

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) О.І. Толочко
(ініціали, прізвище)

“11” червня 2020 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка (Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії)
на тему: Регулювання та аналіз напруги в електричній мережі _____

Виконала: студентка 4 курсу, групи ЕК-г61-1
(шифр групи)

Жайворонок Оксана Олександрівна
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Керівник к.т.н., доц., Хоменко О.В.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант _____
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) (підпис)

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

Засвідчую, що у цьому дипломному
проекті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студентка _____

(підпис)

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність (спеціалізація) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ О.І. Толочко
(підпис) (ініціали, прізвище)

«11» червня 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студентці
Жайворонок Оксані Олександрівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Регулювання і аналіз напруги в електричній мережі _____
керівник проекту Хоменко Олег Володимирович к.т.н., доц., _____,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1048-с

2. Термін подання студентом проекту 11 червня 2020 р.

3. Вихідні дані до проекту підстанція 110-35-10 кВ, схема нормального _
режиму електричних мереж 35-110кВПАТ «ЧЕРНІГІВ ОБЛЕНЕРГО» _____

4. Зміст пояснювальної записки Методи та засоби регулювання напруги в електроенергетичних мережах. Характеристика об'єкта – фрагмент електричної мережі 110-10 кВ. Автоматичне регулювання напруги на підстанції трансформаторами з пристроєм РПН. Моделювання та аналіз напруги в електричній мережі засобами РП _____

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) Методи і засоби регулювання напруги в електричній мережі. Схема електричних з'єднань підстанції. Моделювання і регулювання напруги в мережі в різних режимах _____

6. Консультанти розділів проекту (роботи)*

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

7. Дата видачі завдання 3 квітня 2020 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
	Методи і засоби регулювання напруги в електроенергетичних системах	21.04.2020	
	Характеристика об'єкта фрагмент електричної мережі 110-10 кВ	10.05.2020	
	Автоматичне регулювання напруги на підстанції трансформаторами з пристроєм РПН	16.05.2020	
	Моделювання та аналіз напруги в електричній мережі засобами PF.	30.05.2020	

Студент

Керівник проекту

(підпис)

(підпис)

О.О. Жайворонок
(ініціали, прізвище)

О.В. Хоменко
(ініціали, прізвище)

* Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту (роботи)

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	141.6102.002.ДБ	Пояснювальна записка	74	
3	A1	141.6102.002.ДБ	Методи і засоби регулювання напруги в електричній мережі	1	
4	A1	141.6102.002.ДБ	Схема електричних з'єднань підстанції.	1	
5	A1	141.6102.002.ДБ	Моделювання і регулювання напруги в мережі в різних режимах	1	

					141.6102.002.ДБ			
Змп.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість дипломного проекту	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Жайовронок О.О.						
Перевір.		Хоменко О.В.					3	1
						КПІ ім. Ігоря Сікорсько		
Н. Контр.		Настенко Д.В.				ФЕА, гр.ЕК-г61-1		
Затверд.		Толочко О.І.						

**Пояснювальна записка
до дипломного проекту**

на тему: Регулювання і аналіз напруги в електричній мережі

Київ – 2020 р.

РЕФЕРАТ

Дипломний проект був виконаний на 74 аркушах та містить 47 рисунків, 6 таблиць, 3 листи графічної частини та 26 літературних посилань.

Актуальність теми – Значні відхилення напруги у вузлах електричної мережі погіршують економічні показники діяльності споживачів. Аналіз напруги і її регулювання дозволяє забезпечити прийнятні і ефективні умови для їх роботи.

Мета дослідження – Моделювання та аналіз напруги в мережі при змінах її конфігурації.

Об'єкт дослідження – Фрагмент електричної мережі 110-10 кВ та підстанція 110-10 кВ.

Предмет дослідження – Моделювання фрагменту електричної мережі при зміні навантаження та конфігурації системи. Включає в себе 18 підстанцій різних класів напруги: 110/35/10 кВ, 110/10 кВ, 35/10 кВ.

Результат роботи – Успішно змодельований фрагмент електричної мережі та успішне регулювання напруги в системі за допомогою трансформаторів з РПН.

Ключові слова: ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, МЕТОДИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, МОДЕЛЮВАННЯ, РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, РЕГУЛЮТОР НАПРУГИ

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project was presented on 74 sheets and contained 47 drawings, 7 tables, 3 letters of the graphic part and 27 literary publications.

Relevance of the topic – Significant voltage deviations in the nodes of the electrical network worsen the economic performance of consumers. The analysis of voltage and its regulation allows to provide acceptable and effective conditions for their work.

The aim – Modeling and analysis of tension in different configurations.

Object of study – is a fragment of the 110-10 kV electrical network and the 110-10 kV substation.

Subject of research – Modeling of fragments of the electrical network when changing the load and configuration of systems. Include 18 substations of different voltage classes: 110/35/10 kV, 110/10 kV, 35/10 kV.

The results of the work – Successfully modeled fragment of an electric machine and successful voltage regulation in the system for the use of on-load transformers.

Key words: VOLTAGE REGULATION MEANS, SHORT CIRCUIT, VOLTAGE REGULATION METHODS, SIMULATION, REACTIVE POWER, REGULATOR

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	9
ВСТУП	10
1 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ	11
1.1 Показники якості електроенергії і їх вплив на роботу споживачів	11
1.2 Методи регулювання напруги в електричній мережі.....	14
1.3 Засоби регулювання напруги.....	15
1.4 Регулювання напруги силовими трансформаторами з пристроями РПН	19
1.5 Регулювання реактивної потужності на підстанції.....	21
1.6 Оптимізація рівнів напруги в електричній мережі.....	22
Висновки	24
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА – ФРАГМЕНТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110-10 кВ	25
2.1 Структура і основні енергетичні характеристики електричної схеми «Чернігівобленерго»	25
2.2 Електрична мережа «Чернігівобленерго» – схема з'єднань, загальна характеристика	26
2.3 Підстанція 110-35-10 кВ.....	28
2.3.1 Схема електричних з'єднань. Загальна характеристика Склад основного обладнання.....	28
2.3.2 Силові трансформатори підстанції.....	30
2.3.3 Збірні шини підстанції.....	30
2.3.4 Комутаційне обладнання підстанції.....	31
2.3.5 Захисне обладнання підстанції	33
2.3.6 Вимірювальні трансформатори напруги та струму підстанції	35
2.3.7 Вимірювальні прилади	37
2.3.8 Власні потреби підстанції	38
2.3.9 Засоби релейного захисту і автоматики підстанції	39

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

2.3.10	Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції.....	40
2.3.11	Перевірочний вибір обладнання підстанції.....	47
	Висновки	48
3	АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 ТРАНСФОРМАТОРОМ З ПРИСТРОЄМ РПН.....	49
3.1	Регулятор напруги трансформаторів	49
3.1.1	Призначення та основні характеристики регулятора.....	49
3.1.2	Конструкція та принцип роботи пристрою	50
3.1.3	Особливості експлуатації.....	54
	Висновки	54
4	МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 110/10 ЗАСОБАМИ РП	55
4.1	Розрахункова модель електричної мережі	55
4.2	Нормальні усталені режими роботи мережі.....	57
4.3	Моделювання та аналіз режимів при суттєвих змінах навантаження у вузлах	60
4.4	Моделювання та аналіз режимів при зміні конфігурації системи.....	63
	Висновки	64
	ВИСНОВКИ	65
	ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	67
	Додаток А	70

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне ввімкнення резерву;
АПВ – автоматичне повторне включення;
АРЗ – автоматичний регулятор збудження;
АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
ГРН – групове регулювання напруги;
ДГК – дугогасильна камера;
ДГР – дугогасильний реактор;
ДН – датчик напруги;
ДС – датчик струму;
ЛЕП – лінії електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
ОПН – обмежувач перенапруги;
ПБЗ – перемикання без збудження;
ПС – підстанція;
ПУЄ – правила улаштування електроустановок;
РЕМ – районні електричні мережі;
РП – розподільчий пристрій;
РПН – регулювання під навантаженням;
СВ – струмова відсічка;
ТЕЦ – теплоелектроцентраль;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму;
ЯЕ – якість електроенергії.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Світ не стоїть на місці, кожного дня відбуваються якісь модернізації пов'язані з усіма галузями. Будь-які причини мають свої наслідки. Зміни в мережі несуть за собою наслідки зміни частоти, зміни напруги. Тому зараз вкрай необхідно розуміти як правильно регулювати напругу та інші технічні показники системи. Через зміну конфігурації системи або навантажень можуть відбуватися найрізноманітніші зміни в мережі. В цілому завжди «страждає» напруга.

Надійність постачання енергії у відповідних нормах є вкрай важливим для компанії, що постачає енергію. Тому використовують різні методи для регулювання напруги задля надання її у відповідному до ДСТУ діапазону.

Саме такі методи будуть описані у моєму дипломі, а також показані різні засоби, завдяки яким можливе регулювання напруги. Також для аналізу зміни напруги мережі при різних конфігураціях відбудеться моделювання фрагменту електричної мережі та її зміни для того, щоб правильно оцінити мережу та відрегулювати напругу до необхідних значень. Такі дії будуть виконані завдяки сучасній програмі Power Factory.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

1.1 Показники якості електроенергії і їх вплив на роботу споживачів

За умови розвитку технологій по всьому світу одним із важливих факторів є електрична енергія. Вона забезпечує належні умови роботи споживачів. Як правило розрізняють такі показники якості: гранично припустимі(значення по технічних умовах),нормовані значення,оптимальні значення.

Якість електричної енергії – це відповідність електричної енергії до стандартів, які характеризують її ступінь придатності використання для споживачів.

Існують основні показники якості, такі як:

1. Відхилення напруги.
2. Коливання напруги.
3. Відхилення частоти.
4. Несиметрія напруги.
5. Несинусоїдні криві струму і напруги.

Будь-яке відхилення від номіналу несе за собою наслідки, тому важливо притримуватись номінальних значень показників якості електроенергії.

Відхилення напруги – це різниця між сталим значенням напруги та дійсним значенням, яке подається до споживача. Існує нормально допустиме значення($\pm 5\%$) та гранично допустиме значення відхилення(± 10).

Якщо відбудеться відхилення напруги, то це призведе до наступних наслідків:

					141.6102.002.ДБ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Методи та засоби регулювання напруги в електроенергетичних системах	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		Жайворонок О.О.						
Перевір.		Хоменко О.В.					11	14
						КПІ ім. Ігоря Сікорсько		
Н. контр.		Настенко Д.В.				ФЕА, гр.ЕК-г61-1		
Затверд.		Толочко О.І.						

По-перше, найпростішим прикладом є лампа накаливання. При відхиленні напруги відбудеться скорочення терміну служби лампи, зміниться сила світла та збільшиться споживана потужність. Це в свою чергу істотно впливає на продуктивність праці населення адже зниження освітленості в 1,5-2 рази призводить до зниження продуктивності праці на 1-2%.

По-друге, відхилення напруги впливає також на роботу асинхронних двигунів. Припустимо якщо занадто сильно впаде напруга, то в асинхронних двигунах це призводить до зменшення служби ізоляції, відбувається зменшення продуктивності, що в свою чергу призводить до збільшення витрат на електроенергію через зростання тривалості технологічного процесу. Додаткові втрати активної потужності, споживання реактивної потужності – це також є наслідками сильного «просідання» напруги.

Коливання напруги – це швидкі зміни напруги, які обумовлені короткочасними ударними навантаженнями. Це істотно впливає на освітлення ламп, тобто з'являється мерехтіння, що в свою чергу призводить до поганого сприйняття об'єктів, що значно знижує продуктивність та безпосередньо впливає на стан здоров'я персоналу. Окремі випадки пов'язані саме з ушкодження технологічних установок. Саме тому важливо не допускати коливання напруги, адже через таку, здається б, неважливу річ, як лампа, може виникнути безліч проблем, які описані вище.

Частота є сталою для всієї системи. Її зміни обумовлені саме зміною сумарного навантаження. Гранично допустимі відхилення становить $\pm 1\%$, а оптимально допустимі значення $\pm 0,2\%$.

Відхилення частоти має вплив на такі складові:

- Електромагнітна, тобто відбувається збільшення втрат енергії на її передачу (наприклад, зниження частоти на 1% спричиняє збільшення втрат на передачу на 2%)
- Технологічна, а саме відбувається зниження коефіцієнту корисної дії, що вимагає додаткового часу роботи.

Несиметрія напруги з'являється в різних формах, наприклад струм навантаження або напруга зворотної послідовності. Один з негативних

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

чинників є помилкове спрацювання релейного захисту, що приводить до зниження надійності електричної мережі. Через те, що індуктивність зворотної послідовності в рази менші за індуктивність прямої, невелика несиметрія спричиняє додатковий нагрів обмоток, а як наслідок скорочення терміну служби ізоляції.

Несинусоїдні криві струму та напруги – це складні гармонійні коливання, які мають різні частоти. Існують основна частота, тобто основна гармоніка, а всі інші частоти являють собою вищі гармоніки. Такі гармоніки мають безліч негативних наслідків, такі як: додаткові втрати енергії, труднощі в експлуатації релейного захисту, перевантаження силових конденсаторних установок [1].

Але не завжди причиною зміни тих чи інших показників якості являється саме організація, що поставляє енергію. Існують і інші впливи на систему.

Більш детально показано в таблиці. 1.1

Таблиця. – 1.1 Причини та характеристика показників якості електроенергії[10]

Властивість електричної енергії	Показник якості електричної енергії	Найбільш ймовірне джерело погіршення ЯЕ
Відхилення напруги	Стале відхилення напруги	Електропостачальна організація
Коливання напруги	Розмах зміни напруги Доза флікера	Споживач зі змінним навантаженням
Відхилення частоти	Відхилення частоти	Електропостачальна організація
Не симетрія напруги	Коефіцієнт не симетрії напруги по зворотній та нульовій послідовності.	Споживач з не симетричним постачанням

1.2 Методи регулювання напруги в електричній мережі

Оскільки надзвичайно важливо є підтримання рівня напруги для нормальної роботи мережі використовують різні методи регулювання напруги. Такі заходи вкрай необхідні адже енергетика має великий вплив на економіку країни та в цілому на рівень життя громадян. Так як існує безліч негативних наслідків зміни напруги або частоти надалі розглянемо можливі варіанти регулювання напруги для зменшення негативних наслідків.

Взагалі регулювання напруги може бути локальним(місцевим) або централізованим.

- Централізовано відбувається тоді, коли відбувається вплив на велику кількість вузлів у мережі. Основними способами такого регулювання є генератори та трансформатори відкритих розподільних установ та районних підстанцій, синхронними компенсаторами.

- Місцеве регулювання використовується тоді, коли не вистачає централізованого для підтримки необхідної напруги в вузлах. Основним способом такого регулювання є понижуючі трансформатори [2].

- Змішане регулювання включає в себе обидва принципи регулювання [4].

Також існують і інші методи регулювання:

- зміна коефіцієнтів трансформації;
- стабілізація напруги (використовується тоді, коли у споживачів майже не змінюється навантаження);
- двоступінчасте регулювання (коли графік навантаження має двоступінчастий тип);
- зустрічне регулювання[5].

Суть методу зустрічного регулювання полягає в тому, що коли в системі найбільші навантаження, то напруги в центрах живлення підвищують, а коли найнижчі – знижують.[5] Графік регулювання напруги показаний на рисунку 1.1

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

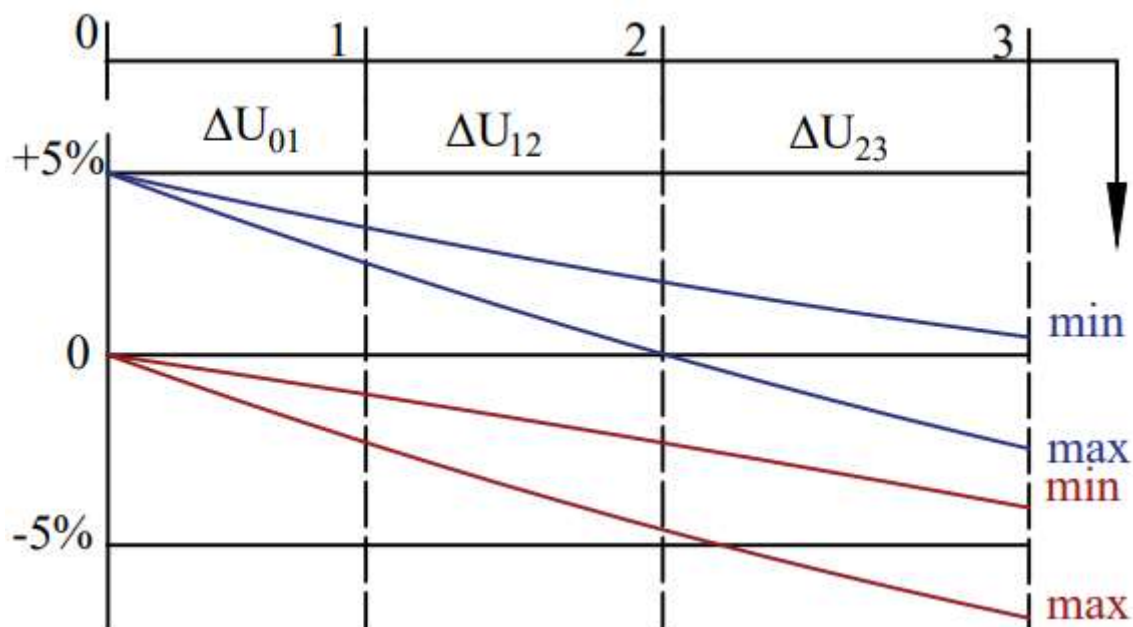


Рисунок 1.1 – Зустрічне регулювання напруги

1.3 Засоби регулювання напруги

Регулювання напруги – це кропіткий процес зміни напруги при різних чинниках на необхідний рівень.

Зміна напруги відбувається через сезонні, добові та технологічні зміни навантаження споживачів, також на це має вплив джерела реактивної енергії та інше[6]. Потрібно завжди підтримувати оптимальні значення напруги для того, щоб не виникало різних аварійних ситуацій, а також щоб всі галузі, які споживають енергію в тому числі і споживачі мали ті значення, які відповідають ДСТУ. Адже навіть невеликі відхилення напруги негативно впливають на роботу як людей так і різних пристроїв(наприклад асинхронна машина).

Наразі людство має декілька засобів регулювання напруги. Основними являються трансформатори з ПБЗ – перемикачі без збудження та з РПН – регулювання під навантаженням. Також є інші способи:

- зміна опору мережі;
- вольт д
- автоматичний регулятор збудження(АРЗ);
- групове регулювання напруги(ГРН)[8].

Перший спосіб можливий тільки тоді, коли на підстанції встановлено декілька трансформаторів, які працюють паралельно. Один з них встановлюють в режим мінімальних навантажень [7].

Другий спосіб має високу надійність та мінімальні додаткові витрати. За допомогою такого трансформатора отримується ступінчате регулювання напруги. [9].

Третій спосіб характерний тим, що регулювання виконується автоматично. В залежності від схеми станції швидкодіючі пристрої реалізуються різними способами.

Четвертий спосіб, групове регулювання напруги працюють таким чином, що автоматично розподіляють реактиву потужність і тим самим вони підтримують на шинах станції чи в будь-якій іншій точці задану напругу[8].

Оскільки бездумно змінювати напругу є недоцільно та не ефективно існують різні закони регулювання напруги. Виділяють два основних закони, такі як:

- регулювання напруги силового трансформатора з пристроєм РПН;
- регулювання для дворівневої системи регулювання напруги [3].

Зараз всі намагаються зменшити кількість перемикачів пристрою з РПН, що в свою чергу має наслідок збільшення надійності напруги, яку регулюють, але існує і негативний наслідок – зниження якості регулювання. Недоліком РПН є те, що він встановлений на районних і підстанціях і тому має вплив на велику кількість споживачів, це є не досить добре тому що враховується сумарне значення струму навантаження і тому напруга на кінцях лінії весь час змінюється. А на кінцевих ПС встановлені трансформатори саме з ПБЗ. Такі трансформатори досить не зручні адже регулювання відпайок проводиться тільки при відключеному від мережі трансформатора. Саме через це такі перемикачання проводяться всього декілька разів на рік[3].

На рис. 1.2 позначені наступні елементи:

T_p – трансформатор з пристроєм РПН, який встановлено на районній ПС;

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$T_1 - T_n$ – трансформатори, на яких встановлено напівпровідникові пристрої з РПН;

$Q_1 - Q_n$ – вимикачі;

$R_1 - R_n$ – регулятори напруги нижнього рівня.

Для того, щоб мінімізувати кількість перемикань між відгалуженнями пристрою РПН, який встановлений на районній ПС всі регулятори напруги об'єднують між собою в єдину дворівневу систему, яка дає дозвіл на те, щоб перемикати відгалуження тільки тоді, коли майже всі регулятори більше не можуть виконати перемикання[3].

