

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО”**

**ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Будько В.І.

“ ____ ” _____ 2021 р.

Дипломний проект

на здобуття освітнього ступеня бакалавра

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії) на тему: Управління режимом роботи теплоелектроцентралі потужністю 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі

Виконав:

Студент III курсу, групи ЕТ-п81

Громадський Миколай Миколайович

Керівник:

ст. викл.

Гаєвська Ганна Миколаївна

Консультант:

Рецензент:

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

Студент _____

Київ – 2021 року

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

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Будько В.І.
(підпис) (ініціали, прізвище)

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Громадському Миколаю Миколайовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Управління режимом роботи теплоелектроцентральної потужністю 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі»

затверджені наказом по університету від «28» «квітня» 2021 р. №1095-с .

2. Строк подання студентом проекту «07» «червня» 2021 р.

3. Вихідні дані до проекту: 1) Сумарна потужність електричної станції 520 МВт; 2) Потужність генераторів збірних шин 120 МВт; 3) Напруга РП збірних шин – 10,5 кВ; 4) Потужність місцевого навантаження 90.7 МВт; 5) Потужність розрахункового відгалуження 5.82 МВт; 6) Кількість відгалужень лінії місцевого навантаження 28; 7) Потужність, що видається в мережу 110 кВ – 98.2 МВт 8) Граничний струм КЗ на шинах приєднання 29.4 кА; 9) напруга енергосистеми – 330 кВ;

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1) вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції: виконати техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми електростанції та вибрати генератори, трансформатори; вибрати схеми електричних з'єднань розподільчих пристроїв; вибрати трансформатори та схему електропостачання власних потреб електростанції; вибрати схему електропостачання місцевого навантаження; 2) Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електричних апаратів: виконати розрахунок струмів к.з.; вибрати комутаційні апарати, реактори та вимірювальні трансформатори за умовами нормального режиму та

перевірити їх за результатами розрахунку струмів к.з.; 3) Управління режимом роботи теплоелектроцентралі потужністю 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Однолінійна головна схема електричних з'єднань ТЕЦ;

5.2. Управління режимом роботи теплоелектроцентралі;

5.3. Розрахунок режиму роботи ТЕЦ після регулювання потужності.

6. Дата видачі завдання «20» «березня» 2021 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми електростанції	7 березня 2021	
2	Розрахунок струмів к.з. та вибір електричних апаратів	2 квітня 2021	
3	Управління режимом роботи теплоелектроцентралі при небалансі активної потужності в енергосистемі	9 червня 2021	

Студент

(підпис)

Громадський М.М.

Керівник проекту

(підпис)

Гаєвська Г.М.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: Управління режимом роботи теплоелектроцентральної потужністю 520 МВт при
небалансі активної потужності в енергосистемі

Київ – 2021 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Пояснювальна записка	92	
3	A1	141.ЕТ-п8101.001.ТК1	Однолінійна головна схема електричних з'єднань ТЕЦ	1	
4	A1	141.ЕТ-п8101.001.ТК2	Управління режимом роботи теплоелектроцентралі	1	
5	A1	141.ЕТ-п8101.001.ТК3	Розрахунок режиму роботи ТЕЦ після регулювання потужності	1	

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ВДП			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Управління режимом роботи теплоелектроцентральної потужністю 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі. Відомість дипломного проекту	Літ.	Арк.	Аркуші
Розроб.		Громадський М.М.					4	92
Перевір.		Гасвська Г.М.				"КПІ ім. Ігоря Сікорського" Каф. ВДЕ гр. ЕТ-п81		
Н. Контр.		Матєєнко Ю.П.						
Затв.		Будько В.І.						

РЕФЕРАТ

Дипломний проект виконаний на 92 аркушах, та на 3х
листах графічної частини.

