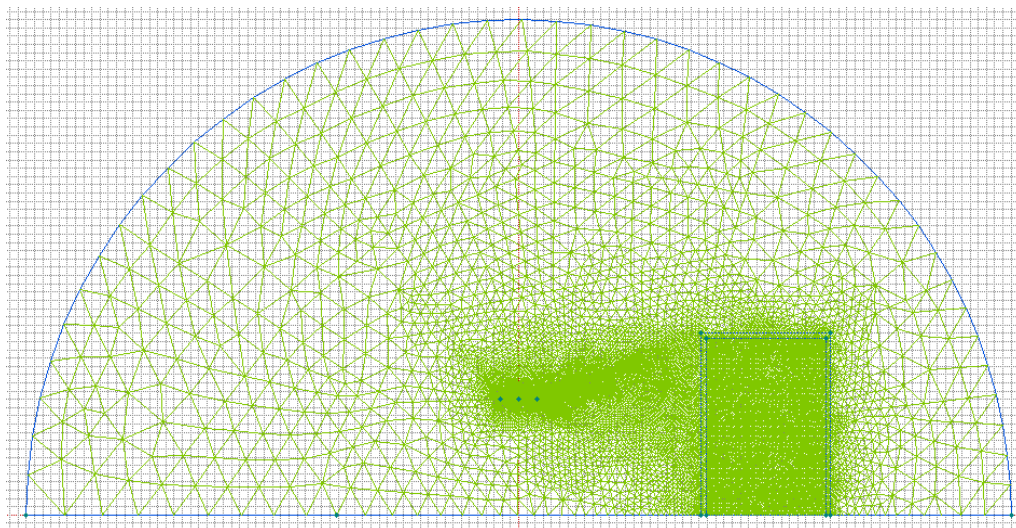


Рисунок 1.2 – Лінія 10 кВ з горизонтальним розташуванням проводів

Як бачимо, моделювання відбувається шляхом кінцевих елементів. Тобто шляхом створення трикутників, по яким відбувається розрахунок напруженості електричного поля.

Модель для лінії 35 кВ для горизонтального розташування проводів зображена на рис. 1.3.

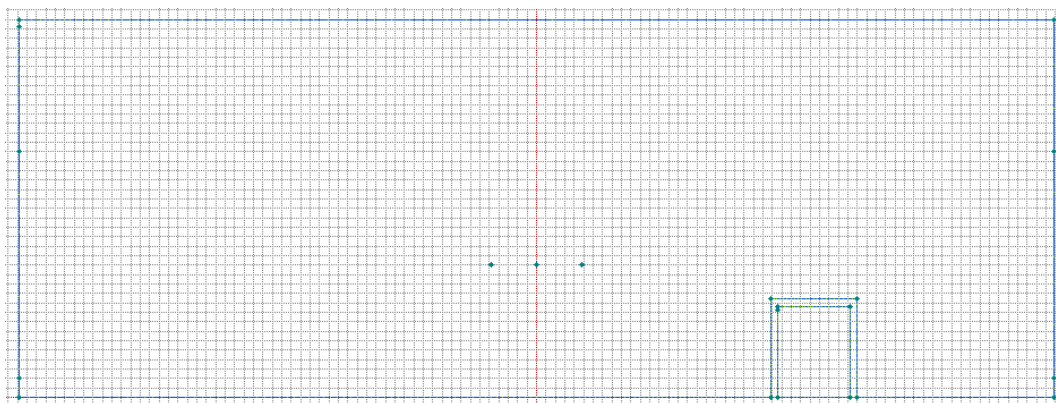


Рисунок 1.3 – Лінія 10 кВ з горизонтальним розташуванням проводів

Модель для лінії 10 кВ для розташування проводів трикутником зображена на рис. 1.4.

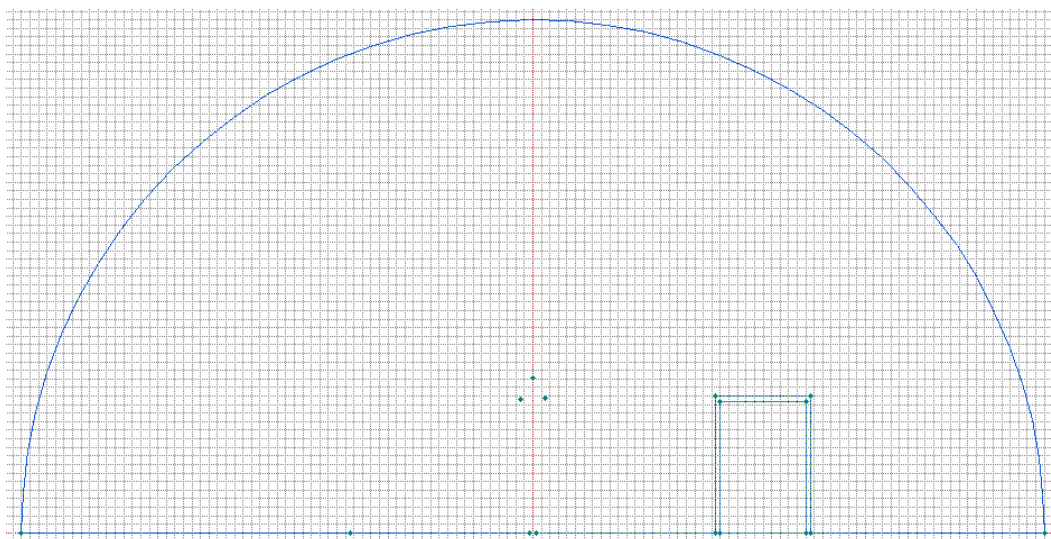


Рисунок 1.4 – Лінія 10 кВ з розташуванням проводів у трикутник

Модель для лінії 35 кВ для розташування проводів трикутником зображена на рис. 1.5

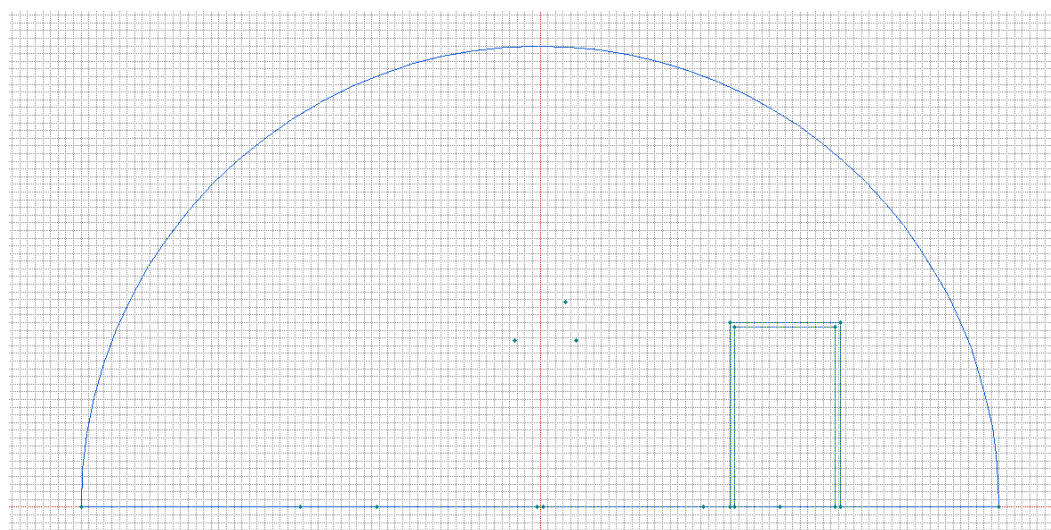


Рисунок 1.5 – Лінія 10 кВ з розташуванням проводів у горизонт

Модель для лінії 10 та 35 кВ яка виконана СІПом зображена на рис. 1.6

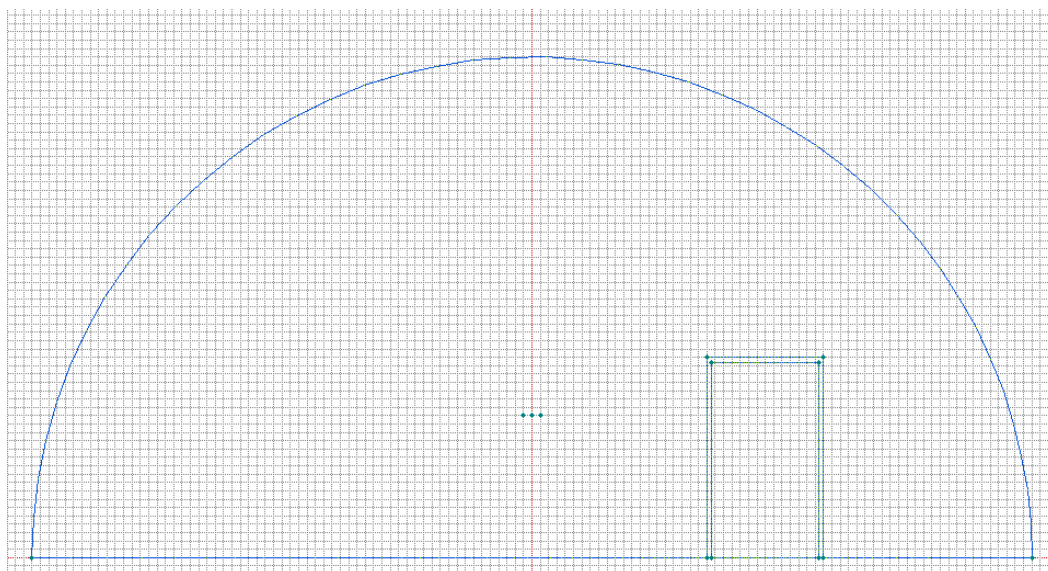


Рис 1.6 – Лінія 35 кВ з розташуванням проводів у горизонт

Для кращого розуміння програми Elcut наведемо наступні теоретичні відомості цього комплексу.

Використовуючи ELCUT, ви працюєте з різними типами документів: завдання, геометричні моделі, бібліотеки властивостей матеріалів і ін. Кожен документ відкривається в своєму окремому вікні всередині головного вікна ELCUT. Одночасно можна відкрити будь-яке число будь-яких вікон. Переходячи з вікна у вікно, ви переключаєтеся з одного документа на інший. Тільки одне вікно в кожен момент часу є активним. Можливо змінювати зміст активного документа, використовуючи позиції меню, розташованого у верхній частині стартового вікна ELCUT. Зміст меню різному для документів різних типів.

Можливо використовувати також панелі інструментів і контекстні меню, які викликаються натисканням правої кнопки миші на цікавить вас об'єкті у вікні.

ELCUT використовує такі типи документів:

Опис завдання відповідає кожній фізичній задачі, розв'язуваної за допомогою ELCUT. Цей документ містить такі загальні характеристики, як тип завдання ("Електростатика", "магнитостатика", "Теплопередача" та ін.), Клас моделі (плоска або осесиметрична) і тому подібні, а також імена інших документів, асоційованих з цим завданням. Дивіться подробиці про опис завдання в розділі «опис завдання».

Геометрична модель містить повний опис геометрії завдання, мітки різних її частин і розрахункову сітку кінцевих елементів. Різні завдання можуть використовувати загальну модель (це, зокрема, корисно при вирішенні пов'язаних завдань). Дивіться подробиці про геометричній моделі в розділі Опис геометрії завдання.

Фізичні властивості, або Дані, розрізняються для різних типів завдань (Властивості для електростатики, властивості для магнітного поля змінних струмів і т.д.). Ці документи містять значення властивостей матеріалів, джерел поля і граничних умов для різних помічених геометричних об'єктів моделі. Документ властивостей може бути використаний як бібліотека матеріалів для різних завдань. Дивіться подробиці про фізичні властивості в розділі Введення установок завдання.

Електричне коло містить схему приєднаної електричного кола і параметри входять в ланцюг елементів. Спільне рішення задачі розрахунку магнітного поля з рівняннями приєднаної електричного кола можливо в задачах наступних типів:

- а) магнітне поле змінних струмів;
- б) нестационарне магнітне поле.

Щоб вирішити задачу, потрібно асоціювати з нею імена як мінімум двох документів: моделі та фізичних властивостей. Для більшої зручності завдання може посилатися на два документа властивостей одночасно: один з них, званий довідник властивостей, містить властивості часто використовуваних матеріалів (бібліотека матеріалів), а інший документ містить дані, специфічні для даного завдання або групи завдань.

У процесі виконання завдання ELCUT створює ще один файл - файл результатів. Цей файл завжди має розширення .res, ім'я, що збігається з ім'ям файлу опису завдання, і поміщається в ту ж папку, в якій знаходиться файл опису завдання.

Між сеансами роботи ELCUT документи зберігаються в файлах по одному файлу для кожного документа. В ході сеансу ви можете створювати нові документи, відкривати і зберігати існуючі. Дивіться подробиці про те, як отримати рішення і аналізувати результати в розділах Рішення задач і Аналіз результатів рішення.

ELCUT є багатодокументним додатком і дозволяє одночасно працювати з декількома документами (опису завдань, геометричні моделі, фізичні властивості і ін.). Робота з окремими типами документів буде обговорюватися в спеціальних розділах, а тут ми опишемо загальні прийоми створення нових або відкриття існуючих документів, перемикання між ними і інші подібні моменти.

У ELCUT в основному зустрічаються три типи вікон:

а) вікно завдання, містить основну інформацію про завдання, особливості її постановки і відносяться до задачі документах;

б) вікна документів представляють графічну або табличну інформацію про геометрії розрахункової області, картині поля, приєднаної електричного кола і тому подібних;

в) вікна інструментів повідомляють допоміжну інформацію і дозволяють управляти різноманітними можливостями ELCUT.

Вікна різних типів по-різному розміщені на екрані.

Основні типи задач, які використовуються в Elcut.

Магнітостатика.

При проектуванні лінії електропередавання, соленоїдів, магнітів, реакторів, електричних машин проводиться розрахунок магнітного поля. Величини, що представляють інтерес при проектуванні магнітних полів: магнітна індукція, магнітні сили та моменти, індуктивність, напруженість магнітного поля, потокощеплення з обмотками різних видів. Магнітне поле – це одна із найважливіших складових проектування

Пакет ELCUT може застосовуватися для вирішення лінійних і нелінійних задач магнітостатики в плоскій і осесиметричній постановці. Використовується формулювання завдання щодо векторного магнітного потенціалу. При постановці завдання ви можете використовувати такі можливості:

Властивості середовищ: повітря, ізотропні і ортотропні матеріали з постійною магнітною проникністю, ізотропні ферромагнетики, провідники зі струмом,

лінійні і нелінійні постійні магніти. З допомогою вікна роботи з кривими можна редагувати намагнічування феромагнітних матеріалів. Це можна подивитись в розділі Робота з кривими.

Джерела поля: розподілені і зосереджені струми або щільність струму, однорідне зовнішнє поле і постійні магніти.

Граничні умови: задане значення потенціалу (умова Діріхле), задані значення дотичній складової індукції (умова Неймана), умова сталості потенціалу (нульового потоку) на поверхнях надпровідників.

Результати розрахунку: магнітний потенціал, магнітна індукція, напруженість магнітного поля, сили, моменти, енергія магнітного поля, потোকосцеплення, власні і взаємні індуктивності.

Спеціальні можливості: Інтегральний калькулятор може обчислювати різні інтегральні значення на певних вами лініях і поверхнях. Магнітні сили можуть бути передані в задачу розрахунку механічної напруги в елементах конструкції (поєднана магніто-механічна задача). Майстер індуктивності допомагає обчислювати власну і взаємну індуктивність провідників і котушок. Магнітне стан речовини, розраховане з урахуванням кривих намагнічування матеріалів, може бути запомнено для використання при вирішенні наступних завдань. Це дозволяє, зокрема, обчислювати власні і взаємні диференціальні індуктивності багатообмотувальних систем.

Нестаціонарне магнітне поле

Даний вид аналізу дозволяє розраховувати поле, порушену струмами довільної форми і аналізувати перехідні процеси. Ці завдання виникають при розрахунку різних машин постійного і змінного струму, трансформаторів і тому подібні. У завданнях розрахунку нестаціонарного магнітного поля становить інтерес зміна в часі магнітної індукції, напруженості магнітного поля, індукованих і сторонніх струмів, механічних сил і моментів, індуктивностей і потোকосцеплення.

Нестационарне магнітне поле може моделюватися спільно з приєднаною електричною ланцюгом. Ланцюг містить довільну кількість пасивних елементів (резисторів, конденсаторів, котушок) з'єднаних між собою, з джерелами струму і напруги, а також з масивними провідниками, що знаходяться в магнітному полі.

Властивості середовищ: повітря, ізотропні і ортотропні матеріали з постійною магнітною проникністю, ізотропні ферромагнетики, провідники із змінним в часі струмом, лінійні і нелінійні постійні магніти. Криві намагнічування ферромагнітних матеріалів вводяться і редагуються за допомогою вікна роботи з кривими. Дивись про це розділ "Робота з кривими" в розділі Введення установок завдання.

Електропровідність матеріалів може залежати від температури. Залежність електропровідності від температури задається таблично за допомогою вікна роботи з кривими. Температуру можна вказати окремо для кожного блоку константою або формулою від часу і координат.

Джерела поля: розподілені і зосереджені струми або щільність струму, однорідне зовнішнє поле і постійні магніти.

У ELCUT є можливість описувати тимчасові залежності за допомогою формул, використовуючи набір вбудованих функцій.

Граничні умови: задане значення потенціалу (умова Діріхле), задані значення дотичній складової індукції (умова Неймана), умова сталості потенціалу (нульового потоку) на поверхнях надпровідників.

Результати розрахунку: магнітний потенціал, магнітна індукція, напруженість магнітного поля, сили, моменти, енергія магнітного поля, потекосцеплення, власні і взаємні індуктивності, а також струми і напруги в гілках приєднаної електричного кола.

Спеціальні можливості: Редактор формул, що дозволяє описувати практично будь-який вид джерела в функції часу і координат (струм і щільність струму, граничні умови Діріхле і Неймана). Інтегральний калькулятор може обчислювати різні інтегральні значення на певних вами лініях і поверхнях. Магнітні сили можуть бути передані в задачу розрахунку механічної напруги в елементах конструкції (поєднана магніто-механічна задача). Омічні втрати можуть бути використані в якості

джерел при розрахунку нестационарного теплового поля (сполучена термо-електрична завдання). Можна також використовувати зв'язок двох магнітних завдань для передачі початкових умов в нестационарну задачу.

Магнітне поле змінних струмів магнітне поле змінних струмів магнітне поле змінних струмів магнітне поле змінних струмів магнітне поле змінних струмів магнітне поле змінних струмів магнітне поле змінних струмів магнітне поле змінних струмів магнітне поле змінних струмів

Даний вид аналізу використовується для розрахунку магнітних полів, порушених струмами, синусоїдально змінюються в часі і, навпаки, для розрахунку струмів, індукованих змінним магнітним полем в провідному середовищі (вихрових струмів). Ці завдання виникають при розрахунку різних індукторів (в тому числі систем індукційного нагріву), соленоїдів, електричних машин, та інших пристроїв. Зазвичай при розрахунках магнітного поля змінних струмів представляють інтерес такі величини, як повний електричний струм (з його сторонньої і вихрової компонентами), електрична напруга, потужність тепловиділення (омические втрати), індукція магнітного поля, напруженість магнітного поля, магнітні сили і їх моменти, комплексне опір (імпеданс) індуктивність.

Магнітне поле змінних струмів може моделюватися спільно з приєднаною електричною ланцюгом. Ланцюг містить довільну кількість пасивних елементів (резисторів, конденсаторів, котушок) з'єднаних між собою, з джерелами струму і напруги, а також з масивними провідниками, що знаходяться в магнітному полі.

Особливий вид завдання магнітного поля змінних струмів - нелінійний аналіз. Він дозволяє оцінити з певним ступенем точності поведінку систем з феромагнітними сердечниками, для яких в іншому випадку було б потрібно набагато більш тривалий розрахунок нестационарного магнітного поля.

При постановці завдання ви можете використовувати такі можливості:

Властивості середовищ: повітря, ортотропні матеріали з постійною магнітною проникністю або ізотропні магнітомягкі матеріали, задані кривої намагнічування, струмонесучі провідники з відомим напругою або струмом.

Електропровідність матеріалів може залежати від температури. Залежність електропровідності від температури задається таблично за допомогою вікна роботи з кривими. Температуру можна вказати окремо для кожного блоку константою або формулою від координат. Крім того, значення температури в кожній точці можуть бути імпортовані з поєднаною завдання розрахунку температурного поля.

Нелінійна формулювання завдання магнітного поля змінних струмів дозволяє з певною точністю врахувати вплив насичення феромагнітних сердечників. Ви задаєте стандартну криву намагнічування для кожного феромагнітного матеріалу в редакторі кривих. На змінному струмі ELCUT використовує еквівалентну магнітну проникність для кожного значення магнітної індукції. Вона обчислюється з таким розрахунком, щоб зберегти середню щільність енергії магнітного поля за період. ELCUT автоматично перераховує вихідну криву кожного матеріалу для заданої частоти завдання.

У зв'язку з використаними спрощеннями, нелінійна задача розрахунку магнітного поля змінних струмів не завжди дає точні локальні значення магнітного поля і вихрових струмів в кожній точці моделі. Однак, в практичних завданнях вона дозволяє отримати хороші оцінки для таких інтегральних величин як енергія, механічна сила, що обертає момент, потіокосцепление.

Джерела поля: прикладена напруга, повний струм провідника, щільність струму або однорідне зовнішнє поле.

Граничні умови: задане значення потенціалу (умова Діріхле), задані значення дотичній складової індукції (умова Неймана), умова сталості потенціалу (нульового потоку) на поверхнях надпровідників.

Результати розрахунку: векторний магнітний потенціал, щільність струму, напруга, магнітна індукція, напруженість магнітного поля, сили, моменти, омические втрати, вектор Пойнтінга, енергія магнітного поля, імпеданс, власні і взаємні індуктивності, а також струми і напруги в гілках приєднаної електричного кола .

Спеціальні можливості: Інтегральний калькулятор може обчислювати різні інтегральні значення на проведених вами лініях і поверхнях. Магнітні сили можуть

бути передані в задачу розрахунку механічної напруги в елементах конструкції (поєднана магніто-механічна задача); а омические втрати можуть бути використані в якості джерел тепла при аналізі теплового поля (сполучена термо-електрична завдання). Два майстри допомагають обчислити власну і взаємну індуктивність котушок і імпеданс провідників (повне комплексне опір змінному струмі).

Електростатика

Розрахунки електростатичного поля використовуються при проектуванні і дослідженні високовольтного обладнання (розрядників, вимикачів, елементів ліній електропередачі), ізоляційних конструкцій, кабелів, конденсаторів, а також при аналізі поширення електромагнітних-хвиль в хвилеводах. Зазвичай представляють інтерес наступні фізичні величини: електричний потенціал, напруженість поля, електростатичне зсув (індукція), заряд, ємність і електростатична сила.

ELCUT може застосовуватися для аналізу лінійних електростатичних полів в плоскій, осесиметричній і тривимірній постановках. Завдання формулюється у вигляді рівняння Пуассона щодо електричного потенціалу. При постановці завдання ви можете використовувати такі можливості:

Властивості середовищ: повітря, ізотропні і ортотропні матеріали з постійною діелектричною проникністю.

Джерела поля: електроди з заданим потенціалом, розподілені і точкові заряди.

Граничні умови: задане значення потенціалу (умова Діріхле), задані значення нормальної складової поля (умова Неймана), умова сталості потенціалу на поверхнях ізольованих провідників.

Результати розрахунку: потенціал, напруженість поля, електричне зміщення (індукція), заряд, власні і взаємні часткові ємності, сили, моменти, енергія: електричного поля.

Спеціальні можливості: Інтегральний калькулятор може обчислювати різні інтегральні значення на певних вами лініях і поверхнях. У завдання можуть бути включені ізольовані провідники із заздалегідь невідомим потенціалом (електроста-

тичні екрани). Електричні сили можуть бути передані в задачу розрахунку механічної напруги в елементах конструкції (поєднана електро-механічна задача). Майстер ємності допоможе вам обчислити власну і взаємну ємність провідників.

Електричне поле постійних струмів

Завдання розрахунку електричного поля постійних струмів використовується при аналізі різних масивних провідних систем і при розрахунку опору заземлення (витоку). Величини, що представляють інтерес при аналізі, включають напруга, щільність струму, потужність тепловиділення (джоулеві втрати).

Завдання може бути вирішена в лінійної плоскою або осесиметричної постановці. Формулювання завдання заснована на рівнянні Пуассона для електричного потенціалу. При постановці завдання ви можете використовувати такі можливості:

Властивості середовищ: повітря, ізотропні і ортотропні матеріали з постійною електропровідністю.

Електропровідність матеріалів може залежати від температури. Залежність електропровідності від температури задається таблично за допомогою вікна роботи з кривою. Температуру можна вказати окремо для кожного блоку константою або формулою від координат.

Джерела поля: електроди з заданим потенціалом, сторонні струмопідведення.

Граничні умови: задане значення потенціалу (умова Діріхле), задані значення нормальної складової щільності струму (умова Неймана), умова сталості потенціалу на поверхнях добре проводять включень.

Результати розрахунку: потенціал, напруженість поля, щільність струму, струм через задану поверхню, потужність тепловиділення (джоулеві втрат).

Спеціальні можливості: Інтегральний калькулятор може обчислювати різні інтегральні значення на певних вами лініях і поверхнях. Потужність тепловиділення може бути передана в якості джерела тепла в задачу розрахунку температурного поля (поєднана електро-теплова задача).

Електричне поле змінних струмів

Завдання розрахунку електричного поля змінних струмів використовується при аналізі електричних полів, викликаних змінними струмами і напругами в неідеальних діелектриках. Цей вид аналізу найчастіше застосовується при розрахунку складних систем ізоляції і конденсаторів. Зазвичай інтерес представляють омическіе втрати в діелектриках, напруга, компоненти електричного поля, сили, обертаючі моменти.

При постановці завдання ви можете використовувати такі можливості:

Властивості середовищ: повітря, ортотропні матеріали з постійною електропровідністю і діелектричної проникністю.

Граничні умови: задане значення потенціалу, що є славнозвісною умовою Діріхле), умова при якій на поверхні провідників утворюється постійний потенціал. Результати розрахунку: потенціал, компоненти електричного поля, щільність струму провідності і зміщення, потужність омических втрат в діелектрику і реактивна потужність, сили і обертаючі моменти.

Спеціальні можливості: Інтегральний калькулятор може обчислювати різні інтегральні значення на певних вами лініях і поверхнях. Електричні сили можуть бути передані в задачу розрахунку механічної напруги (поєднана електро-механічна задача), а електричні втрати можуть використовуватися в якості джерела тепла в задачах теплопередачі (поєднана електро-теплова задача).