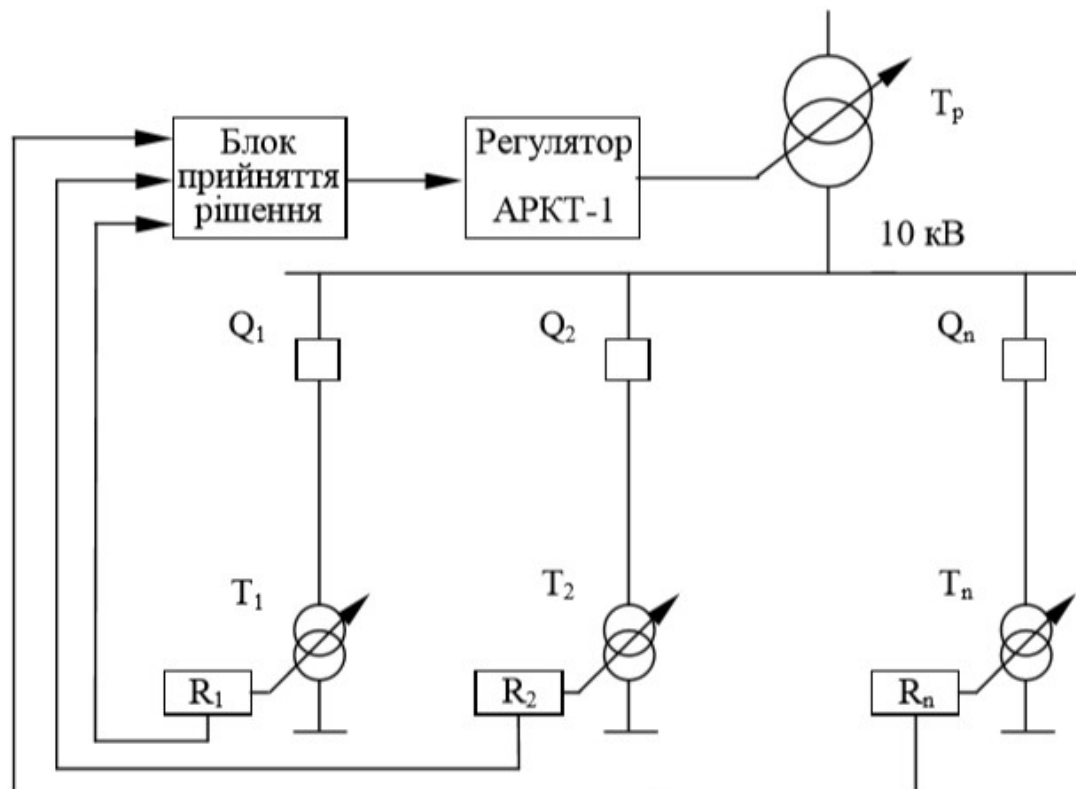


Рисунок 1.2 – Функціональна схема дворівневої системи, завдяки якій регулюється напруга

Синхронні генератори використовуються як один із засобів регулювання напруги в мережі. Адже якщо відбудеться просідання напруги можливо включити в систему за допомогою синхроскопа генератор, що дасть додаткову потужність і тим самим вийти на необхідний рівень напруги.

Конденсаторні батареї використовуються з тією метою, щоб компенсувати реактивну потужність. Адже занадто великі перетікання цієї

потужності збільшують втрати на передачу електроенергії, саме тому їх доцільно використовувати як один із засобів регулювання потужності.

Пристрій РПН має ряд відпайок, завдяки яким відбувається зміна напруги на те значення, яке необхідно. Їх не завжди вистачає, але є можливість як підвищувати напругу, так і понижувати її.

Ще один із засобів регулювання потужності є зміна опору лінії, тобто компенсування реактивної складової. Схема такого метода вказана на рисунку 1.4. Все зводиться до того, що компенсування вкрай необхідне в системі.

Різні засоби регулювання наведені на рисунку 1.3.

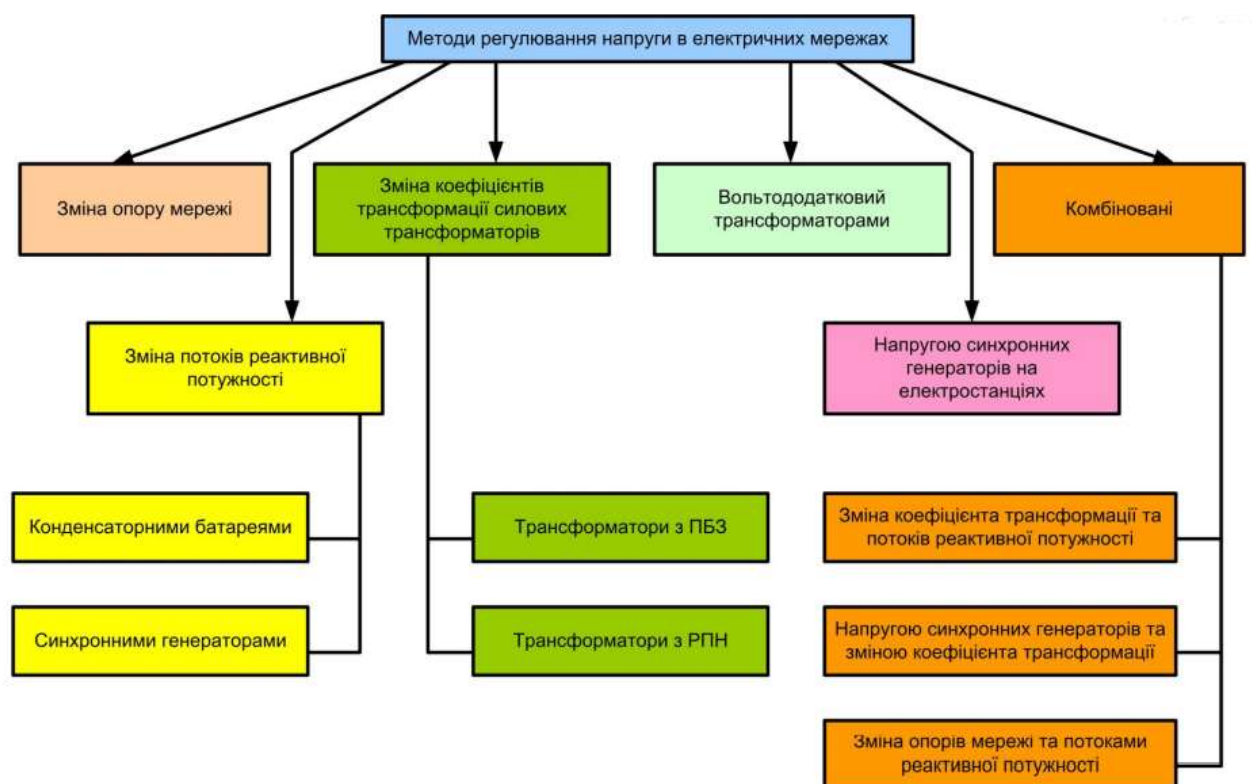


Рисунок 1.3 – Методи та засоби регулювання напруги

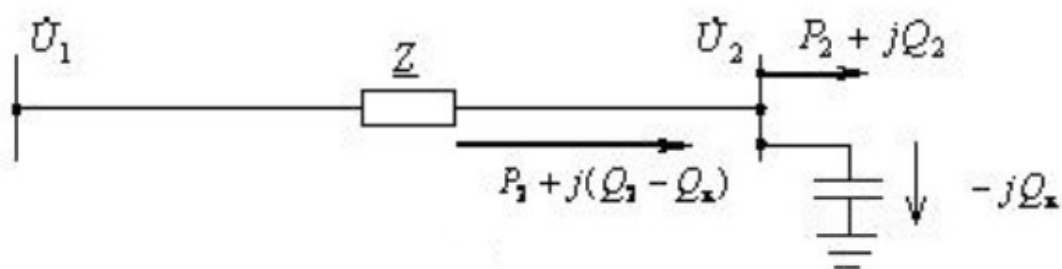


Рисунок 1.4 Схема зміни опору лінії

1.4 Регулювання напруги силовими трансформаторами з пристроями РПН

Основна відмінність трансформатора з ПБЗ від РПН в тому, що існує більша кількість ступенів відгалуження, ніж в трансформаторах з ПБЗ, що відповідно збільшує діапазон регулювання.

На рисунку 1.5(б) зображена принципова схема перемикачів на трансформаторі з РПН. У цілому обмотка високої напруги включає в себе дві частини, такі як регульована та нерегульована. На тій частині, що можна змінювати є ряд відгалужень, які встановлені до нерухомих контактів(1-4). Відпайки 1-2 відносяться до тієї частини витків, які включені узгоджено з тими витками, які мають відношення до основної обмотки.

Якщо будуть задіяні відгалуження 1-2, наслідком цього буде те, що коефіцієнт трансформації зросте. Відпайки 3-4 навпаки, зменшують коефіцієнт адже при вмиканні вони компенсують дію витків, але лише їх частину, основної обмотки. Це відбувається через те, що ці відпайки з'єднані зустрічно по відношенню до основної обмотки. Також в склад регульованої частини входить перемикаючий пристрій. Він в свою чергу складається з контактів, які рухаються (рисунок 1.5 в та г),контакторів К1 та К2, а також із реактором Р. Частина обмотки реактора поєднана з нерегульованою частиною. Коли схема працює в нормальному режимі, то струм навантаження розподіляється рівномірно між обмотками реактора.

Якщо необхідно, наприклад, переключити даний пристрій з відпайки 1 на відпайку 2 для цього відключають контактор К1 та переводять контакт, який можемо рухати, на відповідну відпайку та знову включають контактор К1. Це впливає на секцію 1-2, тобто вона замикається, в наслідок цього урівнюючий струм обмежується великою індуктивністю.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

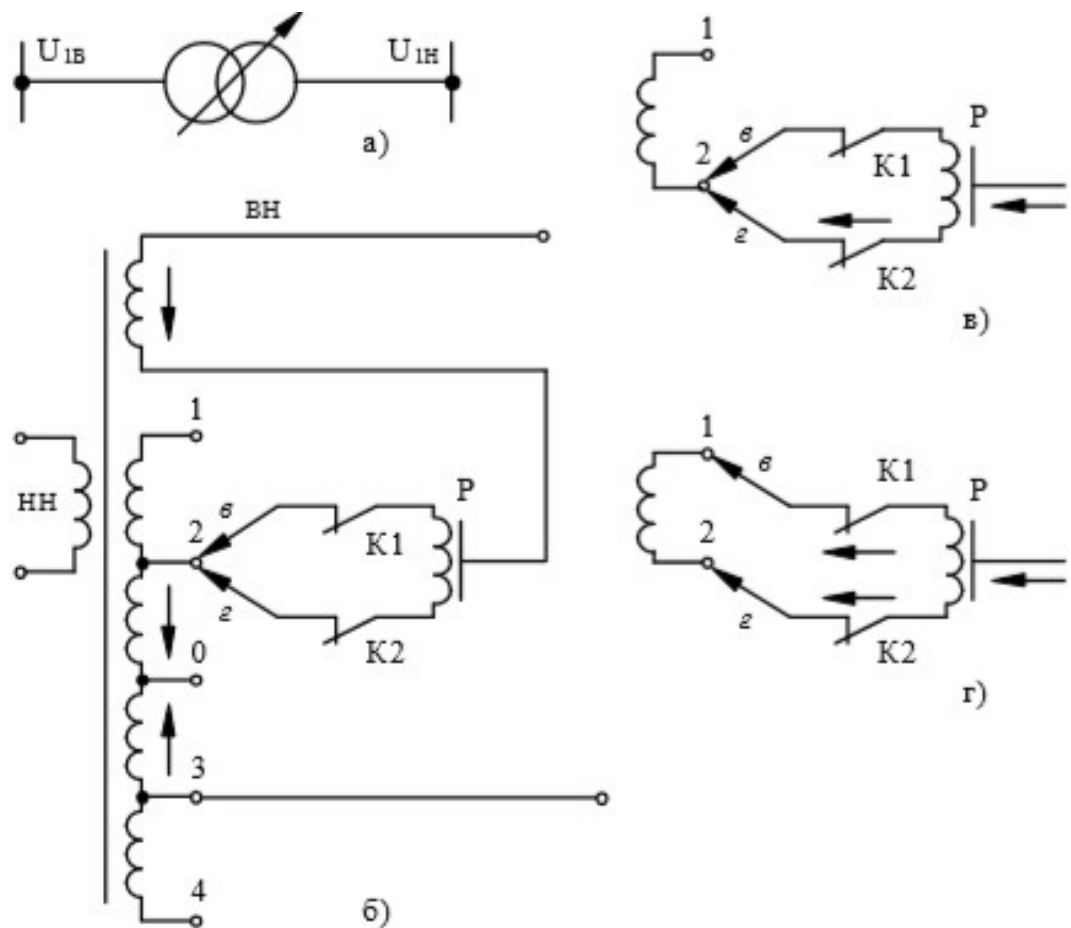


Рисунок 1.5 – Трансформатор з РПН: умовне позначення(а);
принципова схема(б); перемикання відгалужень (в, г)

Після таких операцій відключають K2, та переводять рухомий контакт на потрібну відпайку і після чого включають K2.

За допомогою такого пристрою, як РПН можна змінювати коефіцієнт трансформації, виконуючи лише перемикання і це все можна виконувати під навантаженням, тобто у будь-який час доби. Також можливо вибрати необхідні відгалуження, які б відповідали режимам найбільших та найменших навантажень.

Недоліками таких трансформаторів з пристроєм РПН є висока вартість, а також велика ціна ремонту, також одним з основних недоліків є обмежена кількість перемикачів, що в свою чергу, відповідно знижує її якість.

Найлегшим таким законом, за допомогою якого регулюють напругу є регулювання за відхиленням напруги [3].

1.5 Регулювання реактивної потужності на підстанції

Взагалі реактивна потужність – це частина повної потужності, яка витрачається на різні електромагнітні процеси, а також має дві складові: ємнісну та індуктивну. Ця потужність не виконує будь-якої корисної роботи та викликає в провідниках додатковий нагрів, що в свою чергу додаткові втрати та через це потрібне джерело енергії з більшим значенням потужності[11].



Рисунок 1.6 – Наслідки підвищеного перетікання реактивної потужності[12]

Передача енергії до споживачів від генераторів є досить кропіткий та складний процес. Для того, щоб виробити реактивну потужність не потрібно використовувати додатково витратити паливо та інші ресурси, але передача такого типу потужності несе за собою негативний наслідок, такий як втрати енергії, а також вона додатково завантажує лінію та інші елементи мережі, що знижує їх пропускну здатність. Якщо не регулювати випуск реактивної потужності, то це призведе до негативних наслідків. Це більш детально показано на рис. 1.6.

Оптимізація процесу означає зниження втрат на передачу електроенергії, цього можливо досягти тоді, коли зменшити реактивну потужність. Це використовується завдяки її компенсації.

Однак, не завжди можливо просто та швидко виконати поставлену задачу з регулювання реактивної потужності.

По-перше, це бажано виконувати з низів, тобто від споживачів, де досить важко контролювати вихід потужності до верхів, в свою чергу це означає до систем, які утворюють електроенергію.

Це в свою чергу призвело б до уникнення більшості складних енергетичних проблем. Зараз всі споживачі потребують лише одного – надійного та безперебійного електропостачання. Оскільки сама передача енергії це процес, який не зупиняється ні на хвилинку і ця передача виконується в єдиній електричній системі, саме тому потрібно не тільки локально вирішувати проблему регулювання реактивної потужності, а і більш централізовано. Більшість аварій, які призвели до перериву електропостачання пов'язана саме з перевантаженням мережі та її погіршенню пропускати ті навантаження, які потрібно. Якщо оптимізувати та зрегулювати реактивну потужність, то це б не викликало таких наслідків.

В свою чергу зниження пропускної спроможності приводить до зниження показників роботи компаній, які відпускають електроенергію, а це вже створює ризик того, що споживачі можуть залишитися без якісної енергії [13].

1.6 Оптимізація рівнів напруги в електричній мережі

Оскільки основним негативним чинником системи є реактивна потужність, та саме через неї відбувається зниження напруги на шинах споживача та відбувається збільшення втрат на передачу напруги та в цілому відбувається збільшення втрат в системі для оптимізації найбільш ефективним та доцільним буде компенсація реактивної потужності.

Використовують систему розділеної компенсації потужності безпосередньо в самих точках, де відбувається перетворення енергії, а також

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

необхідно компенсувати потужність в споживачів адже вони можуть додатково споживати реактивну потужність в систему завдяки різним пристроям, таким як наприклад зварювальний апарат та інше.

Як та де розмістити компенсацію реактивної потужності слід виходити з наступних параметрів, такі як:

- Забезпечення необхідної пропускної здатності;
- Нормальні рівні напруги (врівноваження їх).

Це діюча та цілком реальна технологія адже зменшення перетікання реактивної потужності призводить до зменшення втрат активної потужності, тобто втрат в мережі, а також підвищення ефективності використання безпосередньо енергії.

Компенсація реактивної потужності – це доступний, простий та ефективний спосіб, який використовується для зниження втрат як для споживача так і в цілому для електропостачальної компанії.

Пристрої, які використовуються для компенсації реактивної потужності: конденсаторні установки, синхронні двигуни, тиристорні системи з фільтрами [12], шунтуючі реактори.

Конденсаторні установки мають ряд переваг: простота у експлуатації та монтажу, малі капіталовкладення, можна легко контролювати та регулювати, невеликі втрати активної потужності, можна підключити будь-де. Але основним недоліком є ступінчате перемикання, а не плавне регулювання.

Синхронні двигуни або ж синхронні компенсатори – це пристрій, який може споживати реактивну потужність в проміжку в 0 до 60% від номінальної потужності.

Основні переваги: набагато більше регулювання потужності, компактна установка, не потребує закритого приміщення, швидке регулювання, навіть в імпульсному режимі.

Але які і все, має свої недоліки, такі як: мають великі втрати активної потужності, якщо потужність велика, то виникають складності при пуску, наявність таких частин, які обертаються.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Шунтуючі реактори вони використовуються для того, щоб споживати реактивну потужність. Зазвичай використовують шунтуючі реактори напругою 500кВ та вище. Недоліком являється залежність спожитої потужності [14].

Централізовані установки вони зазвичай включають в себе деяке число конденсаторів, які в свою чергу підключаються до головного або ж групового розподільного щита

Також існує індивідуальна компенсація або ж постійна. Це працює наступним чином: відбувається компенсація напряму в тому місці, де вона виникає, що призводить до розвантаження проводів.

Групова компенсація відбувається підключення до декількох споживачів загальний компенсатор. Таким чином йде розвантаження живлячої лінії, але лише до тієї точки, де йде розподілення на окремих споживачів [11].

Висновки

У даному розділі були коротко описані показники якості електроенергії та їх вплив на споживачів та обладнання. Як вияснилось, навіть здавалось би, незначне відхилення напруги значно погіршує стан працівника, не кажучи про саме обладнання. Це одна з причин чому необхідно підтримувати напругу у гранично допустимих нормах. Існують методи та засоби регулювання напруги різними способами в тому числі і трансформаторами з пристроєм РПН. Було описано принцип роботи такого пристрою та його основні елементи. Не завжди можливо лише засобами врегулювати напругу адже існує один з негативних чинників мережі реактивна потужність. Вона приводить до збільшенню втрат в мережі та сприяє падінню напруги. Тому у розділі було розглянуті засоби регулювання реактивної потужності, які приводять до оптимізації мережі в цілому.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА – ФРАГМЕНТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110-10 кВ

2.1. Структура і основні енергетичні характеристики електричної схеми «Чернігівобленерго»

В цілому ПАТ «ЧЕРНІГІВООБЛЕНЕРГО» займається розподілу електричної енергії безпосередньо на території Чернігівської області та міста Славутич. Загальна площа діяльності даної енергетичної компанії становить приблизно 31,9 тис. кв. км. Товариство надає електроенергію 550 706 тисячам побутових споживачів та 13 040 тисяч споживачами являються юридичні особи. Для транспортування такої кількості електричної енергії «ЧЕРНІГОВОБЛЕНЕРГО» використовує 34 109,79 км повітряних та 1 620,2 км кабельний ліній різних класів напруги.



Рисунок 2.1 – Карта відокремлених підрозділів «ЧЕРНІГІВООБЛЕНЕРГО»

					141.6102.002.ДБ		
Змі.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Жайовронок О.О.			Характеристика об'єкта – фрагмент електричної мережі 110-10 кВ	Літ.	Арк.
Перевір.		Хоменко О.В.					25
						КПІ ім. Ігоря Сікорсько	
Н. контр.		Настенко Д.В.				ФЕА, гр.ЕК-г61-1	
Затверд.		Толочко О.І.					

З метою оптимізації виробничих процесів було об'єднано відокремлених підрозділів. Тож тепер до складу товариства входять 6 районних електричних мереж(РЕМ): Прилуцький РЕМ, Ніжинський РЕМ, Бахмацький РЕМ, Чернігівські міські електричні мережі, Чернігівський РЕМ, Корюківський РЕМ [15].

Основні цілі енергетичної компанії:

- створити надійну інфраструктуру за допомогою автоматизації виробництва, інвестицій та впровадження новітніх технологій;
- оптимізувати систему управління та різні процеси, використовуючи нові технології

2.2 Електрична мережа «Чернігівобленерго» – схема з'єднань, загальна характеристика

Електрична мережа – це сукупність різних енергетичних об'єктів, які щільно пов'язані між собою. Повна електрична схема показана на рисунку 2.2

Схема нормального режиму електричних мереж 35-110кВ ПАТ "ЧЕРНІГІВОбленерго" станом на 01.01.2019р.