Бакалаврський проект включає в себе такі частини:

1. Вибір головної схема електричних з'єднань електростанції.
2. Вибір електричного обладнання: генератори, трансформатори зв'язку, трансформатори блоку, автотрансформатори, вимикачі, роз'єднувачі та інші.
3. Розраховано струми кз та вибрано комутаційне обладнання.

В третьому, спеціальному, розділі пояснювальної записки досліджено управління режимом роботи теплоелектроцентралі при небалансі активної потужності в енергосистемі.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		5

ABSTRACT

The diploma project is executed on 93 sheets, and on 3 sheets of a graphic part.

The bachelor's project includes the following parts:

1. Selection of the main scheme of electrical connections of the power plant.
2. Choice of electrical owner: generators, communication transformers, unit transformers, autotransformers, switches, disconnectors and others.
3. Short-circuit currents are calculated and switching equipment is selected.

In the third, special, section of the explanatory note the analysis of influence of the regulator of excitation of the generator on short-circuit current is carried out.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

Перелік скорочень та умовних позначень.....	9
Вступ	10
1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції	11
1.1. Структурна схема і схема електричних з'єднань ТЕЦ	12
1.2. Вибір електрообладнання ТЕЦ	14
1.2.1. Вибір турбогенераторів	14
1.2.2. Вибір трансформаторів зв'язку та блочних	15
1.2.3. Вибір блочних трансформаторів	16
1.2.4. Вибір автотрансформатора зв'язку.....	19
1.2.5. Вибір секційного реактору.....	21
1.3. Техніко - економічне порівняння варіантів структурних схем станції	22
1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв	25
1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП – 330.....	25
1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП – 110	26
1.4.3. Вибір електричної схеми ВРП – 10.5	27
1.4.4. Вибір трансформаторів та схеми електропостачання ВП.....	28
Висновок до першого розділу	29
2. Розрахунок струмів КЗ та перевірка комутаційного обладнання.....	30
2.1. Розрахунок струмів КЗ методом розрахункових кривих.....	30
2.1.1. Визначення опору системи.....	32
2.1.2. Розрахунок струму короткого замикання на ГРП 10.5 кВ.....	34
2.1.3. Розрахунок струму короткого замикання на РП 110 кВ.....	40
2.1.4. Розрахунок однофазного короткого замикання на РП 110 кВ.....	44

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Громадський М.М.			Управління режимом роботи теплоелектроцентралі потужністю 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі. Зміст	Літ.	Арк.
Перевір.		Гавська Г.М.				7	90
Н. Контр.		Матєєнко Ю.П.				«КПІ ім. Ігоря Сікорського»	
Затв.		Будько В.І.				Каф. ВДЕ гр. ЕТ-п81	

2.2. Вибір і перевірка обладнання розрахункового відгалуження.....	47
2.2.1. Вибір лінійного реактора на розрахунковономувідгалудженні.....	47
2.2.2. Вибірвимикача та роз'єднувача на лінії місцевого навантаження.....	47
2.3. Вибірвимикачів та роз'єднувачівна ГРП 10.5 кВ та РП 110 кВ.....	59
2.3.1. Вибірвимикачів та роз'єднувачівна ГРП 10.5 кВ.....	59
2.3.2. Вибірвимикачів та роз'єднувачівна ВРП 110 кВ.....	61
Висновок до другого розділу	64
3. Аналізвпливу регулятора збудження генератора на струм КЗ.....	65
3.1. Сучасне регулювання режимів роботи теплових електростанцій по активній потужності.....	66
3.2. Первинне регулювання активної потужності.....	68
3.3. Вторинне регулювання активної потужності.....	73
3.4.Організація участі ТЕЦ в регулюванні активної потужності.....	76
3.5. Статична стійкість синхронних генераторів.....	79
3.6. Розрахунок режиму роботи ТЕЦ після первинного регулювання потужності без врахування регулюючого ефекту навантаження.....	81
3.7 Розрахунок потужностей генераторів та частоти в системі після змін навантаження та подальшого первинного регулювання з урахуванням регулюючих ефектів навантаження.....	85
Висновок до третього розділу	90
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	91
Список використаної літератури.....	92