Нестационарне електричне поле

Завдання розрахунку нестационарного електричного поля є узагальненням задачі електростатики в наступному сенсі:

- а) потенціал, який за сумісництвом є джерелом поля може змінюватись;
- б) діелектрик може мати невелику провідність, що дозволяє розраховувати струми витоку;
- в) властивості діелектрика - діелектрична проникність і електро-провідність можуть залежати від напруженості електричного поля.

На відміну від електростатики, заздалегідь відома щільність розподілу електричного заряду не може використовуватися як джерело поля.

Цей вид аналізу найчастіше застосовується при розрахунку ізоляційних систем під впливом імпульсного навантаження, для аналізу нелінійних і напівпровідникових вирівнюють елементів в системах ізоляції і конденсаторах. Зазвичай інтерес представляють струми витоку і зміщення, омические втрати в діелектриках, розподіл потенціалу та електричного поля, сили, обертаючі моменти.

При постановці завдання ви можете використовувати такі можливості:

Властивості середовищ: повітря, ортотропні матеріали з постійною або залежною від поля електропровідністю і діелектричною проникністю.

Граничні умови: задане значення потенціалу (умова Діріхле), задані значення поверхневої густини струму (умова Неймана), умова постійного заздалегідь невідомого потенціалу на поверхнях провідників. Результати розрахунку: потенціал, компоненти електричного поля, щільність струму провідності і зміщення, потужність омических втрат в діелектрику і реактивна потужність, сили і обертаючі моменти.

Спеціальні можливості: Інтегральний калькулятор може обчислювати різні інтегральні значення на певних вами лініях і поверхнях. Майстер ємностей призначений для зручного обчислення ємностей окремих провідників різними способами.

Теплопередача

Температурний аналіз грає помітну роль при проектуванні багатьох механічних і електромагнітних систем. Як правило, інтерес представляють розподіл температури, температурного градієнта, теплового потоку і втрат тепла. Використовуючи модуль нестационарної теплопередачі, можна розрахувати тепловий перехідний процес з постійними в часі граничними умовами.

На рівнянні теплопровідності ґрунтується формулювання. Це рівняння теплопровідності з граничними умовами теплообміну. При постановці завдання ви можете використовувати такі можливості:

Властивості середовищ: ортотропні матеріали з постійною теплопровідністю, ізотропні матеріали з теплопровідністю, що залежить від температури, матеріали з теплоємністю, що залежить від температури.

Джерела поля: постійні і залежать від температури об'ємні джерела теплової потужності, конвективні та радіаційні джерела, потужність Джоулевої втрати, імпортована з електричних і магнітних завдань.

Граничні умови: задана температура, заданий тепловий потік на кордоні, умови радіаційного та конвективного теплообміну, а також поверхні з постійною, заздалегідь невідомою температурою.

Результати розрахунку: температура, градієнт температури, щільність теплового потоку і інтегральні значення теплового потоку через задані поверхні. Для нестационарної задачі: графіки і таблиці зміни фізичної величини в залежності від часу.

Програмний комплекс Elcut володіє спеціальними можливостями. Одним з них є інтегральний калькулятор. Він створений для обчислення певних значень по певних лініях. В розрахункову задачу механічного напруження може бути надіслано розподіл температури.

Можна передати розподіл температури в задачу нестационарної теплопередачі, де воно буде використано в якості початкового розподілу температури.

Завдання теорії пружності

Розрахунок пружно-напруженого стану застосовується при проектуванні більшості електричних або механічних конструкцій. В задачах теорії пружності інтерес представляють переміщення, деформації та різні компоненти тензора напружень.

Пакет ELCUT може вирішувати лінійну задачу пружності суцільного середовища для плосконапруженого, плоскодеформованого або осесимметричного напруженого стану. Рівняння записані в термінах напружень. При постановці завдання ви можете використовувати такі можливості:

Властивості середовищ: ортотропні і ізотропні матеріали.

Джерела поля: зосереджені сили, розподілені поверхневі і об'ємні сили, зовнішній тиск, термічні деформації і сили, імпортовані з задач електростатики, електричного поля змінних струмів і магнітостатики.

Граничні умови: жорстке закріплення з наперед заданим зміщенням, пружне закріплення (пружинний підвіс).

Результати розрахунку: переміщення, деформації, координатні і головні компоненти тензора напружень, критерії Мізеса, Тріска, Мора-Кулона, Друкера-Прагера, Хілла.

Створення задачі

Щоб створити новий пустий опис завдання, виберіть позицію Створити з меню Файл і потім вкажіть Завдання ELCUT в списку пропонованих типів документів. Потім введіть ім'я завдання і вкажіть шлях до папки в якій будуть зберігатися файли завдання. Потім виберіть параметри нового завдання: тип аналізу, клас симетрії, точність рішення, одиниці вимірювання довжини і ін.

Можна також створити нову задачу як копію одним із завдань, відкритих в дану хвилину в ELCUT. В цьому випадку знову створювана завдання успадкує все властивості завдання-зразка, а файли моделі і властивостей будуть скопійовані, якщо це виявиться необхідним.

Щоб відкрити існуючий документ, виберіть позицію Відкрити з меню Файл або перетягніть файл у вікно ELCUT з Провідника Windows.

Відкрита завдання відображається у вікні опису завдання, яке розташоване зліва від головного вікна ELCUT. У вікні опису завдання ви можете задавати параметри завдання, такі як властивості матеріалів, джерела поля і граничні умови. Дерево завдання показує також імена файлів, на які посилається опис завдання. Гілки дерева "Фізичні властивості" і "Бібліотека властивостей" містять списки міток, приєднаних блокам, вершин і ребер моделі при двовимірному моделюванні, або списки міток тел, граней, ребер і вершин моделі при тривимірному моделюванні.

а) щоб змінити властивості завдання або імена файлів, виберіть Властивості завдання в меню Завдання або в контекстному меню (права кнопка миші).

б) щоб перейти до роботи з документом, на який посилається опис завдання (геометрична модель або інше завдання - джерело даних), двічі клацніть на імені файлу в дереві, або виберіть Відкрити в контекстному меню, або виберіть відповідний пункт в меню Завдання.

в) щоб вирішити задачу, виберіть Вирішити завдання в меню Завдання або в контекстному меню.

г) щоб побачити результат рішення, виберіть Аналіз результатів в меню Завдання або в контекстному меню.

Тип завдання: Виберіть зі списку тип вашого завдання.

Клас моделі: Виберіть клас симетрії моделі: плоско-паралельна, осесиметрична, 3D витягування або 3D Імпорт. Перші два класи моделі означають рішення двовимірної задачі, такі два класи означають перехід до тривимірного моделювання, подробиці якого викладені в розділі 9.

Точність розрахунку: Виберіть відповідну ступінь точності. Відзначимо, що велика точність зажадає більше часу для вирішення.

Формулювання: Виберіть відповідну формулювання для задачі теорії пружності в декартових координатах.

Частота: Вкажіть значення частоти для завдання магнітного поля змінних струмів. Зверніть увагу, що тут задається частота f , а не циклічна (кругова) частота.

Файли: Введіть імена ваших файлів геометричній моделі, фізичних властивостей і електричного кола (там, де вона може бути застосована). Ви можете використовувати довгі імена. Якщо не вказано повний шлях, папка відраховується щодо файлу опису завдання. Кнопка Огляд дозволяє вибрати файл з будь-якої папки у вашому комп'ютері або в мережевому оточенні.

Відкрити: Негайно відкриває виділений файл в новому вікні ELCUT.

Створення геометрії Elcut

Основними типами геометричних об'єктів моделі є вершина, ребро і блок.

Кожна вершина є точкою на площині. Координати такої точки можуть бути введені користувачем вручну або обчислені як координати перетину пари ребер. З кожною вершиною можна пов'язати крок дискретизації і мітку. Величина кроку

дискретизації задає приблизну відстань між сусідніми вузлами сітки кінцевих елементів поблизу від даної вершини. Мітка вершини використовується для завдання, наприклад, лінійного джерела поля або навантаження.

Кожне ребро являє собою відрізок прямої або дугу окружності, що з'єднують дві вершини. Ребра моделі не перетинають один одного. Створюване нове ребро розбивається на частини кожної лежить на ньому вершиною моделі і кожною точкою перетину з вже існуючим ребром моделі. У точках перетину автоматично створюються нові вершини, які в свою чергу ділять на частини вже існуючі ребра. З кожним ребром може бути пов'язана мітка для, наприклад, опису крайового умови.

Кожен блок являє собою зв'язну подобласть площині моделі, зовнішня межа якої утворена послідовністю ребер. Всередині блоків можуть перебувати діри. Кожна з меж, що відокремлюють блок від внутрішніх дірок, утворюється або послідовністю ребер, або однієї ізольованій вершиною.

У кожному блоці, що входить в розрахункову область, повинна бути побудована сітка кінцевих елементів. Крім цього, оскільки в непомічених блоках розрахунок поля не проводиться навіть при наявності сітки кінцевих елементів, з блоком, що входить в розрахункову область, повинна бути обов'язково пов'язана мітка. Сітку кінцевих елементів можна побудувати в будь-якому наборі блоків моделі. Її щільність залежить від значень пов'язаних з вершинами моделі кроків дискретизації, які можна або розрахувати автоматично, або задати для окремих вершин вручну. Пов'язана з блоком мітка, використовується для, наприклад, опису фізичних властивостей середовища або завдання розподілених джерел поля.

Кожна мітка являє собою текстовий рядок довжиною до 16 символів. Мітки дозволяють асоціювати геометричні об'єкти моделі (блоки, ребра і вершини) з чисельними значеннями фізичних властивостей реальних об'єктів: властивостей матеріалів, навантажень і граничних умов. Мітка не може починатися з пробілу, а прогалини в кінці мітки ігноруються. Великі і малі літери вважаються різними.

Крок дискретизації задає приблизну відстань між сусідніми вузлами сітки кінцевих елементів поблизу вершини геометричної моделі. Ставлячи кроки дискретизації, можна управляти густотою сітки кінцевих елементів і, тим самим, точністю рішення в тих чи інших частинах розрахункової області.

Створення моделі, як правило, відбувається в три етапи:

- а) введення геометричних об'єктів і маніпулювання ними;
- б) завдання властивостей середовищ, джерел поля і граничних умов;
- в) побудова сітки кінцевих елементів у всіх блоках, що входять в розрахункову область.

Створення геометричних об'єктів

При описі геометрії моделі спочатку створюються вершини і ребра, що обмежують блоки з різними фізичними властивостями. Для коригування положення і форми об'єктів використовуються операції переміщення і копіювання. Для виконання операції над декількома об'єктами одночасно, ці об'єкти перед операцією потрібно виділити.

Властивості середовищ, джерела і граничні умови задаються шляхом прив'язування міток, що мають відповідні властивості, до геометричних об'єктів.

Сітка кінцевих елементів формується автоматично. При цьому будуються трикутники від менших до більших. Для її побудови не треба вводити будь-яку інформацію. Вся необхідна інформація створюється автоматично конвертацією геометричних даних в цифрові.

Можна регулювати створення геометричної сітки вручну. Для цього необхідно задати розміри кінцевих елементів та їх кількість. Також просто необхідно вказати по одній або кількох вершинах. Кількість кроків дискретизації буде вибрана таким чином, щоб отримати гладку сітку.

Створення нового ребра

Щоб створити нове ребро:

- а) виберіть команду Режим вставки в меню Правка або команду Вставка вершин / ребер в контекстному меню (права кнопка миші), або натисніть кнопку на

панелі інструментів Вставляти вершини і ребра або клавішу INS, щоб перейти в режим вставки.

б) вкажіть розчин нового ребра у вікні Розчин дуги інструментальної панелі. Виберіть одне зі значень, що знаходяться в випадаючому списку або введіть нове значення. Для створення прямолінійного ребра виберіть нульовий кут.

в) у початковій точці створюваного ребра: або натисніть ліву кнопку миші і, не відпускаючи її можна шляхом перетягування до кінцевої точки, або натисніть клавішу SHIFT і, не відпускаючи її, пересуньте покажчик до кінцевої точки за допомогою клавіш зі стрілками. Якщо один або обидва кінці нового ребра не збігаються з уже існуючими вершинами, яких бракує вершини будуть автоматично додані до моделі перед створенням ребра. Якщо не вимикати включений за замовчуванням режим прив'язки до ґрат, нові вершини будуть створюватися тільки у вузлах координатної решітки. При переміщенні покажчика за допомогою клавіатури використання клавіші CTRL дозволяє позиціонувати його точніше.

Створення нової вершини

Щоб створити нову вершину:

а) виберіть команду Режим вставки з меню Правка або команду Вставка вершин / ребер з контекстного меню, або натисніть клавішу INS або кнопку Вставляти вершини і ребра на панелі інструментів, щоб перейти в режим вставки.

б) переконайтеся, що поточні параметри сітки прив'язки підходять для введення координат створюваних вершин.

в) використовуючи мишу або клавіші зі стрілками, пересуньте покажчик в точку, де потрібно створити нову вершину, і натисніть ліву кнопку миші або клавішу ENTER.

або:

а) виберіть Додати вершини з меню Правка;

б) введіть координати нової вершини і натисніть кнопку Додати. Повторюйте до тих пір, поки не введете координати всіх додаються вершин;

в) натисніть кнопку Закрити.

Дистанція тяжіння

Щоб уникнути нерозпізнаних помилок при описі геометрії, нові вершини або ребра не можуть бути створені занадто близько від існуючих вершин і ребер. Створення нових геометричних об'єктів контролюється величиною, яку ми позначасмо ε і називаємо дистанцією тяжіння.

При створенні нових вершин і ребер діють наступні правила:

а) створення нової вершини можливо на відстані не менше 2ε від існуючої вершини;

б) нове ребро не може бути додано в геометричну модель, якщо воно об'єднує ті ж вершини, що і існуюче ребро, і відстань між цими ребрами не перевищує ε ;

в) якщо відстань між новою вершиною та існуючим ребром не перевищує ε , вершина проектується на ребро, автоматично розбиваючи його на дві частини. Аналогічно, при додаванні нового ребра, що проходить на відстані не більше ε від існуючої вершини, до моделі додаються два ребра, що з'єднуються в цій вершині.

Дистанція тяжіння пропорційна розміру видимої частини моделі, тому, щоб при створенні особливо дрібних об'єктів уникнути притягнення різних вершин і ребер один до одного, потрібно попередньо збільшити масштаб зображення.

1.2 Розрахунок електричного поля за методикою

Комплексну діючу напруженість електричного поля ПЛ визначають у точці на площині перетину обчислюють як суму комплексних діючих напруженостей електричного поля, утворених кожним із заряджених проводів та їх дзеркальними відображеннями у цій точці.

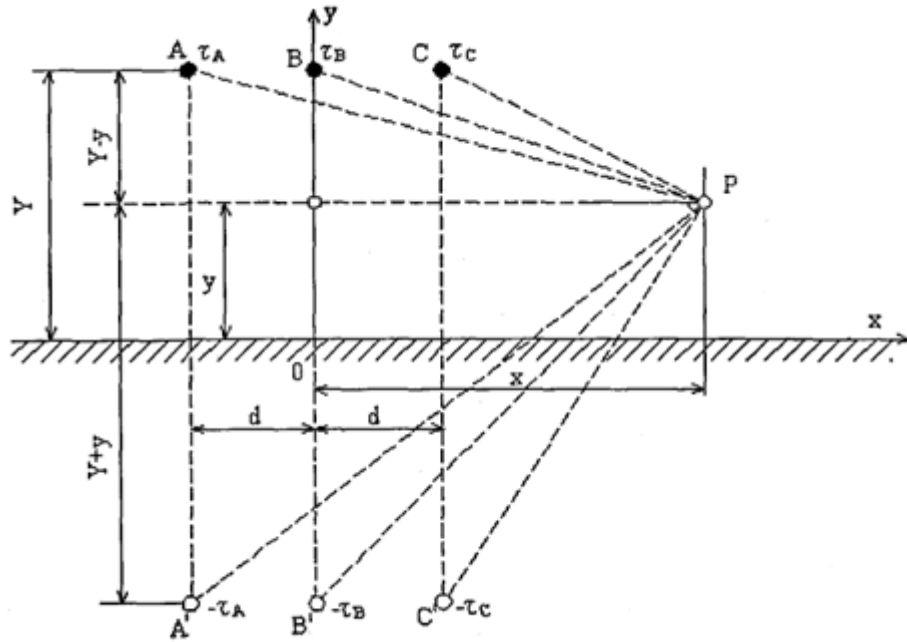


Рисунок 1.7 – Схема розташування проводів ПЛ

Комплексні діючі напруженості фазних проводів обчислюють за формулою:

$$E_k^{np.}(x, y) = \frac{C \cdot \dot{U}_k}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \sqrt{(x - X_k^{np.})^2 + (y - Y_k^{np.})^2}} \cdot e^{j \cdot \varphi_k}$$

де C – електрична ємність k -го проводу, Ф;

U_k – комплексна діюча фазна напруга k -го проводу, В;

$X_k^{np.}$, $Y_k^{np.}$ – координати сліду геометричної осі k -го проводу на площині перетину відповідно до рис. 1.7.

Значення кута φ_k визначається за формулою:

$$\varphi_k = \arg \left[(x - X_k^{np.}) + j(y - Y_k^{np.}) \right] - \text{кут, радіан}$$

Комплексні діючі напруженості дзеркальних відображень фазних проводів обчислюють за формулою:

$$E_k^{\partial 3.}(x, y) = \frac{-C \cdot \dot{U}_k}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \cdot \sqrt{(x - X_k^{\partial 3.})^2 + (y - Y_k^{\partial 3.})^2}} \cdot e^{j \cdot \varphi_k}$$

де $X_k^{\partial 3.}, Y_k^{\partial 3.}$ – координати сліду геометричної осі k-го проводу на площині перетину відповідно до рис. 1.7.

$$\varphi_k = \arg \left[(x - X_k^{\partial 3.}) + j(y - Y_k^{\partial 3.}) \right] - \text{кут, радіан}$$

Ємність проводу ПЛ обчислюють за формулою:

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln\left(\frac{d \cdot \sqrt[3]{2}}{r}\right)}$$

де $d_c = \sqrt[3]{d_{AB} \cdot d_{BC} \cdot d_{CA}}$ - середньгеометрична відстань між проводами ПЛ, м;
 d_{AB}, d_{BC}, d_{CA} - відстані між проводами фаз А, В і С, м.

1.3 Визначення найбільш важкого режиму

Для визначення найбільш важкого режиму візьмемо ЛЕП 10 кВ і розглянемо такі режими:

а) симетричний режим, при його розгляді приймаємо всі фазні пруги рівними номінальній;

б) несиметричний режим. До моделювання приймається така напруга, при якій коефіцієнт несиметрії по нульовій послідовності дорівнював би 4 %. Напруги визначаються методом моделювання у програмному середовищі Matlab за моделлю, яка зображена на рис. 1.8;

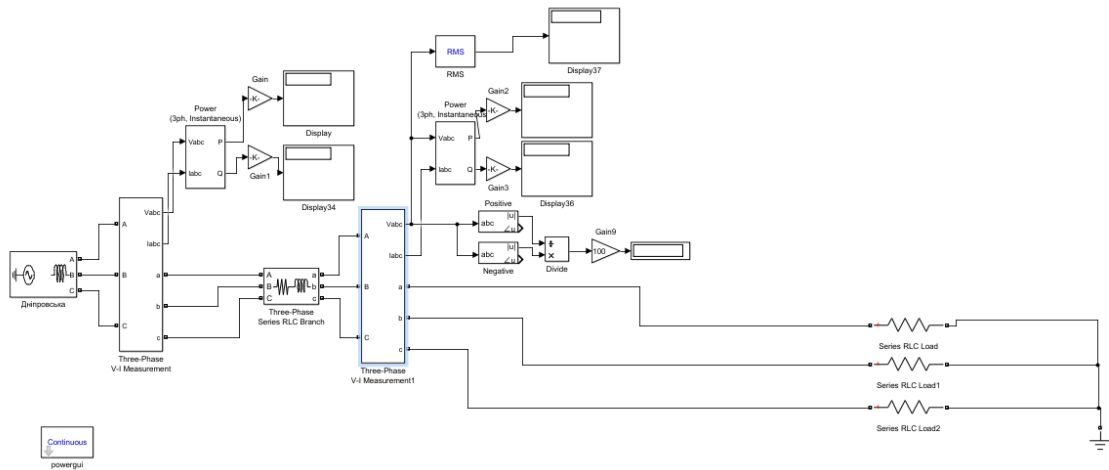


Рисунок 1.8 – Модель для визначення номінальних напруг

в) симетрична максимальна напруга. Всі фазні напруги приймають максимальне значення;

г) максимальна напруга в фазі А. У фазі А встановлюємо максимальну напругу, а решті фаз – номінальну;

д) коротке замикання в фазі А. Напруга в фазі А зникає, а в інших фазах стає рівною лінійній;

е) коротке замикання в фазі А з максимальними значеннями напруги решти фаз.

Для отримання картини поля в моделі необхідно розрахувати напруги в фазах у різні моменти часу.

Частота напруги становить 50 Гц. Відповідно період коливань напруги

$$T = \frac{1}{f} = \frac{1}{50} = 0.02 \text{ с}$$

Для всіх режимів будемо визначати значення напруг при їхньому зміщенні на кути 0° , 30° , 45° , 60° , 90° , 120°

Знаходимо моменти часу в які це буде відбуватись

$$t_0 = 0.02 \cdot \frac{0}{360} = 0 \text{ с}$$

$$t_1 = 0.02 \cdot \frac{30}{360} = 0.00167 \text{ с}$$

$$t_2 = 0.02 \cdot \frac{45}{360} = 0.0025 \text{ c}$$

$$t_3 = 0.02 \cdot \frac{60}{360} = 0.00333 \text{ c}$$

$$t_4 = 0.02 \cdot \frac{90}{360} = 0.005 \text{ c}$$

$$t_5 = 0.02 \cdot \frac{120}{360} = 0.00667 \text{ c}$$

Проводимо розрахунок для напруг у фазах при симетричному режимі:

Фазна напруга в кожній фазі становить:

$$U_A = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{10000}{\sqrt{3}} = 5774 \text{ В}$$

$$U_B = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{10000}{\sqrt{3}} = 5774 \text{ В}$$

$$U_C = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{10000}{\sqrt{3}} = 5774 \text{ В}$$

Визначаємо фазні напруги в моменти часу

Напруги для t_0

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 120) = 7071 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 240) = \\ = -7071 \text{ В}$$

Напруги для t_1

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167) = 4082 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 120) = \\ = 4082 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 240) = \\ = -8165 \text{ В}$$

Напруги для t_2

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025) = 5774 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 120) = 2113 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 240) = -7887 \text{ B}$$

Напруги для t_3

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033) = 7071 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 120) = 0 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 240) = -7071 \text{ B}$$

Напруги для t_4

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005) = 8165 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 120) = -4082 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 240) = -4082 \text{ B}$$

Напруги для t_5

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067) = 7071 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 120) = -7071 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 240) = 0 \text{ B}$$

Підставивши дані фазних напруг у модель для розрахунку визначено, що момент часу при якому спостерігається максимальна напруженість в цьому режимі t_5 . На рис. 1.9 можемо побачити максимальну картину поля.

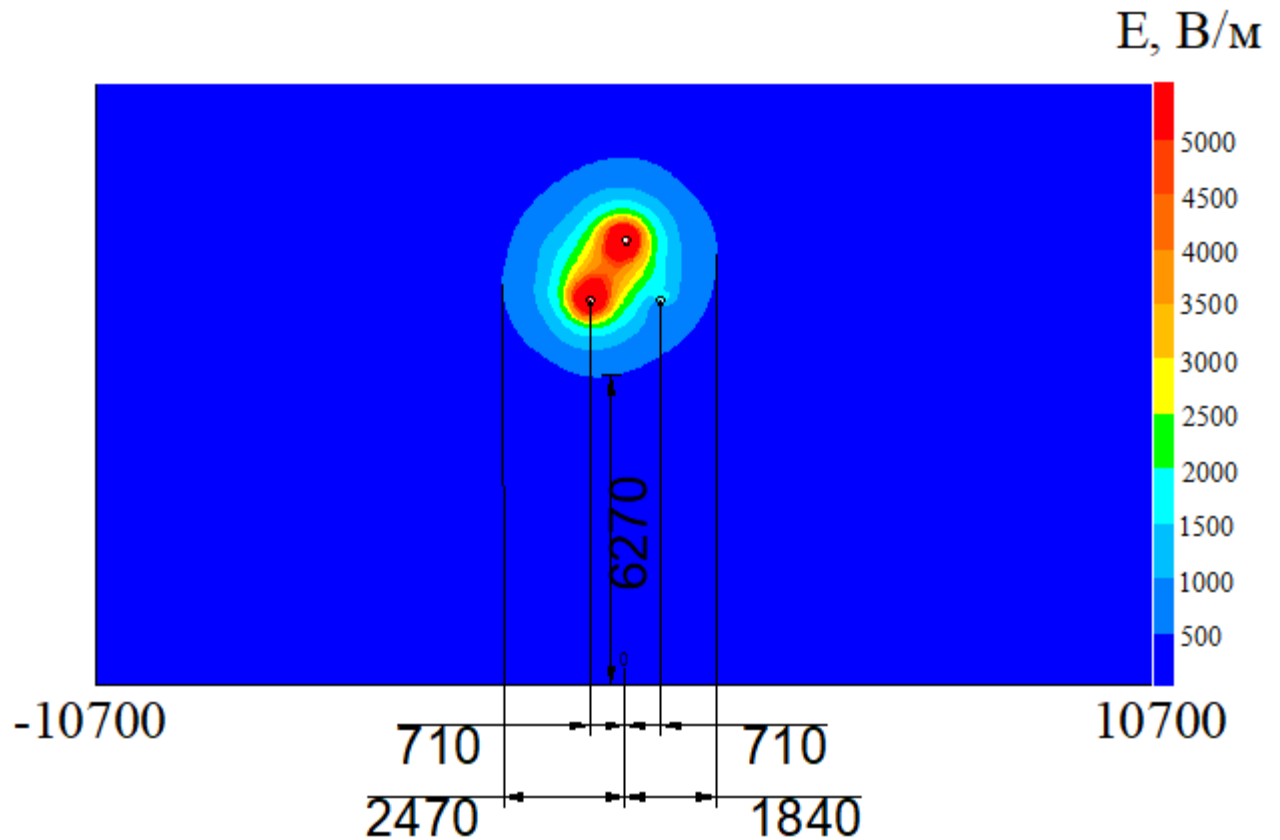


Рисунок 1.9 – Найважчий випадок при симетричному режимі роботи лінії 10 кВ

Перевіримо їхню правдивість за методикою для розрахунку електричного поля.