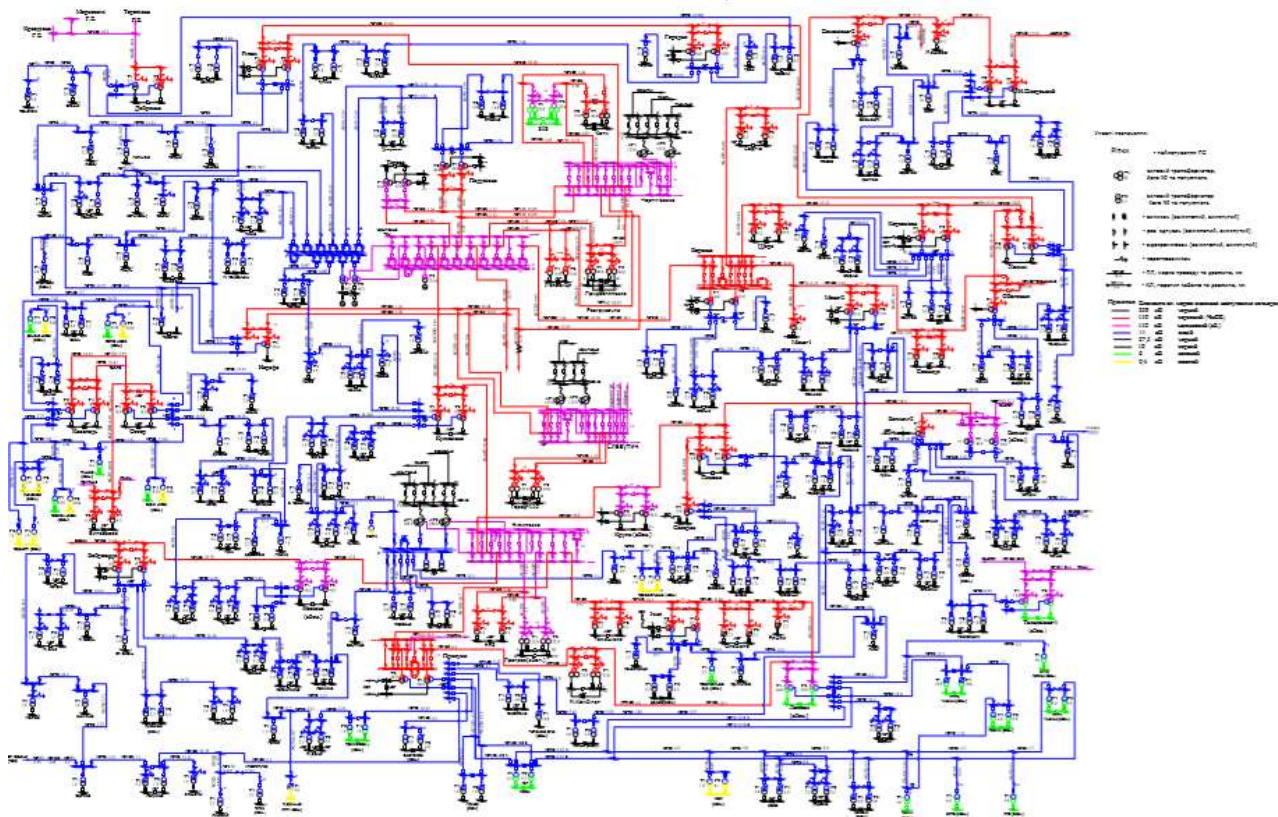


Рисунок 2.2 – Повна електрична схема ПАТ «Чернігівобленерго»

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

На рисунку 2.2 представлена повна схема електричної мережі.
Всі вузли схеми, тобто підстанції, з'єднані між собою лініями.

Схема з'єднання – це визначення з'єднання ліній та вузлів. Взагалі, схеми поділяються на розімкнуті та замкнені.

«Чернігівобленерго» являється замкненою системою адже має постачання енергії від більше двох джерел.

За способом приєднання до мережі підстанції поділяються на : тупикові, тобто ті, які приєднанні в кінці лінії, відгалужувальні, тобто ті, які живляться від відгалужень, вузлові, це ті, які приєднанні до мережі не менше, ніж через три лінії [17].

В цілому схема розрахована на клас напруги від 330 кВ до 0.4 кВ. Має також безліч підстанцій різних класів напруги, ім'я кожної підстанції є назва населеного пункту. Основним є чернігівська теплоелектроцентрально (ТЕЦ). Вона виробляє енергію для міста та області, а також опалює теплом будинки. Має два блоки:

1. Включає в себе два генератори по 55 МВт, які з'єднані через реактор.

2. Включає в себе один потужний генератор 100 МВт.

Сумарна потужність даної ТЕЦ 210 МВт.

Споживачі є першої, другої та третьої категорії. Перша категорія надважлива адже якщо відбудеться відключення енергії, то постраждають люди, відбудеться брак різної продукції, пошкодження обладнання тощо. Друга категорія вона також важлива, тому що може відбутися недовідпуск продукції, простої механізмів, робітників та транспорту. Тобто це порушення діяльності жителів. Третя це та група, яка включає в себе всю решту від перших двох категорій [16].

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3 Підстанція 110-35-10 кВ

2.3.1 Схема електричних з'єднань. Загальна характеристика Склад основного обладнання

Для аналізу було обрано підстанцію 110-35-10 кВ, яка показана на рисунку 2.23.

Схемою підстанції 35 кВ є двійна система шин з шиною з'єднувальним вимикачем. і одна із них (10 кВ) секціонована між собою. Встановлені два три-обмоткові трансформатори типу ТВТНГ-40500/110. Трансформатори під'єднані на паралельну роботу, що дає можливість більш надійного постачання електроенергії споживачам.

На підстанції присутнє комутаційне обладнання, таке як: масляні вимикачі, шинні та лінійні роз'єднувачі.

Встановлені трансформатори струму та напруги. Є в наявності трансформатори власних потреб, для забезпечення надійної роботи станції.

На підстанції встановлені дугогасильні камери (ДГК) для того, щоб при розриві контактів загасити дугу.

Одним з основного обладнання є релейний захист та автоматика. На підстанції встановлені обмежувачі перенапруги для захисту обладнання. Максимальний струмовий захист, струмова відсічка

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

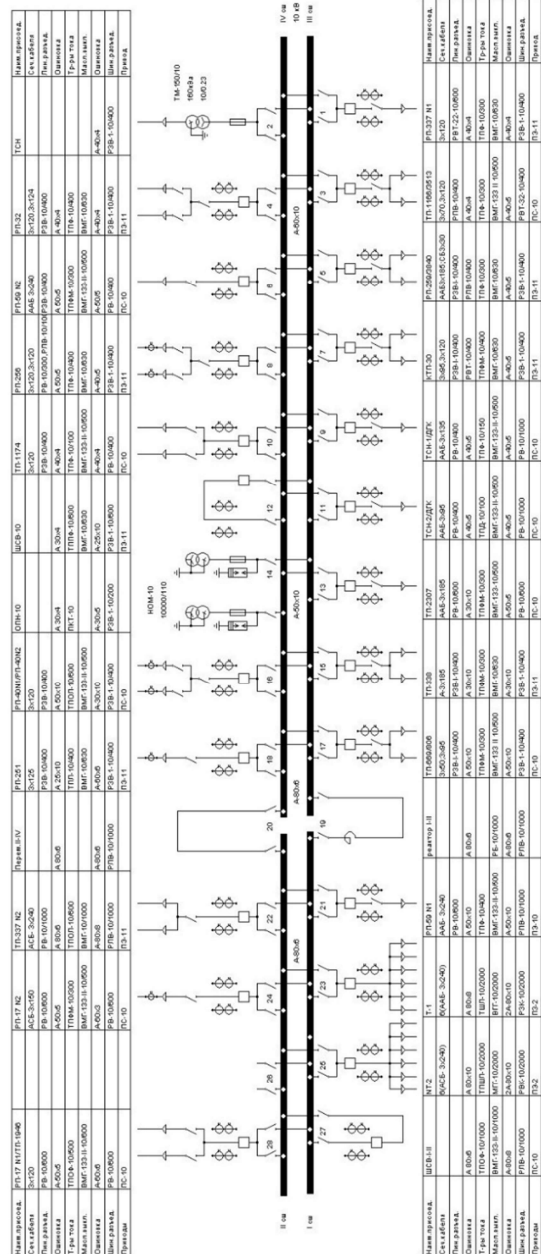
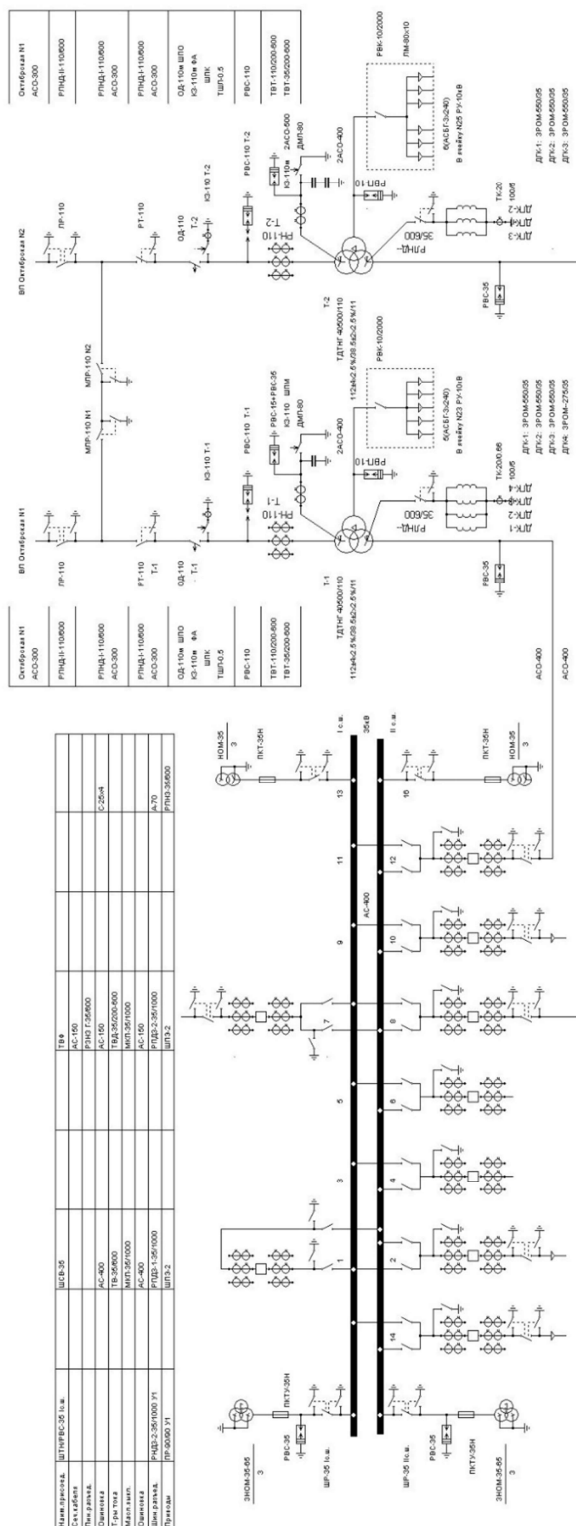


Рисунок 2.3 – Схема підстанції 110-35-10 кВ

2.3.2 Силові трансформатори підстанції

Силові трансформатори встановлюються для перетворення різних класів напруги. Вони є одним із найголовніших обладнань, які встановлені на підстанції. Існують понижувальні та підвищувальні трансформатори. Вони понижують та підвищують клас напруги відповідно.

На підстанції встановлені два однакові трансформатори у паралельну роботу. Конструктивно вони включають пристрої з РПН та мають різні межі регулювання на двох обмотках: номінальна напруга на стороні ВН 112 кВ з регулюванням у 4 ступені з $\pm 2.5\%$, номінальна напруга на стороні СН 38,5 з двома ступенями регулювання $\pm 2.5\%$, напруга на стороні НН 11 кВ без можливості регулювання РПН.

Технічні характеристики такого трансформатора наведені нижче:

- Номінальна потужність: 40500 кВА;
- Номінальна напруга на шинах ВН 112кВ, СН 38,5 кВ, НН 11кВ;
- Втрати на холостий хід: 135 кВт;
- Втрати на коротке замикання 300 кВ;
- Струм холостого ходу: 4%;
- Напруга короткого замикання: ВН-СН 17%, ВН-НН 10,5%, СН-НН 6%.

2.3.3 Збірні шини підстанції

Шини напругою 35 виконана за схемою двійна система шин з шиною з'єднувальним вимикачем. РП 10 кВ складається з двох пар систем шин, з ШЗВ. Між парами систем шин встановлено ремонтну перемичку і струмообмежуючий реактор. Такі системи збірних шин використовуються для надійності постачання. При нормальній роботі, зазвичай одна шина працює, а інша знаходиться в резерві.

Перемичка поставлена для того, щоб було зручніше виводити в ремонт.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На підстанції важливу роль відіграє ошиновка. Використовується для швидкого монтажу та з метою зменшити обсяг підстанції [18]. Вона виконана такою маркою проводів, як: на шинах 35 кВ – АС-400, АС-150, АС-185, АС-150, АСО-400 всі вони виконані з алюмінію з металевим сердечником і тільки АСО-400 це облегований провід. На шинах 10 кВ – А-80, А-50, А-30, А-40.

2.3.4 Комутаційне обладнання підстанції

Вимикачі – це такі комутаційні апарати, які призначенні для того, щоб вмикати і вимикати електричні кола при напрузі 1 кВ та вище, а в аварійному режимі вимикає коло за для припинення розповсюдження аварії.

Класифікація вимикачів:

- відповідно до кількості фаз: однофазні, двофазні та трифазні;
- в залежності від того, де розташовані: внутрішньої та зовнішньої установок;
- в залежності від часу вимикання: швидкодіючі – 0,08 с, прискореної дії – 0,12 с, не швидкодіючі – 0,25 с.

Основні вимоги до вимикачів:

1. малий час спрацювання;
2. невисока вартість у порівнянні;
3. проста у експлуатації та складанні;
4. якщо це можливо, то невелика маса та габарити;
5. робота максимально безшумна;
6. надійність в експлуатації.

Малий час спрацювання розуміється як найменший час відключення частини коли, коли сталося коротке замикання. Під часом спрацювання мається на увазі час, коли була подана команда на те, щоб відключити вимикач до моменту, коли дуга повністю погасне. Чим менший час спрацювання, тим краще, тому що при зменшенні цього часу виникають наступні зміни в мережі:

- пошкодження від електричної дуги ізоляторів та ЛЕП будуть набагато менші;

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

- збільшується стійкість системи.

Основною ознакою вимикачів є саме спосіб гасіння електричної дуги.

Масляні вимикачі поділяються бакові та маломасляні.

Особливість бакових вимикачів є те, що там дугогасні контакти розміщуються в заземленому баці, який в свою чергу заповнений маслом, яке використовуються як дугогасильна речовина, а також для того, щоб ізолювати контактну систему від заземленого бака.

У маломасляних вимикач масло відіграє роль тільки дугогасіння, а для того, щоб ізолювати всі частини, які проводять струм використовують наступні матеріали: фарфор, склопластик та інші матеріали. Такі вимикачі використовуються в напругах від 6 до 220 кВ як для внутрішньої так і для зовнішньої установки. Оскільки вони відносно невеликі за розмірами та мають невеликий об'єм масла, то це значно полегшує догляд та ремонт цих вимикачів [19]. Типи масляних вимикачів, які використані в схемі підстанції наведені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Типи вимикачів, встановлених на ПС

Назва вимикача	Напруга, кВ	Кількість
МКЛ 35/100	35	9
МГГ-10/1000	10	1
ВГГ-10/2000	10	1
РБ-10/1000	10	1
ВМГ-133-ІІ-10/600	10	1
ВМГ-133-ІІ-10/500	10	10
ВМГ-133-ІІ-10/1000	10	1
ВМГ-10/1000	10	10
ВМГ-10/630	10	8

На підстанції встановлені роз'єднувачі – це такий комутаційний апарат, які використовуються для вимикання та вимикання електричних кіл при незначному струмі або без струму взагалі. Коли відбувається ремонт, то саме завдяки ним створюється видимий розрив між елементами, які залишилися під

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

напругою, та тими, які були виведені в ремонт. Їх особливістю являється те, що вони не мають дугогасильного апарату тому, якщо коло буде замкнене, то на контактах роз'єднувача з'явиться стійка дуга, що може призвести до КЗ та різних нещасних випадків. На підстанції встановлені шинні та лінійні роз'єднувачі.

Вимоги до роз'єднувачів: чітка робота при різних несприятливих умовах, створення видимого розриву, стійкість(термічна та електродинамічна) якщо буде протікати струм КЗ [19].

2.3.5 Захисне обладнання підстанції

Одним з захисних обладнань існують обмежувачі перенапруги, які призначені для того, щоб захищати внутрішні розподільчі кола господарські та житлових будівель від комутаційних або грозових перенапруги.

Вони використовуються для того, щоб все обладнання працювало довго та не траплялося різних аварій через імпульсну перенапругу. Оскільки небезпеку для споживачів несе короткочасне перевищення допустимого рівня напруги, то саме таких захисний пристрій допомагає уникнути неприємних ситуацій. Зазвичай причиною є грозові явища, які впливають на ЛЕП або різні комутаційні процеси. Наслідками перенапруги є виникнення вибухів, пожеж, виведення з ладу різного обладнання. Тому використовують обмежувач перенапруги (ОПН) адже він надійний та конструктивно не складний(рисунок 2.4) [20].



Рисунок 2.4 Вид пристрою у робочому стані

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Також одним з захисного обладнання є заземлюючий дугогасний реактор – це такий реактор, який вмикається між нейтраллю та землею за для того, щоб компенсувати ємнісну складову струму, який тече від лінії до землі, коли стається коротке замикання в мережах з ізольованою нейтраллю. Також має назву, як котушка Петерсена, від імені того, хто її винайшов. Такі реактори використовуються у трифазних мережах напругою не вище 35 кВ.

Коли виникає однофазне коротке замикання на землю в тому місці пошкоджується ізоляція і якщо струм починає перевищувати значення 20-30 А, може виникнути електрична дуга, а вона руйнує провідник кабеля та ізоляцію, а таке пошкодження може призвести до того, що буде двох-фазне або три-фазне коротке замикання і при цьому відключиться релейний захист та як наслідок відбудеться відключення електроенергії. Але цих всіх проблем можна уникнути, поставивши дугогасний реактор. Також такі пристрої приєднують до генераторів, трансформаторів та синхронних компенсаторів за допомогою роз'єднувачів. Трансформатори з такими пристроями приєднуються через вимикачі до шин підстанції.

За точністю регулювання розділяють наступні реактори:

- Некеровані ДГР;
- Ступінчате регулювання;
- Плавне регулювання.

Класифікація за типом керування: привод – цей механізм допомагає змінювати індуктивність навіть тоді, коли він підключений до мережі. Також індуктивність може автоматично встановлюватися в залежності від того, яка ємність в мережі. Також існують без будь-яких систем керування. Тобто індуктивність є сталою і змінюється тільки тоді, коли це виконує відповідний персонал. Цей процес зазвичай відбувається з відключенням від мережі реактора [21].

На підстанції встановлений лише один тип дугогасящих реакторів: ЗРОМ-550/35.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3.6 Вимірювальні трансформатори напруги та струму підстанції

Для того, щоб було зручно вимірювати напругу використовують трансформатори напруги (ТН). Вони перетворюють значення напруги первинної обмотки в те, яке можна виміряти звичайними вольтметрами. Такі пристрої працюють зазвичай в режимі, що дуже наближений до холостого ходу. Це гарантує людям, які працюють з різними вимірювальними приладами та реле безпеку.

Класифікація ТН:

- каскадні та одноступеневі;
- три-обмоткові і двох-обмоткові;
- трифазні і однофазні
- різні варіанти охолодження: масляні і сухі;
- зовнішня і внутрішня установка.

Як і будь-які вимірювальні прилади, дані трансформатори мають погрішність. Вона залежить від наступних чинників: розмір магнітопроводу, конструкція обмоток, властивість сталі, первинна напруга та інше. Тобто, якщо напруга буде значно перевищувати номінально, тоді погрішність буде сильно зростати.

Зазвичай нам необхідно вимірювати наступні параметри:

1. напругу відносно землі;
2. лінійну напругу;
3. напругу, яка в свою чергу з'являється від того, що відбувається замикання на землю [19].

Підстанція обладнана трансформаторами напруги. А цілому на підстанції встановлено 8 ТН. Чотири з них встановлені на шинах напругою 35 кВ, інші чотири – 10 кВ.

Трансформатори струму (ТС), використовуються для того, щоб перетворити значення струму до такого, який зручно буде вимірювати. Адже

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

потрібно перш за все зробити так, щоб було безпечно працювати з обладнанням.

Похибки ТС визначається наступним чином. Оскільки існує втрата потужності в трансформаторі, то струм(вторинний) хоч і збільшений в величину, яка дорівнює коефіцієнту, але все ж таки відрізняється від значення струму(первинного). Тому різниця наведених вище значень, які поділені на первинний струм і є похибка ТС. Похибка залежить від того, яке значення навантаження та від кратності струму. Відповідно чим більше значення навантаження та кратності, тим більше значення похибки [19].

Трансформаторів струму встановлено на ПС значно більше. Детальний огляд наведений в таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Види ТС на підстанції

Тип ТС	Напруга, кВ	Кількість, штук
ТВ-35/600	35	4
ТВД-35/200-600	35	3
ТВД-35/600-1500	35	1
ТПОФ-10/500	10	2
ТПФМ-10/300	10	6
ТПОЛ-10/600	10	1
ТПЛ-10/400	10	1
ПКТ-10	10	1
ТППФ-10/600	10	1
ТПФ-10/100	10	1
ТПФ-10/400	10	4
ТПФМ-10/400	10	1
ТПФ-10/300	10	3
ТПФ-10/150	10	1
ТПД-10/100	10	1

Всього встановлено 31 штука.

2.3.7 Вимірювальні прилади

Для правильної роботи та за для збільшення економічності процесу на станціях встановлюються контрольно-вимірювальні прилади. Для того щоб виміряти напругу та струм використовують вольтметри та амперметри відповідно. Амперметри встановлюють послідовно і тому через нього протікає весь струм, який необхідно виміряти, саме через це опір даного приладу повинен бути дуже малим. Так робиться для того, щоб опір не впливав на загальний опір системи та не змінювалося значення струму. Амперметри підключаються до трансформатору струму. Вони встановлюються на шинах власних потреб, підвищувальних трансформаторів та на кожній лінії між трансформатором та шиною низької сторони. Завжди амперметри повинні мати шкалу більше, ніж встановлено мінімум на 10 %.