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		8

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕС – електрична станція;
КЗ (к. з.) – коротке замикання;
ВП – власні потреби;
ТВП – трансформатор власних потреб;
РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
ТЕЦ – теплова електрична станція;
ШЗВ – шиноз'єднувальний вимикач;
ОВ – обхідний вимикач;
Г – генератор;
С – система;
Т – трансформатор;
АТ – автотрансформатор;
ЛЕП – лінії електропередач;
РПН – регулювання під навантаженням;
РУ – розподільча установка;
СР – секційний реактор;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
ГРП – генераторний розподільчий пристрій;
ВН – вища напруга;
СН – середня напруга;
НН – нижча напруга;
ВРУ – відкрита розподільча установка;
ПЛ – повітряна лінія.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		9

ВСТУП

Теплова електрична станція – це станція, що виробляє електричну енергію за рахунок перетворення хімічної енергії палива в механічну енергію обертання ротора генератора.

Широке застосування електричної енергії пояснюється відносною простою її виробництва, передачі та розподілу, а також легкістю перетворення в інші види енергії (механічну, теплову, хімічну тощо).

До основних переваг теплових електричних станцій (ТЕС) варто віднести:

1. Паливо, що використовується в якості первинного, є відносно дешевим.
2. Спорудження ТЕС вимагає менших капітальних витрат, у порівнянні з спорудженням інших електричних станцій (АЕС, ГЕС).
3. ТЕС можуть бути побудовані у будь-якому місці, незалежно від наявності джерела палива. Паливо може бути доставлено залізничним або автомобільним транспортом.
4. Виробничий майданчик ТЕС займає значно менше місця, ніж у ГЕС (ГАЕС).

До основних недоліків ТЕС варто віднести:

1. ТЕС забруднюють атмосферу, викидаючи у повітря велику кількість диму і сажі.
2. ТЕС мають більш високі експлуатаційні витрати, ніж ГЕС (ГАЕС).

Економічні показники ТЕС значно підвищуються, якщо поряд з виробництвом електричної енергії виробляти теплову енергію, необхідну для технологічних потреб промисловості та побуту. Для цього споруджують спеціальні типи ТЕС – теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		10

Розділ 1

Вибір головної схеми електричних з'єднань станції

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Громадський М.М.				Управління режимом роботи теплоелектроцентральної потужністю 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі.	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Гаєвська Г.М.						11	92
						«КП ім. Ігоря Сікорського»		
Н. Контр.	Матєєнко Ю.П.					Каф. ВДЕ гр. ЕТ-п81		
Затв.	Будько В.І.							

1.1. Вибір структурних схем електричної станції

Електрична частина електростанції включає в себе зв'язані між собою головну схему електричних з'єднань електростанцій і схему власних потреб, яка впливає на такі показники електростанції: економічність, надійсь, ремонтпридатність і тд. Генератори електричної станції нерозривно пов'язані з енергосистемою через трансформатори, що підвищують та ЛЕП.

Головна схема електричних з'єднань проекрованої електричної станції повинна в сукупності мати якості для безперебійного живлення споживачів, безпеку обслуговування та економічність установки.

Від якості успадкування залежить надійність роботи схеми. Гнучкість схеми визначає можливість проводити різні перемикання для ревізії або ремонту окремого успадкування без перерви живлення споживачів. Схему необхідно спроектувати так, щоб отримати оптимальний варіант по надійності, гнучкості та вартості.

Електрична потужність, що генерується на ТЕЦ, розподіляється на трьох напругах: $U_1 = 330 \text{ кВ}$, $U_2 = 110 \text{ кВ}$ та $U_3 = 10.5 \text{ кВ}$. Шини 10.5 кВ і 110 кВ зв'язані між собою через 2 трансформатори зв'язку, а шини 110 кВ і 330 кВ зв'язані через автотрансформатори. У разі дефіциту потужності в одній з систем, потужність у неї перетікає з іншої системи через автотрансформатор.