Розрахунок

Визначаємо ємність проводу

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon}{\ln\left(\frac{d \cdot \sqrt[3]{2}}{r}\right)} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 8.85 \cdot 10^{-12} \cdot 1}{\ln\left(\frac{1.41 \cdot \sqrt[3]{2}}{0.06}\right)} = 1.641 \cdot 10^{-11} \text{ B}$$

Визначаємо напруженість проводів у точці з координатами: $x=2$ м, $y=7$ м:

$$U_A = \frac{10000}{\sqrt{3}} \cdot e^{j \cdot 0}$$

$$U_B = \frac{10000}{\sqrt{3}} \cdot e^{j \cdot 120^\circ}$$

$$U_B = \frac{10000}{\sqrt{3}} \cdot e^{j \cdot 240^\circ}$$

Фаза А розташована на координатах $X_1=-0.71$ м, $Y_1=8$ м

$$E_A = \frac{C \cdot U_A}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{(x-X_1)^2 + (y-Y_1)^2}} \cdot e^{j \cdot (\arg((x-X_1)+j(y-Y_1)))} = 553.45 - j204.226 \text{ В / м}$$

Фаза В розташована на координатах $X_2=0$ м, $Y_2=9.25$ м

$$E_B = \frac{C \cdot U_B}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{(x-X_2)^2 + (y-Y_2)^2}} \cdot e^{j \cdot (\arg((x-X_2)+j(y-Y_2)))} = 178.363 - j537.229 \text{ В / м}$$

Фаза С розташована на координатах $X_3=0.71$ м, $Y_3=8$ м

$$E_C = \frac{C \cdot U_C}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{(x-X_3)^2 + (y-Y_3)^2}} \cdot e^{j \cdot (\arg((x-X_3)+j(y-Y_3)))} = -966.52 - j394.772 \text{ В / м}$$

Відображена фаза А розташована на координатах $X_4=-0.71$ м, $Y_4=-8$ м

$$E_{A1} = \frac{C \cdot U_A}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{(x-X_4)^2 + (y-Y_4)^2}} \cdot e^{j \cdot (\arg((x-X_4)+j(y-Y_4)))} = -19.876 - j110.014 \text{ В / м}$$

Фаза В розташована на координатах $X_5=0$ м, $Y_5=-9.25$ м

$$E_{B1} = \frac{C \cdot U_B}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{(x-X_5)^2 + (y-Y_5)^2}} \cdot e^{j \cdot (\arg((x-X_5)+j(y-Y_5)))} = 95.819 - j40.64 \text{ В / м}$$

Фаза С розташована на координатах $X_3=0.71$ м, $Y_3=-8$ м

$$E_{C1} = \frac{C \cdot U_C}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{(x-X_6)^2 + (y-Y_6)^2}} \cdot e^{j \cdot (\arg((x-X_6)+j(y-Y_6)))} = -92.814 - j64.785 \text{ В / м}$$

$$E = E_A + E_B + E_C + E_{A1} + E_{B1} + E_{C1} = -184.693 - j183.256 \text{ В / м}$$

$$|E| = 260.181 \text{ В / м}$$

Для інших ділянок ці значення складають:

$$\text{При } x=0.5 \text{ м, } y=7 \text{ м, } |E| = 921.539 \text{ В / м}$$

При $x=1$ м, $y=7$ м, $|E|=683.823$ В / м

При $x=1.5$ м, $y=7$ м, $|E|=427.324$ В / м

Отже, приблизно розрахунки співпадають.

Розрахунок напруг режиму, де в кожній фазі максимально допустима напруга.

Фазна напруга в кожній фазі становить:

$$U_A = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{12000}{\sqrt{3}} = 6928 \text{ В}$$

$$U_B = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{12000}{\sqrt{3}} = 6928 \text{ В}$$

$$U_C = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{12000}{\sqrt{3}} = 6928 \text{ В}$$

Визначаємо фазні напруги в моменти часу

Напруги для t_0

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 120) = 8485 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 240) = -8485 \text{ В}$$

Напруги для t_1

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167) = 4899 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 120) = 4899 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 240) = -9798 \text{ В}$$

Напруги для t_2

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025) = 6928 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 120) = 2536 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 240) = -9464 \text{ B}$$

Напруги для t_3

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033) = 8485 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 120) = 0 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 240) = -8485 \text{ B}$$

Напруги для t_4

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005) = 9798 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 120) = -4899 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 240) = -4899 \text{ B}$$

Напруги для t_5

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067) = 8485 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 120) = -8485 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 240) = 0 \text{ B}$$

Підставивши дані фазних напруг у модель для розрахунку визначено, що момент часу при якому спостерігається максимальна напруженість в цьому режимі t_4 . На рис. 1.10 можемо побачити максимальну картину поля.

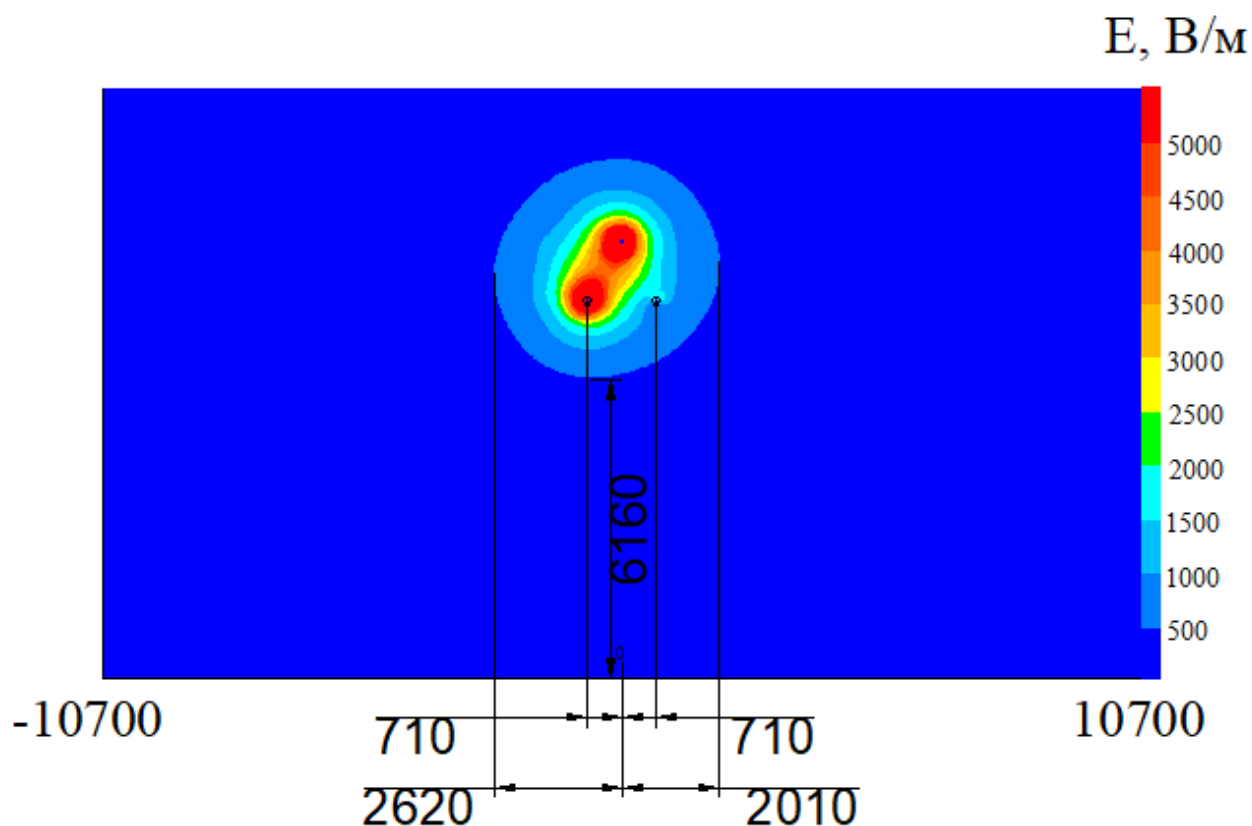


Рисунок 1.10 – Найважчий випадок при максимальному симетричному режимі роботи лінії 10 кВ

Розрахунок максимально-допустимого несиметричного режиму напруг.

Фазна напруги, розраховані в середовищі Matlab становлять:

$$U_A = 6928.8 \text{ В}$$

$$U_B = 6914.06 \text{ В}$$

$$U_C = 6645.24 \text{ В}$$

Визначаємо фазні напруги в моменти часу

Напруги для t_0

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0) = \sqrt{2} \cdot 6928.8 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6914.06 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 120) = 8468 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6645.24 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 240) = -8139 \text{ В}$$

Напруги для t_1

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1) = \sqrt{2} \cdot 6928.8 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167) = 4899 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6914.06 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 120) = 4889 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6645.24 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 240) = -9398 \text{ B}$$

Напряги для t_2

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2) = \sqrt{2} \cdot 6928.8 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025) = 6928 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6914.06 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 120) = 2531 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6645.24 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 240) = -9078 \text{ B}$$

Напряги для t_3

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3) = \sqrt{2} \cdot 6928.8 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033) = 8486 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6914.06 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 120) = 0 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6645.24 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 240) = -8139 \text{ B}$$

Напряги для t_4

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4) = \sqrt{2} \cdot 6928.8 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005) = 9798 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6914.06 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 120) = -4889 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6645.24 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 240) = -4699 \text{ B}$$

Напряги для t_5

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5) = \sqrt{2} \cdot 6928.8 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067) = 8486 \text{ B}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6914.06 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 120) = -8468 \text{ B}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 6645.24 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 240) = 0 \text{ В}$$

Підставивши дані фазних напруг у модель для розрахунку визначено, що момент часу при якому спостерігається максимальна напруженість в цьому режимі t_5 . На рис. 1.11 можемо побачити максимальну картину поля.

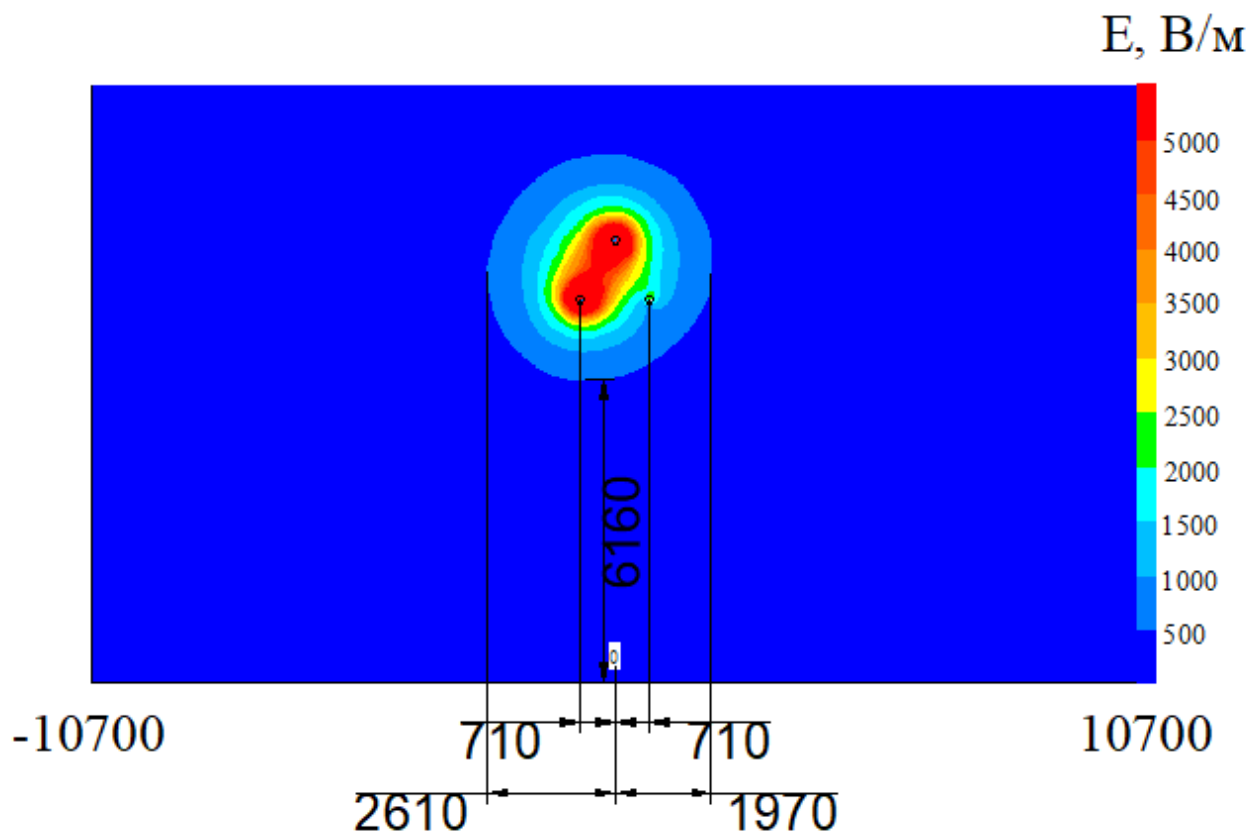


Рисунок 1.11 – Найважчий випадок при максимально-допустимому несиметричному режимі роботи лінії 10 кВ

Розрахунок режиму напруг, де в фазі А напруга максимальна, а в інших номінальна.

Фазна напруга в кожній фазі становить:

$$U_A = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3}} = \frac{12000}{\sqrt{3}} = 6928 \text{ В}$$

$$U_B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3}} = \frac{10000}{\sqrt{3}} = 5774 \text{ В}$$

$$U_C = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} = \frac{10000}{\sqrt{3}} = 5774 \text{ В}$$

Визначаємо фазні напруги в моменти часу

Напруги для t_0

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 120) = 7071 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 240) = -7071 \text{ В}$$

Напруги для t_1

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167) = 4899 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 120) = 4082 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 240) = -8165 \text{ В}$$

Напруги для t_2

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025) = 6928 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 120) = 2113 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 240) = -7887 \text{ В}$$

Напруги для t_3

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033) = 8485 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 120) = 0 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 240) = -7071 \text{ В}$$

Напруги для t_4

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005) = 9798 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 120) = -4082 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 120) = -4082 \text{ В}$$

Напруги для t_5

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5) = \sqrt{2} \cdot 6928 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067) = 8485 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 120) = -7071 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + 2\varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 5774 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 240) = 0 \text{ В}$$

Підставивши дані фазних напруг у модель для розрахунку визначено, що момент часу при якому спостерігається максимальна напруженість в цьому режимі t_4 . На рис. 1.12 можемо побачити максимальну картину поля.

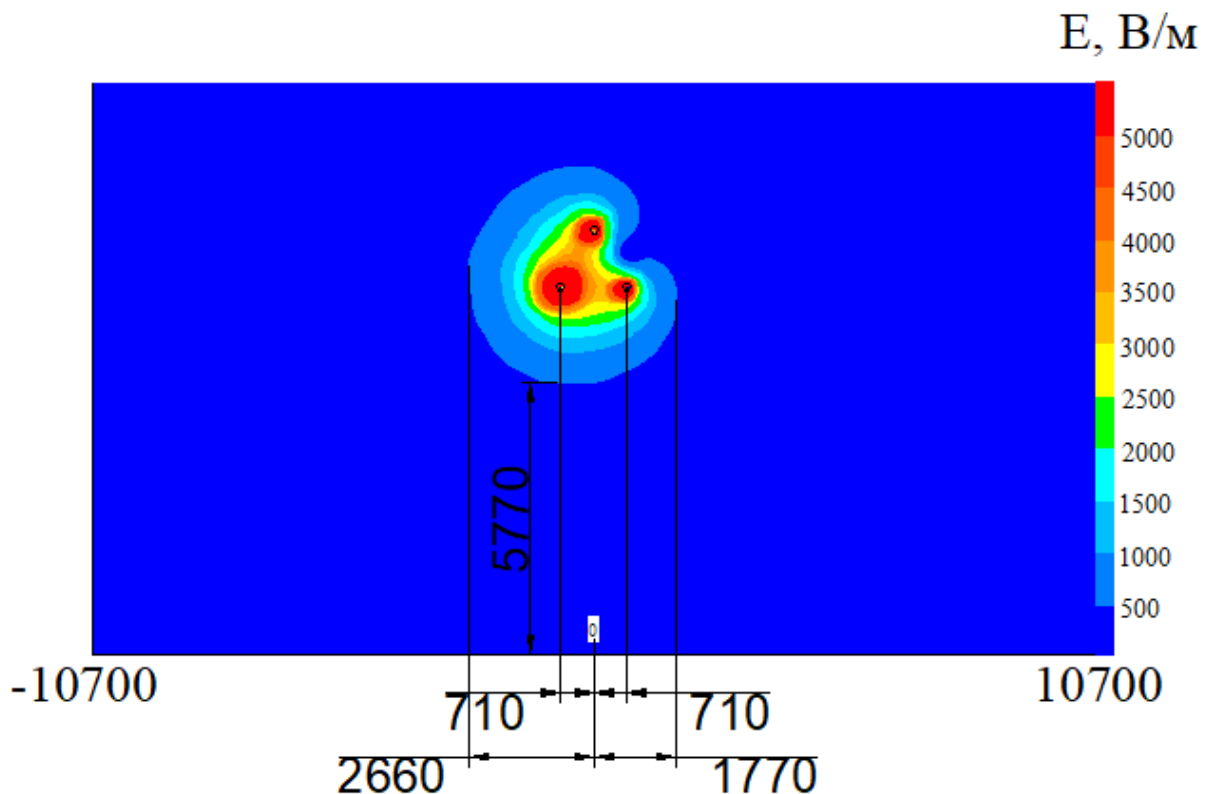


Рисунок 1.12 – Найважчий випадок при несиметричному режимі роботи лінії 10 кВ

Проводимо розрахунок для напруг в режимі короткого замикання фази А для 10 кВ. Кут зсуву при цьому становить 60^0 .

Фазна напруга в кожній фазі становить:

$$U_A = \frac{U_L}{\sqrt{3}} = \frac{0}{\sqrt{3}} = 0 \text{ В}$$

$$U_B = U_L = 10000 \text{ В}$$

$$U_C = U_L = 10000 \text{ В}$$

Визначаємо фазні напруги в кожний з цих моментів часу

Напруги для t_0

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0) = 0 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 60) = 12250 \text{ В}$$

Напруги для t_1

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167) = 7071 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 60) = 14140 \text{ В}$$

Напруги для t_2

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025) = 10000 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 60) = 13660 \text{ В}$$

Напруги для t_3

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033) = 12250 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 60) = 12250 \text{ В}$$

Напруги для t_4

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005) = 14140 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 60) = 7071 \text{ В}$$

Напруги для t_5

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067) = 12250 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 10000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 60) = 0 \text{ В}$$

Підставивши дані фазних напруг у модель для розрахунку визначено, що момент часу при якому спостерігається максимальна напруженість в цьому режимі t_3 . На рис. 1.13 можемо побачити максимальну картину поля.

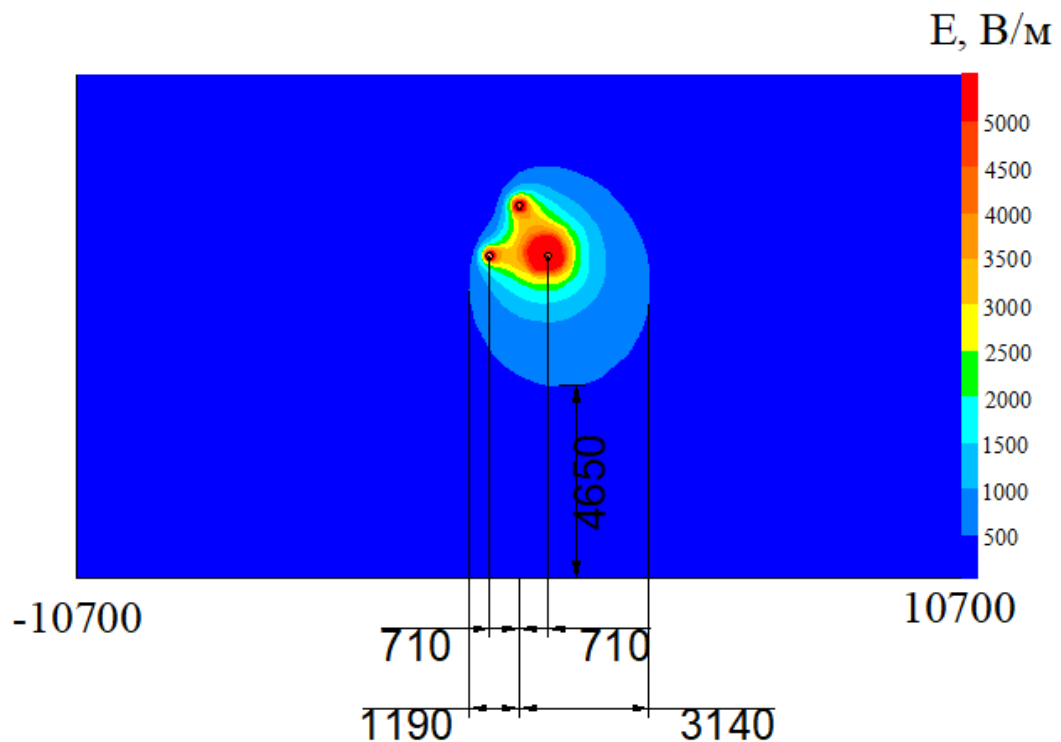


Рисунок 1.13 – Найважчий випадок при короткому замиканні фази А лінії 10 кВ

Після проведення даних досліджень, було визначено, що найважчим режимом є режим короткого замикання. Тому проведемо ще один розрахунок при максимальних напругах у фазах.

Розрахунок максимально-допустимого режиму напруг.

Фазні напруги:

$$U_A = 0 \text{ В}$$

$$U_B = 12000 \text{ В}$$

$$U_C = 12000 \text{ В}$$

Визначаємо фазні напруги в моменти часу

Напруги для t_0

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0) = 0 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_0 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0 + 60) = 14700 \text{ В}$$

Напруги для t_1

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167) = 8485 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_1 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.00167 + 60) = 16970 \text{ В}$$

Напруги для t_2

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025) = 12000 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_2 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0025 + 60) = 16390 \text{ В}$$

Напруги для t_3

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033) = 14700 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_3 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0033 + 60) = 14700 \text{ В}$$

Напруги для t_4

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_4) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005) = 16970 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.005 + 60) = 8485 \text{ В}$$

Напруги для t_5

$$U_A = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5) = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067) = 0 \text{ В}$$

$$U_B = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067) = 14700 \text{ В}$$

$$U_C = \sqrt{2} \cdot U_N \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f \cdot t_5 + \varphi_0) = \sqrt{2} \cdot 12000 \cdot \sin(2 \cdot 3.14 \cdot 50 \cdot 0.0067 + 60) = 0 \text{ В}$$

Підставивши дані фазних напруг у модель для розрахунку визначено, що момент часу при якому спостерігається максимальна напруженість в цьому режимі t_3 . На рис. 1.14 можемо побачити максимальну картину поля.

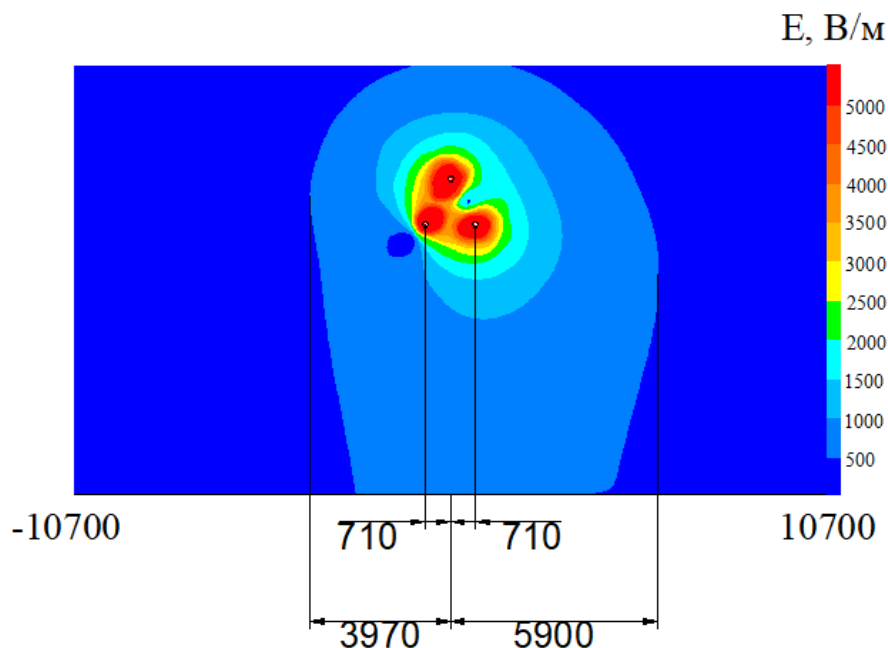


Рисунок 1.14 – Найважчий випадок при короткому замиканні фази А з напругами в інших фазах 12 кВ лінії 10 кВ

Як бачимо допустимий рівень напруженості електричного поля досягається при короткому замиканні однієї з фаз. Це стається через те, що коли всі фази знаходяться в робочому стані, то напруженості кожної з фаз компенсують одна одну. Коли одна з фаз стає рівною нулю, решта фаз компенсують одна одну лише в певні моменти часу.

1.4 Порівняння санітарно-захисних зон ЛЕП різних класів напруги

Санітарно-захисна зона для ЛЕП 10 кВ складає 10 м, а для 35 кВ вона складає 15 м. Розглянемо як себе поводить напруженість у лініях цих класів напруги.

Розглянемо такі види ліній:

- а) виконану СІПом;
- б) фази розташовані трикутником;
- в) фази розташовані горизонтально.

Моделюємо ці лінії в найтяжчому режимі. Розрахувавши та підставивши значення напруг в моделі отримали картини поля зображені рис. 1.15-1.20. При цьому було виявлено, що максимальна напруженість електричного поля стається при куті 60° . При цьому куті вектори напруг фаз В і С сумарно утворюють найдовший вектор.