Вольтметри встановлюються в коло паралельно, тому що їх опір дуже великий. При напрузі вище 380 В їх підключають через трансформатори напруги. На станціях вольтметри встановлюються в ланцюгах з генератором, на збірних шинах, на шинах підвищувальної станції. Як правило, на трансформаторах, що встановлені в районних ПС, тільки на шинах низької напруги.

Амперметри та вольтметри можуть бути як стрілочні так і ті, які самі записують дані. Такі встановлюються для того, щоб контролювати параметри струму та напруги.

Також на станціях встановлюються ватметри. Вони слугують для того, щоб виміряти електричну потужність. Вони можуть вимірювати потужність як змінного так і постійного струму. Зазвичай їх використовують для виміру в ланцюгах змінного струму адже в постійному це можна зробити, використовуючи покази вольтметра та амперметра.

Також необхідно вимірювати частоту адже її коливання призводить до того, що система починає працювати нестабільно та із неполадками. Тому використовують ще один вимірювальний прилад – частотомір. Це такі прилади, які вимірюють частоту за рахунок того, що там встановлені обмотки

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

електромагнітів, які живляться змінним струмом і до них, 2 рази за період, притягуються металеві пластини, які розміщені в ряд вздовж шкали приладу. Пластини підбираються так, щоб при зміні частоти вони коливались з частотою вдвоє більше, ніж змінюється частота струму. В наслідок механічного резонансу найбільший розмах коливань настає у тієї пластини, власна частота якої вдвоє більше даної частоти, яка вимірюється. Вимір частоти також відбувається за рахунок стрілочних частотомірів.

Незалежно від конструкції частотомірів, вони вмикаються в мережу паралельно, так само як і вольтметри.

Також одним з необхідного обладнання на станції є синхроскоп. Вони слугують для того, щоб вмикати генератори в паралельну роботу. Це значно полегшує дану процедуру [22].

2.3.8 Власні потреби підстанції

Основні потреби станції – це те, на що витрачається енергія додатково. Це є система охолодження трансформатора, обігрів масляних вимикачів, освітлення підстанції та її території. Найголовнішими основними потребами являються системи автоматики, тобто релейний захист, управління, сигналізації, телемеханіки тощо. Саме від них залежить нормальна робота підстанції та основного обладнання. Адже навіть короточасне припинення їх живлення може збити роботу всієї підстанції. Власні потреби, які не викликають будь-яких збоїв роботи відносяться до невідповідальних.

Для того, щоб надати живлення всій підстанції встановлюються трансформатори власних потреб, які отримують напругу від розподільних установок.

Це надзвичайно важливо адже неможна залишити станцію без обігріву, без електропостачання до всіх надважливих апаратів, без вентиляції та банально без освітлення робочих приміщень. Саме за це відповідають власні потреби станції.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Також електроенергія потрібна для роботи насосів, парових турбін тощо. Власні потреби це один з головних чинників надійності всієї системи.

На підстанції встановлено два трансформатори власних потреб, які мають тип ТМ-400/10, на яких встановлений РПН.

2.3.9 Засоби релейного захисту і автоматики підстанції

Релейний захист (РЗ) – називають спеціальні заходи та обладнання для захисту, які виконуються за допомогою реле, процесорів та інших апаратів. Вони вимикають силові вимикачі напругою вище 1 кВ або автоматичні вимикачі напругою до 1 кВ. До систем автоматики відносять: автоматичне повторне включення(АПВ) включає вимикачі, які були вимкнені через якийсь проміжок часу. Якщо КЗ було не стійке то дане обладнання поновить подачу електроенергії, автоматичне ввімкнення резерву (АВР) він забезпечує включення резерву в тому випадку, якщо основне джерело було відключено, автоматичне частотне розвантаження (АЧР) – він слугує для того, щоб не було падіння частоти до критичного рівня.

Основними вимогами до РЗ є:

- селективність(вибірковість) – тобто можливість захисту самостійно обирати на якій ділянці пошкодження та вимикати її;
- швидкодія;
- чуттєвість схеми – тобто вимикати ділянку ще з початку пошкодження та як можна швидше його знешкодити.

РЗ може контролювати такі параметри, як: струм, напругу, потужність, температуру, час.

Функції релейного захисту: захист від між фазних КЗ, захист від мінімальної напруги, захист від асинхронного режиму синхронних двигунів, диференційний захист ліній та машин, захист від КЗ на землю в тому числі і двох-, трьох-фазних [24].

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Максимальний струмовий захист (МСЗ). Коли реле спрацьовує, тобто струм перевищує уставку, замикається контакт і відбувається подача сигналу на вимикання вимикача.

МСЗ має ряд особливостей:

1. Захищає лінії від між фазних КЗ;
2. Селективність, при вимиканні пошкодженої ділянки та(або) об'єкта;
3. Недоліком є те, що біля джерела живлення струм великі, а витримка також збільшується при наближенні до джерела і тому досить великий час будуть струми КЗ;
4. Область використання є 10 кВ та нижче.

Також є ще струмова відсічка(СВ). Вона майже однакова за будовою з МСЗ, але у неї відсутнє реле часу, тобто не має витримки. Але не зважаючи на це, вона все рівно спрацьовує через 0,06-0,1 с. Проте основним недоліком струмової відсічки є те, що вона не має чіткої зони спрацювання. Саме тому зазвичай роботу СВ резервують, наприклад МСЗ [25].

2.3.10 Розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції

Проведемо розрахунок струмів короткого замикання на шинах підстанції у точках К1 та К2 шини напругами 35 та 10 кВ відповідно. Базисні умови задаються такі, щоб зручно було проводити розрахунок. Дані трансформатора наведені у пункті 2.3.2.

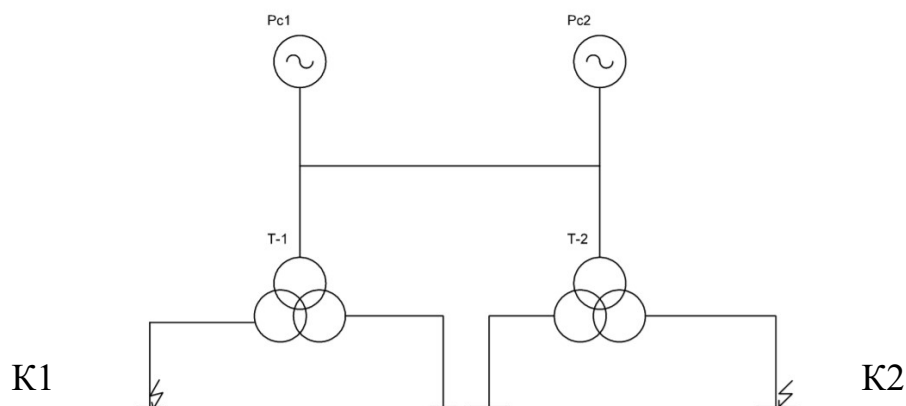


Рисунок 2.5 – Заступна схема підстанції

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для початку на рисунку 2.5 показана заступна схема по якій відбудеться розрахунок.

Після чого виконаємо перетворення схеми, що зображена на рисунку 2.6 у схему заміщення по якій буде відбуватися розрахунок.

Параметри схеми заміщення, яка вказана на рисунку 2.6 :

$$X_{T1B} = 0,5 * (U_{K\%BH-CH} + U_{K\%BH-НН} - U_{K\%CH-НН}) = 0,5(17 + 10,5 - 6) = 10,75$$

$$X_{T1C} = 0,5 * (U_{K\%BH-CH} + U_{K\%CH-НН} - U_{K\%BH-НН}) = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25$$

$$X_{T1H} = 0,5 * (U_{K\%BH-НН} + U_{K\%CH-НН} - U_{K\%BH-CH}) = 0,5(10,5 + 6 - 17) \approx 0$$

Всі трансформатори мають однакові параметри, тому розрахунки для другого трансформатора приймаються такі ж як і для першого.

$$X_{Л10} = 0,079$$

$$X_{Л35} = 0,079$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 35} = 16,496 \text{ кА}$$

За базисну потужність приймаємо 1000 МВА, а за базисний струм приймаємо значення напруги, на якій розраховуємо струм КЗ. Значення опору системи має значення 1.8 у відносних одиницях.

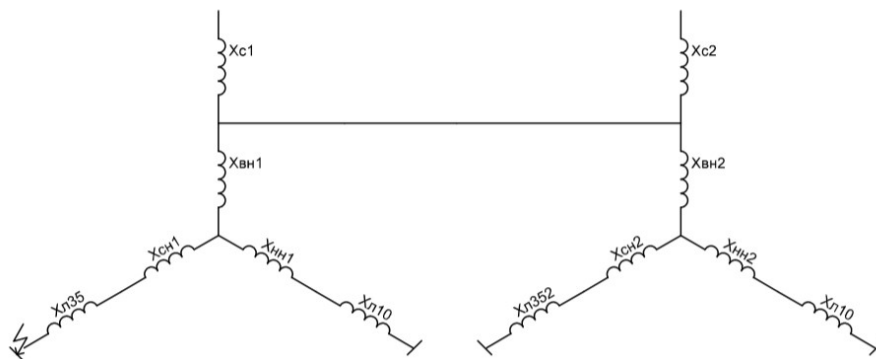


Рисунок 2.6 – Схема заміщення для точки КЗ К1

Робимо спрощення схеми відносно точки КЗ.

$$1) X''_c = \frac{X_{c1} * X_{c2}}{X_{c1} + X_{c2}} = 0,9 \text{ в. о. (показано на рисунку 2.7)}$$

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

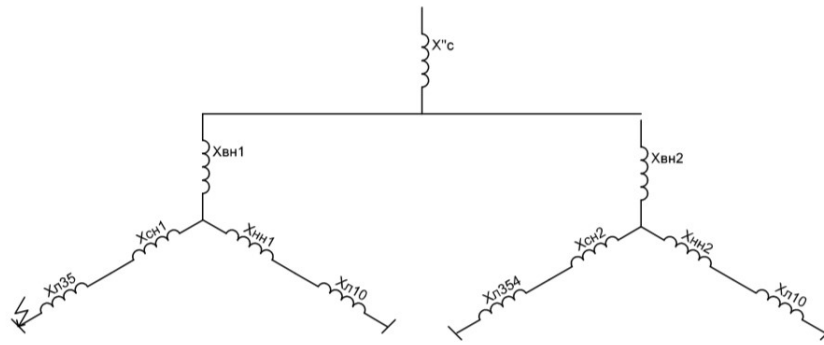


Рисунок 2.7 – Зміна схеми після першого спрощення

2) $X_1 = X_{л10} + X_{ТН2} \approx 0$ $X_2 = X_{л35} + X_{Тс2} = 0,079 + 6,25 = 6,329$
в.о.(показано на рисунку 2.8)

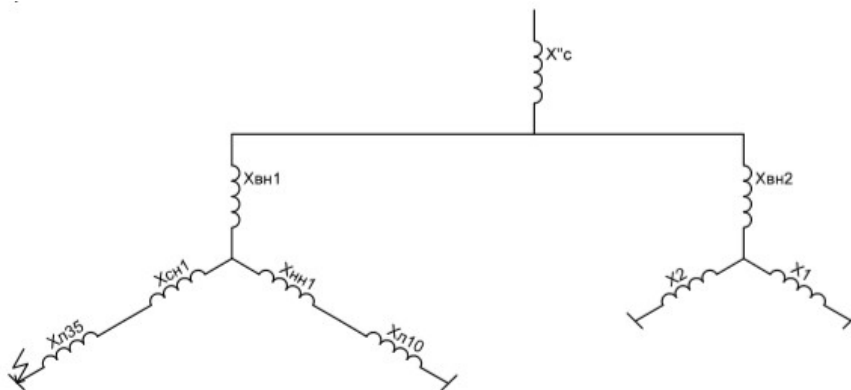


Рисунок 2.8 – Схема після другого спрощення

3) $X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0 \cdot 6,329}{0 + 6,329} = 0$ в. о.(показано на рисунку 2.9)

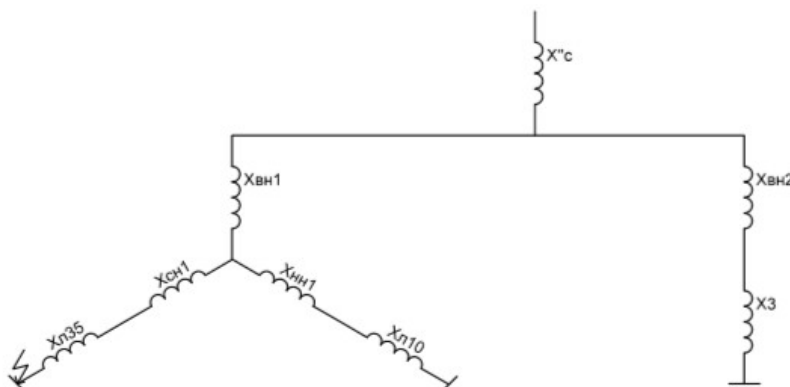


Рисунок 2.9 – Схема після третього спрощення

4) $X_4 = X_3 + X_{ТВ2} = 0 + 10,75 = 10,75$ в. о.(показано на рисунку 2.10)

5) $X_5 = \frac{X''с \cdot X_4}{X''с + X_4} = \frac{0,9 \cdot 10,75}{0,9 + 10,75} = 0,83$ в. о.(показано на рисунку 2.11)

6) $X_6 = X_5 + X_{ТВ1} = 0,83 + 10,75 \text{ в. о.}$ $X_7 = X_{Л10} + X_{ТН1} \approx 0 \text{ в. о.}$

(показано на рисунку 2.12)

7) $X_8 = \frac{X_6 * X_7}{X_6 + X_7} = \frac{6,25 * 0}{6,28 + 0} = 0 \text{ в. о.}$ (показано на рисунку 2.13)

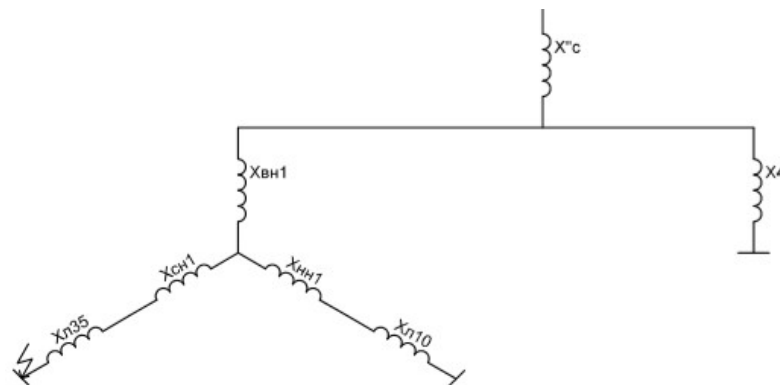


Рисунок 2.10 – Схема після четвертого спрощення

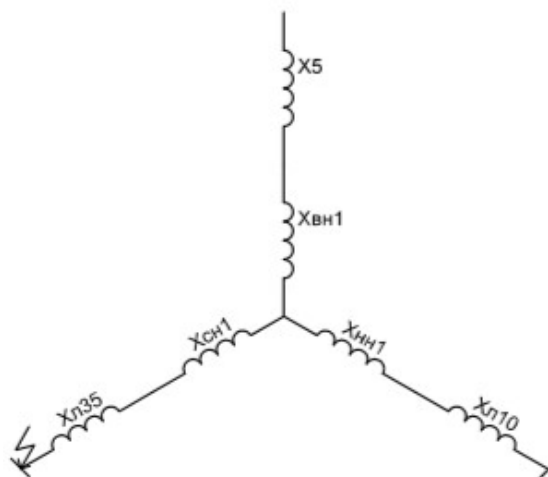


Рисунок 2.11 – Схема після п'ятого спрощення

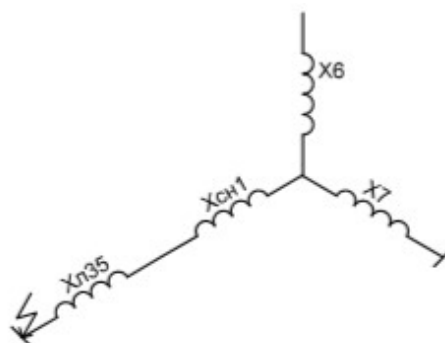


Рисунок 2.12 – Схема після шостого спрощення



Рисунок 2.13 – Схема після сьомого спрощення



Рисунок 2.14 – Еквівалентна схема

Еквівалентне значення схеми: $X_{екв} = X_8 + X_{тс1} + X_{л35} = 6,25 + 0,079 + 0 = 6,329$ в.о.(рисунок 2.14).

Далі виконаємо розрахунок початкового значення струму періодичної складової струму КЗ у відносних одиницях: $I_{по} = \frac{E}{X_{екв}} = \frac{1}{6,329} = 0,158$ в. о.

А тепер у іменованих одиницях: $I_k = I_{по} * I_b = 0,158 * 16,496 = 2,606$ кА.

Тепер виконаємо розрахунки для другої точки КЗ К2. Вона розташована на шині напругою 10 кВ тому приймаємо її за базисну напругу.

Оскільки розрахунок виконується на шинах, клас напруги якої нижче, щоб не було великих струмів, знизимо базисну потужність.

Виконаємо перерахунок базисного струму: $I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{100}{\sqrt{3}*10} = 5,774$ кА

На рисунку 2.15 показана початкова схема заміщення з точкою КЗ К2.

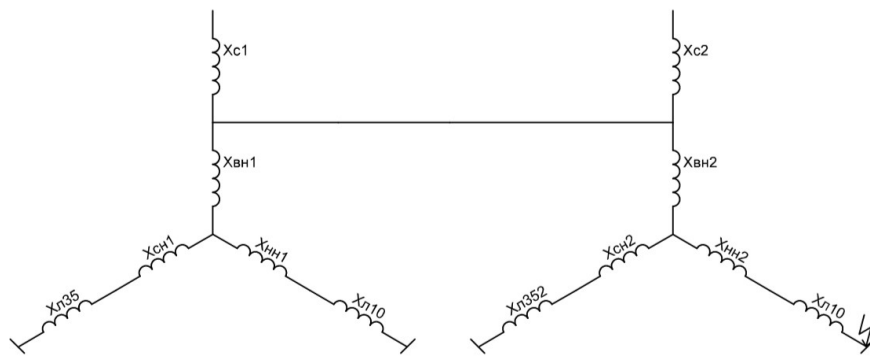


Рисунок 2.15 – Початкова схема заміщення

Далі проводимо спрощення відносно точки КЗ К2.

$$1) X_c'' = \frac{X_{c1} * X_{c2}}{X_{c1} + X_{c2}} = 0,9 \text{ в. о. (показано на рисунку 2.16)}$$

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

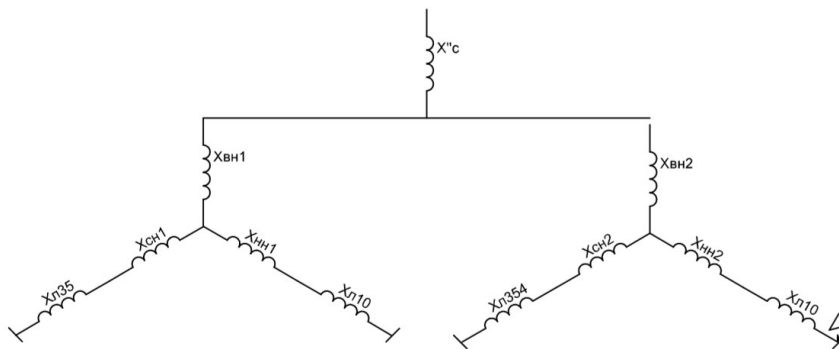


Рисунок 2.16 – Зміна схеми після першого спрощення

2) $X_1 = X_{л10} + X_{тн1} \approx 0$ $X_2 = X_{л35} + X_{тс1} = 0,079 + 6,25 = 6,329$ в.о.
(показано на рисунку 2.17)

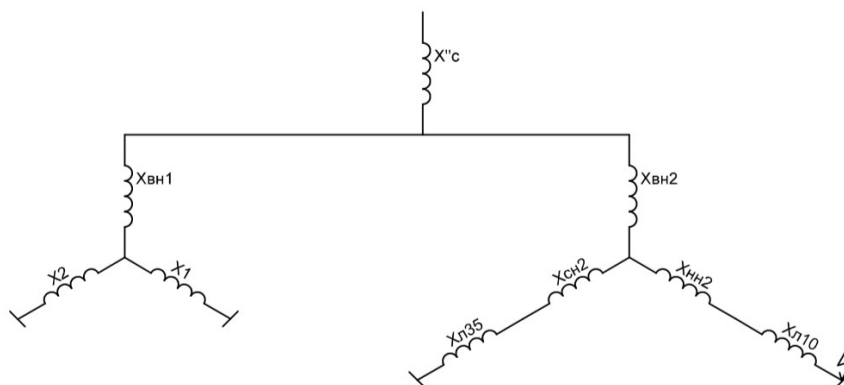


Рисунок 2.17 – Схема після другого спрощення

3) $X_3 = \frac{X_1 * X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0 * 6,329}{0 + 6,329} = 0$ в. о. (показано на рисунку 2.18)