Структурні схеми обох варіантів дані на рис.1.1 і рис. 1.2, де показані генератори Г, розподільчі установки вищої напруги РП і генераторної ГРП, місцеве навантаження Рмн, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3,Т4, а також автотрансформатори АТ1 та АТ2. У першому варіанті два генератора по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератора по 100 МВт – до РП 110 кВ за блоковим принципом, один генератор 300 МВт приєднані до РП 330 кВ за блоковим принципом. У другому варіанті два генератора по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератор 100 МВт приєднаний до РП 330 кВ за блоковим принципом,один генератор 300 МВт приєднані до РП 330 кВ за блоковим принципом.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

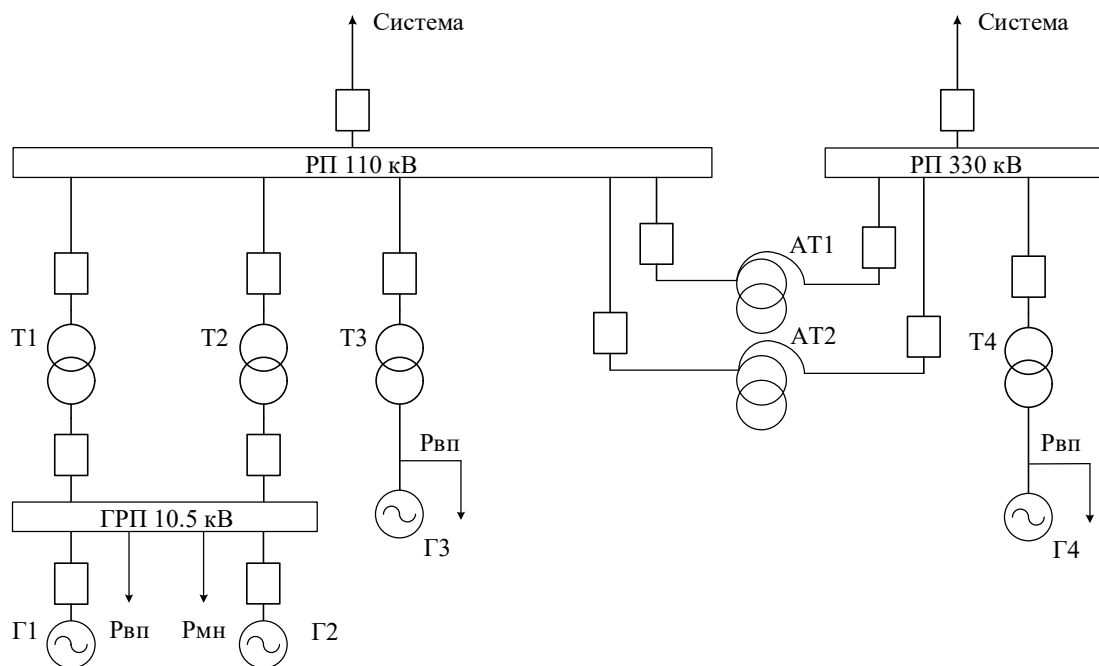


Рис. 1.1 Структурна схема (варіант 1)