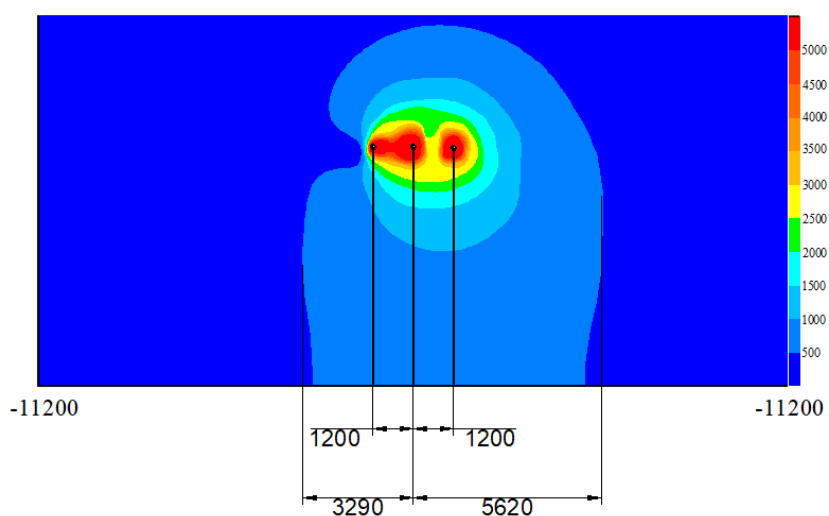


Рисунок 1.15 – Максимальна напруженість електричного поля при горизонтальному розташуванні проводів для 10 кВ

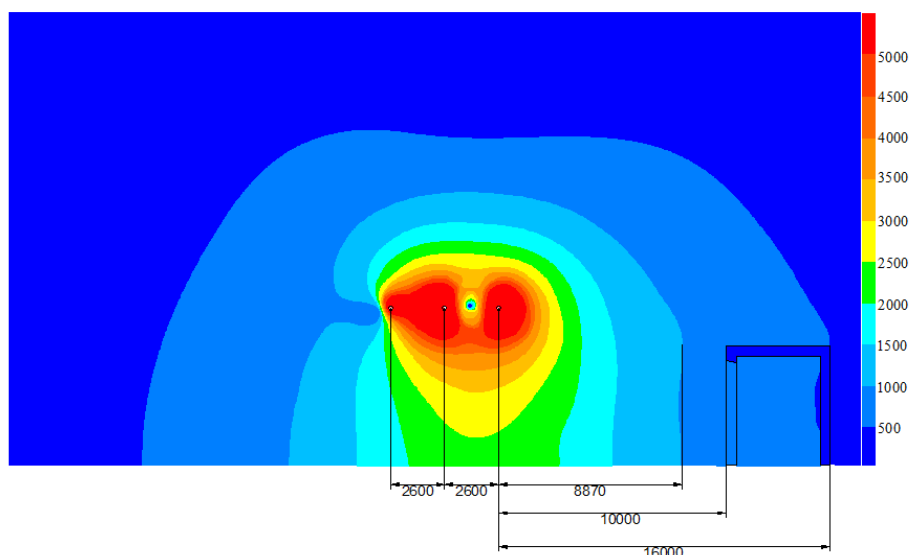


Рисунок 1.16 – Максимальна напруженість електричного поля при горизонтальному розташуванні проводів для 35 кВ

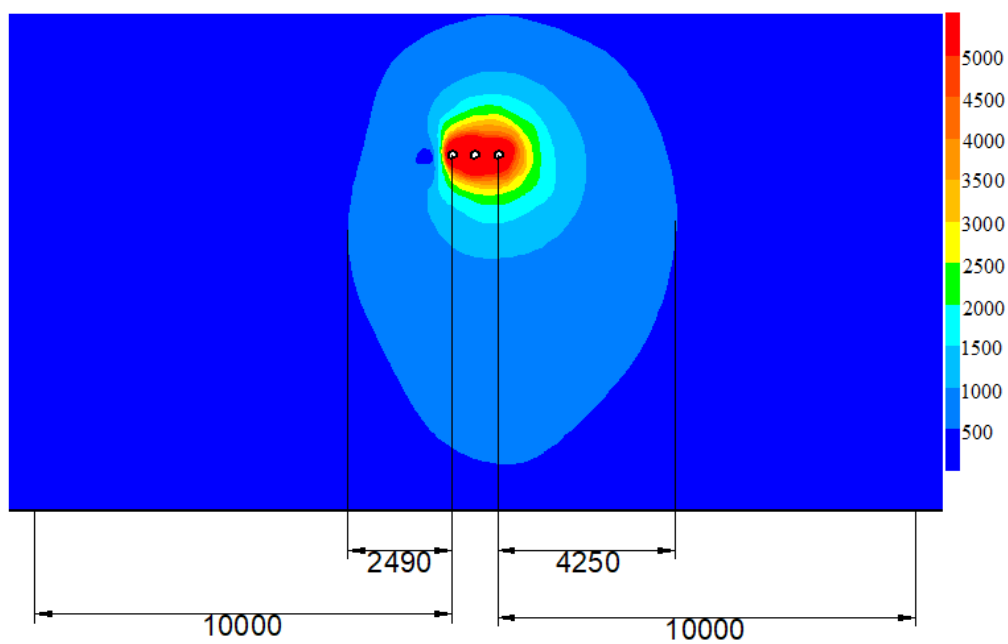


Рисунок 1.17 – Максимальна напруженість електричного поля лінії 10 кВ виконаної СІПом

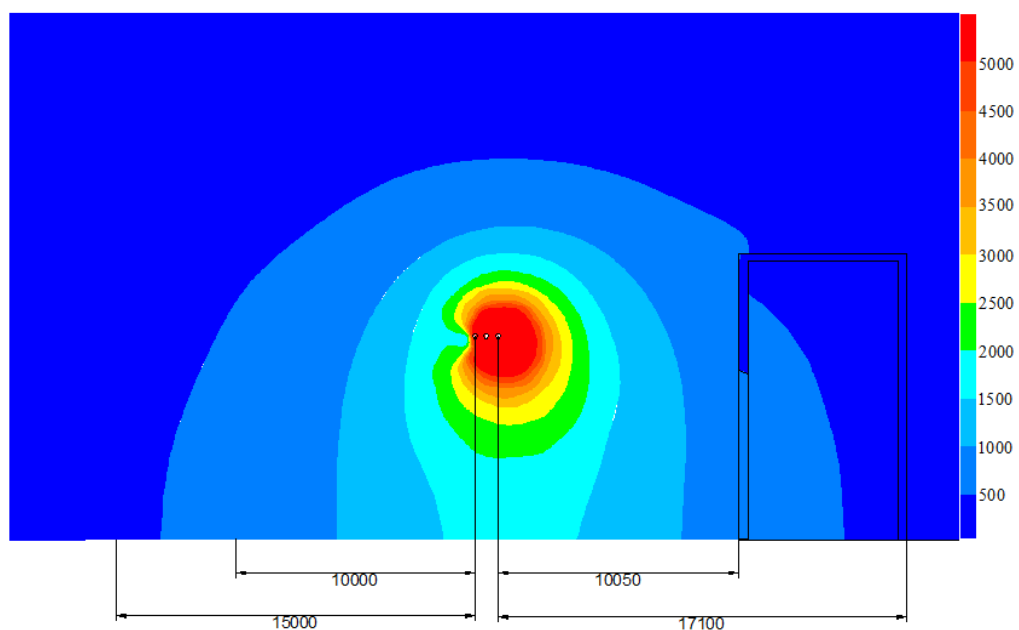


Рисунок 1.18 – Максимальна напруженість електричного поля лінії 35 кВ викона-
ної СІПом

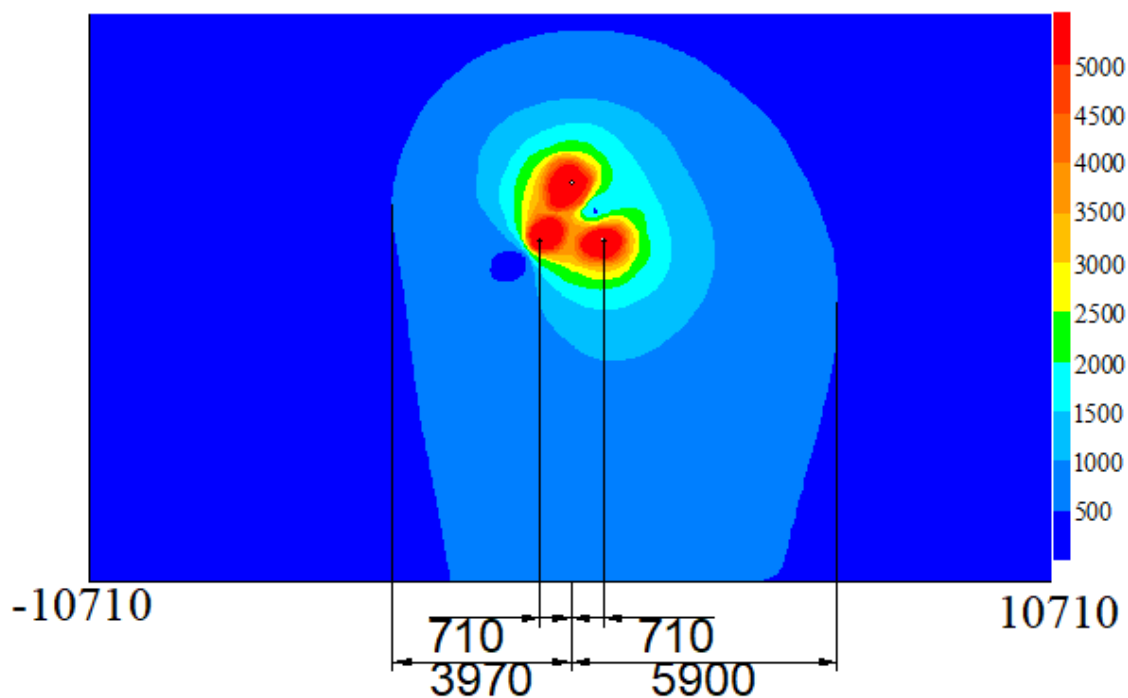


Рисунок 1.19 – Максимальна напруженість електричного поля при розташуванні
проводів трикутником для лінії 10 кВ

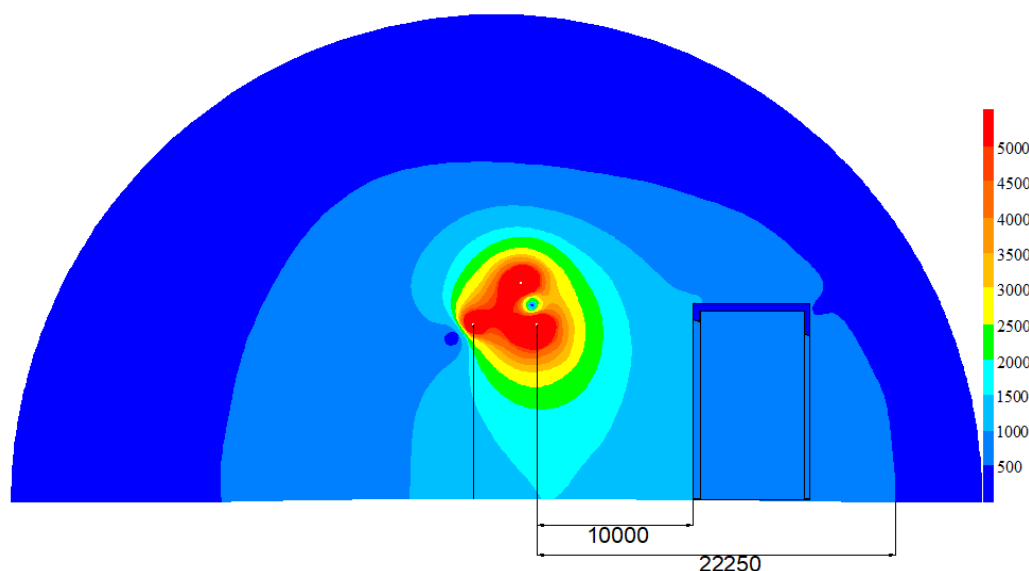


Рисунок 1.20 – Максимальна напруженість електричного поля при розташуванні проводів трикутником для лінії 35 кВ

Як видно з вище наведених рисунків найбільше електричне поле дає лінія, проводи якої розташовані трикутником, а найменше – виконана СПом. Видно, що допустиме значення напруженості санітарно-захисних зон ЛЕП.

Розглянемо роботу повітряної лінії електропередавання для розташування проводів трикутником для визначення напруженості електричного поля в інших режимах роботи. Це необхідно для оцінки санітарно-захисної зони цього класу напруги.

Для цього розраховуємо значення напруги для 35 кВ в таких режимах:

а) симетричний режим, при його розгляді приймаємо всі фазні пруги рівними номінальній.

б) несиметричний режим. До моделювання приймається така напруга, при якій коефіцієнт несиметрії по нульовій послідовності дорівнював би 4 %. Напруги визначаються методом моделювання у програмному середовищі Matlab за моделлю, яка зображена на рис. 1.21.

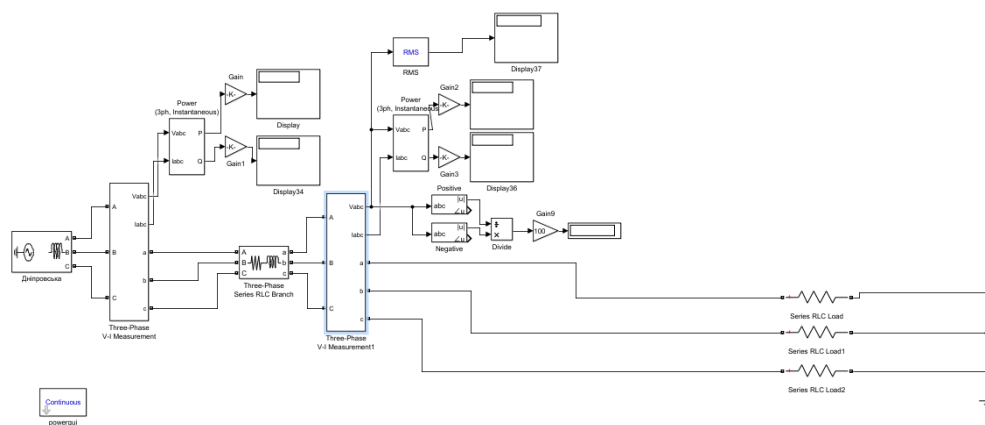


Рисунок 1.21 – Модель для визначення номінальних напруг

Для 35 кВ визначені такі напруги:

$$U_A = 22204 \text{ В}$$

$$U_B = 22054 \text{ В}$$

$$U_C = 20561 \text{ В}$$

в) симетрична максимальна напруга. Всі фазні напруги приймають максимальне значення.

г) максимальна напруга в фазі А. У фазі А встановлюємо максимальну напругу, а решті фаз – номінальну.

Результати моделювання зображені на рис. 1.22-1.25

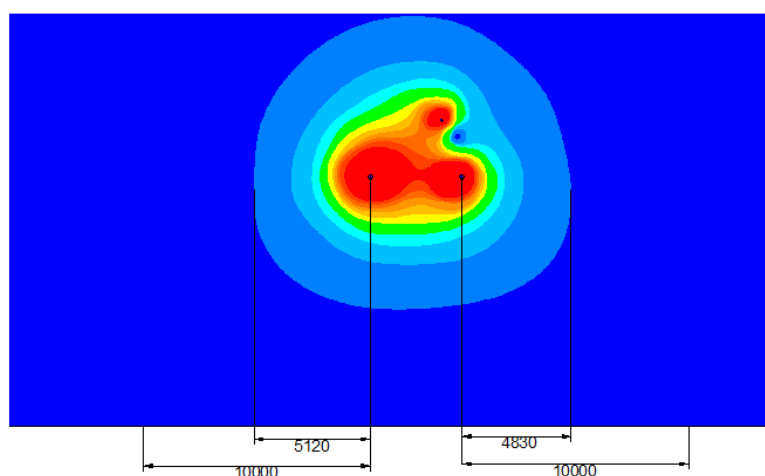


Рисунок 1.22 – Максимальна напруженість електричного поля в режимі максимальної напруги в фазі А в момент часу t_4

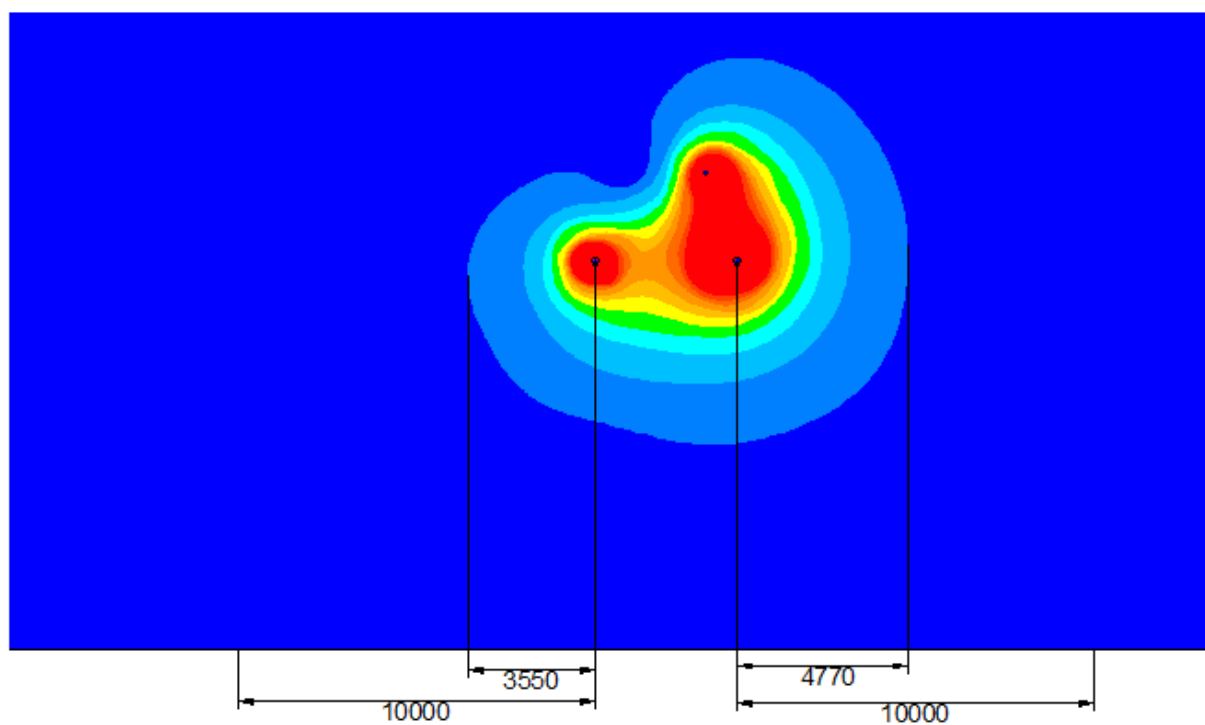


Рисунок 1.23 – Максимальна напруженість електричного поля в режимі максимальних напруг в момент часу t_1

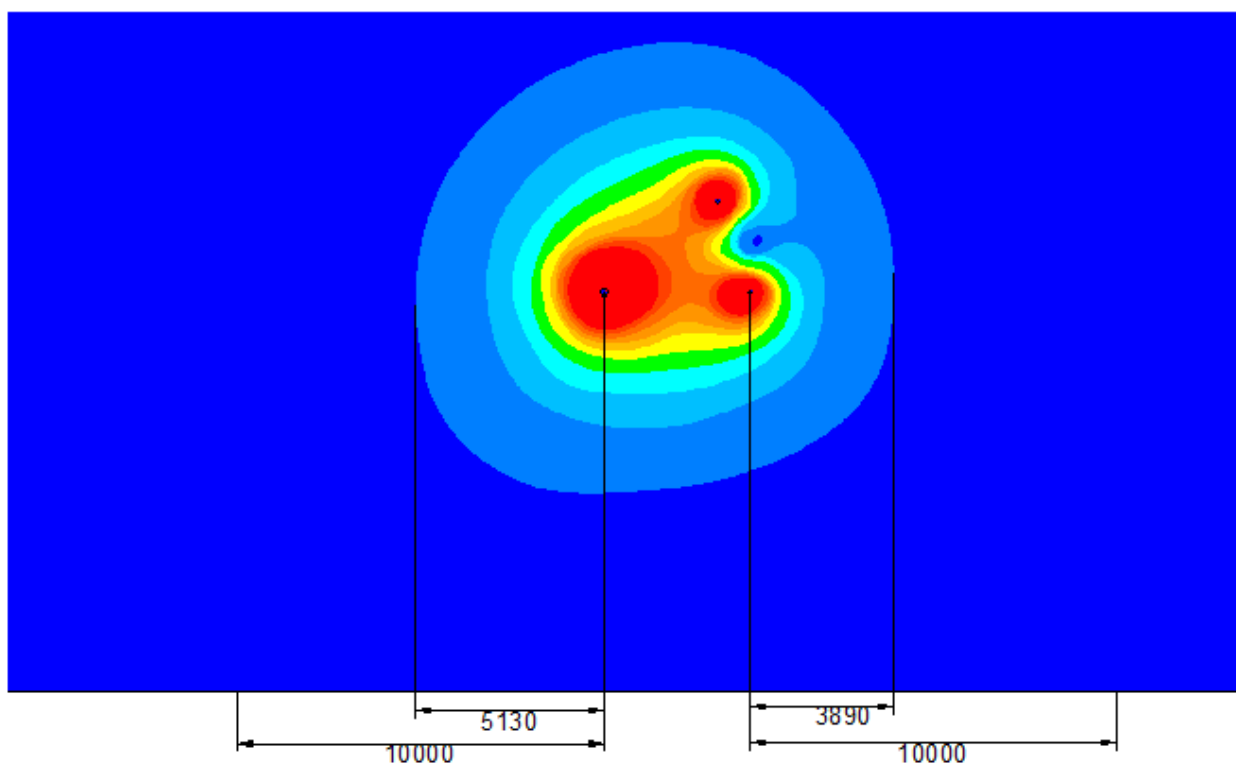


Рисунок 1.24 – Максимальна напруженість електричного поля в режимі максимальної несиметрії в момент часу t_4

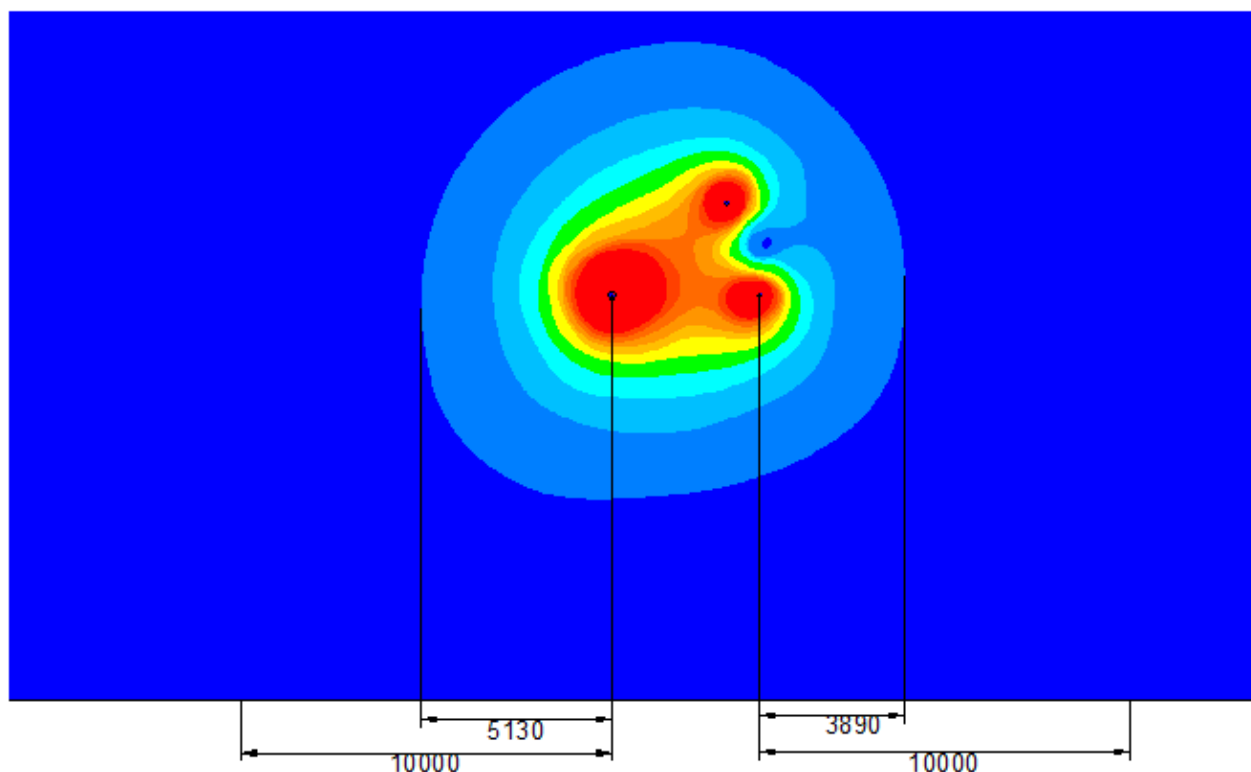


Рисунок 1.25 – Максимальна напруженість електричного поля в симетричному режимі в момент часу t_1

Висновки до розділу 1

Розглянуто розподіл електричного поля від ПЛ 10 кВ та 35 кВ з незахищеним проводом для різних варіантів розташування фазних проводів.

Встановлено максимальну напруженість електричного поля, створеного ПЛ. Вона спостерігається у режимі однофазного замикання на землю за умови розташування фазних проводів трикутником.

Визначено, що розподіл напруженості електричного поля для реальних ПЛ характеризується слабкою залежністю від розташування фазних проводів у просторі. Експериментально доведено, що встановлена регламентом величина санітарно-захисної зони може бути обґрунтована лише для режиму короткого змикання однієї з фаз, який для ПЛ 10 кВ та 35 кВ може бути тривалим. За умови встановлення на ПЛ 10 кВ релейного захисту від однофазного замикання з дією на відключення санітарно-захисну зону для існуючих ПЛ можна зменшити, а у випадку переведення ПЛ на підвищену номінальну напругу збільшення санітарно-захисної зони не є потрібним.

2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ З ПЕРЕВЕННЯМ ЛІНІЇ 10 кВ НА 35 кВ

2.1 Опис підстанції

Проектується прохідна трансформаторна підстанція 100/35/10 кВ.

Активна потужність зі сторони шин низької напруги становить 6 МВт, а з сторони середньої – 7 МВт.

$$\cos(\varphi_{nn}) = 0,79$$

$$\cos(\varphi_{cn}) = 0,82$$

Реактивна потужність зі сторони високої та низької напруги

$$Q_{nn} = -Q_{nn} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{nn})) = -6 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{nn})) = -4.6 \text{ МВА}$$

$$Q_{cn} = -Q_{cn} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{cn})) = -7 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{cn})) = -4.9 \text{ МВА}$$

Максимальна потужність навантаження підстанції

$$S_m = P_{nn} + P_{cn} + j(Q_{nn} + Q_{cn}) = 6 + 7 + j((-4.6) + (-4.9)) = 13 - j \cdot 9.5 \text{ МВА}$$

$$|S_m| = 16.1 \text{ МВА}$$

$$S_p = 0.7 \cdot |S_m| = 11.27 \text{ МВА}$$

Потужність навантаження на стороні низької та середньої напруги

$$S_{nn} = P_{nn}^2 + jQ_{nn}^2 = 6^2 + (-4.6)^2 = 7.56 \text{ МВА}$$

$$S_{cn} = P_{cn}^2 + jQ_{cn}^2 = 7^2 + (-4.9)^2 = 8.4 \text{ МВА}$$

Тому до встановлення вибираємо 2 трансформатори ТДТН-16000/110. Підстанція живиться двома лініями АС-240/39.

2.2 Опис головної схеми електричних з'єднань ПС

Схема підстанції зображена на аркуші 1. Схеми з'єднань розроблені згідно стандартів.

2.2.1 Опис схем і конструкцій ЗРП-10 кВ і ВРП-35 кВ

ЗРП – 10 кВ виконана за схемою однієї системи збірних шин. Її перевагою є простота. Основними її недоліками є: відключення всієї секції під час ремонту збірних шин та вимкнення всієї секції при короткому замиканні, що відбулось неподалік.