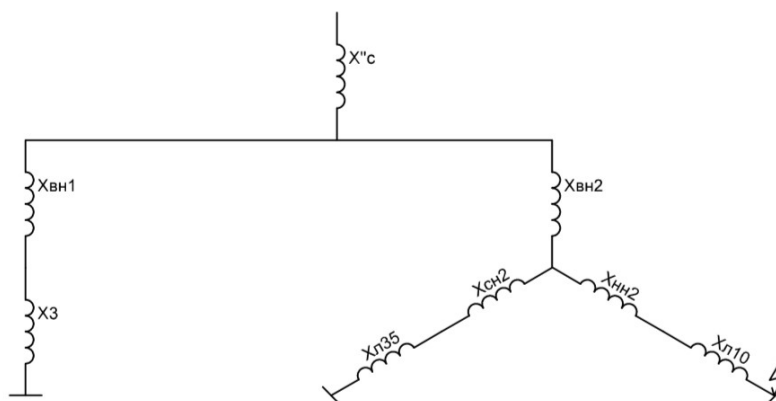


Рисунок 2.18 – Схема після третього спрощення

4) $X_4 = X_3 + X_{тв1} = 0 + 10,75 = 10,75$ в. о. (показано на рисунку 2.19)

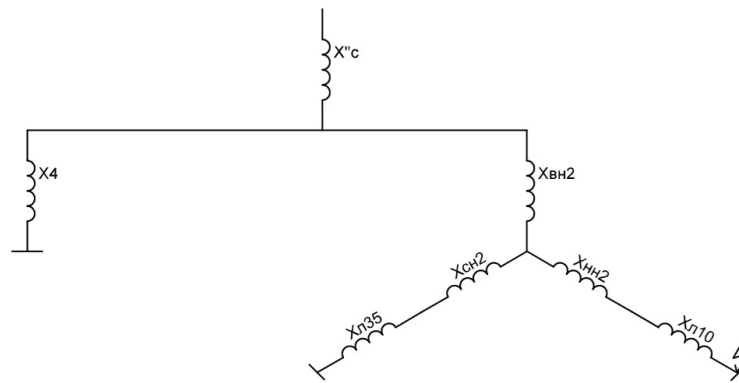


Рисунок 2.19 – Схема після четвертого спрощення

$$5) X_5 = \frac{X_c'' * X_4}{X_c'' + X_4} = \frac{0,9 * 10,75}{0,9 + 10,75} = 0,83 \text{ в. о. (показано на рисунку 2.20)}$$

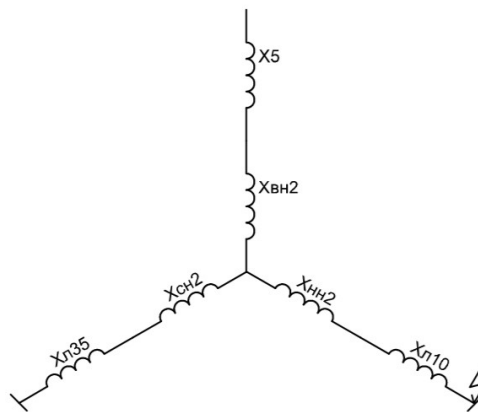


Рисунок 2.20 – Схема після п'ятого спрощення

$$6) X_6 = X_5 + X_{\text{ТВ}2} = 0,83 + 10,75 = 11,58 \text{ в. о. } X_7 = X_{\text{Л}35} + X_{\text{Тс}2} = 0,079 + 6,25 = 6,329 \text{ в. о. (показано на рисунку 2.21)}$$

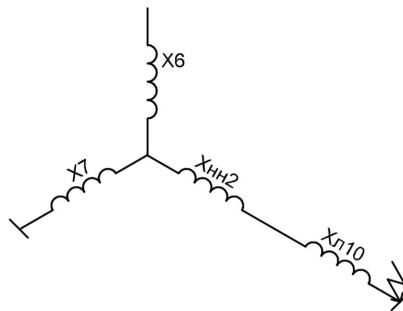


Рисунок 2.21 – Схема після шостого спрощення

$$7) X_8 = \frac{X_6 * X_7}{X_6 + X_7} = \frac{6,329 * 11,58}{6,329 + 11,58} = 4,092 \text{ в. о. (показано на рисунку 2.22)}$$



Рисунок 2.22 – Схема після сьомого спрощення

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рисунок 2.23 – Еквівалентна схема

Еквівалентне значення схеми: $X_{\text{екв}} = X_8 + X_{\text{тн2}} + X_{\text{л10}} = 4,092 + 0 + 0,079 = 4,171 \text{ в.о.}$ (показано на рисунку 2.23)

Далі виконаємо розрахунок початкового значення струму періодичної складової струму КЗ у відносних одиницях: $I_{\text{по}} = \frac{E}{X_{\text{екв}}} = \frac{1}{4,171} = 0,24 \text{ в. о.}$

А тепер у іменованих одиницях: $I_{\text{к}} = I_{\text{по}} * I_{\text{б}} = 0,24 * 5,774 = 2,606 \text{ кА.}$

Отже, розрахунок струмів КЗ виконаний у двох точках КЗ.

2.3.11 Перевірочний вибір обладнання підстанції

Всі види обладнання повинні обиратися щодо вимог їх роботи у номінальному режимі, а також на термічну стійкість струмів КЗ.

Для вибору обладнання використовують наступні характеристики: номінальна напруга – це та напруга, яка вказана у паспорті обладнання. Вона означає на яку напругу розраховане дане обладнання при довгостроковій роботі у номінальному режимі. Наприклад для вимикача, номінальна напруга повинна бути більшою, ніж розрахункова напруга. Номінальний струм – це такий струм, на яке розраховане обладнання при тривалій роботі обладнання. Так само як і для напруги, номінальний струм повинен перевищувати розрахункове значення струму. Гранично-відключаємий струм – це такий струм, який може відключити дане обладнання, зазвичай це розповсюджується на вимикачі та тому подібне, при тій напрузі, на яку розрахований. Також при виборі обладнання враховують і те, чи можна використовувати обладнання у відкритій чи закритій установках.

Основні види обладнання, такі як: шини, вимикачі, роз'єднувачі, ізолятори та інше зазвичай обираються за номінальним струмом та напругою та термічною стійкістю.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Також перевіряються і ЛЕП на номінальну напругу, максимально допустимий струм навантаження та термічну стійкість до струмів КЗ. Допустимий струм навантаження – це такий струм, який нагріває лінію до відповідно-допустимої температури. Величина цього струму залежить від матеріалу проводу, його перерізу, характеру ізоляції та інше [23]. На практиці ж відбувається розрахунок струмів, який буде протікати по лінії і потім, відповідно до отриманого значення роблять техніко-економічне порівняння і обирають той переріз проводу, який буде найдоцільнішим у всіх випадках.

Висновки

У даному розділі було детально описано підстанцію 11ю-35-10 кВ . А саме було розглянуто схему з'єднання підстанції та склад основного обладнання. До такого обладнання відноситься:

- силові трансформатори;
- релейний захист;
- збірні шини підстанції;
- комутаційне обладнання;
- захисне обладнання;
- трансформатори струму та напруги;
- вимірювальні прилади;
- власні потреби підстанції.

Також мною були розраховані струму короткого замикання на шинах підстанції в процесі якого була створена заступна схема та схема заміщення, яка була спрощена до еквівалентної для безпосереднього розрахунку.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 ТРАНСФОРМАТОРОМ З ПРИСТРОЄМ РПН

3.1 Регулятор напруги трансформаторів

3.1.1 Призначення та основні характеристики регулятора

Пристрій РС83–В4 виконує функцію приводу пристрою РПН. Пристрій призначений саме для автоматичного керування електричним пристроєм РПН, завдяки якому відбувається зміна напруги, завдяки керуванню

його положенням та справністю. Пристрій може живитись як від джерела постійного струму так і змінного.

Пристрій забезпечує контроль значення напруги в заданому діапазоні та формує команди «додати», якщо напруга на вході менше заданої уставки та «відняти», якщо значення напруги більше, ніж вказано.

По значенню контролюючого струму може здійснюватися корекція керуючої напруги.

Даний пристрій значно полегшує роботу диспетчера. Завжди за допомогою налаштувань можна змінити конфігурацію налаштування, тобто різні уставки, тощо. Це підвищує безпеку роботи персоналу, а це найголовніше, тому що можуть постраждати люди при неправильній експлуатації приладів під високою напругою. На рисунках 3.1 та 3.2 зображений зовнішній вигляд пристрою з кришкою та без.

Звичайно існує багато різних пристроїв, ще один із них більше призначений для захисту трансформатора, але також має функцію регулювання РПН. Його назва RET 541.

					141.6102.002.БР				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розроб.		Жайовронок О.О.			Автоматичне регулювання напруги на підстанції 110/10 кВ трансформатором з пристроєм РПН		Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Хоменко О.В.						49	6
							КПІ ім. Ігоря Сікорсько ФЕА, гр.ЕК-г61-1		
Н. контр.		Настенко Д.В.							
Затверд.		Толочко О.І.							

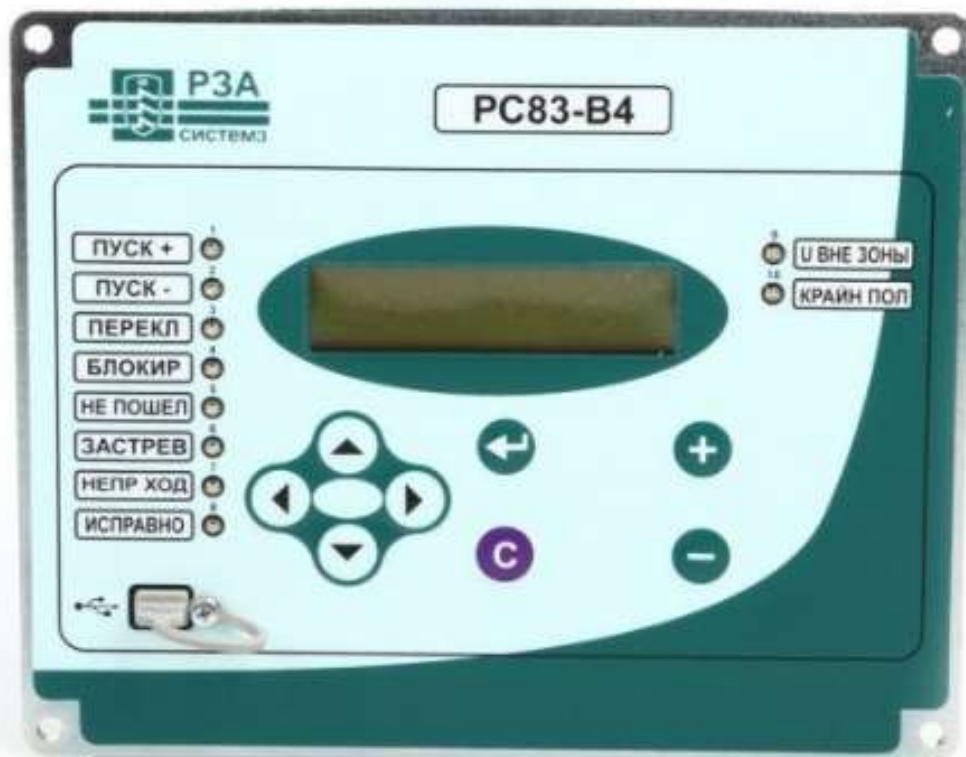


Рисунок 3.1 – Зовнішній вигляд пристрою

Його основною функцією є трифазний диференційний струмовий захист із двома ступенями. Також він керує трансформатором, тобто РПН. Регулятор напруги може керувати як одним трансформатором, так і декількома, які підключені паралельно. Він також показує в кому положенні знаходяться відпайки, яка температура масла в трансформаторі. Відповідно у нього є такі функції, як: захист, контроль якості, управління, зв'язку [26]. Такі пристрої значно краще, ніж попередній PC83–B4 тому, що його функція це перемикання, а для захисту трансформатора потрібно встановлювати додаткові засоби. Тому доцільніше використовувати пристрій, котрий включає в себе всі необхідні функції для роботи з трансформатором.

3.1.2 Конструкція та принцип роботи пристрою

Такий пристрій конструктивно складний, має безліч різних реле, роз'ємів тощо. На рисунку 3.3 показана задня панель пристрою PC83–B4 зі всіма його роз'ємами та конструктивними особливостями.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

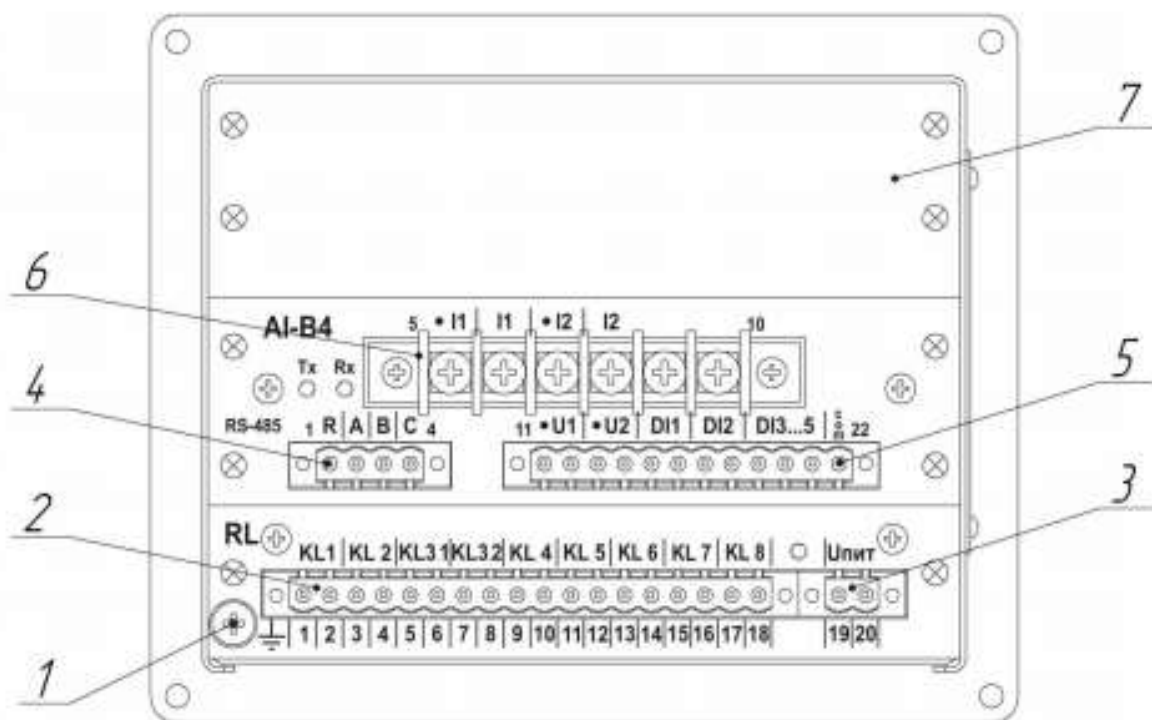


Рисунок 3.2 – Зовнішній вигляд пристрою зі сторони роз'ємів

На рисунку 3.2 винесені наступні роз'єми:

1. Винт заземлення;
2. Роз'єми виходів реле KL1 – KL8;
3. Роз'єм входу напруги живлення пристрою;
4. Роз'єм порту RS–485;
5. Роз'єм вимірювальної напруги та дискретних входів;
6. Роз'єм входів вимірювальних струмів;
7. Планка.

На рисунку 3.3 показаний перевірочний стенд, який імітує роботу пристрою РПН. Це необхідно для того, щоб перевірити справність та функціонування приладу.

На рисунку позначені вихідні реле, дискретні входи, світлодіоди та RS–485.

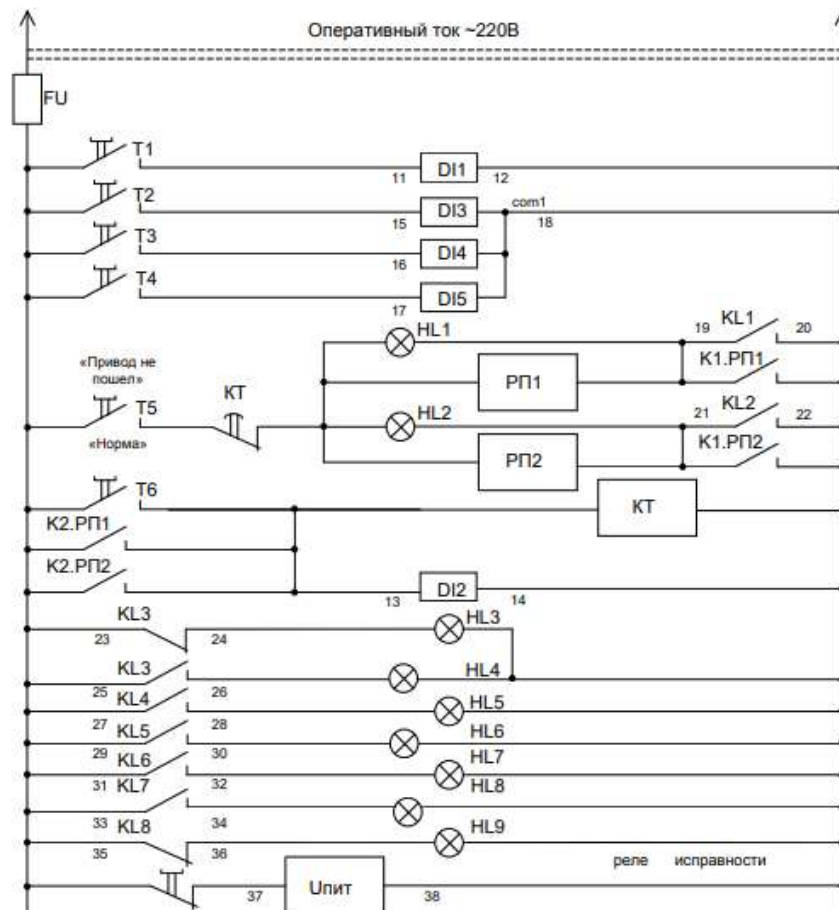


Рисунок 3.3 – Схема перевірного стенда

Пристрій має 8 вихідних реле: KL1 – реле команди додати, KL2 –реле команди відняти, KL3 –реле блокування продовження роботи(відключення живлення приводу РПН), KL4 – некоректна робота пристрою РПН для дії на загальну сигналізацію підстанції, KL5 – застрявання РПН, KL6 – реле сигналізації блокування по струму або температурі, KL7 – сигналізація обмеження регулювання в крайніх положеннях РПН, KL8 –несправність регулятора або відключення від живлення.

Дискретні входи потрібні для прийому наступних сигналів:

- DI01 – блокування регулювання при зниженні температури масла нижче -20 ;
- DI02 – контроль переключення з пристрою РПН;
- DI03 – крайнє нижнє положення РПН;
- DI04 – крайнє верхнє положення РПН;
- DI05 – переключення на другу групу уставок.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Встановлені 10 світлодіодів і кожен із них сигналізує про наступне:

- VD1 – пуск «додати» (діод горить весь час, коли відбувається команда);
- VD2 – пуск «відняти» (діод горить весь час, коли відбувається команда);
- VD3 – команда на переключення РПН (спрацьовує реле KL1 або KL2);
- VD4 – регулювання заблоковано;
- VD5 – привід не пройшов;
- VD6 – застрявання пристрою РПН;
- VD7 – невірний хід пристрою РПН;
- VD8 – несправність пристрою;
- VD9 – напруга вийшла за межі(якщо напруга знизалась до значення 0,8 від номінального);
- VD10 – пристрій у крайньому положенні РПН (коли приходять сигнали на входи DI03, DI04).

Для контролю спрацювання вихідних реле до них підключаються індикаторні лампи(рисунок 3.3). Напруга на дискретні входи DI1, DI3, DI4, DI5 подається через тумблери, які імітують роботу РПН та сигналів зовнішнього блокування. Тумблери Т6 та Т7 призначені для імітації некоректної роботи РПН. Напруга на дискретний вхід DI2 подається наступним чином. При замиканні вихідних реле пристрою KL1 або KL2, загоряється відповідна індикаторна лампа і паралельно подається живлення на відповідне проміжне реле РП1 та РП2. Схема живлення РП1 та РП2 з самозахватом від свого нормально розімкнутого реле KL1.РП1(KL1.РП2). Другий нормально розімкнений контакт KL2.РП1(KL2.РП1) паралельно подає живлення на дискретний вхід DI2 та на реле часу КТ. Коли пройде задана кількість часу КТ розмикає свій нормально замкнений контакт KL1.КТ, що в свою чергу приводить до зняття напруги з дискретного входу. Реле КТ імітує переключення пристрою на 1 ступінь.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Після всіх перевірок з заводськими налаштуваннями переходять до підключення безпосередньо до РПН.

3.1.3 Особливості експлуатації

Особливості експлуатації повинні відповідати правилам улаштуванню електроустановок (ПУЕ).

Рекомендуються наступні види обслуговування:

- контроль вихідного реле через 10-18 місяців;
- профілактичний контроль один раз на три роки;
- якщо пристрій інтенсивно працює, то можна не перевіряти його на справність;[25]

Якщо на підстанції присутня телесигналізація про несправність обладнання то можна робити огляд обладнання раз в місяць, якщо ж ні, то значно частіше.