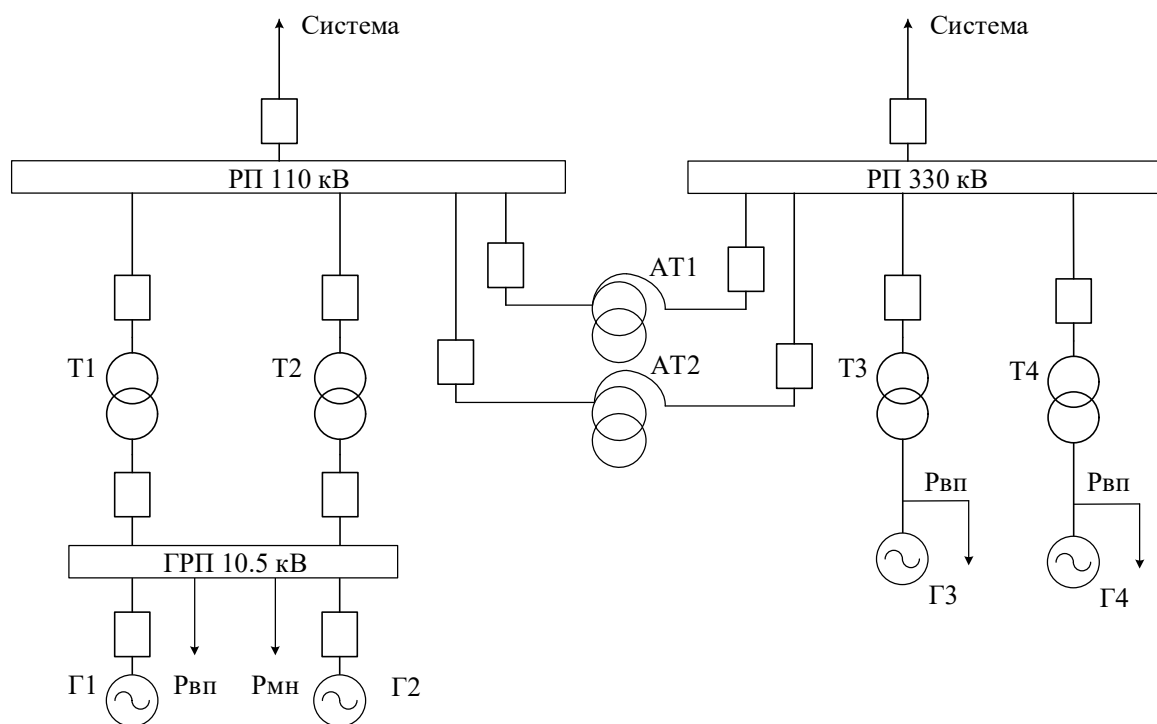


Рис. 1.2 Структурна схема (варіант 2)

1.2. Вибір електрообладнання ТЕЦ

1.2.1. Вибір турбогенераторів

Для покриття встановленої потужності яка складає 520 МВт з якої на ГРП 10.5 кВ розподіляється 120 МВт, а на ВРП 110 кВ та 330 кВ - 400 МВт. Тому необхідно встановити:

- на ГРП 10.5 кВ 2 генератора потужністю 60 МВт
- на ВРП 110 кВ та 330 кВ 1 генератор за блоковим принципом потужність 100 МВт та 1 генератор за блоковим принципом потужність 300 МВт

Тому вибираємо два генератора типу **ТВФ-63-2УЗ**. Для роботи в блоці вибираємо один генератора типу **ТВФ-120-2УЗ** та один генератора типу **ТГВ-300-2УУЗ**, основні параметри яких представлені в Табл. 1.1:

Таблиця 1.1- Технічні характеристики турбогенераторів

№ п/п	Параметри	ТВФ-63-2УЗ	ТВФ-120-2УЗ	ТГВ-300-2УУЗ
1	$n_{\text{ном}}$, об/хв	3000	3000	3000
2	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	78.75	125	353
3	$P_{\text{ном}}$, МВт	60	100	300
4	$U_{\text{ном}}$, кВ	10.5	10.5	20
5	$\cos(\varphi)_{\text{ном}}$	0.8	0.8	0.85
6	I , кА	4.33	6.875	10.2
7	Схема обмоток статора	Y	Y Y	Y Y
8	x_d'' , об/хв	0.153	0.192	0.195
9	Ціна, тис. грн.	7504	9800	25200

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		14

1.2.2.Вибір трансформаторів зв'язку

Керуючись такими положеннями вибираємо трансформатори зв'язку :

1) Трансформатори зв'язку повинні забезпечити видачу всієї активної потужності генераторів встановлених на ГРП 10.5 за вирахування навантаження електроприймачів власних потреб 6 кВ та 0.4 кВ та місцевого навантаження на ГРП 10.5 кВ в період мінімуму навантаження.