ВРП 35 кВ виконана за такою ж схемою.

Від шин відходять вимикачі та роз'єднувачі. Вимикачі призначені для відключення лінії, а роз'єднувачі для створення видимого розриву при ремонті. Вони стоять на візках, які призначені для вивозу вимикачів при необхідності ремонту.

Шини з'єднані за допомогою секційного вимикача для обмеження струмів короткого замикання і ремонту шин. В нормальному стані секційний вимикач вимкнений.

2.2.2 Опис схеми ВРУ-110 кВ

ВРУ 110 кВ запроектована за схемою місток з вимикачами в колах лінії і ремонтною перемичкою зі сторони лінії. Ця схема дозволяє вивести в ремонт і випробувати вимикачі без припинення живлення.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції

Цей розрахунок потрібен для того, щоб вибрати устаткування, яке буде використовуватись на ПС. Він здійснюється для шин ВН, СН, НН.

2.3.1 Розрахунок струмі короткого замикання на шинах 110 кВ

Еквівалентний опір схеми заміщення порахований в програмному комплексі PowerFactory. Його значення складає $x_e = 1.61$

Визначаємо 3-фазне к. з. на шинах напругою 110 кВ

Вибір базисних умов:

$$U_{\bar{o}} = 115 \text{ кВ}; S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА}$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\bar{o}}}{x_e} = \frac{1 \cdot 5,02}{1,61} = 3,11 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$ - ударний коефіцієнт

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,11 = 7,9 \text{ кА}$$

Максимальне значення струму к. з.:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,11 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,69 \text{ кА}.$$

Визначаємо 2-фазне к. з. на шинах напругою 110 кВ

Коефіцієнт пропорційності при 2-ф КЗ $m^{(2)} = \sqrt{3}$.

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_{\bar{o}}}{x_e^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{3,22} = 2,69 \text{ кА}$$

$$\text{де } x_e^{(2)} = x_{e1} + x_{e2} = 1,61 + 1,61 = 3,22 \text{ о.е.}$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,69 = 6,8 \text{ кА}$$

Максимальне значення струму к. з. що діє:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,69 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,06 \text{ кА}$$

Розрахунок схеми нульової послідовності

Для одноколових ПЛ $x_0 = 3x_1$; $x_e^{(1)} = x_{1e} + x_{2e} + x_{0e}$

Опір нульової послідовності складає $x_{0e}=7.09$

1-фазне коротке замикання на шинах напругою 110 кВ

Коэффициент пропорциональности при однофазном КЗ $m^{(1)} = 3$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(1)} = m^{(1)} \frac{U \cdot I_{\bar{o}}}{x_{0e}^{(1)}} = 3 \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{1,61 + 1,61 + 7,09} = 0,49 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(1)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,49 = 1,25 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_n^{(1)} = I_{no}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,25 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 1,89 \text{ кА}$$

2.3.2 Розрахунок струмі короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ

Вибір базисних умов:

$$U_{\bar{o}} = 38,5 \text{ кВ} \quad S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА}$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 15 \text{ кА}$$

При визначенні опорів обмоток трансформатора отримали такі значення (табл. 2.1):

Таблица 2.1 – Значення опорів трансформатора

Назва обмотки	Відносний опір, у. о.
$X_{ТВ}$	4.3
$X_{ТС}$	0
$X_{ТН}$	2.7

$$x_e = x_{e(35)} = x_{e(110)} \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)^2 = 1,61 \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)^2 = 0,18 \text{ у. е.}$$

3-фазне коротке замикання на шинах напругою 35 кВ

ШСВ Q1 включений.

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + \frac{x_{TB}}{2} = 0,18 + \frac{4,3}{2} = 2,33 \text{ о.е.}$$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\bar{o}}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 15,0}{2,33} = 6,43 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,43 = 16,36 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,46 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9,75 \text{ кА};$$

ШСВ Q1 увімкнений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + x_{TB} = 0,18 + 4,3 = 4,48 \text{ о.е.}$$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\bar{o}}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 15,0}{4,48} = 3,34 \text{ кА};$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,34 = 8,5 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,34 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5,04 \text{ кА};$$

2-фазне коротке замикання на шинах напругою 35 кВ

ШСВ Q1 включений.

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 2,33 + 2,33 = 4,66 \text{ о.е.}$$

При двохфазному к. з. коефіцієнт пропорційності складає $m^{(2)} = \sqrt{3}$.

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_{\bar{o}}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 15,0}{4,66} = 5,57 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,57 = 14,17 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,57 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 8,41 \text{ кА}$$

ШСВ Q1 відключений.

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 4,46 + 4,46 = 8,92 \text{ о.е.}$$

Коэффициент пропорциональности при двухфазном КЗ $m^{(2)} = \sqrt{3}$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_{\bar{\sigma}}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 15,0}{8,92} = 2,91 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,91 = 7,41 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,91 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,39 \text{ кА}$$

Визначення струму короткого замикання на шинах 10 кВ

Вибір базисних умов:

$$U_{\bar{\sigma}} = 10,5 \text{ кВ} \quad S_{\bar{\sigma}} = 1000 \text{ МВА}$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}$$

$$x_T = x_{TB} + x_{TH} = 4,3 + 2,7 = 7 \text{ о.е.}$$

$$x_e = x_{e(10)} = x_{e(110)} \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 1,61 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,02 \text{ о.е.}$$

3-фазне коротке замикання на шинах напругою 10 кВ

ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + \frac{x_T}{2} = 0,02 + \frac{7}{2} = 3,52 \text{ о.е.}$$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\bar{\sigma}}}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 15,0}{3,52} = 4,26 \text{ кА};$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,26 = 10,84 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4,26 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6,43 \text{ кА};$$

ШСВ Q1 відключений

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + x_{TB} = 0,02 + 7 = 7,02 \text{ о.е.}$$

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{U \cdot I_\delta}{x_{e\Sigma}^{(3)}} = \frac{1 \cdot 15,0}{7,02} = 2,13 \text{ кА};$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,14 = 5,44 \text{ кА}$$

Максимальне значення струму к. з. , що діє:

$$I_n^{(3)} = I_{no}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,14 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 3,23 \text{ кА}$$

2-фазне коротке замикання на шинах напругою 10 кВ

ШСВ Q1 включений

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 3,52 + 3,52 = 7,04 \text{ о.е.}$$

Коефіцієнт пропорційності становить $m^{(2)} = \sqrt{3}$.

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_\delta}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 15,0}{7,04} = 3,5 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,5 = 8,9 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,5 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 5,28 \text{ кА}$$

ШСВ Q1 відключений.

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 7,02 + 7,02 = 14,04 \text{ о.е.}$$

Коэффициент пропорциональности при двухфазном КЗ $m^{(2)} = \sqrt{3}$.

Періодична складова струму короткого замикання:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \frac{U \cdot I_{\Sigma}}{x_{e\Sigma}^{(2)}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 15,0}{14,04} = 1,9 \text{ кА}$$

Ударний струм короткого замикання: $k_y = 1,8$

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,9 = 4,8 \text{ кА}$$

Найбільше значення повного струму короткого замикання, що діє:

$$I_n^{(2)} = I_{no}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,9 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 2,85 \text{ кА}$$

Розрахункові значення струмів короткого замикання зведені в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахункові значення струмів короткого замикання

Місце та умови короткого замикання		Вид короткого замикання	I_{no} , кА	i_y , кА	I_n , кА
ВРП 110 кВ		Трифазне	3,11	9,9	4,69
		Двофазне	2,69	6,8	4,06
		Однофазне	0,49	1,25	1,89
ВРП 35 кВ	ШСВ вкл.	Трифазне	6,43	16,36	9,75
		Двофазне	5,57	14,17	8,41
	ШСВ відкл.	Трифазне	3,34	8,5	5,04
		Двофазне	2,91	7,41	4,39
ЗРП 10 кВ	ШСВ вкл.	Трифазне	4,26	10,84	6,43
		Двофазне	3,5	8,9	5,28
	ШСВ відкл.	Трифазне	2,13	5,44	3,23
		Двофазне	1,9	4,8	2,85

2.4 Перевірка основних електричних апаратів та елементів на ПС

2.4.1 Перевірка вимикачів

Вимикачі на стороні 110 кВ

а) Перевірка вимикачів приєднань ліній, що відходять.

Вимикач вибраний правильно, якщо виконується умова:

$$U_{уст} \leq U_{ном.вык.}; \quad I_{max} \leq I_{ном.вык.}$$

де $U_{уст}$ - номінальна напруга електроустановки;

I_{max} - довготривалий припустимий струм;

$U_{ном.вим}$ - номінальна напруга вимикача;

$I_{ном.вим}$ - номінальний струм вимикача.

До встановлення беремо елегазовий вимикач ВГТ-110-40/2500У1 із

$U_{ном.вык.} = 110$ кВ та $I_{ном.вык.} = 2500$ А.

Вимикачі для приєднань трансформаторів вибрані за номінальним струмом:

Результати перевірки вимикача розглянутого приєднання (табл. 2.2)

Таблиця 2.2 – Перевірка вимикача 110 кВ.

Розрахункові данні	Параметри вимикача
$I_{no} = 3,11$ кА	$I_{пр.с.} = 40$ кА
$i_y = 9,9$ кА	$i_{пр.с.} = 102$ кА
$B_k = 1,7$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с
$I_{nt} = 4,69$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА

Ударний струм короткого замикання менший за амплітудне значення граничного наскрізного струму. Періодична складова струму короткого замикання менша за діюче граничне значення наскрізного струму КЗ. Перевірка на термічну стійкість виконується. Найбільше значення повного струму короткого замикання менше за струм номінального вимкнення. Тому вимикач вибрано правильно. Вибір вимикача приєднання трансформатора.

Значення довготривалого допустимого струму через вимикач:

$$I_{max} = 1,4 \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{BH}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112,45 \text{ А};$$

Умови КЗ для цього вимикача відповідають приведеним в таблиці 2.2. До установки приймається вимикач ВГТ-110-40/2500У1.

Вимикачі на стороні 35 кВ

Вимикачі, що знаходяться в КУ – 35 кВ вибрані за номінальним струмом:

$$I_{н.вык} = 630 \text{ А} \geq I_{\max} = \frac{S_{CH}}{\cos \varphi_{CH} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{2,1 \cdot 10^3}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 40,75 \text{ А},$$

Перевіримо вимикач після переведення лінії 10 кВ на 35 кВ. Потужність шин середньої напруги збільшиться на 0.5 МВА.

$$I_{н.вык} = 630 \text{ А} \geq I_{\max} = \frac{S_{CH}}{\cos \varphi_{CH} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{2,6 \cdot 10^3}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 50,5$$

де $I_{ном.вык.}$ – номінальний струм вимикача ВГБ-35-12,5/630.

Перевірка вимикача ВГБ-35-12,5/630 за умовами КЗ (табл 2.3)

Таблица 2.3 – Перевірка вимикача 35 кВ.

Розрахункові данні	Параметри вимикача
$I_{по} = 3,34 \text{ кА}$	$I_{пр.с.} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y = 8,5 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 35 \text{ кА}$
$B_k = 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{nt} = 5,04 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$

До встановлення приймаємо вимикач ВГБ-35-12,5/630

Вимикачі на стороні 10 кВ

Ці вимикачі вибираються з умови, що обидві секції живляться від одного трансформатора:

$$I_{н.вык} = 630 \text{ А} \geq I_{\max} = \frac{S_{HH}}{\cos \varphi_{HH} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{3,78 \cdot 10^3}{0,83 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 73,4 \text{ А}$$

Після перемикування лінії номінальний струм складе:

$$I_{н.вык} = 630 \text{ А} \geq I_{\max} = \frac{S_{HH}}{\cos \varphi_{HH} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{3,28 \cdot 10^3}{0,83 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 63,7 \text{ А}$$

До установки передбачається ВР1-10-20/630У2.

Перевірка вимикача ВР1-10-20/1250У2 за умовами КЗ (табл. 2.4).

Таблица 2.4 – Перевірка вимикача 10 кВ.

Розрахункові данні (ШСВ вимк.)	Параметри вимикача
$I_{no} = 2,13 \text{ кА}$	$I_{np.c.} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 5,44 \text{ кА}$	$i_{np.c.} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 13,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{nt} = 0,13 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$

До встановлення приймаємо вимикач ВР1-10-20/630У2.

2.4.2 Перевірка роз'єднувачів

Роз'єднувачі вибираються за номінальним значення напруги та струму, а також перевіряються на термічну та електродинамічну стійкість.

Результати перевірок вибору приведені в табл. 2.5-2.9

Вибір і перевірка роз'єднувачів типу РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 на стороні 110 кВ.

Таблиця 2.5 – Перевірка роз'єднувача 110 кВ.

З розрахунку	Параметри роз'єднувача
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 112,45 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 9,9 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 1,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір і перевірка роз'єднувачів типу РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 на стороні 35 кВ

Таблиця 2.6 – Перевірка роз'єднувача 35 кВ до переведення лінії

З розрахунку	По каталозі
1	2
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 40,75 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$

Продовження таблиці 2.6 – Перевірка роз'єднувача 35 кВ до переведення лінії

1	2
$i_y = 8,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір і перевірка роз'єднувачів типу РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 на стороні 35 кВ при переведенні лінії з 10 кВ на 35 кВ

Таблиця 2.7 – Перевірка роз'єднувача 35 кВ після переведення лінії.

З розрахунку	По каталозі
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 50,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 8,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ЗРП-10 кВ передбачається з установкою шаф КМ-1Ф.

Таблиця 2.8 – Перевірка роз'єднувача 10 кВ до переведення лінії.

З розрахунку	По каталозі
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 73,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_y = 5,45 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$
Термічна стійкість забезпечується при виготовленні КРП	

Таблиця 2.9 – Перевірка роз'єднувача 10 кВ після переведення лінії .

З розрахунку	По каталозі
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 63,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_y = 5,45 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$
Термічна стійкість забезпечується при виготовленні КРП	

2.4.3 Перевірка збірних шин

З боку 35 кВ.

Шини розташовані у відсіку КП КУ-35. Вони кріпляться на ізоляторах.

а) вибір збірних шин.

Міжфазні відстані складають 0.43 м , а проліт становить 0.43 м. Вибираємо систему шин по найбільш тяжкому режимі для 1 трансформатора. Тому для 35 кВ приймаємо тверді алюмінієві шини коробчатого перетину 75х35х5,5 мм перетином 2х695 мм².

До переведення лінії 10 кВ на 35 кВ

$$I_{дон} = 2670 \text{ А} \geq I_{max} = \frac{S_{CH}}{\cos \varphi_{CH} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{8,4 \cdot 10^3}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 163,01 \text{ А}$$

Після переведення лінії 10 кВ на 35 кВ

$$I_{дон} = 2670 \text{ А} \geq I_{max} = \frac{S_{CH}}{\cos \varphi_{CH} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{8,9 \cdot 10^3}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 172,7 \text{ А}$$

Такий перетин задовольняє умовам нагрівання.

б) перевірка шин на термічну стійкість.

Тепловий імпульс на шинах 35 кВ при трифазному КЗ дорівнює
 $B_K = 1,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Визначення температури шин до КЗ після переведення лінії (до переведення значення буде меншим):

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{ном}}) \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \left(\frac{172,7}{2670} \right)^2 = 25,19^\circ \text{C}$$

де $\Theta_0 = \Theta_{\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$ – температура навколишнього середовища (прийнята як середньомісячна температура самого жаркого місяця);

$\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$ – припустима температура нагрівання шин.

Температура нагрівання провідників при КЗ для $f = 30^\circ \text{C}$:

$$f_{\text{к}} = f + k \frac{B_{\text{к}}}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{1,2 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 30^\circ \text{C}$$

де $k = 1,054 \cdot 10^{-2}$.

Визначимо по кривій $\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$. Це менше температури для алюмінієвих шин (200°C).

На стороні 10 кВ

Шини кріплять на опорних ізоляторах у вершинах трикутника з однаковими сторонами у відсіку КРП серії КМ-1Ф.

Вибір збірних шин.

Міжфазні відстані складають 0.34 м, а проліт становить 0.8 м. Вибираємо систему шин по найбільш тяжкому режимі для 1 трансформатора. Тому для 10 кВ приймаємо тверді алюмінієві шини коробчатого перетину 75x35x5,5 мм перетином $2 \times 695 \text{ мм}^2$.

Після переведення ЛЕП із 10 кВ на 35 кВ допустимий струм зменшиться. Тому розраховуємо струм лише для моменту, коли лінія ще не була переведена.

$$I_{\text{доп}} = 2670 \text{ A} \geq I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{HH}}}{\cos \varphi_{\text{HH}} \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = \frac{7,56 \cdot 10^3}{0,83 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 513,5 \text{ A}.$$

Обраний перетин задовольняє вимогам припустимого нагрівання шин у нормальному режимі.

Перевірка шин на термічну стійкість.

Три трифазному КЗ значення теплового імпульсу становить $B_{\text{к}} = 13,74 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Визначення температури шин до КЗ:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{0\text{ном}}) \left(\frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \left(\frac{513.5}{2670} \right)^2 = 26,7^\circ \text{C},$$

де $\Theta_0 = \Theta_{0\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$ – температура навколишнього середовища (прийнята як середньомісячна температура самого жаркого місяця);

Температура нагрівання провідників при КЗ для $f = 30^\circ \text{C}$:

$$f_{\text{к}} = f + k \frac{B_{\text{к}}}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{13,74 \cdot 10^6}{(2 \cdot 695)^2} = 30,07^\circ \text{C}, \text{ де } k = 1,054 \cdot 10^{-2}.$$

По кривій визначаємо $\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ \text{C}$, що значно менше припустимої температури для алюмінієвих шин (200°C).

2.5 Виміри на ПС

За допомогою контрольно-вимірювальних приладів здійснюється контроль устаткування.

До шин ВН приєднані два трансформатори напруги НКФ-110-83У1 і до шин НН трансформатори НТМИ-10-66.

Таблиця 2.10 – Розрахунок вторинного навантаження для ТН на шинах 110 кВ

Прилад	Тип	Потужність споживана однією ко- тушкою, ВА	Кількість катушок	$\cos j$	$\sin j$	Кількість приборів	Загальна споживана потужність	
							P , Вт	Q , ВАр
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	2	0
Лічильник активної енергії	СА4У- І672М	7	1	0,25	0,97	3	7	23,38
Лічильник	СА4У- І676М	8	1	0,25	0,97	1	8	34,52
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Усього							20	58,1

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{20^2 + 58,1^2} = 61,44 \text{ ВА}$$

Таблиця 2.11 – Розрахунок вторинного навантаження для ТН на шинах 10 кВ

Прилад	Тип	Потужність однією ко- тушкою, ВА	Кількість катушок	$\cos j$	$\sin j$	Кількість приборів	Заг. спож. пот.	
							P , Вт	Q , Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної енергії	СА4У- І672М	8	1	0,25	0,97	11	24	22,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У- І676М	12	1	0,25	0,97	11	35	32,92
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Усього							64	55,2

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{62^2 + 213,4^2} = 222,22 \text{ ВА.}$$

До шин ВН приєднані три трансформатори струму ТФЗМ-110Б-1У1.

$$U_H = 110 \text{ кВ}; \quad I_{1ном} = 300 \text{ А}; \quad I_{2ном} = 5 \text{ А}; \quad K_{дин} = 62; \quad T_{терм} = 3 \text{ с}; \quad K_{терм} = 12;$$

$$T_a = 0,03 \text{ с};$$

Трансформатори струму вибираються індивідуально для кожного ланцюга:

- а) за напругою;
- б) по струму;
- в) за класом точності та конструктивним виконанням;
- г) за електродинамічною стійкістю (крім шинних трансформаторів);
- д) за термічною стійкістю;
- е) по вторинному навантаженню.

Використання трансформаторів струму у вимірювальному устаткуванні для вимірювання струму у трифазних лініях живлення зі струмом до 400 А

Вимірювальний трансформатор — трансформатор, призначений для пересилання інформаційного сигналу вимірювальним приладам, лічильникам, пристроям захисту і керування.

Таблиця 2.12 – Розрахунок вторинного навантаження для ТС на шинах 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-337	0,2	0,2	0,2
Ватметр	Д-355	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	И-670	5	-	5
Лічильник реактивної енергії	И-684	5	-	5

Аналогічно вибираємо трансформатори струму на шинах СН і НН.

На шинах 10 кВ ТПЛК-10-У3

На шинах 35 кВ ТЛК-35.

2.6 Вибір джерел оперативного струму

2.6.1 Джерела змінного оперативного струму

Трансформатори струму, напруги та власних потреб є джерелами змінного оперативного струму.

Особливими серед них є трансформатори струму. Вони є найбільш надійними їх джерелами.

Струм к. з. що проходить по вторинній обмотці трансформатору струму є оперативним струмом. Оперативний струм забезпечує надійність дії релейного захисту, в також відключення вимикача. В варіанті виконання мережі з ізолюваною нейтраллю для захисту від однофазних коротких замикань на землю використовують трансформатори струму.

Систему живлення УРЗА приймемо за джерело оперативного струму.

Щоб жити складні захисти використовується апаратура ВЧ-зв'язку та телемеханіки знайшла своє використання акумуляторна батарея АК-12.

2.6.2 Джерела та споживачі постійного оперативного струму

На проектній підстанції необхідне застосування постійного та змінного струму.

Батерея СК – це джерело постійного оперативного струму.

Споживачі, що отримують живлення від акумуляторної батареї можна розділити на 2 групи:

- а) навантаження, яке є постійно вимкненим;
- б) навантаження, яке виникає в наслідок припинення дії джерел змінного струму;
- в) струми ввімкнення та вимкнення приладів.

Акумуляторна батарея постійно підзаряджається. Живлення здійснюється за допомогою випрямлячів, які є частиною мережі змінного струму. При цьому акумуляторна батарея не несе навантаження, а схема для компенсації саморозряду споживає деякий струм. Але коли з'являється короткочасне навантаження акумуляторна батарея приймає його на себе. Включення масляного вимикача є одним з видів таких навантажень. При зникненні змінного струму акумуляторна батарея бере на себе функції забезпечення живлення пристроїв релейного захисту і, як наслідок, можливість ввімкнення та вимкнення вимикачів.

На підстанції для живлення оперативних ланцюгів постійного струму використовуються кислотні акумуляторні батареї (стаціонарні і переносні) і в окремих випадках лужні. Стаціонарні акумуляторні батареї складають з окремих акумуляторів, зазвичай з'єднаних послідовно.

2.7 Розрахунок АБ і зарядно-підзарядного пристрою

Розрахунок навантаження на АБ представлений в табл. 2.13

Таблиця 2.13 – Розрахунок навантаження на АБ

Приймачі	Кількість	$P_{н,к}$ Вт	$I_{н,А}$	$P_{розрах}$	Пуск $I, А$	Розрахункові навантаження		
						Ав. реж. 30хв.	Штовх. I в авар. реж.	Макс. Штовх. I
Постіне навантаження				25		25	25	25
Аварійне освітлення				200		200	200	200
Приводи вимикачів	1		450				450	
Встроєний ел.магн.привод для ВМП-10	1		58				58	
ШПЕ-10 для ВМК-35			720					720
Перетворювальні агрегати оперативного зв'язку	1	1,72	38	30	100	30	100	30
Всього						255	575	975

Схема АБ буду без елементного комутатора..

Кількість елементів, що приєднують до шин у режимі постійного підзаряду:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{nn}} = \frac{230}{2,15} = 108$$

Типовий номер батареї N визначається по формулі:

$$N > 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1.05 \cdot \frac{255}{25}$$

де $I_{ав}$ - приймаємо по таблиці;

j - припустиме навантаження припустимого розряду;

Перевірка по максимальному штовховому струму:

$$46 \cdot N > I_{\max}; \quad 46 \cdot 12 = 552 < I_{\max} = 975;$$

Отже, треба вибирати акумулятори з типовим номером:

$$N > 975/46=21,2$$

Остаточно приймаємо СК 24.

Підзарядний пристрій:

$$I_{nn} > 0,15 \cdot N + I_n = 0,15 \cdot 24 + 25 = 28,6 \text{ A};$$

$$U_{nz} = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В};$$

Вибираємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 380-260 В и струм 40-80 А. Потужність у режимі підзарядки й живлення установок 23 кВА $\cos\varphi=0,87$.

Зарядний пристрій:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_n = 5 \cdot 24 + 25 = 145 \text{ A};$$

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357 \text{ В};$$

2.8 Освітлення на підстанції

Підстанція обладнана прохідним та штучним освітленням.

Здійснюється кабельне живлення прожекторів ЖОО1-250-01, які встановлені на окремих стійках СВ105-5.

Освітлення розподільчих пристроїв здійснюється люмінесцентними лампами та лампами накаливання.

Робоче та аварійне освітлення здійснюється від мережі 220 В, а ремонтне – 12 В.

Ввімкнення освітлення прожекторів та розподільчого пристроїв здійснюється за допомогою вимикачів. Аварійне освітлення вмикається, коли зникає основне. Його живлення здійснюється за допомогою акумуляторних батарей.

2.9 Схема акумуляторної установки

На підстанції розташований щит постійного струму від якого здійснюється живлення акумуляторної батареї. Зарядні та підзарядні агрегати сполучені кабельними лініями.

Підзарядний агрегат працює безперервно і несе постійне навантаження. Ця батерея приймає на себе тільки навантаження ввімкненні якогось вимикача. Коли напруга змінюється, то цей пристрій має здатність вмикатися і вимикатися. Схема постійного підзаряду наведена рис. 2.1

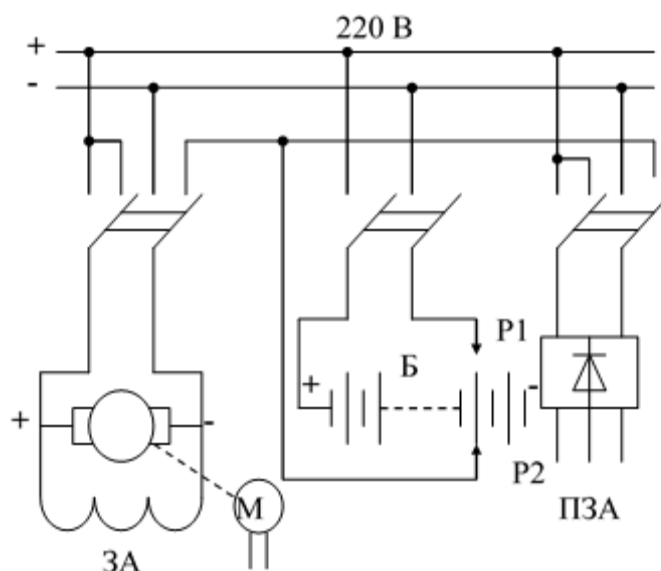


Рисунок 2.1 – Схема зарядно-підзарядного агрегату

2.10 Розрахунок блискавкозахисту

За допомогою блискавковідводів здійснюється захист від прямих ударів блискавки у струмоведучі частини підстанції.