Висновки

З попередніх розділів відомо, що основні регулятори напруги це трансформатори. Тому роблю висновок, що регулятори напруги на трансформаторах вкрай необхідний. Один з таких був описаний у цьому розділі. Був описаний регулятор напруги RET 541. Також викладена коротка інформація пристрою від АББ для порівняння. Хоча саме порівнювати їх недоцільно, адже пристрій від АВВ призначений для захисту трансформатору та має функцію керування РПН. Тоді як пристрій RET 541 призначений лише для регулювання напруги. Були описані його основні характеристики та детально описані елементи та принцип дії. Аналізуючи інформацію викладену вище, можу сказати, що краще використовувати захист та керування трансформатора в одному пристрої, ніж ставити регулятор без додаткової функції захисту.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 110/10 ЗАСОБАМИ PF

4.1 Розрахункова модель електричної мережі

Дана схема була змодельована у програмі PF. Фрагмент електричної був взятий з схеми «Чернігівобленерго». Вона включає в себе трансформатори три-обмоткові та двох-обмоткові. Комутаційне обладнання таке як вимикачі, роз'єднувачі, відокремлювачі та інше. Для нормальної роботи також повинні бути встановлені засоби релейного захисту підстанції.

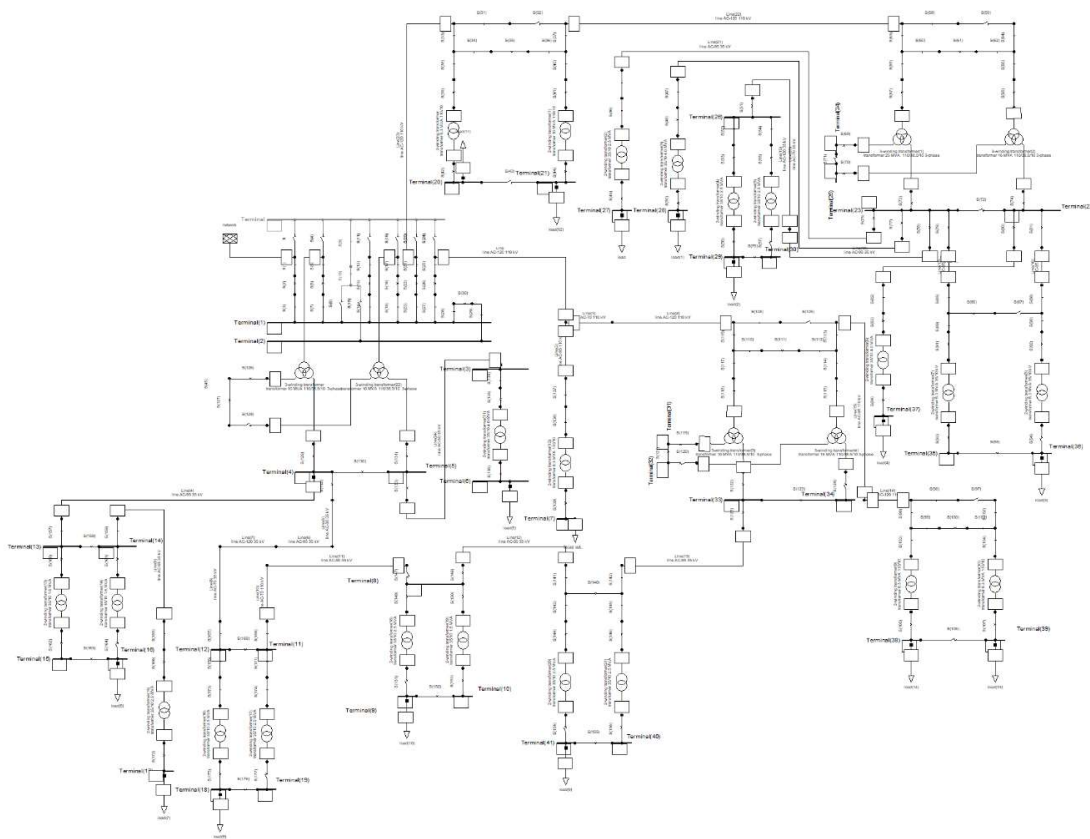


Рисунок 4.1 – Схема фрагменту електричної мережі 110/10 кВ

Оскільки засоби моделювання програми PF не дозволяють використовувати засоби релейного захисту такі як АВР тощо, то замість них були встановлені вимикачі. Навантаження на підстанції обиралося таким чином, щоб напруга була у відповідних нормах.

					141.6102.002.БР				
Змп.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Моделювання та аналіз напруги в електричній мережі 110-10 кВ засобами РР	Літ.	Арк.	Акрушів	
Розроб.		Жайовронок О.О.							
Перевір.		Хоменко О.В.					56	10	
						КПІ ім. Ігоря Сікорсько ФЕА, гр.ЕК-г61-1			
Н. контр.		Настенко Д.В.							
Затверд.		Толочко О.І.							

Трьох-обмоткові трансформатори використовуються для того, коли потрібно перетворити не на один клас напруги, а більше. Трансформатори також розраховані на певну потужність, у даній схемі були задіяні наступні трансформатори(табл. 4.1):

Таблиця 4.1 – Каталогні дані трансформаторів 110/35/10 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Каталожні дані								
		$U_{\text{ном, обмотки}}, \text{кВ}$			$U_{\text{к}}, \%$			$\Delta P_{\text{к}}$	$\Delta P_{\text{х}}$	$I_{\text{х}},$
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	кВт	кВт	%
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17,0	6,0	76	17	1,1
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6,0	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

У трансформаторів кожна літера має своє значення. У даному випадку був використаний один тип тільки за різної потужності.

Т-трифазний,

Д-масляне охолодження,

Т-трьох-обмотковий,

Н-регулювання напруги з РПН,

Також були використані двох-обмоткові трансформатори.

Такі трансформатори перетворюють лише один клас напруги, тобто наприклад з 110 кВ на 10 кВ або з 35 кВ на 10 кВ, саме такі понижуючі трансформатори були використані у розрахунковій моделі табл. 4.2 та 4.3.

Таблиця 4.2 – Каталогні дані трансформаторів 110/10 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Каталожні дані					
		$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}},$	$\Delta P_{\text{к}},$	$\Delta P_{\text{х}},$	$I_{\text{х}},$
		ВН	НН	%	кВт	кВт	%
ТМН-6300/110	6,3	115	11	10,5	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110	10	115	11	10,5	60	14	0,7

Також було декілька типів двох-обмоткових трансформаторів напругою 35/10 які наведені в таблиці 4.3

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.3 – Каталогні дані трансформаторів 35/10 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Каталожні дані					
		$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
		ВН	НН				
ТМН-1600/35	1,6	35	11	6,5	23,5	5,1	1,1
ТМН-2500/35	2,5	35	11	6,5	23,5	5,1	1,1
ТМН-4000/35	4,0	35	11	7,5	33,5	6,7	1,0
ТМН-6300/35	6,3	35	11	7,5	46,5	9,2	0,9

Також на підстанціях встановлено по два трансформатори на підстанцію адже якщо на шинах одного відбудеться аварія і він вийде в ремонт, в такому випадку потрібен резерв. За нормами експлуатації трансформаторів його можна перезавантажувати на 140% у післяаварійному режиму, саме тому потужність підстанції розділяється на 2 трансформатори, тобто робочий трансформатор приймає на 70% від повної потужності.

Такі типи шин надійні адже можуть виконувати резервування, якщо один з вимикачів вийде за ладу.

Комутаційне обладнання відіграє важливу роль у роботі підстанцій. Релейний захист направлений же на вимикання лінії або іншого обладнання через вимикачі. Різниця між вимикачами та роз'єднувачами в тому, що роз'єднувачі не мають дугогасильних апаратів, на відміну від вимикачів.

4.2 Нормальні усталені режими роботи мережі

Нормальні режими роботи схеми – це ті параметри, за яких система відповідає всім показникам якості енергії.

Моделювання проводиться у програмі за допомогою метода Ньютона-Рафсона.

Суть методу полягає в тому, щоб послідовно змінювати на кожній ітерації обчислень вихідної системи, яка складається з нелінійних рівнянь за допомогою допоміжної лінійної системи. Розв'язок такої системи являє собою

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

наближення невідомих величин. Формування та розв'язання такої системи відбувається на кожній ітерації.

Хід роботи за цим методом:

1. Для початку записуються у формі нев'язок всі рівняння з дійсними складовими(рисунок 4.2):

$$\begin{cases} \omega_{pi} = U_i^2 \cdot y_{ii}' - U_i \cdot \sum_j U_j \cdot [y_{ij}' \cdot \cos \theta_i - \theta_j + y_{ij}'' \cdot \sin \theta_i - \theta_j] - P_i = 0; \\ \omega_{Qi} = U_i^2 \cdot y_{ii}'' + U_i \cdot \sum_j U_j \cdot [y_{ij}' \cdot \sin \theta_i - \theta_j - y_{ij}'' \cdot \cos \theta_i - \theta_j] + Q_i = 0. \\ i = 1, \dots, n. \end{cases}$$

Рисунок 4.2 – Форма запису відповідно до підготовчого етапу

2. Далі відбувається перегрупування всіх рівнянь даної системи, тобто ω_{pi} переставляється на початок.

3. Надалі відбувається формування безпосередньо матриця Якобі, для системи яка сформована у пункті 2. Елементи такої матриці є часткові похідні.

4. Надалі відбувається формування аналітичних виразів часткових похідних. Загальні вирази, всього їх буде 8 типів.

5. Далі відбувається формування нев'язок в правій частині системи. Ці елементи знаходяться при підстановці в рівняння в систему, що виведена у пункті 2, наближень кутів напруги та її модулів.

6. Заключним етапом є формування лінійаризованої системи. Загальний вид такої системи наведений на рисунку 4.3.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial U_1} & \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial \omega_{p2}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial \omega_{p2}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{p2}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{p2}}{\partial U_1} & \frac{\partial \omega_{p2}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{p2}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial U_1} & \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_1} & \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_1} & \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial U_1} & \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial U_n} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \dots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \dots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \omega_{p1} \\ \omega_{p2} \\ \dots \\ \omega_{pn} \\ \omega_{Q1} \\ \omega_{Q2} \\ \dots \\ \omega_{Qn} \end{bmatrix}$$

Рисунок 4.3 – Лінійаризована система рівнянь відносно метода Ньютона-Рафсона

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Це основний метод, але в програмі PF використовується його модифікація. Для того, щоб оцінити наскільки фрагмент схеми відповідає ustalеним режимам роботи буде проведено її моделювання. Результати наведені на рисунку 4.4

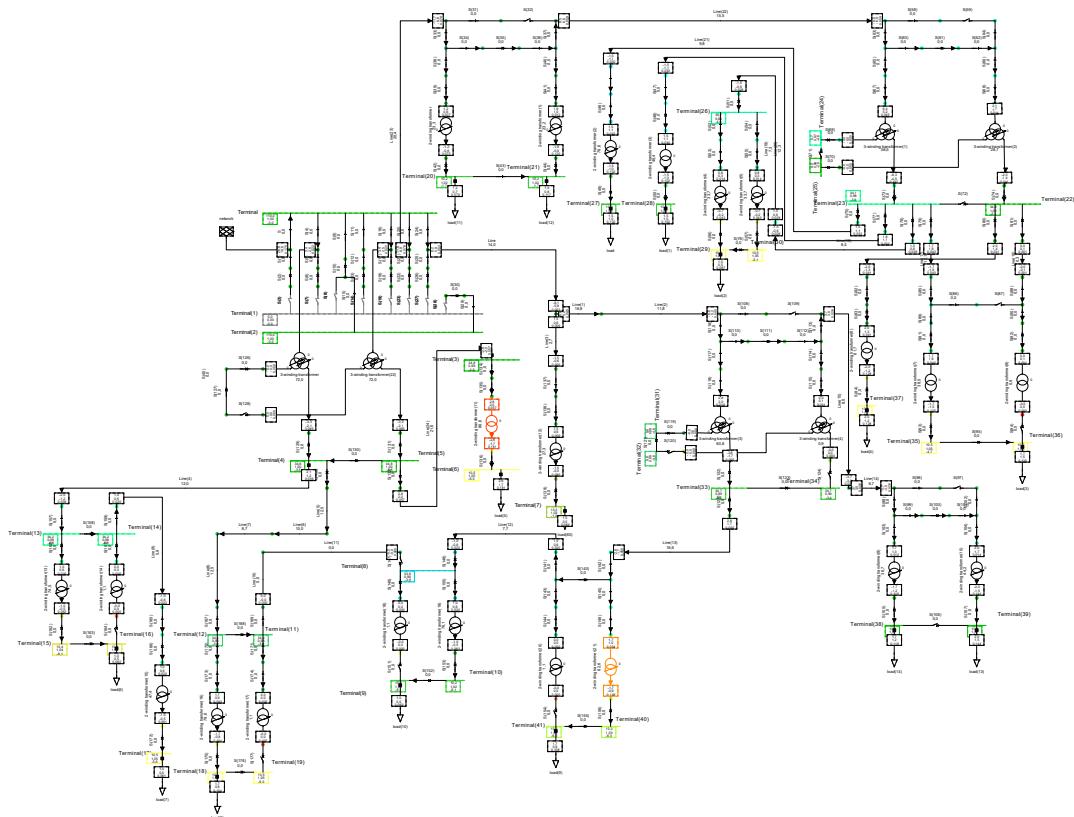


Рисунок 4.4 – Змодельована розрахункова схема.

Далі на рисунку А.1 (див. додаток А) виведені дані про мережу. Аналізуючи ці дані втрати в мережі становлять 1,07 МВт. Загальне навантаження мережі 25,7 МВт. Більш детальна інформація щодо ліній, які були використані у розрахунковій схемі показана на рисунку А.2 (див. додаток А)

Проаналізувавши отримані дані, можна сказати, що лінії не завантажені більше, ніж на 21%, тобто струм тече по них не значний і вони зможуть витримати навантаження значно більші, ніж були встановлені на підстанціях.

На рисунку А.3 (див. додаток А) показані трансформатори та їх завантаження. Є трансформатори, які завантажені на 84%, на змодельованій схемі вони відображені помаранчевим кольором. Це нормальний режим роботи трансформатора адже їх можна завантажувати на 140%, але не довго

та вмикати резервний трансформатор. Такі числа завантаження трансформатора, як 1% говорить про те, що вони включені в резерв.

Отже, система працює вірно та всі напруги знаходяться у допустимих межах відхилення $\pm 5\%$ від номінальної напруги у вузлах. Це тому, що не має достовірної інформації про навантаження і тому вони були обрані відповідно до напруги на шинах. Трансформатори завантажені на необхідний рівень.

4.3 Моделювання та аналіз режимів при суттєвих змінах навантаження у вузлах

Для того, щоб достатньо оцінити систему та її роботу проведемо моделювання режиму при суттєвому збільшенні навантаження. На рисунку 4.5 показані вузли, у яких буде змінюватись навантаження.

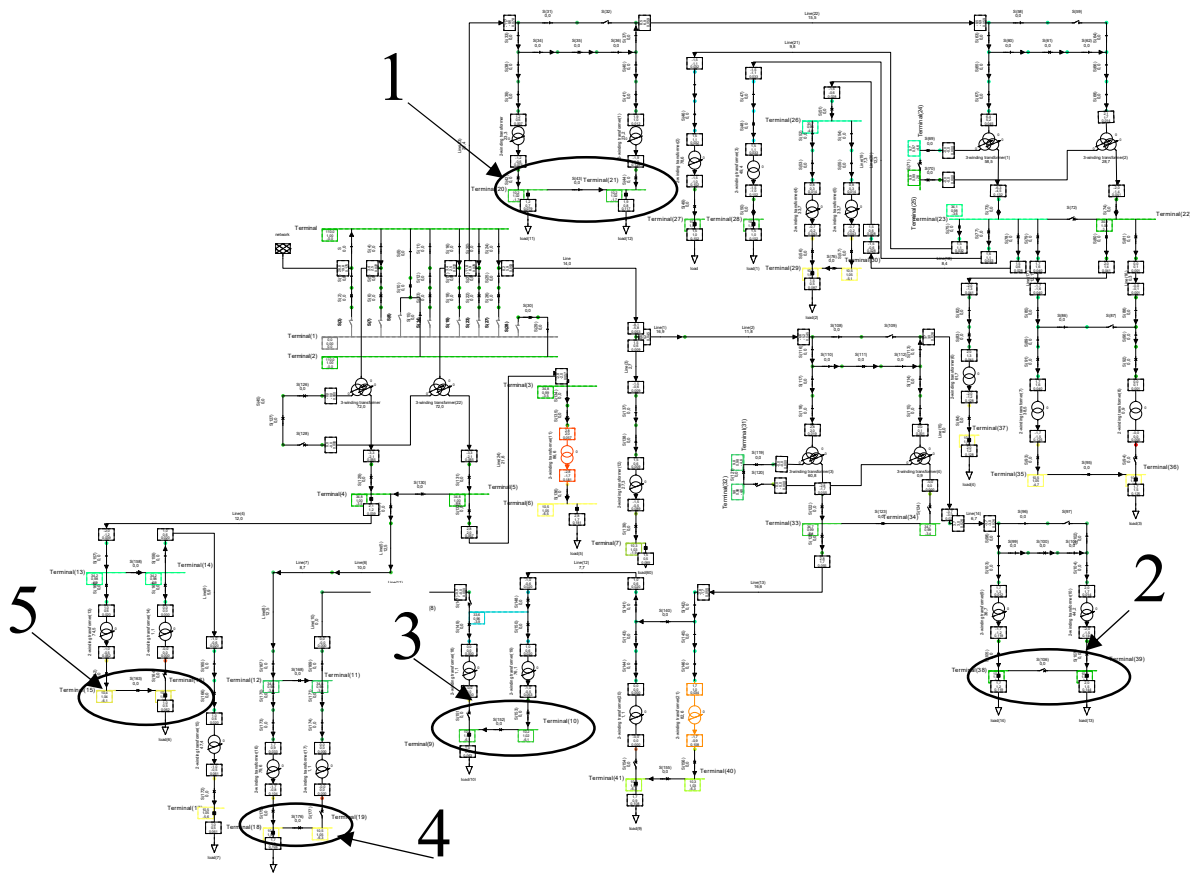


Рисунок 4.5 – Вузли, у яких відбудуться зміни навантаження
Повна потужність у вузлів та збільшена потужність у вузлах.

Оскільки неможливо просто задати повну потужність, як навантаження то відбудеться підрахунок їх відповідно до формули: $S = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}$, де P_i Q_i це активне та реактивне навантаження вузла відповідно.

- 1: 3,44 МВА → 18,78 МВА
- 2: 2,58 МВА → 12,48 МВА
- 3: 1,12 МВА → 2,82 МВА
- 4: 1,87 МВА → 3,9 МВА
- 5: 1,12 МВА → 2,5 МВА

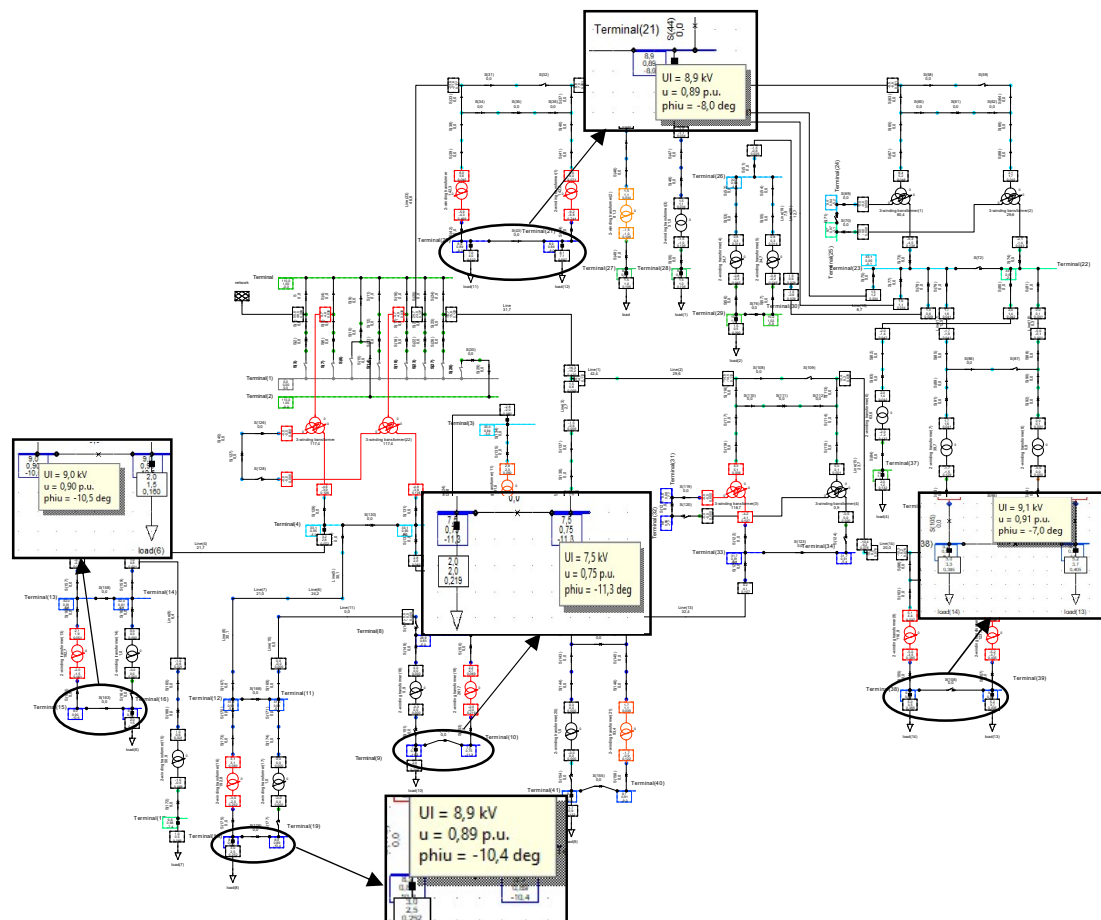


Рисунок 4.6 – Змодельована схема, після збільшення навантаження у деяких вузлах

Як видно с рисунку А.4 (див. додаток А) збільшилась генерація в систему, через збільшені потреби споживачів. Також збільшилися втрати у мережі. Це пов'язано з втратами на передачу енергії. Відбулося збільшення реактивної потужності у вузлах, а це як відомо, спричиняє збільшення втрат. Втрати підвищились до значення 3,34 МВт.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.6102.002.ДБ

Арк.