2) При відключенні одного з генераторів на ГРП 10.5 кВ трансформатори зв'язку повинні створити симетричну схему для зменшення перетоків потужності

3) При плановому або аварійному відключенні одного генератора на ГРП 10.5 кВ трансформатори зв'язку повинні створити умови для резервного живлення електроприймачів 6-10 кВ.

4) Видача всієї надлишкової потужності на ВРП 110 кВ при роботі всіх генераторів на ГРП 10.5 кВ

5) Трансформатори зв'язку повинні мати РПН

Виходячи з цих положень приймає для встановлення на ГРП 2х трансформаторів зв'язкуз РПН.

Визначаємо потужність яка передається через трансформатори зв'язку в трьох режимах:

- 1) в режимі мінімального навантаження
- 2) в режимі максимального навантаження
- 3) в аварійному режимі(вихід з ладу найпотужнішого генератора)

При розрахунках приймемо навантаження (ВП) 15% від генерації на збірних шинах (120 МВт). Вибір трансформаторів зв'язку виконаємо в табличній формі. Розраховані дані зведені в Табл. 1.2:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.2- Перетоки потужності через трансформатори зв'язку

	Навантаження в різних режимах, МВт		
	Макс.	Мін.	Авар.
Виробництво	120	120	60
Власні потреби	12	12	12
Місц. навантаж.	90.7	63.49	90.7
Переток	17.3	44.51	-42.7

По найбільшому розрахунковому навантаженню визначаємо потужність кожного трансформатора:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{макс.перет.}}}{2 \cdot \cos(\varphi_{\text{ном}})} = \frac{44.51}{2 \cdot 0.85} = 26.182 \text{ (МВА)}$$

Вибираємо два трансформатора зв'язку з РПН типу **ТДН- 40000/110** з наступними параметрами які приведені в Табл.1.3:

Таблиця 1.3- Технічні характеристики трансформатора зв'язку

S_H , МВА	U_K , %	I_{XX} , %	U_{BH} , кВ	U_{HH} , кВ	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт	Ціна, тис. грн.
40	10.5	0.55	115	10.5	34	170	1257,6

Для 1-го, 2-го варіантів вибираємо однакові трансформатори зв'язку

1.2.3. Вибір блочних трансформаторів

Враховуючи те, що на власні потреби ТЕЦ йде 15 % від потужності блоку, потужність апаратів буде рівна:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		16

- для блоку 100 МВт

$$P_{\text{сн}} = 0.15 \cdot P_{\text{бл}} = 0.15 \cdot 100 = 15 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{\text{сн}} = 0.15 \cdot P_{\text{бл}} = 0.15 \cdot 300 = 45 \text{ (МВт)}$$

Активна потужність, що передається трансформатором, складе:

- для блоку 100 МВт

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{бл}} - P_{\text{сн}} = 100 - 15 = 85 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{бл}} - P_{\text{сн}} = 300 - 45 = 255 \text{ (МВт)}$$

Повнапотужність трансформатора складає:

- для блоку 100 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{85}{0.85} = 100 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{255}{0.85} = 300 \text{ (МВт)}$$

Вибираємо трансформатор типу **ТДЦ- 125000/110,ТДЦ- 125000/330**та **ТДЦ- 400000/330**. Паспортні дані якихприведені в Табл. 1.4.