Ширина підстанції становить 64,8 м, а довжина 116,3 м. Тому необхідно встановити 5 блискавковідводів, висотою 20 м. висота, що забезпечує захист об'єкта складає 11,35 м.

Знаходимо зону захисту одиночного блискавковідводу;

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 8,650}{1 + \frac{11,35}{20}} = 8,83 \text{ м};$$

$$h_a = h - h_x = 20 - 11,35 = 8,650 \text{ м};$$

При висоті об'єктів, що захищаються рівній h_x , відстань між двома блискавковідводами a повинне задовольняти умові.

$$a \leq K \cdot M \cdot (h - h_x) = 5 \cdot (20 - 11,35) = 43,25 \text{ м}$$

Найменша ширина зони захисту $b_x/2$ визначається за графіком,
 $b_x/2 = 3,15 \text{ м}$

Умова захисту всієї площі

$$8 \cdot h_a \geq D \geq D_{расч},$$

$$D_{розр} = \sqrt{(58,8 - r_x)^2 + (74,3 - 2 \cdot r_x)^2} = \sqrt{(58,8 - 8,83)^2 + (74,3 - 2 \cdot 8,83)^2} = 75,532 \text{ м}$$

Висновки до розділу 2

Розроблено проект підстанції 110/35/10 кВ. В рамках вибору головної схеми електричних з'єднань ПС визначено доцільним для застосування РП за схемами 10-1, 35-1 та 110-3. Розраховано струми КЗ на шинах 110, 35 і 10 кВ, максимальні значення яких відповідно 4,69 кА, 9,75 кА, 6,43 кА.

Вибрано комутаційні апарати підстанції, визначено тип системи оперативного струму на підстанції та розраховано її технічні характеристики.

Розглянуто систему блискавкозахисту в складі 5 стрижнів висотою 20 м та встановлено, що проєктована система забезпечує захист споруд висотою до 11,35 м.

Сформульовано рекомендації щодо виконання систем автоматики, сигналізації, вимірювань та освітлення на підстанції.

3 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Вступ

В цьому розділі розглядається ідея розроблення стартап-проекту створення пристрою, який буде забезпечувати зміну міжфазних відстаней, яка необхідна для забезпечення вимог ПУЕ, при переведенні ЛЕП на вищий клас напруг. Для цього розділ розділено на такі основні етапи:

- а) опис ідеї;
- б) технологічний аудит ідеї проекту;
- в) фінансово-економічний аналіз;
- г) аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.

Відповідно до глави 2.5.97 ПУЕ 2017 року на ПЛ (крім ПЛЗ) з підтримувальними ізоляційними підвісами в разі горизонтального розташування проводів мінімальну відстань між проводами в прогоні обчислюють за формулою:

$$d_{гор} = 1,0 + \frac{U}{110} + 0,6\sqrt{f}$$

де $d_{гор}$ – відстань по горизонталі між невідхиленими проводами, м;

U – напруга ПЛ, кВ;

f – найбільша стріла провисання проводу, м.

Конструктивне виконання повітряних ліній електропередавання в основному визначається умовами забезпечення припустимих значень напруженості електричного поля навколо фазних проводів ліній з метою обмеження втрат енергії на корону .

3.1 Опис ідеї проекту

Ідея полягає в створенні пристрою для забезпечення зміни міжфазних відстаней за необхідності.

Опис ідеї стартап-проекту зведений в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для споживача, замовника (оператора системи розподілу)
Впровадження пересувного підвісу ізоляторів ЛЕП різних класів напруг	1. Реконструкція ліній електропередавання	Надійність
		Простота застосування
		Простота експлуатації
		Безпека і зручність експлуатації
Зменшення витрат на реконструкцію ЛЕП		Можливість зміни напруги на ЛЕП без зміни опор

Конкурентними технологіями даного пристрою є:

1. Заміна опор і ліній на напругу 10 кВ, а через 30 років на напругу 35 кВ (конкурент 1)

2. Заміна і опор і фазних ліній одразу на 35 кВ (конкурент 2)

3. Заміна опор і ліній на напругу 35 кВ з траверсами для 10 кВ, а через 30 років заміна траверс (конкурент 3)

В табл. 3.2 приведено порівняльний аналіз показників.

Таблиця 3.2 – Порівняльний аналіз показників

Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів				W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
	Мій проєкт(МП)	Конкурент (K1)	Конкурент (K2)	Конкурент (K3)			
РАЗОМ ОБЛАДНАННЯ+МОНТАЖ							
1 етап	188179	96051	168139	96245	МП	K1, K3	K1
2 етап	5000	168139		113605	K1	МП, K3	K2
Витрати на експлуатацію за етап							
1 етап	500000	300000	500000	300000	K2, МП		K1, K3
2 етап		200000		200000	K1, K3		K2, МП
Сумарні затрати з урахуванням фактора часу	693179	764190	668139	709850	K1	МП, K3	K2

3.2 Технологічний аудит ідеї проєкту

В межах даного підрозділу було проведено аудит технологій, за допомогою яких можна реалізувати ідею проєкту.

З кожним роком, збільшується навантаження Об'єднаної Енергосистеми України здебільшого через побутових споживачів.

Одночасно Україна хоче стати членом Євросоюзу. Наразі вектор зовнішньої політики держави направлений на виконання вимог для входження у цю спільноту.

В зв'язку з цим з'являється потреба у переведенні ліній електропередавання на підвищену номінальну напругу.

В Європі одним з основних класів напруги є 20 кВ. Постала проблема фінансування зміни ліній та опор.

Як показують реалії життя, переведення лінії на вищий клас напруги – це "дороге задоволення". Тому для забезпечення зменшення грошових затрат при виконанні таких операцій пропонується пристрій, креслення якого подано на Рис. 3.1, Рис. 3.2 та Рис. 3.3.

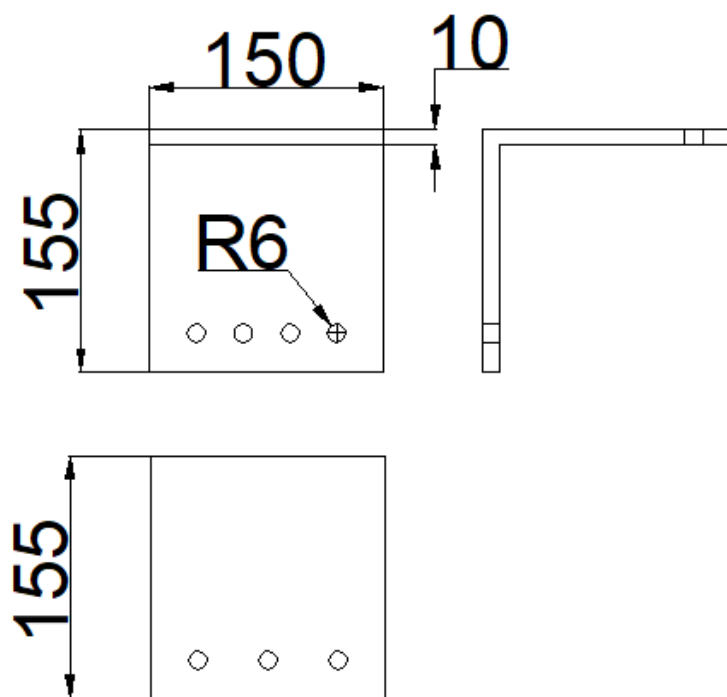


Рисунок 3.1 – Верхня пластина виробу для проміжної опори

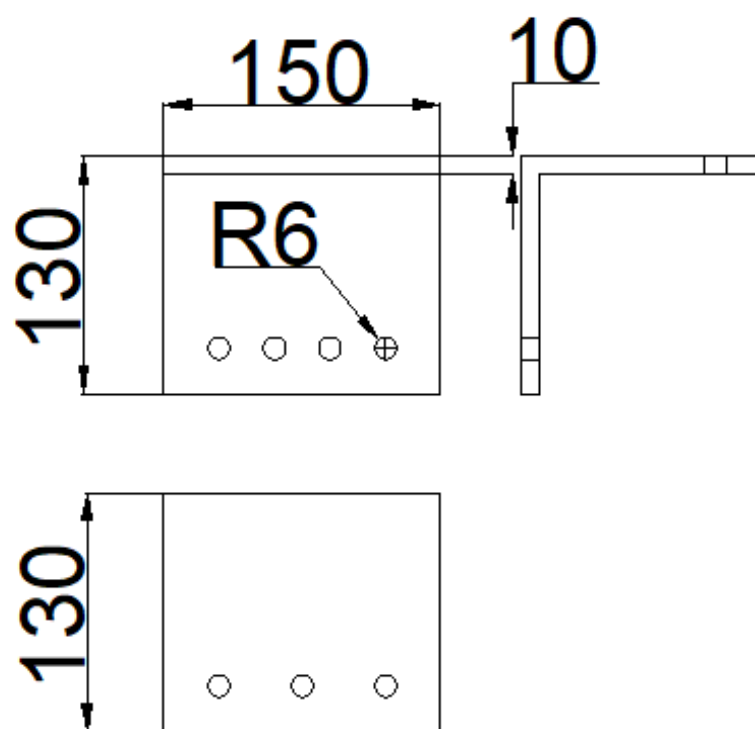


Рисунок 3.2 – Нижня пластина виробу

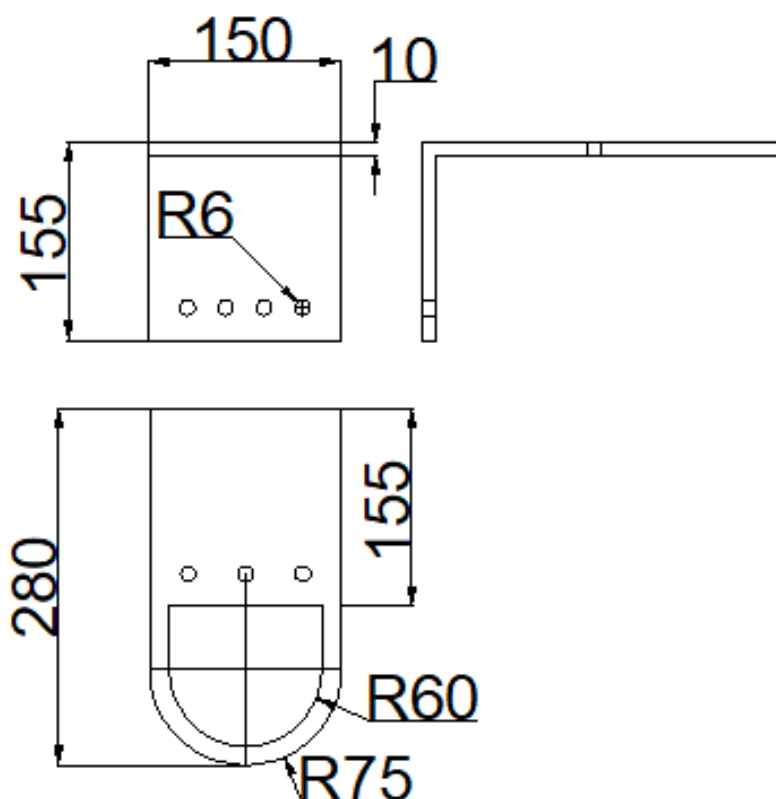


Рисунок 3.3 – Верхня пластина виробу для кутової опори

Припустимо, що в районі живлення лінії 10 кВ через певний час (менший за час зміни опор) прогнозується збільшення навантаження, і необхідно буде підвищувати напругу до 35 кВ. Пропонується одразу поставити опори для 35 кВ, тобто стійки СК120 і ізолятори для 35 кВ, а провід залишити таким, яким він був при 10 кВ, а за допомогою пристрою, який є темою стартапу досягти міжфазних відстаней, які є при 10 кВ. Потім, коли стає необхідність підвищити напругу, замінюється провід та ізолятори встановлюються на місця, де вони повинні бути при напрузі 35 кВ.

На рис. 3.4 зображено проміжну опору для 35 кВ.

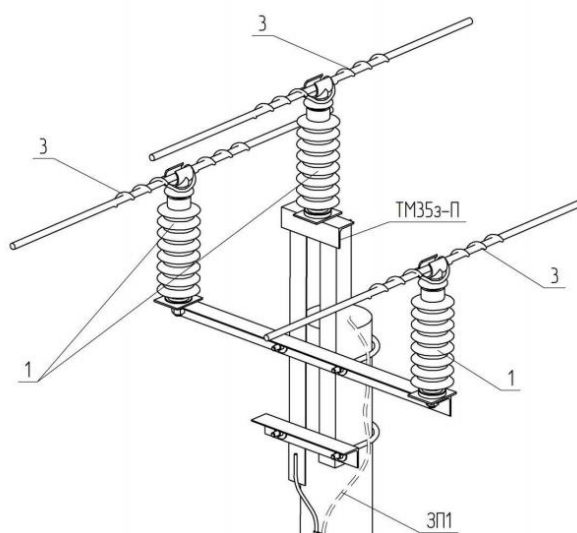


Рисунок 3.4 – Проміжна опора ЛЕП 35 кВ

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз таких складових (табл. 3.3):

Таблиця 3.3 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Забезпечення пересувного підвісу ізоляторів ЛЕП різних класів напруг Зменшення витрат на реконструкцію ЛЕП	Визначення міцності приладу: Метод пластичної деформації	Наявна	Доступна
	Методи виготовлення: Термічна обробка Процес різання листового металу та сортового прокату слюсарною ножівкою - Обпилювання криволінійних поверхонь - Друк на 3D принтері	Наявні	Доступні

Пристрій застосовується так. На траверсу знизу приставляється менша пластина, зображена на рис. 3.2, зверху траверси в тому ж місці приставляється пластина, зображена на рис. 3.3. Обидві пластини зкріплюються болтами ДКС. До використання береться болт М10х25. Тобто болт з шестигранною головкою шириною

10 мм та довжиною 25 мм оцинкований. З іншої сторони на шайбу накручують шайбу та гайку М10.

Для анкерних та кінцевих опор у якості верхньої пластини використовується пластина зображена на Рис. 3.3.

3.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

Визначено вартість обладнання при кожному з варіантів за допомогою онлайн середовища для проектування <http://cad.sicame.ua/>. Всі вартості обладнання взято з цього середовища.

До розгляду взято лінію з 10 опор. 9 опор – проміжних, 1 – кінцева. На лініях 10 кВ використано провід АС - 16, а на лініях 35 кВ - АС – 35. Такі вихідні дані використовуються, бо вони дають високу наглядність ефективності використання пристрою, що проектується в стартапі.

В усіх варіантах розглядаємо наступну ситуацію. Припускаємо, що строк служби опори 10 та 35 кВ 50 років. В даний момент часу необхідно замінити опори ЛЕП 10 кВ. Також існує планова реконструкція ЛЕП з 10 кВ на 35 кВ через 30 років.

До розрахунку приймаємо такі дані.

Вартість монтажу опори (B_o) становить 500 грн.

Вартість монтажу арматури на опору (B_A) становить 500 грн.

Вартість монтажу проводу на опору (B_P) становить 500 грн.

В першому варіанті розглядається наступна ситуація. Спочатку замінюються опори на 10 кВ, через 30 років на 35 кВ . Отже, загальна сума буде складатися з вартостей лінії 10 кВ і 35 кВ.

Вартість матеріалів для оновлення ЛЕП 10 кВ наведена в табл. 3.4

Таблиця 3.4 – Вартість ЛЕП 10 кВ для 1 конкурентної технології

№ п/п	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці (без ПДВ), грн	Вартість (без ПДВ), грн
	Будівництво 10 кВ					
	Залізобетонні елементи					
1	2	3	4	5	6	7
1.	Стійка СК105-12	Стійка СК105-12	шт	2	6724,49	13448,98
2.	Стійка СК105-5	Стійка СК105-5	шт	9	4543,4	40890,6
	Сталеві конструкції					
3.	Траверса ТМз011 (180.2н/5-14)	Траверса ТМз011	шт	9	523	4707
4.	Траверса ТМз022 (180.2н/5-17)	Траверса ТМз022	шт	1	928	928
5.	Хомут Х01 (арх 180.2н/5-29)	Хомут Х01 (арх 180.2н/5-29)	шт	9	102	918
	Електротехнічне обладнання					
6.	Ковпачок К6	Ковпачок К6	шт	27	1,5	40,5
	Арматура					
7.	В'язка спіральна діелектрична PLDT3R (95-120 mm ²) (Для верхнього кріплення на ШФ-20Г1)	PLDT3R	шт	27	411	11097
8.	Затискач натяжний клиновий РА 28120 Р з пристроєм вирівнювання потенціалу	РА 28120 Р	шт	3	1019	3057
9.	Затискач плашковий відгалужувальний PGA 101 для неізолюваних дротів	PGA 101	шт	12	61	732
10.	Ізолятор натяжний полімерний PSI 15 CC U _{ном} =15 кВ	PSI 15 CC	шт	3	646	1938

Закінчення таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7
11.	Ізолятор ШФ20-Г1	ШФ20-Г1	шт	27	102	2754
	Кабель та провід					
12.	Провід неізолюваний ГОСТ 839-80	АС 16	м	941	-	5040
	Загальна вартість					85551,08

Вартість монтажу (V_m) розраховується за формулою

$$V_m = n \cdot (V_o + V_a) + V_p$$

де n – кількість опор.

Вартість монтажу ліній 10 кВ для 1 варіанту становить:

$$V_m = 10 \cdot (500 + 500) + 500 = 10500 \text{ грн.}$$

Вартість монтажу та матеріалу ліній 10 кВ для 1 варіанту становить:

$$V_l = 85551.08 + 10500 = 96051.01 \text{ грн.}$$

Вартість обслуговування лінії (V_{ob}) становить 10000 грн/рік.

Вартість витрат на спорудження та обслуговування ліній 10 кВ протягом 30 років для 1 варіанту становить:

$$Z_1 = V_l + n \cdot V_{ob} = 96051.01 + 300000 = 396051.01$$

n – кількість років експлуатації.

Вартість матеріалів для заміни ЛЕП 10 кВ на ЛЕП 35 кВ наведена в табл. 3.5

Таблиця 3.5 – Вартість матеріалів для заміни ЛЕП 10 кВ на ЛЕП 35 кВ через 30 років для 1 конкурентної технології

№ п/п	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Од. виміру	Кількість	Вартість одиниці (без ПДВ), грн	Вартість (без ПДВ), грн
1	2	3	4	5	6	7
1.	Провід неізолюваний ГОСТ 839-80	АС 35	м	941	-	11 760

Закінчення таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6	7
2.	Стійка СК120-6	Стійка СК120-6	шт	11	4957,61	54533,71
3.	-	Траверса ТМ35з-А	шт	1	1350	1350
4.	-	Траверса ТМ35з-П	шт	9	1365	12285
5.	Сталь кругла оцинкована	Сталь кругла оцинкована за ДСТУ 4738:2007 d10(цинк)	м	9,5	27,72	263,34
	Арматура					
6.	Кріплення на стрижньовому ізоляторі 42 кВ PLDT-3CR (70-95 mm ²)	PLDT-3CR (42 кВ)	шт	27	460	12420
7.	Затискач натяжний РА 4595 Р (70-95 mm ²)	РА 4595 Р	шт	3	1019	3057
8.	Затискач плашковий відгалужувальний PGA 101 для нейзольованих дротів	PGA 101	шт	20	61	1220
9.	Затискач проколюючий оперативний TTDC AT 45401 FABI95U зі скобою для підключення	TTDC AT 45401 FABI95U	шт	3	1490	4470
10.	Ізолятор натяжний полімерний PSI 42 CC Uном=42 кВ	PSI 42 CC	шт	3	1480	4440
11.	Ізолятор стрижневий полімерний PSI 42 RD (III зона по СЗ)	PSI 42 RD	шт	27	1920	51840
	Загальна вартість					157639,05

Загальна вартість становить 157639,05 грн

Вартість монтажу ліній 35 кВ для 1 варіанту становить:

$$B_m = 10 \cdot (500 + 500) + 500 = 10500 \text{ грн.}$$

Вартість монтажу та матеріалу ліній 35 кВ для 1 варіанту становить:

$$B_d = 157639,05 + 10500 = 168139,05 \text{ грн.}$$

Вартість обслуговування протягом 20 років

$$V_{OB} = 200000$$

Вартість витрат на спорудження та обслуговування ліній 35 кВ протягом 30 років для 1 варіанту становить:

$$Z_2 = V_L + V_{OB} = 168139.05 + 200000 = 368139.05 \text{ грн.}$$

Отже, загальна вартість спорудження та обслуговування лінії протягом 50 років становить:

$$Z = Z_1 + Z_2 = 396051.01 + 368139.05 = 764190.05 \text{ грн.}$$

Вартість використання 2 конкурентної технології можна знайти використовуючи дані табл. 3.5.

Вартість монтажу ліній 35 кВ для 2 варіанту становить:

$$V_M = 10 \cdot (500 + 500) + 500 = 10500 \text{ грн.}$$

Вартість монтажу та матеріалу ліній 35 кВ для 2 варіанту становить:

$$V_L = 157639.05 + 10500 = 168139.05 \text{ грн.}$$

Вартість обслуговування протягом 50 років

$$V_{OB} = 500000 \text{ грн.}$$

Вартість витрат на спорудження та обслуговування ліній 35 кВ протягом 30 років для 1 варіанту становить:

$$Z = V_L + V_{OB} = 168139.05 + 500000 = 668139.05 \text{ грн.}$$

Вона 668139.05 складає грн, тому що ми одразу встановлюємо опори для ЛЕП 35 кВ.

Третій варіант полягає в тому, що передбачаються опори для 35 кВ з траверсою, ізоляторами та арматурою для 10 кВ. Таким чином, міжфазні відстані залишаються у допустимих межах для 10 кВ. Провід спочатку залишається для 10 кВ, а через 30 років провід, ізолятори, траверса та арматура змінюються до 35 кВ.

Вартість матеріалів для встановлення ЛЕП 10 кВ наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Вартість матеріалів для встановлення ЛЕП 10 кВ для 3 конкурентної технології

№ п/п	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці (без ПДВ), грн	Вартість (без ПДВ), грн
	Залізобетонні елементи					
1.	Стійка СК120-6	Стійка СК120-6	шт	11	4957,61	54533,71
	Сталеві конструкції					
2.	Траверса ТМз011 (180.2н/5-14)	Траверса ТМз011	шт	9	523	4707
3.	Траверса ТМз022 (180.2н/5-17)	Траверса ТМз022	шт	1	928	928
4.	Хомут Х01 (арх 180.2н/5-29)	Хомут Х01 (арх 180.2н/5-29)	шт	9	102	918
	Електротехнічне обладнання					
5.	Ковпачок К6	Ковпачок К6	шт	27	1,5	40,5
	Арматура					
6.	В'язка спіральна діелектрична PLDT3R (95-120 mm ²) (Для верхнього кріплення на ШФ-20Г1)	PLDT3R	шт	27	411	11097
7.	Затискач натяжний клиновий РА 28120 Р з пристроєм вирівнювання потенціалу	РА 28120 Р	шт	3	1019	3057
8.	Затискач плашковий відгалужувальний PGA 101 для неізолюваних дротів	PGA 101	шт	12	61	732
9.	Ізолятор натяжний полімерний PSI 15 СС Уном=15 кВ	PSI 15 СС	шт	3	646	1938
10.	Ізолятор ШФ20-Г1	ШФ20-Г1	шт	27	102	2754

Закінчення таблиці 3.6

	Кабель та провід					
11.	Провід неізолюваний ГОСТ 839-80	АС 16	м	941	-	5040
	Загальна вартість стано- вить					85745.2

Вартість монтажу ліній 10 кВ для 3 варіанту становить:

$$B_m = 10 \cdot (500 + 500) + 500 = 10500 \text{ грн.}$$

Вартість монтажу та матеріалу ліній 10 кВ для 3 варіанту становить:

$$B_{\text{л}} = 85745.21 + 10500 = 96245.21 \text{ грн.}$$

Вартість витрат на спорудження та обслуговування ліній 10 кВ протягом 30 років для 3 варіанту становить:

$$Z_1 = B_{\text{л}} + n \cdot B_{\text{об}} = 96245.21 + 300000 = 396245.21$$

Вартість виробів для реконструкції ЛЕП наведена в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 - Вартість виробів для реконструкції ЛЕП 10 кВ на 35 кВ для 3 конкурентної технології

№ п/п	Найменування та технічна характе- ристика	Тип, марка, позна- чення документа, опитувального ли- ста	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці (без ПДВ), грн	Вартість (без ПДВ), грн
1	2	3	4	5	6	7
1.	-	Траверса ТМ35з- А	шт	1	1350	1350
2.	-	Траверса ТМ35з- П	шт	9	1365	12285

Закінчення таблиці 3.7

1.	Сталь кругла оцинкована	Сталь кругла оцинкована за ДСТУ 4738:2007 d10(цинк)	м	9,5	27,72	263,34
2.	Кріплення на стрижнювому ізоляторі 42 кВ PLDT-3CR (70-95 mm ²)	PLDT-3CR (42 кВ)	шт	27	460	12420
3.	Затискач натяжний РА 4595 Р (70-95 mm ²)	РА 4595 Р	шт	3	1019	3057
4.	Затискач плашковий відгалужувальний PGA 101 для неізольованих дротів	PGA 101	шт	20	61	1220
5.	Затискач проколюючий оперативний TTDC AT 45401 FABI95U зі скобою для підключення	TTDC AT 45401 FABI95U	шт	3	1490	4470
6.	Ізолятор натяжний полімерний PSI 42 CC Уном=42 кВ	PSI 42 CC	шт	3	1480	4440
7.	Ізолятор стрижневий полімерний PSI 42 RD (III зона по СЗ)	PSI 42 RD	шт	27	1920	51840
	Кабель та провід					
8.	Провід неізольований ГОСТ 839-80	АС 35	м	941	-	11 760
	Загальна вартість становить					103105.34

Загальна вартість становить 103105.34 грн

Вартість монтажу ліній 35 кВ для 3 варіанту становить:

$$B_m = 10 \cdot (500 + 500) + 500 = 10500 \text{ грн.}$$

Вартість монтажу та матеріалу ліній 35 кВ для 3 варіанту становить:

$$B_d = 103105.34 + 10500 = 113605.3 \text{ грн.}$$

Вартість витрат на спорудження та обслуговування ліній 35 кВ протягом 20 років для 3 варіанту становить:

$$З_2 = В_{л} + В_{об} = 113605.3 + 200000 = 313605.3 \text{ грн.}$$

Отже, загальна вартість спорудження та обслуговування лінії протягом 50 років становить:

$$З = З_1 + З_2 = 396245.21 + 313605.3 = 709850.51 \text{ грн.}$$

Вартість виробу, який використовується у стартапі становить приблизно 500 грн. Від цієї ціни буде відштовхуватись підрахунок.