61

Незважаючи на те, що суттєво збільшилось навантаження, лінії все ж таки не досягли критичного рівняння завантаження, як показано на рисунку А.5 (див. додаток А), що добре, адже якщо лінія вийде з ладу, це приведе у деяких випадках до втрати енергії у споживачів. Завантаження трансформаторів, як показано на рисунку А.6 (див. додаток А), значно збільшилося. При такому завантаженні трансформаторів навіть не допоможе ввімкнення резервного трансформатора, тому що їх завантаженість буде більше, ніж 100%. Це дуже погано і такий відсоток завантаження буде критичним. Відбудеться поломка трансформаторів і відключення споживачів від енергії. На рисунку 4.6 виведена змодельована схема та показані напруги у вузлах, при збільшеному навантаженні вони значно зменшилися і це наносить руйнівну дію на прилади, які використовує споживач, саме в таких випадках використовують трансформатори з РПН.

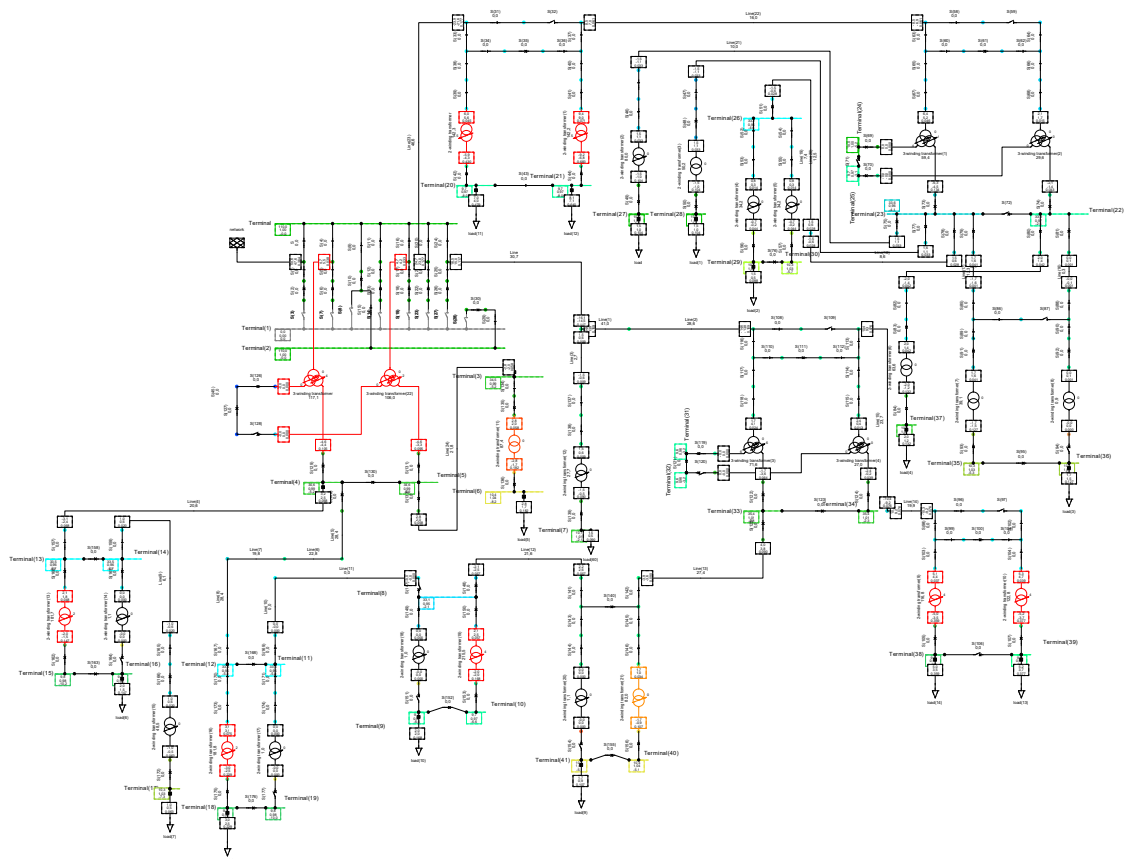


Рисунок 4.7 Змодельована схема після вмикання РПН

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.6102.002.ДБ

Арк.

62

Після чого в налаштуваннях трансформатора можна змінювати положення відпайки та тим самим змінювати коефіцієнт трансформації, який впливає на напругу.

Як показано на рисунку 4.7 всі напруги знаходяться у допустимих межах, не зважаючи на великі навантаження. Це відбулося завдяки регулюванню трансформаторів з РПН

4.4 Моделювання та аналіз режимів при зміні конфігурації системи

Для того, щоб дослідити зміну конфігурації, було проведено наступне оперативно-диспетчерське переключення, а саме виведення у ремонт одного з двох три-обмоткових трансформаторів

Виведення у ремонт одного з двох три-обмоткових трансформаторів.

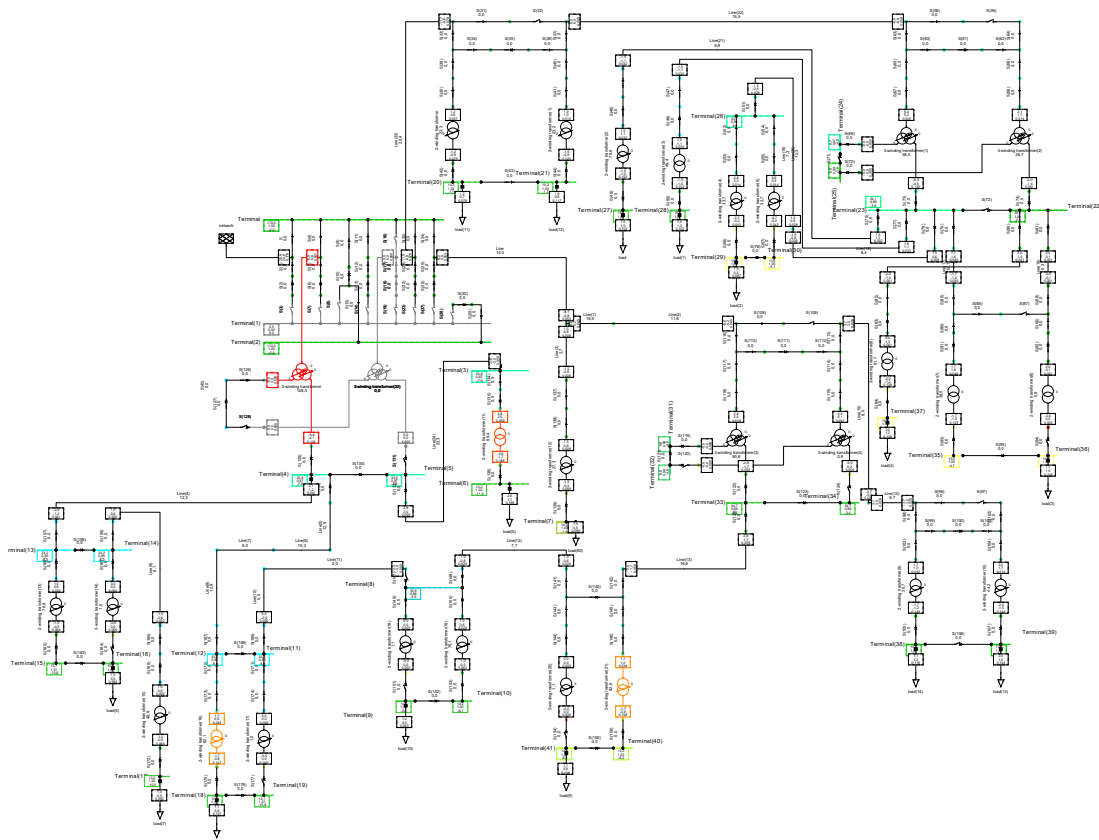


Рисунок 4.8 Моделювання після регулювання напруги за допомогою трансформатора, що залишився працювати

Це приведе до перенесення всього навантаження на один трансформатор. Наслідком такого є зниження напруги на всіх вузлах(шини

					141.6102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

підстанцій позначені синім кольором), це вказано на рисунку А.7 (див. додаток А), що він живить тому необхідно включити РПН та відрегулювати потрібний рівень напруги у вузлах через те, що це може спричинити ряд поломок.

Після регулювання напруги за допомогою іншого три-обмоткового трансформатору, який залишився працювати рівень напруги однозначно виріс, але це не змінює того, що трансформатор дуже сильно перевантажений (рисунки 4.8)

Висновки

У даному розділі було виконане моделювання усталених режимів роботи. Система справна, ні лінії, ні трансформатори не перевантажені. На деяких підстанціях встановлені резервні трансформатори. Після моделювання режиму втрати становили 1,07 МВт. Аналізуючи попередні розділи, прийшла до висновку, що реактивна потужність наносить більше шкоди системі, тому збільшувала більше реактивну потужність, щоб не перевантажити трансформатор. Після збільшення навантаження втрати виросли до 3,24 МВт.

Після зміни конфігурації системи також відбулися зміни в нарузі, наприклад при виведенні одного з трансформаторів, які працювали паралельно в ремонт, то це призвело до падіння напруги.

Отже, різка зміна навантаження, конфігурації системи це все великий удар по системі. Тому переключення потрібно робити швидко, щоб не сталося поломок основного обладнання.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі були розглянуті показники якості та вплив зміни цих показників на роботу системи та споживачів. Були розглянуті методи та засоби регулювання напруги, так як цей параметр найважливіший показник якості системи. Був оцінений вплив на напругу значних перетікань реактивної потужності. Оцінені різні методи оптимізації мережі завдяки зменшенню реактивної потужності.

Був виконаний опис підстанції 110/35/10 кВ. А саме відбувся опис основного обладнання, яке знаходиться на підстанції. Було розраховане значення струмів короткого замикання, яке розташоване на шинах підстанції. Для цього була зроблена схема заміщення, яка завдяки перетворення була спрощена до еквівалентної схеми. Розрахунок струмів КЗ був виконаний на шинах напругою 10 кВ та 35 кВ.

Беручи до уваги те, що основним засобом регулювання напруги слугує трансформатор з пристроєм РПН, то був описаний регулятор RET-541, який керує відпайками РПН. Був виконаний опис основних його елементів та принцип роботи такого регулятора.

Далі був змодельований фрагмент електричної мережі, яка відноситься до ПАТ «Чернігівобленерго». Даний фрагмент включає в себе 18 підстанцій різних класів напруги від 110 до 10 кВ. Був виконаний аналіз системи за різних умов: збільшення навантаження в системі, зміна конфігурації системи.

Перше привело до значного падіння напруги на шинах підстанції і для того, щоб не відбулося пошкодження обладнання у споживачів, було виконано збільшення напруги на підстанціях за допомогою встановленого РПН. В реальних умовах було б виконане те саме.

Друге привело до ситуацій, які при довготривалій роботі можуть стати аварійними. Наприклад, при виведенні одного з двох паралельно працюючих трансформаторів відбувається перезавантаження трансформатора, що працює. Наслідком такої довготривалої роботи може стати поломка трансформатору, що приведе до відключення споживачів.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже, найголовніше це надійність постачання електроенергії до всіх категорій споживачів. Для цього повинні бути використані всі необхідні засоби та методи регулювання напруги чи регулювання реактивної потужності. Основне це притримуватися всіх показників якості електричної енергії.

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Оцінка показників якості електричної енергії [Електронний ресурс]/ URL http://moodle.hups.mil.gov.ua/pluginfile.php/7360/mod_resource/content/1/%D0%93%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%B0%203.pdf
2. Методи регулювання напруги на трансформаторних підстанціях Чудакевич, В. Я.; Chudakevych, V. Y.
3. Грабко В. В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. — 109 с
4. Вплив напруги на техніко-економічні показники елементів електричної системи [Електронний ресурс]/ URL <http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/EA77CD0F-E619-4038-A13C-FEB082ED7AFE.pdf>
5. Конспект лекцій з курсу “Електричні системи і мережі” для студентів денної та заочної форм навчання напрямку електротехніка / І.П. Заболотний. – Донецьк: ДонНТУ, 2002. – 123 с.
6. Методи та засоби регулювання напруги на електричних станціях. Мазур А. І. Науковий керівник – проф. , д.т.н. Лежнюк П. Д.
7. Спосіб-регулювання-напруга [Електронний ресурс]/ URL <http://techtrend.com.ua/index.php?newsid=16457>
8. Матеєнко, Ю. П., & Шумовський, П. І. (2019). Аналіз засобів регулювання напруги для підвищення надійності функціонування енергоустановок. *Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики"*, 238-239.
9. Застосування-вольтододаточного-трансформатор [Електронний ресурс]/ URL <http://techtrend.com.ua/index.php?newsid=22187>
10. Показники якості електрично мережі [Електронний ресурс]/ URL <https://studfile.net/preview/5411614/>
11. Системи компенсації реактивної потужності [Електронний ресурс]/ URL <http://www.lvmarket.com.ua/PFC>

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. Досліджування способів регулювання реактивної потужності в районі Бурштинської ТЕС Західної енергосистеми. Науковий керівник: д.т.н., проф. Гребченко Микола Васильович [Електронний ресурс]/ URL <http://masters.donntu.org/2013/etf/karpenko/diss/indexu.htm>
13. Оптимізація параметрів джерел реактивної потужності в розподільчих електричних мережах А.О. Омельчук, А.М. Скрипник, кандидати технічних наук, Б.П. Савченко, слухач магістратури
14. Пристрої компенсації реактивної потужності Світайло В.П., студент, Кирик В.В., д.т.н., проф. КПП ім. Ігоря Сікорського, кафедра електричних мереж та систем.
15. Про компанію. [Електронний ресурс]/ URL <http://www.chernigivoblenergo.com.ua/company/about>
16. Категорії електроприймачів [Електронний ресурс]/ URL https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%B3%D0%BE%D1%80%D1%96%D1%97_%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%B8%D0%B9%D0%BC%D0%B0%D1%87%D1%96%D0%B2
17. Схемы электрических сетей. Конфигурация электрических сетей. [Електронний ресурс]/ URL <https://studfile.net/preview/4120854/page:3/>
18. Жесткая ошиновка подстанций [Електронний ресурс]/ URL <https://www.eprussia.ru/epr/138/10693.htm>
19. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с
20. Високовольтне обладнання [Електронний ресурс]/ URL <https://samelectryk.in.ua/%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%BF%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D1%87%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F/%D0%B2%D0%B8%D1%81>

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

[%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D1%82%D0%BD%D0%B5-%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F/190-%D1%89%D0%BE-%D1%82%D0%B0%D0%BA%D0%B5-%D0%BE%D0%B1%D0%BC%D0%B5%D0%B6%D1%83%D0%B2%D0%B0%D1%87-%D0%BF%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B0%D0%BF%D1%80%D1%83%D0%B3%D0%B8.html](#)

- 21.Заземлюющий дугогасный реактор [Электронный ресурс]/ URL https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B0%D0%B7%D0%B5%D0%BC%D0%BB%D1%8E%D1%8E%D1%87%D0%B8%D0%B9_%D0%B4%D1%83%D0%B3%D0%BE%D0%B3%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D1%80%D0%B5%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%BE%D1%80
22. Схемы включения измерительных приборов [Электронный ресурс]/ URL <https://leg.co.ua/knigi/ucheba/elektricheskie-stancii-podstancii-linii-i-seti-30.html>
- 23.Проверка электрооборудования [Электронный ресурс]/ URL <https://leg.co.ua/knigi/ucheba/elektricheskie-stancii-podstancii-linii-i-seti-13.html>
- 24.РЗА в электроустановках[Электронный ресурс]/ URL <https://leg.co.ua/knigi/rzia/releynaya-zaschita-i-avtomatika-v-elektroustanovkah.html>
- 25.РС83В4 [Электронный ресурс]/ URL http://rzasystems.ru/upload/files/875_file_item.pdf
- 26.Терминал защиты трансформаторов [Электронный ресурс]/ URL https://library.e.abb.com/public/5b467625244c00c7c12577c9002d1945/RET_54_tob_755913_RUc.pdf

					141.6102.002.ДБ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток А

Моделювання та аналіз напруги

Расчет УР				Сводка по Сети			
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН		Нет		Автоматическая адаптация модели сходимости		Нет	
Учитывать пределы реакт. мощности		Нет		Макс. допустимая погрешность УР для Узлов		1,00 kVA	
				Уравнений модели		0,10 %	
Сеть: Сеть		Стадии сист.: Сеть		Исследование: Исследование		Прил.: / 1	
Сеть: Сеть		Summary					
Число подстанций	0	Кол-во Шин	42	Кол-во Терминалов	170	Кол-во Линий	26
число 2-обм. Т.	22	число 3-обм. Т.	6	Число синх. машин	0	Число асинх. машин	0
Кол-во Нагрузок	16	Число поперечных КУ	0	Кол. SVS	0		
Генерация	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Из внешней сети	=	26,77 MW	19,76 Mvar	33,27 MVA			
Потокообмен Сети	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Нагр. P(U)	=	25,70 MW	14,80 Mvar	29,66 MVA			
Нагр. P(Un)	=	25,70 MW	14,80 Mvar	29,66 MVA			
Нагр. P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Двиг. Нагр.	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Потери	=	1,07 MW	4,96 Mvar				
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=		1,34 Mvar				
Компенсация инд.	=		0,00 Mvar				
Компенсация емк.	=		0,00 Mvar				
Уст. мощ-ть генерации	=	0,00 MW					
Вращающийся резерв	=	0,00 MW					
Обобщ. коэф.мощ-ти:							
Генерация	=	0,00 [-]					
Нагр./Двиг.	=	0,87 / 0,00 [-]					

Рисунок А.1 – Дані про фрагмент мережі, який був змодельований у PF

Сеть: Сеть		Стадии сист.: Сеть		Исследование: Исследование		Прил.:		/ 9
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [kA]	р.у. [-]
Line	Lne	13,96	Терминал(17)	8,196	5,900	0,81	0,053	0,139
Line(1)	Lne	16,87	Терминал(93)	-8,131	-5,799	-0,81	0,053	0,140
			Терминал(93)	6,617	5,208	0,79	0,045	0,169
Line(10)	Lne	0,00	Терминал(99)	-6,616	-5,208	-0,79	0,045	0,169
			Терминал(169)	0,000	-0,000	0,00	0,000	0,000
Line(11)	Lne	0,00	Терминал(179)	-0,000	0,000	-0,00	0,000	0,000
			Терминал(179)	0,000	-0,000	0,00	0,000	0,000
Line(12)	Lne	7,68	Терминал(142)	-0,000	-0,000	-1,00	0,000	0,000
			Терминал(134)	1,035	0,606	0,86	0,020	0,077
Line(13)	Lne	16,58	Терминал(140)	-1,023	-0,598	-0,86	0,020	0,077
			Терминал(129)	2,801	1,718	0,85	0,055	0,166
Line(14)	Lne	6,73	Терминал(130)	-2,760	-1,665	-0,86	0,055	0,166
			Терминал(116)	3,735	3,000	0,78	0,026	0,067
Line(15)	Lne	7,99	Терминал(115)	-3,734	-2,999	-0,78	0,026	0,067
			Терминал(102)	3,746	3,010	0,78	0,026	0,080
Line(16)	Lne	0,28	Терминал(116)	-3,735	-3,000	-0,78	0,026	0,080
			Терминал(61)	0,009	0,056	0,16	0,001	0,003
Line(17)	Lne	12,11	Терминал(72)	-0,009	-0,056	-0,16	0,001	0,003
			Терминал(59)	1,717	1,623	0,73	0,040	0,121
Line(18)	Lne	8,42	Терминал(71)	-1,715	-1,620	-0,73	0,040	0,121
			Терминал(58)	1,527	0,603	0,93	0,028	0,084
Line(19)	Lne	7,31	Терминал(100)	-1,519	-0,593	-0,93	0,028	0,084
			Терминал(100)	1,519	0,593	0,93	0,028	0,073
Line(2)	Lne	11,77	Терминал(77)	-1,515	-0,586	-0,93	0,028	0,073
			Терминал(99)	6,616	5,208	0,79	0,045	0,118
Line(20)	Lne	12,30	Терминал(98)	-6,610	-5,197	-0,79	0,045	0,118
			Терминал(57)	1,550	1,142	0,81	0,033	0,123
Line(21)	Lne	9,83	Терминал(85)	-1,514	-1,106	-0,81	0,033	0,123
			Терминал(52)	1,537	1,145	0,80	0,032	0,098
Line(22)	Lne	15,50	Терминал(86)	-1,519	-1,122	-0,80	0,032	0,098
			Терминал(26)	8,541	6,946	0,78	0,059	0,155
Line(23)	Lne	20,44	Терминал(37)	-8,480	-6,851	-0,78	0,059	0,155
			Терминал(14)	11,821	8,889	0,80	0,078	0,204
Line(24)	Lne	21,57	Терминал(22)	-11,668	-8,639	-0,80	0,078	0,204
			Терминал(201)	2,837	1,964	0,82	0,057	0,216
Line(25)	Lne	12,33	Терминал(3)	-2,831	-1,959	-0,82	0,057	0,216
			Терминал(60)	2,040	1,376	0,83	0,041	0,123
Line(3)	Lne	2,70	Терминал(74)	-2,019	-1,349	-0,83	0,041	0,123
			Терминал(93)	1,514	0,591	0,93	0,009	0,027
Line(4)	Lne	11,95	Терминал(94)	-1,513	-0,592	-0,93	0,009	0,027
			Терминал(4)	2,063	1,187	0,87	0,039	0,120
Line(5)	Lne	12,49	Терминал(155)	-2,036	-1,153	-0,87	0,039	0,120
			Терминал(165)	1,744	0,974	0,87	0,033	0,125
Line(6)	Lne	10,03	Терминал(176)	-1,737	-0,968	-0,87	0,033	0,125
			Терминал(176)	1,737	0,968	0,87	0,033	0,100
Line(7)	Lne	8,71	Терминал(177)	-1,731	-0,961	-0,87	0,033	0,100
			Терминал(177)	1,731	0,961	0,87	0,033	0,087
Line(8)	Lne	12,49	Терминал(178)	-1,727	-0,955	-0,88	0,033	0,087
			Терминал(178)	1,727	0,955	0,88	0,033	0,125
Line(9)	Lne	5,93	Терминал(156)	1,014	0,565	0,87	0,020	0,059
			Терминал(161)	-1,010	-0,561	-0,87	0,020	0,059
			Терминал(168)	-1,724	-0,952	-0,88	0,033	0,125