За 1 варіантом буде встановлено один трансформатора типу **ТДЦ- 125000/110**, за 2 варіантом — один **ТДЦ- 125000/330**.

Для 1-го і 2-го варіантів використовується по одному трансформатору типу **ТДЦ- 400000/330**.

Таблиця 1.4 - Технічні характеристики блочних трансформаторів

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		17

Тип трансформатора	S_H , МВА	ΔP_{XX} , кВт	$\Delta P_{KЗ}$, кВт	$U_{K(BH)}$, %	Група з'єднань	Ціна, тис. грн.
ТДЦ-125000/110	125	120	400	10.5	УН/D-11	3668
ТДЦ-125000/330	125	120	380	11	УН/D-11	4873,2
ТДЦ-400000/330	400	330	880	11	УН/D-11	10191,8

1.2.4. Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір автотрансформаторів здійснюється по перетоку потужності через них в різних можливих режимах роботи:

- режим максимального навантаження шин 10 та 110 кВ;
- режим мінімального навантаження шин 10 та 110 кВ;
- аварійний режим (вихід з ладу 1 турбогенератора на напрузі 10 чи 110 кВ).

Для першого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\max} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{BП}}{\cos \varphi_{\text{наб}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{98.2 + 90.7 + 22}{0.85} = 26.882 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\min} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{BП}}{\cos \varphi_{\text{наб}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{68.74 + 63.49 + 22}{0.85} = 93.553 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{BП}}{\cos \varphi_{\text{наб}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{98.2 + 90.7 + 22}{0.85} = -98.118 \text{ (МВт)}$$

Для другого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\max} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{MH} + P_{BП}}{\cos \varphi_{\text{наб}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{98.2 + 90.7 + 12}{0.85} = -86.353 \text{ (МВт)}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		18

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\min} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{68.74 + 63.49 + 12}{0.85} = -19.682 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{60}{0.8} - \frac{98.2 + 90.7 + 1}{0.85} = -161.353 \text{ (МВт)}$$

Для першого варіанту по найбільшому перетоку потужності, в аварійному режимі, який складає 98.118 (МВт). Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН - 125000/330/110** з параметрами які занесені до Табл.1.5:

Таблиця 1.5 - Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

$S_{\text{ном}}$, МВа	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{сн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	ΔP_{k3} , кВт	I_{xx} , %	$U_{k(BC)}$, %	$U_{k(BH)}$, %	$U_{k(CH)}$, %	Група з'єднання	Ціна, тис. грн.
125	230	121	20	65	315	0.4	11	45	28	УН/УН/D	5109

Для другого варіанту по найбільшому перетоку потужності, в аварійному режимі, який складає 161.353 (МВт).

Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН-200000/330/110** з параметрами які занесені до Табл.1.6:

Таблиця 1.6 - Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

$S_{\text{ном}}$, МВа	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{сн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	ΔP_{k3} , кВт	I_{xx} , %	$U_{k(BC)}$, %	$U_{k(BH)}$, %	$U_{k(CH)}$, %	Група з'єднання	Ціна, тис. грн.

200	230	121	20	105	430	0.45	11	32	20	УН/УН/D	8646
-----	-----	-----	----	-----	-----	------	----	----	----	---------	------

1.2.5. Вибір секційного реактору

Реактор вибирається по струму секції:

$$I_c = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos(\varphi) \cdot \sqrt{3} \cdot U_r} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.85 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.329 \text{ (кА)}$$

Вибираємо реактор типу РБГ 10-2500-0.35У1 з номінальними параметрами, які приведені в Табл.1.7:

Таблиця 1.7 - Технічні характеристики секційного реактора

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{трив}}, \text{А}$	$x_{\text{ном}}, \text{Ом}$	Номінальні втрати на фазу, кВт	$I_{\text{дин}}, \text{кА}$	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	$t_{\text{терм}}, \text{с}$
10	2500	0.35	20,5	37	14.6	8

Для всіх варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

Час роботи: $t_p = 8760 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}} \right)$. Час найбільших витрат: $\tau = 3500 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}} \right)$.