Вартість реконструкції з використанням стартапу наведена в таблиці 3.8

Таблиця 3.8 - Вартість реконструкції з використанням стартапу

№ п/п	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці (без ПДВ), грн	Вартість (без ПДВ), грн
1	2	3	4	5	6	7
1.	Провід неізолюваний ГОСТ 839-80	АС 16	м	941	-	5040
2.	Стійка СК120-6	Стійка СК120-6	шт	11	4957,61	54533,71
3.	-	Траверса ТМ35з-А	шт	1	1350	1350
4.	-	Траверса ТМ35з-П	шт	9	1365	12285
5.	Сталь кругла оцинкована	ДСТУ 4738:2007 d10(цинк)	м	9,5	27,72	263,34
	Арматура					
6.	Кріплення на стрижньовому ізоляторі 42 кВ PLDT-3CR (70-95 mm ²)	PLDT-3CR (42 кВ)	шт	27	460	12420
7.	Затискач натяжний РА 4595 Р (70-95 mm ²)	РА 4595 Р	шт	3	1019	3057

Закінчення таблиці 3.8

1	2	3	4	5	6	7
8.	Затискач плашковий відгалужувальний PGA 101 для неізолюваних дротів	PGA 101	шт	20	61	1220
9.	Затискач проколюючий оперативний TTDC AT 45401 FABI95U зі скобою для підключення	TTDC AT 45401 FABI95U	шт	3	1490	4470
10.	Ізолятор натяжний полімерний PSI 42 CC Uном=42 кВ	PSI 42 CC	шт	3	1480	4440
11.	Ізолятор стрижневий полімерний PSI 42 RD (III зона по СЗ)	PSI 42 RD	шт	27	1920	51840
12.	Провід неізолюваний ГОСТ 839-80	AC 35	м	941	-	11760
13.	Виріб для старту		шт	30		15000
	Загальна вартість становить					177679.05

Необхідно врахувати зміну міжфазних відстаней через 30 років. Зміна міжфазних відстаней на одній опорі становить 500 грн.

Вартість монтажу ліній 35 кВ для старту-варіанту становить:

$$B_m = 10 \cdot (500 + 500) + 500 + 5000 = 15500 \text{ грн.}$$

Вартість монтажу та матеріалу ліній 35 кВ для старту-варіанту становить:

$$B_{\text{л}} = 177679.05 + 15500 = 193179.05 \text{ грн.}$$

Вартість обслуговування протягом 50 років

$$B_{\text{об}} = 500000 \text{ грн.}$$

Вартість витрат на спорудження та обслуговування ліній 35 кВ протягом 30 років для 1 варіанту становить:

$$Z = B_{\text{л}} + B_{\text{об}} = 193179.05 + 500000 = 693179.05 \text{ грн.}$$

Так як вартість витрат складає 693179.05 грн, тому що ми просто встановлюємо опори для ЛЕП 35 кВ.

3.4 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Таблиця 3.9 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

<i>№ n/n</i>	<i>Потреба, що фо- рмує ринок</i>	<i>Цільова аудито- рія (цільові сег- менти ринку)</i>	<i>Відмінності у пове- дінці різних потен- ційних цільових груп клієнтів</i>	<i>Вимоги споживачів до то- вару</i>
1	Підвішування ізоляторів на опорах	Державні замовлення на побудову та реконструкцію ЛЕП	Забезпечення меншої ціни при реконструкції ЛЕП	Надійність

Аналіз ринкового середовища наведено в табл. 3.10

Таблиця 3.10. – Фактори загроз

<i>№ n/n</i>	<i>Фактор</i>	<i>Зміст загрози</i>	<i>Можлива реакція компанії</i>
1	Старіння опори	Опора буде підлягати заміні до планованого часу реконструкції	Застосування пристрою для моментів часу, коли необхідність реконструкції вже скоро з'явиться

Визначення можливостей впровадження стартапу на основі SWOT-аналізу показано в табл. 3.11

Таблиця 3.11. – SWOT-аналіз

Сильні сторони: простота виготовлення, надійність	Слабкі сторони: небажання покупців використовувати нову технологію
Можливості: подальше впровадження методів регулювання міжфазних відстаней	Загрози: цінова конкуренція із технологією 3, яка наведена в пункті 3.3

Висновки до розділу 3

В даному розділі розглянуто розроблення стартап-проекту, основною ідеєю якого є впровадження пересувного підвісу ізоляторів ЛЕП різних класів напруг та

зменшення витрат на реконструкцію ЛЕП. Його комерціалізація не є можливою, бо є інші технології, які випередять цей стартап за рахунок нижчої собівартості. Подальші розробки цьому напрямі є доцільними. Можливий варіант розробки універсальної опори та траверси, але для цього потрібен дуже надійний матеріал, який би міг витримувати довготривалу службу без заміни. Тоді б переведення напруги на рівень вище мало би меншу собівартість.

Для захисту приймається цифрове реле МРЗС-05Л.

Пристрій МРЗС-05л забезпечує контроль і індикацію наступних величин:

- а) трьох фазних струмів;
- б) струму $3I_0$;
- в) 1-й гармоніки струму $3I_0$;
- г) суми вищих гармонік струму $3I_0$ (без першої).

Величина контрольованих струмів короткого замикання трьох фаз в межах від 0,1 до 30 Ін.

Величина контрольованого струму нульової послідовності $3I_0$ - від 0,01 до 2 А; при цьому тривало допустимий струм - до 2 А.

На індикаторі струми можуть відображатися як у вторинних, так і в первинних

Діапазон установки коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму від 1 до 650.

Діапазон установки коефіцієнта трансформації трансформатора струму нульової послідовності від 1 до 1500.

Пристрій МРЗС-05л має п'ять дискретних входів для управління логікою пристрою. При цьому:

- а) забезпечується можливість вибору для кожного входу одного або декількох логічних сигналів;
- б) забезпечується можливість призначення входу «прямим» (спрацьовування по появі напруги) або «інверсним» (спрацьовування по зникненню напруги);
- в) забезпечується можливість роботи дискретних входів від постійного і змінного струму

Вибір типу напруги (змінна або постійне) задається через меню пристрою.

Логічні рівні спрацьовування дискретних входів для пристрою з харчуванням 220 В:

- а) рівень "логічного нуля" - від 0 до 100 В;
- б) рівень "логічної одиниці" - від 150 В до 250 В.

Логічні рівні спрацьовування дискретних входів для пристрою з харчуванням 110 В:

- а) рівень "логічного нуля" - від 0 до 50 В;
- б) рівень "логічної одиниці" - від 75 В до 125 В.

При роботі від напруги змінного струму забезпечена можливість вибору часу фіксації пристроєм зміни логічного стану на вході в діапазоні від 20 до 60 мс з дискретністю зміни 20 мс. При роботі від напруги постійного струму забезпечується можливість вибору часу фіксації пристроєм зміни логічного стану на вході в діапазоні від 0 до 60 мс з дискретністю зміни 10 мс.

Струм споживання по ланцюгу дискретного входу - не більше 5 мА при напрузі на вході не більше 250 В.

4.2 Розрахунок параметрів захисту лінії Л2

4.2.1 Вибір схеми з'єднання трансформаторів струму та реле

Попередньо необхідно визначити, на які види короткого замикання повинен реагувати захист. Доцільно забезпечити необхідну чутливість при мінімальній кількості елементів схеми захисту, тобто необхідно врахувати можливі схемні обмеження електричної мережі, що розглядається. Якщо таких обмежень немає, то доцільно використати схему з'єднання трансформаторів струму (ТА) та реле (КА) за економічних умов, тобто на різницю струмів двох фаз (неповний трикутник), відповідно до рис. 4.2. Розрахунковий коефіцієнт схеми дорівнює при цьому $3^{1/2}$.

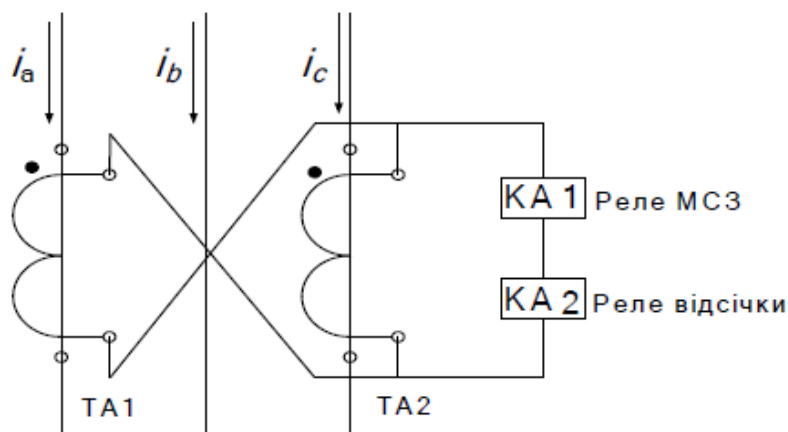


Рисунок 4.2 – Схема з'єднань на різницю струмів двох фаз

4.2.2 Розрахунок струму спрацювання МС32

Струм спрацювання МС3 вибирається таким чином, щоб захист надійно повертався в початкове положення після відключення зовнішніх коротких замикань в режимі, що супроводжується струмами самозапусків електродвигунів споживачів, і щоб не спрацював захист при успішній дії АПВ.

$$I_{c.3.2} = \frac{K_n \cdot K_3 \cdot I_{2p\max}}{K_n}$$

де $K_n = 1.1$ - коефіцієнт надійності для цифрового реле;

$K_3 = 2.0-3.0$ - коефіцієнт самозапуску електродвигунів;

$K_n = 0.96$ - коефіцієнт повернення для цифрового реле.

Струм спрацювання реле МС32:

$$I_{c.p.2} = \frac{I_{c32} \cdot K_{cx}}{K_{in}}$$

де K_{in} - коефіцієнт трансформації трансформатора струму (в нашому випадку $K_{in}=1000/1$);

$K_{ед}$ - коефіцієнт схеми.

Перевірка МС32 на чутливість:

$$K_{ч2} = \frac{I_{кзmin}}{I_{сз2} \cdot K_{сх}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{к4}}{I_{сз2} \cdot K_{сх}}$$

Якщо ця умова не виконується, то необхідно змінити схему з'єднання ТА та КА на неповну чи повну зірку, в котрих $K_{сх} = 1$.

4.2.3 Розрахунок струму спрацювання відсічки лінії Л2

Струм спрацювання відсічки знаходиться за формулою:

$$I_{св2} = K_H \cdot I_{кзmax} = K_H \cdot I_{к4}$$

де $K_H = 1.2 - 1.3$.

Струм спрацювання реле відсічки

$$I_{рв2} = \frac{I_{св2} \cdot K_{сх}}{K_{ін}}$$

4.3 Розрахунок параметрів спрацювання захисту Л1

4.3.1 Вибір схеми з'єднання трансформаторів струму та реле

Оскільки захист лінії Л1 повинен бути резервним для ліній Л2 і Л3, то необхідно вибрати схему з'єднання ТА і КА з врахуванням схемних обмежень, тобто відповідно до варіанту врахувати схему з'єднання силового трансформатора на лінії Л3.

Якщо, наприклад, обмотки силового трансформатора з'єднані по схемі У/Δ чи У/У0, то необхідно прийняти для захисту схему з'єднання повної чи неповної зірки зображену на рис. 4.3, в котрих $K_{cx} = 1$.

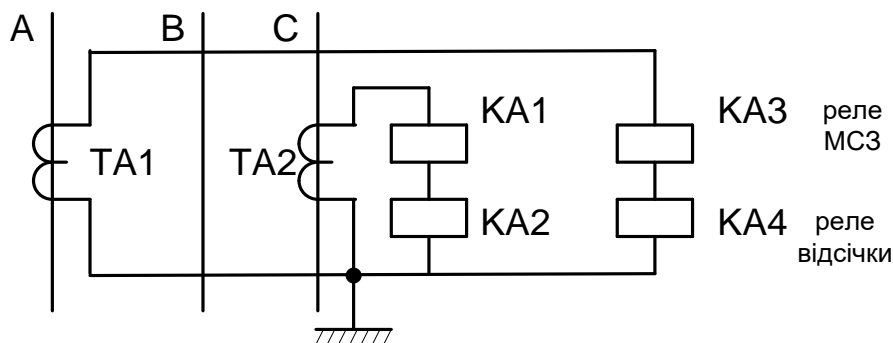


Рисунок 4.3 - Схема з'єднання неповної зірки

4.3.2. Розрахунок струму спрацювання МСЗ1 лінії Л1

Струм спрацювання МСЗ1 знаходиться за класичною формулою:

$$I_{c31} = I_{1p\max} \cdot \frac{K_n \cdot K_3}{K_n} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_n} \cdot (I_{2p\max} + I_{3p\max})$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.1} = \frac{I_{c31} \cdot K_{cx}}{K_{in}}$$

Перевірка МСЗ1 на чутливість для основного захисту лінії Л1

$$K_{ч10} = \frac{I_{k3\min}}{I_{c31} \cdot K_{cx}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{k2}}{I_{c31} \cdot K_{cx}} \geq 1,5.$$

Для МС31 як резервної для ліній Л2 та Л3

$$K_{ч1p} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot I_{к4}}{I_{сз1} \cdot K_{сх}}$$

Якщо ці критерії виконуються, захист вибраний правильно, а коли ні, то необхідно змінити схему з'єднання трансформаторів струму та реле, або ж застосовувати захист на інших принципах, починаючи з МСЗ з блокуванням по мінімальній напрузі.

4.3.3. Розрахунок струму спрацювання відсічки лінії ЛЛ

Струм спрацювання відсічки

$$I_{св1} = K_H \cdot I_{к2}$$

Струм спрацювання реле відсічки

$$I_{рв1} = \frac{I_{св1} \cdot K_{сх}}{K_{iH}}$$

4.4 Розрахунок часу спрацювання захистів і побудова карти селективності

Час спрацювання захисту визначається за формулою

$$t_3 = t_{ка} + \Delta t$$

де t_{ka} - найбільший час спрацювання кінцевого автомата захисту приєднань до шин підстанції, відносно якої ведеться розрахунок (починаючи від кінця мережі);

$t = 0.3-0.6$ с - ступінь селективності.

Таким чином, час захисту Л2 буде

$$t_{32} = t(\max t_4, t_5, t_6) + \Delta t$$

Тобто береться найбільший час із заданих на підстанції №3.

Принципові схеми необхідно навести для ліній Л1 і Л2, якщо вони, відповідно до варіанту, мають різні, схеми з'єднання трансформаторів струму та реле. Принципова схема повинна функціонувати відповідно до карти селективності, тобто якщо коротке замикання поза зоною захисту відсічки, то повинен спрацювати МСЗ зі своєю витримкою часу, а якщо коротке замикання в зоні захисту відсічки, то повинна спрацювати відсічка без витримки часу

4.5 Розрахунок параметрів спрацювання

Вихідні дані:

$$U_H = 20 \text{ кВ};$$

$$S_1 = 2 \text{ МВА};$$

$$S_2 = 1 \text{ МВА};$$

$$S_3 = 1 \text{ МВА}.$$

Схема з'єднання т-ра: У/Δ.

Лінії Л1 та Л2 виконані проводом АС-35. Довжина Л1 - 11 м, а Л2 - 18 м.

Опори ліній надамо у вигляді табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Дані ліній

№	Довжина, м	Ма- рка	$r_{\text{пог}}, \text{ Ом/м}$	$x_{\text{пог}}, \text{ Ом/м}$	$R_{\text{лінії}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{лінії}}, \text{ Ом}$
L1	11	АС-35	0,77	0,4	8,5	4,4
L2	18	АС-35	0,77	0,4	13,9	7,2

Параметри трансформатора Т2 ТДЦ – 400000/100 надамо у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Дані трансформатора Т2

Трансформатор	$U_B, \text{ кВ}$	$U_H, \text{ кВ}$	$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_x, \text{ кВт}$	$I_x, \%$
ТДЦ – 400000/110	121	20	10,5	900	320	0,45

Опір трансформатора

$$Z_T = \frac{10 \cdot U_K \cdot U_B^2}{S_T} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 121^2}{400} = 3,8 \text{ Ом}$$

Визначаємо струми короткого замикання на різних ділянках лінії

$$I_{K4} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{T4}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 3,8} = 4038 \text{ А}$$

$$I_{K3} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{T3}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(7 \cdot 0,77)^2 + (7 \cdot 0,4)^2}} = 1901 \text{ А}$$

$$I_{K2} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{T2}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(8,5)^2 + (4,4)^2}} = 1210 \text{ А}$$

$$I_{K1} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{T2}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(8,5 + 13,9)^2 + (4,4 + 7,2)^2}} = 459 \text{ А}$$

Визначаємо робочі струми ліній

$$I_{\text{МАКС.РОБ2}} = \frac{S_2 + S_3}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1000 + 1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 57 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАКС.РОБ3}} = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 57 \text{ А}$$

$$I_{\text{МАКС.РОБ1}} = I_{\text{МАКС.РОБ2}} + I_{\text{МАКС.РОБ3}} = 57 + 57 = 114 \text{ А}$$

Для лінії Л2, обраємо для захисту схему з'єднання на різницю двох фаз, в якій коефіцієнт схеми $\sqrt{3}$. В Л1 для захисту обираємо схему підключення по неповній зірці: $K_{\text{сх}}=1$

Для силових трансформаторів, розташованих в Л1 та Л2, обираємо коефіцієнти трансформації в залежності від максимального струму в лінії:

$$K_{\text{T2}} = \frac{I_{\text{МАКС.РОБ2}}}{5} = \frac{57}{5} = 11,4 \approx 12$$

$$K_{\text{T1}} = \frac{I_{\text{МАКС.РОБ1}}}{5} = \frac{114}{5} = 22,8 \approx 23$$

Отже для лінії Л2 приймемо трансформатор струму коефіцієнт трансформації 150/5, а для Л1 250/5

Приймемо:

$K_{\text{н}}=1.1$ - коефіцієнт надійності;

$K_{\text{з}}=2$ - коефіцієнт самозапуску електродвигунів;

$K_{\text{п}}=0.96$ - коефіцієнт повернення реле струму.

4.6 Розрахунок уставки спрацювання за струмом максимального струмового захисту (м.с.з.) та струмової відсічки (с.в.) ліній Л1 та Л2

Розрахунок параметрів м.с.з. починаються з кінця ділянки мережі, що розглядається. В нашому випадку починаємо розрахунок захисту лінії Л2. Струм спрацювання м.с.з. вибирається таким чином, щоб захист надійно повертався в початкове положення після відключення зовнішніх коротких замикань в режимі, що супроводжується струмами самозапусків електродвигунів споживачів, і щоб не спрацював захист при успішній дії АПВ

Для Л2:

Струм спрацювання м.с.з.2:

$$I_{\text{сз2}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{з}} \cdot I_{\text{МАКС.РОБ2}}}{k_{\text{г}}} = \frac{1.1 \cdot 2 \cdot 57}{0.96} = 132 \text{ А}$$

Струм спрацювання реле м.с.з.2:

$$I_{cp2} = \frac{k_{cx} \cdot I_{cз2}}{k_{in2}} = \frac{132}{30} = 4.4 \text{ А}$$

Струм спрацювання с.в.2:

$$I_{св2} = k_n \cdot I_{K1} = 0.95 \cdot 458 = 435.1 \text{ А}$$

Струм спрацювання реле с.в.2:

$$I_{pв2} = \frac{I_{св2} \cdot k_{cx}}{k_{in2}} = \frac{435.1}{30} = 14.503 \text{ А}$$

Для Л1:

Струм спрацювання м.с.з.1:

$$I_{сз1} = \frac{k_n \cdot k_з \cdot I_{МАКС.РОБ1}}{k_г} = \frac{1.1 \cdot 2 \cdot 114}{0.96} = 261.25 \text{ А}$$

Струм спрацювання реле м.с.з.1:

$$I_{cp1} = \frac{k_{cx} \cdot I_{сз1}}{k_{in1}} = \frac{261.25}{50} = 5.225 \text{ А}$$

Струм спрацювання с.в.1:

$$I_{св1} = k_n \cdot I_{K2} = 0.95 \cdot 1210 = 1131 \text{ А}$$

Струм спрацювання реле с.в.1 :

$$I_{pв1} = \frac{I_{св1} \cdot k_{cx}}{k_{in1}} = \frac{1131}{50} = 22.62 \text{ А}$$

Перевірка за чутливістю вибрані уставки спрацювання реле

Перевірка м.с.з.2 на чутливість:

Для основного захисту лінії Л2:

$$k_{ч1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.5 \cdot I_{к2}}{I_{сз1} \cdot k_{cx}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.5 \cdot 1210}{264} = 3.97 > 1.5 \text{ - умова виконується}$$

Перевірка м.с.з.1 на чутливість:

Для основного захисту лінії Л1:

$$k_{\kappa 2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.5 \cdot I_{\kappa 1}}{I_{\text{сз2}} \cdot k_{\text{сх}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.5 \cdot 458}{132} = 3 > 1.5 - \text{умова виконується}$$

Для м.с.з як резервної для Л2 та Л3:

$$k_{\kappa 1p} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.5 \cdot I_{\kappa 1}}{I_{\text{сз1}} \cdot k_{\text{сх}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0.5 \cdot 458}{264} = 1,502 > 1.2 - \text{умова виконується}$$

Оскільки всі критерії виконуються, то захист обраний правильно.

4.7 Розрахунок витримки часу спрацювання струмових захистів Л1 та Л2. Побудова карти селективності

$\Delta t = 0.5$ с - ступінь селективності

Час дії захисту лінії Л1:

$$t_{32} = \max(t_4, t_5) + \Delta t = \max(0.7, 0.1) + 0.5 = 1,2 \text{ с}$$

Час дії захисту лінії Л2:

$$t_{31} = t_{32} + \Delta t = 1.2 + 0.5 = 1.7 \text{ с}$$

Побудова карти селективності прив'язується до схеми електричної мережі. Під нею графоаналітичним методом знаходять зони спрацювання відсічок Z1 і Z2. Для цього використовують струми коротких замикань заданого варіанту, беручи $I_{\kappa 1}$ на шинах ПС 1, $I_{\kappa 2}$ на шинах ПС 2 та $I_{\kappa 4}$ на ПС 3, та з'єднують їх кривою лінією. Після чого на вертикальній осі до відповідних підстанцій відкладають вираховані струми спрацювання відсічок і проводять горизонтальні лінії. Точки перетину цих ліній з кривою $I_{\kappa 3} = f(L)$ визначають зони захисту відсічок від відповідної підстанції до точки перетину струму спрацювання відсічки і кривої короткого замикання. Після цього ці точки проектуються на карту селективності МСЗ та викреслюється закінчений варіант карти селективності. Карта селективності зображена на рис. 4.4.

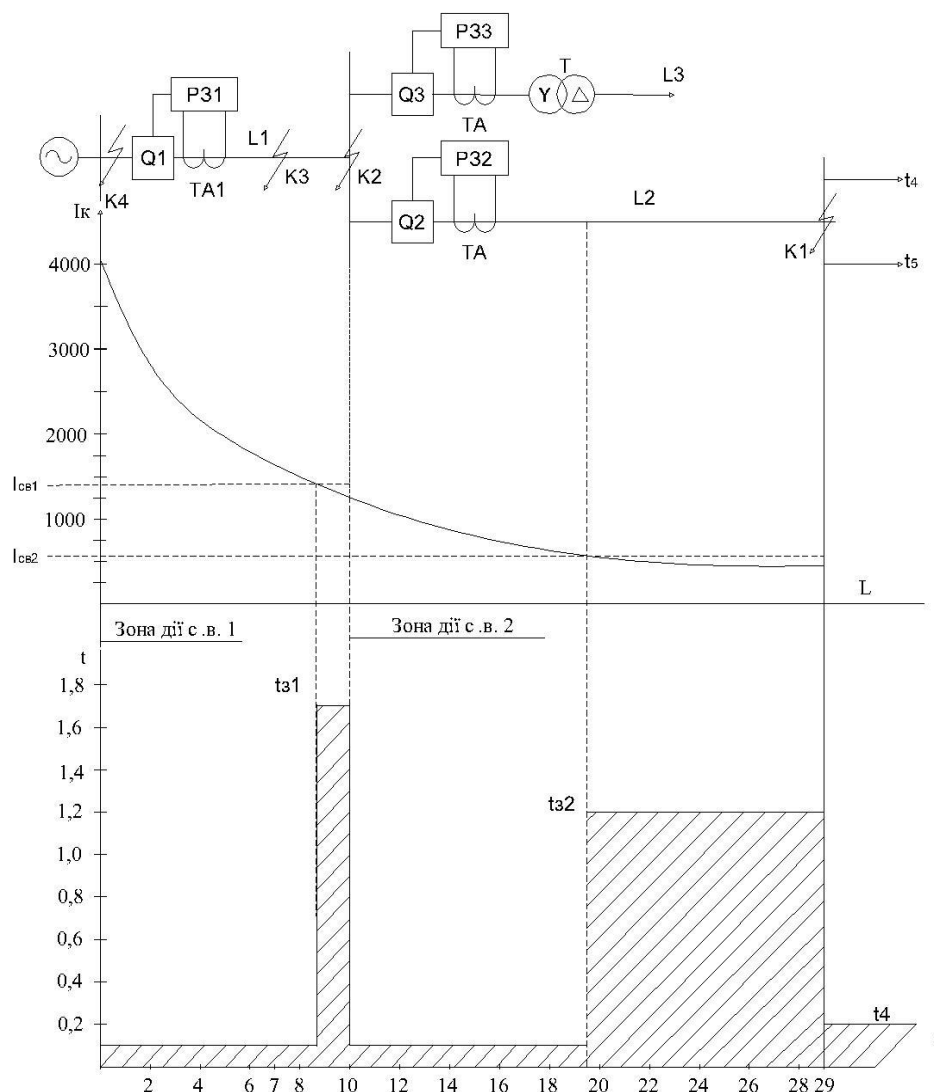


Рис 4.4 – Карта селективності

Висновки до розділу 4

Здійснено вибір параметрів релейного захисту для лінії 20 кВ.

З перший ступінь захисту прийнято МСЗ. МСЗ реалізований на базі цифрового реле МРЗС – 05л. Встановлено, що обраний струмовий захист забезпечує захист повітряної лінії від двофазних та трифазних замикань, а також забезпечує резервування струмових захистів трансформатора.

За другий ступінь захисту прийнято струмову відсічку, реалізовано на базі цифрового реле, яка вимикає лінію при короткому замиканні в зоні її дії без витримки часу. Вона теж реалізована на базі цифрового реле. З метою підтвердження

правильності вибору захисту виконано перевірку критеріїв спрацювання. Всі критерії виконуються, тому захист вибрано правильно. Встановлено, що побудована карта селективності схеми захисту Л1, Л2. Вибрані уставки спрацювання за струмом та часом задовольняють вимогам за чутливістю та селективністю.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ПРИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ 10 КВ НА 20 КВ

5.1. Технічні характеристики і вибір місць розміщення нового енергетичного устаткування

Лінія, яка підлягає реконструкції знаходиться в с. Залісці, Тернопільської області. Лінія виконана проводом АС 35, який буде змінено на АС 16. Стійки з ізоляторами, що використовуються для лінії 10 кВ зображені на рис 5.1. Опори залишаються такими як і для 10 кВ.