Рисунок А.2 – Дані про лінії, які були використані у розрахунковій схемі

Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [Мк]	Реактив. Мощн. [Мвар]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [кА]	[р.у.]
2-winding transformer	Tr2	23,27	Терминал(29)	1,213	0,649	0,88	0,007	0,233
			Терминал(34)	-1,201	-0,571	-0,90	0,075	0,228
2-winding transformer(1)	Tr2	23,23	Терминал(32)	1,914	1,044	0,88	0,012	0,232
			Терминал(33)	-1,899	-0,929	-0,90	0,120	0,228
2-winding transformer(10)	r2	44,23	Терминал(124)	2,018	1,669	0,77	0,014	0,442
			Терминал(126)	-2,000	-1,500	-0,80	0,144	0,437
2-winding transformer(11)	r2	86,64	Терминал(205)	2,831	1,959	0,82	0,057	0,866
			Терминал(206)	-2,800	-1,700	-0,85	0,181	0,860
2-winding transformer(12)	r2	27,29	Терминал(96)	1,513	0,592	0,93	0,009	0,273
			Терминал(97)	-1,500	-0,500	-0,95	0,089	0,269
2-winding transformer(13)	r2	74,54	Терминал(157)	1,018	0,571	0,87	0,020	0,745
			Терминал(159)	-1,000	-0,500	-0,89	0,062	0,738
2-winding transformer(14)	r2	1,08	Терминал(158)	0,005	0,016	0,29	0,000	0,011
			Терминал(160)	-0,000	0,000	-0,98	0,000	0,000
2-winding transformer(15)	r2	47,44	Терминал(163)	1,010	0,561	0,87	0,020	0,474
			Терминал(164)	-1,000	-0,500	-0,89	0,061	0,468
2-winding transformer(16)	r2	79,59	Терминал(172)	1,720	0,926	0,88	0,033	0,796
			Терминал(174)	-1,700	-0,800	-0,90	0,104	0,789
2-winding transformer(17)	r2	1,08	Терминал(173)	0,005	0,026	0,19	0,000	0,011
			Терминал(175)	-0,000	0,000	-0,97	0,000	0,000
2-winding transformer(18)	r2	1,06	Терминал(144)	0,005	0,025	0,19	0,000	0,011
			Терминал(146)	-0,000	0,000	-0,88	0,000	0,000
2-winding transformer(19)	r2	76,08	Терминал(143)	1,018	0,573	0,87	0,020	0,761
			Терминал(145)	-1,000	-0,500	-0,89	0,063	0,753
2-winding transformer(2)	Tr2	78,63	Терминал(91)	1,519	1,122	0,80	0,032	0,786
			Терминал(92)	-1,500	-1,000	-0,83	0,102	0,779
2-winding transformer(20)	r2	1,07	Терминал(136)	0,005	0,026	0,19	0,000	0,011
			Терминал(138)	-0,000	0,000	-0,95	0,000	0,000
2-winding transformer(21)	r2	82,61	Терминал(137)	1,721	1,033	0,86	0,034	0,826
			Терминал(139)	-1,700	-0,900	-0,88	0,108	0,819
2-winding transformer(3)	Tr2	49,38	Терминал(88)	1,514	1,106	0,81	0,033	0,494
			Терминал(89)	-1,500	-1,000	-0,83	0,102	0,487
2-winding transformer(4)	Tr2	33,68	Терминал(81)	0,757	0,293	0,93	0,014	0,337
			Терминал(83)	-0,750	-0,250	-0,95	0,043	0,331
2-winding transformer(5)	Tr2	33,68	Терминал(82)	0,757	0,293	0,93	0,014	0,337
			Терминал(84)	-0,750	-0,250	-0,95	0,043	0,331
2-winding transformer(6)	Tr2	61,65	Терминал(76)	2,019	1,349	0,83	0,041	0,617
			Терминал(75)	-2,000	-1,200	-0,86	0,128	0,610
2-winding transformer(7)	Tr2	38,46	Терминал(67)	1,715	1,620	0,73	0,040	0,385
			Терминал(69)	-1,700	-1,500	-0,75	0,125	0,378
2-winding transformer(8)	Tr2	0,90	Терминал(68)	0,009	0,056	0,16	0,001	0,009
			Терминал(70)	-0,000	0,000	-0,99	0,000	0,000
2-winding transformer(9)	Tr2	36,65	Терминал(123)	1,716	1,330	0,79	0,012	0,367
			Терминал(125)	-1,700	-1,200	-0,82	0,119	0,361
3-winding transformer	Tr3	72,00	Терминал(3)	3,376	2,486	0,81	0,022	0,438
			Терминал(149)	-3,322	-2,062	-0,85	0,065	0,720
			Терминал(147)	-0,000	-0,000	-0,71	0,000	0,000
3-winding transformer(1)	Tr3	58,47	Терминал(45)	6,404	5,199	0,78	0,045	0,355
			Терминал(54)	-6,332	-4,513	-0,81	0,132	0,585
			Терминал(47)	-0,000	-0,000	-0,16	0,000	0,000
3-winding transformer(2)	Tr3	28,70	Терминал(50)	2,076	1,651	0,78	0,014	0,178
			Терминал(51)	-2,049	-1,432	-0,82	0,041	0,287
			Терминал(53)	-0,000	-0,000	-0,96	0,000	0,000
3-winding transformer(22)	r3	72,00	Терминал(11)	3,376	2,486	0,81	0,022	0,438
			Терминал(150)	-3,322	-2,062	-0,85	0,065	0,720
			Терминал(148)	0,000	-0,000	0,02	0,000	0,000
3-winding transformer(3)	Tr3	60,81	Терминал(108)	2,843	2,047	0,81	0,019	0,371
			Терминал(114)	-2,801	-1,718	-0,85	0,055	0,608
			Терминал(113)	-0,000	-0,000	-0,68	0,000	0,000
3-winding transformer(4)	Tr3	0,94	Терминал(110)	0,020	0,141	0,14	0,001	0,009
			Терминал(112)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
			Терминал(111)	-0,000	-0,000	-1,00	0,000	0,000

Рисунок А.3 – Дані про трансформатори, які були використані в розрахунковій схемі

Расчет УР				Сводка по Сети			
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН Учитывать пределы реакт. мощности				Автоматическая адаптация модели сходимости Макс. допустимая погрешность УР для Узлов Уравнений модели		Нет 1,00 kVA 0,10 %	
Сеть: Сеть				Стадии сист.: Сеть		Исследование: Исследование	
Сеть: Сеть				Summary		Прил. : / 1	
Число подстанций	0	Кол-во Шин	42	Кол-во Терминалов	170	Кол-во Линий	26
число 2-обм. Т.	22	число 3-обм. Т.	6	Число синх. машин	0	Число асинх. машин	0
Кол-во Нагрузок	16	Число поперечных КУ	0	Кол. SVS	0		
Генерация	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Из внешней сети	=	50,84 MW	48,49 Mvar	70,25 MVA			
Потокообмен Сети	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Нагр. P(U)	=	47,50 MW	33,10 Mvar	57,90 MVA			
Нагр. P(Un)	=	47,50 MW	33,10 Mvar	57,90 MVA			
Нагр. P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Двиг. Нагр.	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Потери	=	3,34 MW	15,39 Mvar				
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=		1,20 Mvar				
Компенсация инд.	=		0,00 Mvar				
Компенсация емк.	=		0,00 Mvar				
Уст. мощ-ть генерации	=	0,00 MW					
Вращающийся резерв	=	0,00 MW					
Обобщ. коэф.мощ-ти:							
Генерация	=	0,00 [-]					
Нагр./Двиг.	=	0,82 / 0,00 [-]					

Рисунок А.4 – Дані про мережу, після збільшення навантаження

Сеть: Сеть		Стадии сист.: Сеть		Исследование: Исследование		Прил.:		/ 9
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [kA]	Ток [p.u.]
Line	Lne	31,69	Терминал(17)	16,674	15,754	0,73	0,120	0,317
			Терминал(93)	-16,339	-15,195	-0,73	0,120	0,317
Line(1)	Lne	42,39	Терминал(93)	14,826	14,604	0,71	0,112	0,424
			Терминал(99)	-14,822	-14,600	-0,71	0,112	0,424
Line(10)	Lne	0,00	Терминал(169)	0,000	-0,000	0,00	0,000	0,000
			Терминал(179)	-0,000	0,000	-0,00	0,000	0,000
Line(11)	Lne	0,00	Терминал(179)	0,000	-0,000	0,00	0,000	0,000
			Терминал(142)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
Line(12)	Lne	26,19	Терминал(134)	2,308	2,823	0,63	0,069	0,262
			Терминал(140)	-2,167	-2,720	-0,62	0,069	0,262
Line(13)	Lne	32,38	Терминал(129)	4,191	4,105	0,71	0,107	0,324
			Терминал(130)	-4,036	-3,902	-0,72	0,107	0,324
Line(14)	Lne	19,97	Терминал(116)	10,351	9,179	0,75	0,076	0,200
			Терминал(115)	-10,344	-9,167	-0,75	0,076	0,200
Line(15)	Lne	23,72	Терминал(102)	10,448	9,312	0,75	0,076	0,237
			Терминал(116)	-10,351	-9,179	-0,75	0,076	0,237
Line(16)	Lne	0,27	Терминал(61)	0,009	0,053	0,16	0,001	0,003
			Терминал(72)	-0,009	-0,053	-0,16	0,001	0,003
Line(17)	Lne	12,49	Терминал(59)	1,717	1,624	0,73	0,041	0,125
			Терминал(71)	-1,715	-1,621	-0,73	0,041	0,125
Line(18)	Lne	8,68	Терминал(58)	1,528	0,603	0,93	0,029	0,087
			Терминал(100)	-1,519	-0,593	-0,93	0,029	0,087
Line(19)	Lne	7,54	Терминал(100)	1,519	0,593	0,93	0,029	0,075
			Терминал(77)	-1,514	-0,585	-0,93	0,029	0,075
Line(2)	Lne	29,56	Терминал(99)	14,822	14,600	0,71	0,112	0,296
			Терминал(98)	-14,778	-14,526	-0,71	0,112	0,296
Line(20)	Lne	12,71	Терминал(57)	1,553	1,147	0,80	0,034	0,127
			Терминал(85)	-1,514	-1,109	-0,81	0,034	0,127
Line(21)	Lne	10,16	Терминал(52)	1,539	1,152	0,80	0,034	0,102
			Терминал(86)	-1,520	-1,128	-0,80	0,034	0,102
Line(22)	Lne	15,98	Терминал(26)	8,552	6,996	0,77	0,061	0,160
			Терминал(37)	-8,488	-6,893	-0,78	0,061	0,160
Line(23)	Lne	46,57	Терминал(14)	24,677	22,970	0,73	0,177	0,466
			Терминал(22)	-23,880	-21,627	-0,74	0,177	0,466
Line(24)	Lne	22,80	Терминал(201)	2,840	1,986	0,82	0,060	0,228
			Терминал(3)	-2,834	-1,982	-0,82	0,060	0,228
Line(25)	Lne	12,71	Терминал(60)	2,041	1,383	0,83	0,042	0,127
			Терминал(74)	-2,019	-1,354	-0,83	0,042	0,127
Line(3)	Lne	2,74	Терминал(93)	1,513	0,591	0,93	0,009	0,027
			Терминал(94)	-1,513	-0,592	-0,93	0,009	0,027
Line(4)	Lne	21,73	Терминал(4)	3,198	2,585	0,78	0,072	0,217
			Терминал(155)	-3,109	-2,469	-0,78	0,072	0,217
Line(5)	Lne	30,13	Терминал(165)	3,211	3,267	0,70	0,080	0,301
			Терминал(176)	-3,169	-3,236	-0,70	0,080	0,301
Line(6)	Lne	24,20	Терминал(176)	3,169	3,236	0,70	0,080	0,242
			Терминал(177)	-3,135	-3,192	-0,70	0,080	0,242
Line(7)	Lne	21,01	Терминал(177)	3,135	3,192	0,70	0,080	0,210
			Терминал(178)	-3,111	-3,154	-0,70	0,080	0,210
Line(8)	Lne	30,13	Терминал(178)	3,111	3,154	0,70	0,080	0,301
			Терминал(168)	-3,095	-3,137	-0,70	0,080	0,301
Line(9)	Lne	6,36	Терминал(156)	1,014	0,568	0,87	0,021	0,064
			Терминал(161)	-1,010	-0,563	-0,87	0,021	0,064

Рисунок А.5 – Дані про лінії, при збільшеному навантаженні

Сеть: Сеть		Стадии сист.: Сеть		Исследование: Исследование		Прил.:		/ 10
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [Мв]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [kA]	[p.u.]
2-winding transformer	Tr2	142,27	Терминал(29)	5,958	5,623	0,73	0,045	1,423
			Терминал(34)	-5,860	-4,255	-0,81	0,469	1,417
2-winding transformer(1)	Tr2	142,24	Терминал(32)	9,371	9,009	0,72	0,071	1,422
			Терминал(33)	-9,240	-6,845	-0,80	0,744	1,418
2-winding transformer(10)	r2	123,02	Терминал(124)	5,275	4,731	0,74	0,039	1,230
			Терминал(126)	-5,200	-3,700	-0,81	0,405	1,225
2-winding transformer(11)	r2	91,57	Терминал(205)	2,834	1,982	0,82	0,060	0,916
			Терминал(206)	-2,800	-1,700	-0,85	0,191	0,909
2-winding transformer(12)	r2	27,73	Терминал(96)	1,513	0,592	0,93	0,009	0,277
			Терминал(97)	-1,500	-0,500	-0,95	0,090	0,273
2-winding transformer(13)	r2	192,69	Терминал(157)	2,091	1,887	0,74	0,051	1,927
			Терминал(159)	-2,000	-1,500	-0,80	0,161	1,919
2-winding transformer(14)	r2	1,00	Терминал(158)	0,004	0,014	0,29	0,000	0,010
			Терминал(160)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
2-winding transformer(15)	r2	50,91	Терминал(163)	1,010	0,563	0,87	0,021	0,509
			Терминал(164)	-1,000	-0,500	-0,89	0,066	0,503
2-winding transformer(16)	r2	192,81	Терминал(172)	3,091	3,115	0,70	0,080	1,928
			Терминал(174)	-3,000	-2,500	-0,77	0,252	1,921
2-winding transformer(17)	r2	1,00	Терминал(173)	0,004	0,022	0,19	0,000	0,010
			Терминал(175)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
2-winding transformer(18)	r2	0,91	Терминал(144)	0,003	0,018	0,19	0,000	0,009
			Терминал(146)	-0,000	0,000	-0,95	0,000	0,000
2-winding transformer(19)	r2	261,70	Терминал(143)	2,163	2,701	0,63	0,069	2,617
			Терминал(145)	-2,000	-2,000	-0,71	0,219	2,609
2-winding transformer(2)	Tr2	81,27	Терминал(91)	1,520	1,128	0,80	0,034	0,813
			Терминал(92)	-1,500	-1,000	-0,83	0,106	0,805
2-winding transformer(20)	r2	0,95	Терминал(136)	0,004	0,020	0,19	0,000	0,010
			Терминал(138)	-0,000	0,000	-0,99	0,000	0,000
2-winding transformer(21)	r2	93,38	Терминал(137)	1,724	1,059	0,85	0,039	0,934
			Терминал(139)	-1,700	-0,900	-0,88	0,122	0,928
2-winding transformer(3)	Tr2	51,03	Терминал(88)	1,514	1,109	0,81	0,034	0,510
			Терминал(89)	-1,500	-1,000	-0,83	0,106	0,504
2-winding transformer(4)	Tr2	34,72	Терминал(81)	0,757	0,292	0,93	0,014	0,347
			Терминал(83)	-0,750	-0,250	-0,95	0,045	0,342
2-winding transformer(5)	Tr2	34,72	Терминал(82)	0,757	0,292	0,93	0,014	0,347
			Терминал(84)	-0,750	-0,250	-0,95	0,045	0,342
2-winding transformer(6)	Tr2	63,57	Терминал(76)	2,019	1,354	0,83	0,042	0,636
			Терминал(75)	-2,000	-1,200	-0,86	0,132	0,629
2-winding transformer(7)	Tr2	39,65	Терминал(67)	1,715	1,621	0,73	0,041	0,397
			Терминал(69)	-1,700	-1,500	-0,75	0,129	0,390
2-winding transformer(8)	Tr2	0,87	Терминал(68)	0,009	0,053	0,16	0,001	0,009
			Терминал(70)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
2-winding transformer(9)	Tr2	116,93	Терминал(123)	5,069	4,436	0,75	0,037	1,169
			Терминал(125)	-5,000	-3,500	-0,82	0,385	1,164
3-winding transformer	Tr3	117,44	Терминал(3)	4,742	4,881	0,70	0,036	0,711
			Терминал(140)	-4,624	-3,919	-0,76	0,106	1,174
			Терминал(147)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
3-winding transformer(1)	Tr3	60,36	Терминал(45)	6,411	5,241	0,77	0,046	0,366
			Терминал(54)	-6,337	-4,527	-0,81	0,136	0,604
			Терминал(47)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
3-winding transformer(2)	Tr3	29,57	Терминал(50)	2,077	1,653	0,78	0,015	0,183
			Терминал(51)	-2,050	-1,435	-0,82	0,043	0,296
			Терминал(53)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
3-winding transformer(22)	r3	117,44	Терминал(11)	4,742	4,881	0,70	0,036	0,711
			Терминал(150)	-4,624	-3,919	-0,76	0,106	1,174
			Терминал(148)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
3-winding transformer(3)	Tr3	118,74	Терминал(108)	4,311	5,079	0,65	0,036	0,719
			Терминал(114)	-4,191	-4,105	-0,71	0,107	1,187
			Терминал(113)	-0,000	0,000	-0,99	0,000	0,000
3-winding transformer(4)	Tr3	0,92	Терминал(110)	0,020	0,136	0,14	0,001	0,009
			Терминал(112)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000
			Терминал(111)	-0,000	0,000	-1,00	0,000	0,000

Рисунок А.6 – Дані про трансформатори, після збільшення навантаження у вузлах

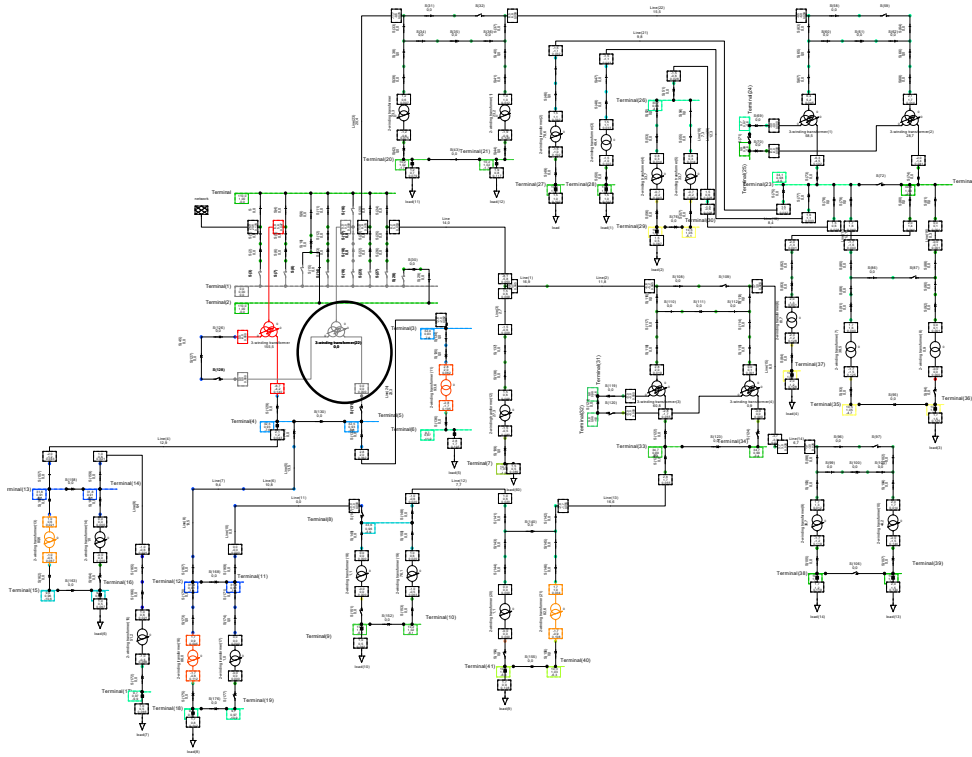


Рисунок А.7 – Виключення одного з три-обмоткових трансформаторів