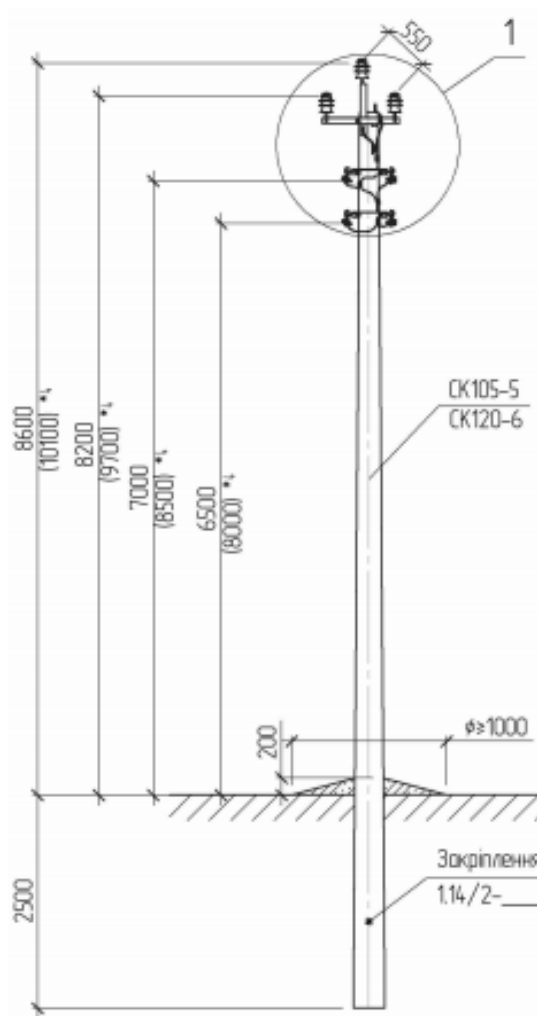


Рисунок 5.1 – Опора ЛЕП 10 кВ

Ізолятори, що використовуються для ліній 20 кВ ШФ-20Г1 зображені на рис. 5.2, а для ліній 10 кВ PSI12RD зображені на рис. 5.3.

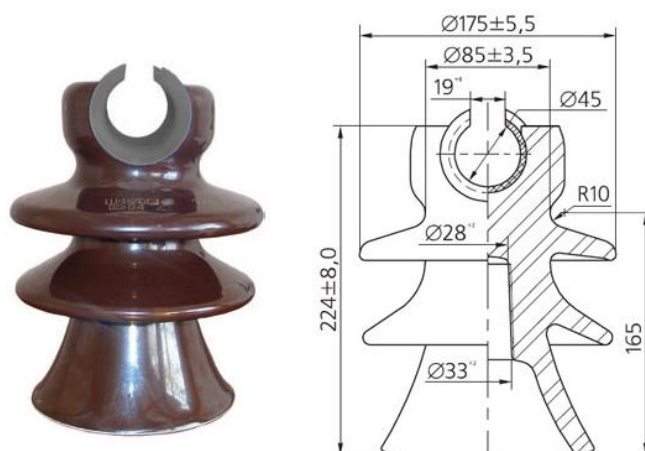


Рисунок 5.2 – Ізолятор ШФ-20Г1

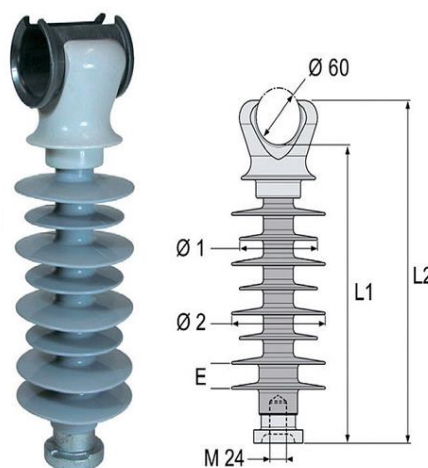


Рисунок 5.3 – Ізолятор PSI12RD

Розміри ізолятора PSI12RD: $L_1=241$ мм, $L_2=288$ мм, $\varnothing=100$ мм, $\varnothing=115$ мм, $E=4 \times 30$ мм.

Ізолятор PSI12RD це ізолятор, який витримує мінімальне розривне навантаження 12,5 кН. Витримує напругу в сухому стані 85 кВ. Його маса складає 3 кг.

Ізолятор ШФ-20Г1 це ізолятор, який витримує мінімальне розривне навантаження 13 кН. Витримує напругу в сухому стані 85 кВ. Його маса складає 3,8 кг.

Для лінії 10 кВ і 20 кВ санітарно-гігієнічна зона складає 10 м.

З метою захисту населення від дії електричного поля повітряних ліній електропередач (ПЛЕ) встановлюються санітарно-захисні зони, території яких розташовуються вздовж трас ПЛЕ по обидва їх боки. Розміри цієї території визначаються від проекції на землю крайнього струмонесучого дроту до відстаней, на яких забезпечується гранично допустимий рівень електричного поля, встановлений діючими санітарними нормами.

5.2 Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях

Основними небезпечними чинниками, що можуть призвести до травм при реконструкції ЛЕП це монтаж ліній електропередавання є праця на висоті та небезпека праці з вантажопідйомними машинами. Також необхідно постійно контролювати відсутність струму на струмоведучих частинах ЛЕП. З Рис 5.1 видно, що роботи виконуються на висоті 8 м. Ці роботи відносяться до верхолазних та є ризиковими для життя.

Ще одним небезпечним фактором є падіння певних предметів, наприклад ізолятора, з опори при її реконструкції.

Тому при реконструкції лінії електропередавання 10 кВ на 20 кВ визначено 2 ступінь шкідливості умов праці.

5.3 Вибір та розрахунок технічних засобів та заходів безпеки до електроустановок

Всі роботи виконуються назовні вдень, коли освітленість дозволяє безпечно проводити роботи. На виконання реконструкції відведено півроку.

Роботи виконуються бригадою, яка складається з 10 монтажників, з групою з електробезпеки IV. Кваліфікаційні вимоги до цих осіб такі:

- а) Неповна вища освіта на основі середньої освіти
- б) Стаж роботи по професії монтажника не менш одного року

Робітники, які вперше допускаються до верхолазних робіт, протягом одного року повинні працювати під безпосереднім наглядом досвідчених робітників-наставників, призначених наказом керівника організації.

Всі роботи виконуються за нарядом-допуском.

Працювати у рваному, не застебнутому або пошкодженому спецодязі забороняється.

При реконструкції використовується автопідйомник АГП-22 зображений на рис. 5.4.



Рисунок 5.4 – Автопідйомник АГП-22

Цей автопідйомник здатен підняти людину на висоту 22 м.

Для виконання робіт автогідропідйомником має бути підготовлений робочий майданчик, який має відповідати таким вимогам:

- а) наявність під'їзного шляху;
- б) кут нахилу має бути не більше зазначеного в паспорті автогідропідйомника;
- в) свіжонасипаний та неуцільнений ґрунт необхідно утрамбувати;
- г) розміри майданчика дають змогу встановити автогідропідйомник на всі опори, а при слабкому ґрунті - на укладені під опори міцні та стійкі підкладки, на слизькому ґрунті - на підкладки із шипами.

Працівники, які виконують роботи з робочої платформи, мають працювати в захисних касках та із запобіжним поясом, пристебнутим до скоб або елементів конструкції робочої платформи. Машиніст автогідропідйомника під час роботи повинен бути в захисній касці.

Маркування опори має властивість стиратися. Тому реконструкція лінії електропередавання закінчується повторним нанесенням на опору або кріпленням до опори постійних знаків, що вказують порядковий номер і є застережними знаками. Приклад застережного знаку зображено на рис. 5.5, а порядкового номеру опори зображено на рис. 5.6



Рисунок 5.5 – Застережний знак опори ЛЕП



Рисунок 5.6 – Маркування опори ЛЕП

Маркування зазвичай наносять безпосередньо на опору або на пофарбовані пластини, що укріплюються на опорах на висоті 2,5-3 м від землі, користуючись пензлем і трафаретом. При цьому фарба іноді розбризкується вітром, потрапляючи на робочого, а кисть швидко висихає.

Для захисту від падаючих з опори предметів необхідно використовувати захисні каски. Вони повинні задовольняти таким вимогам:

а) внутрішня оснастка і підборідний пасок мають бути з'ємними і мати пристрій для кріплення до корпусу каски. Підборідний пасок має регулюватися по довжині, а спосіб його кріплення повинен забезпечувати можливість його швидкого роз'єднання..

б) корпус каски не повинен деформуватися та змінювати свої міцнісні властивості після дії на нього хімічно агресивних речовин та води.

в) внутрішня поверхня корпусу каски, а також зовнішня і внутрішня поверхні оснастки мають бути гладко оброблені, а краї та кромки - притуплені. Зовнішня поверхня корпусу каски має бути гладенькою без тріщин та бульбашок.

Монтажники повинні використовувати такі захисні засоби від ураження електричною напругою. Електрозахисні засоби перевіряють перед кожним їх застосуванням. На електрозахисні засоби, що витримали періодичні електричні випробування, наносять спеціальний штамп. На електрозахисних засобах, що не витримали випробування струмом, або стали непридатними з інших причин, цей

штамп перекреслюється червоною фарбою. Всі електрозахисні засоби з гуми (рукавички, боти, калоші, килимки, доріжки) слід зберігати в темному приміщенні за температури 5...20°C і вологості повітря не більше 70 %.

Засоби індивідуального захисту, що використовуються при реконструкції ЛЕП 10 кВ на 35 кВ

Таблиця 5.1 – Засоби індивідуального захисту

Вид	Марка	Технічні характеристики	Призначення	Нормативні документи
Костюм	NEO	Склад: 65% поліестер, 35% бавовна, щільність 267 г / м ²	Захист від механічних пошкоджень	ДСТУ EN 136
Захисне взуття	CXS Safety steel Nickel 800 S3	Металевий носок захищає від ударів силою до 200 Дж	Захист від ударів, порізів і защемлення	ДСТУ EN ISO 20345:2016
Бавовняні рукавички з начосом	Корона	40% шерсть, 35% бавовна, 25% спандекс	Захист від ударів	ДСТУ EN 388:2017
Захисна каска	Исток КАС-003	пластик	Захист від ударів голови	ДСТУ EN 397
Страхувальний трос	ПП1-Г	поліамідна стрічка	Захист від падіння з висоти	ГОСТ 15150-69
Вимірювальні засоби	UNI-T	Похибка вимірювання 0,8-1% Вага 533 г	Для вимірювання постійного чи змінного струму	ІЕС 61010

Розрахунок захистного заземлення

Вихідні дані для розрахунку заземлювального пристрою:

Напруга електроустановки (ЕУ), що заземлюється 20 кВ.

Струм замикання на землю $I_{зз}$

$$I_{33} = \frac{U_{\text{л}} \cdot 35 \cdot l_K}{350}$$

де U - лінійна напруга мережі в кВ , l_K - довжини електрично-сполучених між собою кабельних ліній в км .

$$I_{33} = \frac{20 \cdot 35 \cdot 0,15}{350} = 0,095 \text{ А}$$

$\rho = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - питомий опір ґрунту (садова земля).

Приймаємо допустимий опір заземлюючого пристрою 4 Ом .

Проводимо розрахунок методом коефіцієнта використання електродів для розрахунку простих заземлювачів, тобто електроустановок з невеликими струмами замикання на землю, для якого приймається одношарова структура ґрунту.

Розрахунок:

Вид і розміщення штучних електродів заземлення - це вертикальні електроди сполучені горизонтальними, розміщені по Y низку.

Діаметр, довжина і глибина прокладання вертикального стрижня:

$$d = 20 \text{ мм}, l = 8 \text{ м}, t_0 = 0,8 \text{ м}.$$

Ширина і товщина горизонтальної смуги відповідно: $b = 40 \text{ мм}$,
 $c = 4 \text{ мм}^2$.

Розрахунковий питомий опір ґрунту визначається за формулою

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi_i,$$

де ψ_i - коефіцієнт сезонності (більше 1), залежить від вологості ґрунту і довжини електродів

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{розр}} \cdot \psi_1 = 50 \cdot 2,5 = 125$$

Опір розтікання струму одного ВЗ, який розміщено заглиблено, визначаємо за формулою:

$$R_{\text{В1}} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l_1}{4t - l_1} \right)$$

де $\rho_{\text{розр}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом·м;

l_1 – довжина ВЗ, м;

d – діаметр, м;

t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, м, яку визначають за формулою:

$$t = t_0 + l_1 / 2$$

де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м.

$$R_{\text{В1}} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l_1}{4t - l_1} \right) = \frac{50}{2 \cdot 3,14 \cdot 8} \left(\ln \frac{2 \cdot 8}{0,02} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 4,8 + 8}{4 \cdot 4,8 - 8} \right) = 6,2$$

У разі, якщо $R_{\text{В1}} \leq R_{\text{шт}}$, то достатньо одного електрода.

У разі, якщо $R_{\text{В1}} > R_{\text{шт}}$, то потрібно паралельно сполучити декілька ВЗ.

Визначення потрібної кількості вертикальних заземлювачів

Потрібну кількість ВЗ визначаємо за формулою:

$$n' = R_{\text{В1}} / (R_{\text{шт}} \eta_{\text{е}}),$$

де $\eta_{\text{е}} \leq 1$ – коефіцієнт екранування (використання) заземлювачів, який враховує взаємний вплив ВЗ залежно від їх кількості, способу їх розміщення (у низку чи у контурі) і густини розміщення, яка визначається співвідношенням (a/l_1) , де a – відстань між ВЗ, м.

$$n' = R_{\text{В1}} / (R_{\text{шт}} \eta_{\text{е}}) = \frac{11,6}{4 \cdot 0,85} = 3,4$$

Визначення довжини горизонтального заземлювача

Визначаємо відстань між ВЗ з співвідношення (a/l_1) , яке дорівнює 1. Розраховуємо величину a .

Визначаємо довжину ГЗ l_{Γ} :

$$l_{\Gamma} = a(n-1) = 8 \cdot (2-1) = 8 \text{ м}$$

Визначення опору струму розтікання горизонтального заземлювача

Опір струму розтікання ГЗ прямокутного перерізу

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{(2\pi l_{\Gamma})} \cdot \ln(2l_{\Gamma}^2 / (b_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma})) = \frac{250}{2 \cdot 3,14 \cdot 8} \left(\ln \frac{2 \cdot 8^2}{0,04 \cdot 0,4} \right) = 33,2$$

Визначення еквівалентного опору струму розтікання штучного заземлювального пристрою.

Еквівалентний опір струму розтікання штучного ЗП визначаємо як опір паралельно з'єднаних n ВЗ і ГЗ. Матеріали заземлення показані в табл. 5.3.

$$R'_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{ВЗ}} \cdot R_{\Gamma}}{(R_{\text{ВЗ}} \cdot \eta_{\text{Гэф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{Вэф}})} = \frac{6,2 \cdot 33,2}{6,2 \cdot 0,85 + 33,2 \cdot 2 \cdot 0,85} = 3,3 \text{ Ом}$$

Таблиця 5.3 – Матеріали для заземлення

Найменування частини заземлення	Тип	Кількість
Сталь круга d16 мм, l=8 м	ДСТУ 4738:2007	2 шт.
Горизонтальний заземлювач, ст. 40х4	ГОСТ Р 50571.5.54-2013	8 м

На рис. 5.7 зображено заземлення опори 20 кВ.

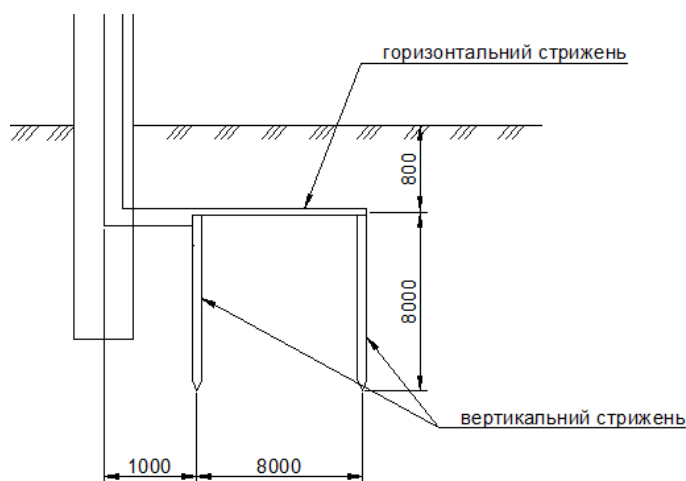


Рисунок 5.7 - Заземлення опори 20 кВ

5.4 Надзвичайні ситуації під час реконструкції ЛЕП 10 кВ на ЛЕП 20 кВ.

Причини падіння працівників з висоти опор поділяються на технічні, психологічні, технологічні та метеорологічні.

Технічні: відсутність обгороджувальних, запобіжних поясів;

Технологічні: недоліки в проектах виробництва робіт по монтажу опор ЛЕП, неправильна технологія ведення робіт;

Психологічні: втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи;

Метеорологічні: сильний вітер.

Висновки до розділу 5

Розглянуто умови праці під час реконструкції ЛЕП 10 кВ з переведенням її на номінальну напругу 20 кВ.

Визначено умови праці і встановлено перелік надзвичайних і шкідливих виробничих чинників: робота на висоті 8 м; важкість та напруженість праці на висоті з застосуванням важкої техніки.

Розраховано опір штучного заземлюючого пристрою опори у складі двох сталевих вертикальних електродів та горизонтальної смуги прямокутного перетину 40х4 мм, який становить 3,3 Ом.

Визначено, що до роботи мають допуск виключно працівники з групою з електробезпеки не менше IV. Розділ має практичне використання при будівництві та реконструкції ПЛ 6-20 кВ.

ВИСНОВКИ

Проаналізовано розподіл напруженості електричного поля повітряних ліній напругою 10 кВ та 35 кВ. Встановлено, що електричне поле лінії не має сильної залежності від способу розташування проводів. Виявлено, що доцільність розмірів регламентованих санітарно-захисних зон має місце лише для режиму роботи лінії при замиканні однієї з фаз на землю, який для мережі з ізольованою нейтралю є тривалодопустимий. З цієї причини існує можливість зменшення санітарно-захисних зон при встановленні на лінії релейного захисту від однофазного замикання з дією на відключення. Санітарно-захисну зону лінії 10 кВ можна зменшити до 4 метрів, а 35 кВ – 6 метрів. Розрахунково доведено відсутність потреби збільшення санітарно-захисних зон при реконструкції ПЛ з 10 кВ з їх переведенням на номінальну напругу 35 кВ.

Виконано проект підстанції 110/35/10 кВ. Розраховано струми короткого замикання та на їх основі вибрані комутаційні апарати підстанції. Проведено розрахунок захисту підстанції від грози.

Розроблено прототип стартап-проекту, що дозволяє здійснювати регулювання міжфазних відстаней. Одночасно з цим було визначено його неефективність, але запропонована ідея розробки універсальної опори для декількох класів напруги.

Розраховано уставки релейного захисту ПЛ 20 кВ на базі цифрового реле МРЗС-05Л, який складається із двох ступеней - струмової відсічки та максимального струмового захисту.

Проведено аналіз умов праці при реконструкції лінії електропередавання 10 кВ з її переведенням на номінальну напругу на 20 кВ. Встановлено, що небезпечними чинниками при такій праці є: висота виконання роботи та використання важкої техніки при проведенні робіт. Розраховано заземлення опори, яке складається з двох вертикальних електродів та горизонтальної смуги прямокутного перетину 40х4 мм загальним опором 3,3 Ом. До роботи мають допуск виключно працівники з групою з електробезпеки не менше IV.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ДБН В.2.5-16-99. Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж. Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж.

2. СН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты».

3. ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Напряжения стандартные.

4. Деякі питання розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві. Постанова Кабінету Міністрів України від 25.08.2004 р. № 1112.

5. НПАОП 0.00-4.03-04. Положення про Державний реєстр нормативно-правових актів з питань охорони праці. Наказ Держнаглядохоронпраці від 08.06.2004 р. № 151.

6. НПАОП 0.00-4.09-07. Типове положення про комісію з питань охорони праці підприємства. Наказ Держгірпромнагляду від 21.03.2007р. № 55.

7. НПАОП 0.00-4.11-07. Типове положення про діяльність уповноважених найманими працівниками осіб з питань охорони праці. Наказ Держгірпромнагляду від 21.03.2007 р. № 56.

8. НПАОП 0.00-4.12-05. Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці. Наказ Держнаглядохоронпраці від 26.01.2005 р. № 15.

9. НПАОП 0.00-4.15-98. Положення про розробку інструкцій з охорони праці. Наказ Держнаглядохоронпраці від 29.01.1998 р. № 9.

10. НПАОП 0.00-4.21-04. Типове положення про службу охорони праці. Наказ Держнаглядохоронпраці від 15.11.2004 р. № 255.

11. НПАОП 0.00-4.33-99. Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій. Наказ Держнаглядохоронпраці від 17.06.1999 р. № 112.

12. НПАОП 0.00-6.03-93. Порядок опрацювання та затвердження власником нормативних актів про охорону праці, що діють на підприємстві. Наказ Держнаглядохоронпраці від 21.12.1993 р. № 132.

13. НПАОП 0.00-6.13-05. Порядок організації державного нагляду за охороною праці та гірничого нагляду в системі Держнаглядохоронпраці України. Наказ Держнаглядохоронпраці від 30.03.2004 р. № 92.

14. Бланк, С. Стартап. Настольная книга основателя / С. Бланк, Б. Дорф ; пер. с англ. Т. Гутман, И. Окунькова, Е. Бакушева. – 2-е изд. – Москва : Альпина Паблишер, 2014. – 614 с.

15. Дрейпер, У. Стартапы : профессиональные игры Кремниевой долины / У. Дрейпер ; предисл. Э. Шмидта ; пер. с англ. В. Егорова. – Москва : Эксмо, 2012. – 378 с.

16. Коэн, Д. Стартап в Сети : мастер-классы успешных предпринимателей / Д. Коэн, Б. Фелд ; пер. с англ. М. Иутина. – 2-е изд. – Москва : Альпина Паблишер, 2013. – 337 с.

17. Маллинс, Дж. Поиск бизнес-модели : как спасти стартап, вовремя сменив план / Дж. Маллинс, Р. Комисар ; пер. с англ. М. Пуксант и Е. Бакушевой. – Москва : Манн, Иванов и Фербер, 2012. – 329 с.

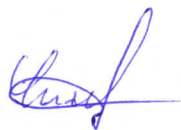
18. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації.

19. НПАОП 0.00-1.28-10. Правила охорони праці під час експлуатації електронно-обчислювальних машин. Наказ Держгірпромнагляду від 26.03.2010р. № 65.

20. ДСанПіН 3.3.2.007–98. Державні санітарні правила і норми роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин.

Додаток А
Результати перевірки на плагіат

Відповідальний за перевірку
робот на наявність за корупцією
електричних мереж та систем



к.т.н. Чуховський В.В.
19.12.2018

Doc vs My Database

80.97% Originality

19.03% Similarity

352 Sources

Database sources: 352 sources found

1. Year: 2015 Name: Олександр Surname: Хилько Speciality Code: ЕС 8.54%
File path: /ЕС/2015/Спеціаліст_Хилько_Олександр_Ігорович/Розділ 2 Підстанція.docx
2. Year: 2015 Name: Олександр Surname: Хилько Speciality Code: ЕС 8.49%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2015/Спеціаліст_Хилько_Олександр_Ігорович/Розділ 2 Підстанція.docx
3. Year: 2015 Name: Світлана Surname: Костомаха Speciality Code: ЕС 8.32%
File path: /ЕС/2015/Спеціаліст_Костомаха_Світлана_Вадимівна/Розділ 4.doc
4. Year: 2015 Name: Світлана Surname: Костомаха Speciality Code: ЕС 8.26%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2015/Спеціаліст_Костомаха_Світлана_Вадимівна/Розділ 4.doc
5. Year: 2015 Name: Володимир Surname: Косарев Speciality Code: ЕС 7.56%
File path: /ЕС/2015/Спеціаліст_Косарев_Володимир_Сергійович/Підстанція Вови.docx
6. Year: 2015 Name: Володимир Surname: Косарев Speciality Code: ЕС 7.51%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2015/Спеціаліст_Косарев_Володимир_Сергійович/Підстанція Вови.docx
7. Year: 2015 Name: Петро Surname: Косарев Speciality Code: ЕС 7.27%
File path: /ЕС/2015/Спеціаліст_Косарев_Петро_Сергійович/Розділ 3 Підстанція петя.doc
8. Year: 2015 Name: Петро Surname: Косарев Speciality Code: ЕС 7.15%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2015/Спеціаліст_Косарев_Петро_Сергійович/Розділ 3 Підстанція петя.doc
9. Year: 2017 Name: Максим Surname: Петренко Speciality Code: ЕС 6.59%
File path: /ЕС/2017/Спеціаліст_Петренко_Максим_Володимирович/Диплом Петренко М.В. .pdf
10. Year: 2016 Name: Антон Surname: Мірошніченко Speciality Code: ЕВ 6.15%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕВ/2016/Магістр_Мірошніченко_Антон_Володимирович/Магістр_Мірошніченко_Антон_Володимирович.docx
11. Year: 2016 Name: Антон Surname: Мірошніченко Speciality Code: ЕВ 6.15%
File path: /ЕВ/2016/Магістр_Мірошніченко_Антон_Володимирович/Магістр_Мірошніченко_Антон_Володимирович.docx
12. Year: 2012 Name: Микола Surname: Якимчук Speciality Code: ЕС 4.85%
File path: /ЕС/2012/Спеціаліст_Якимчук_Микола_Вячеславович/Розділ 2 на друк.doc
13. Year: 2012 Name: Микола Surname: Якимчук Speciality Code: ЕС 4.79%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2012/Спеціаліст_Якимчук_Микола_Вячеславович/Розділ 2 на друк.doc
14. Year: 2012 Name: Олексій Surname: Федюк Speciality Code: ЕС 4.68%
File path: /ЕС/2012/Спеціаліст_Федюк_Олексій_Олексійович/частина 2.doc
15. Year: 2012 Name: Олексій Surname: Федюк Speciality Code: ЕС 4.62%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2012/Спеціаліст_Федюк_Олексій_Олексійович/частина 2.doc
16. Year: 2012 Name: Віталій Surname: Синиця Speciality Code: ЕС 4.62%
File path: /ЕС/2012/Спеціаліст_Синиця_Віталій_Олександрович/Пояснювальна записка.docx
17. Year: 2012 Name: Віталій Surname: Синиця Speciality Code: ЕС 4.57%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2012/Спеціаліст_Синиця_Віталій_Олександрович/Пояснювальна записка.docx



Similarity



Citation



Similarity from a chosen source



References



Possible character replacement