Розраховуємо втрати енергії в трансформаторах:

Два трансформатора ТДЦ-40000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 34 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{26.182}{40} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 0.389 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/110:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		20

$$\Delta W_{\text{втрat}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 400 \cdot \left(\frac{118.76}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 2.315 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330:

$$\Delta W_{\text{втрat}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 330 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 880 \cdot \left(\frac{340}{400} \right)^2 \cdot 350 =$$

$$= 5.116 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатора АТДЦТН-1250000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втрat}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 65 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 315 \cdot \left(\frac{98.118}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 1.067 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

2 Варіант:

Два трансформатора ТДЦ-40000/110:

Втрати аналогічні першому варіанту

Трансформатор ТДЦ-125000/330:

$$\Delta W_{\text{втрat}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 120 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 380 \cdot \left(\frac{106.25}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 2.063 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330:

Втрати аналогічні першому варіанту

Два автотрансформатора АТДЦТН-2000000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втрat}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 105 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 430 \cdot \left(\frac{161.353}{200} \right)^2 \cdot 3500$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		21

$$= 1.518 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Річні витрати B складаються з трьох складових:

$$B = B_a + B_0 + B_{втр}.$$

Амортизаційні відрахування:

$$B_a = a \cdot K$$

де a – норма амортизаційних відрахувань, $a = 9.4\%$

Витрати на обслуговування ЕС (ремонт і зарплата персоналу):

$$B_0 = b \cdot K$$

де $b = 3\%$ для $U_H \leq 150 \text{ кВ}$ і $b = 2\%$ для $U_H \geq 220 \text{ кВ}$.

Витрати, обумовлені втратами енергії:

$$B_{втр} = \beta \cdot \Delta W_{втр}$$

де β – вартість 1 кВт · год втраченої енергії, приймаємо β на 2021 рік.

$$\beta = 0.759 \left(\frac{\text{грн.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \right).$$

Отриманні дані зводимо до Табл.1.8:

Таблица 1.8- Порівняння вартості двох варіантів

№ п/п	Назва і тип обладнання	1-ий варіант			2-ий варіант	
		Ціна, тис. грн.	п	Вартість, тис.грн.	п	Вартість, тис.грн.
1	Трансформатор зв'язку ТДН-40000/110	1257.6	2	2515.2	2	2515.2
2	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/110	3668	1	3668	0	0
3	Блочний трансформатор	4873.2	0	0	1	4873.2

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

	ТДЦ-125000/330					
4	Блочний трансформатор ТДЦ-400000/330	10191,8	1	10191,8	1	10191,8
5	Автотрансформатор АТДЦТН-125000/330/110	5109	2	10218	0	0
6	Автотрансформатор АТДЦТН-200000/330/110	8646	0	0	2	14148
7	Комірка 10,5 кВ	34,06	2	68,12	2	68,12
8	Комірка 110 кВ	1797,32	5	8986,6	4	7189.28
9	Комірка 330 кВ	5790,2	3	17370,6	4	23160.8
	Сума			53018,32		62146.4

1 Варіант:

Прибуток:

$$D_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{\text{вих}} = 520000 \cdot 3500 \cdot 0.759 = 1.381 \text{ (млрд. грн)}$$

Балансовий прибуток:

$$P_{\text{бт}} = D_t - B_{\text{ет}} - B_{\text{втрат}} - A_{\text{пт}} = 1381 - 4.6 - 6.68 - 1.12 = 1369 \text{ (млн. грн)}$$

Податок на прибуток:

$$H_{nt} = \rho \cdot P_{\text{бт}} = 0.21 \cdot 1369 = 287.5 \text{ (млн. грн)}$$

Поточний річний чистий прибуток:

$$P_{\text{пт}} = P_{\text{бт}} - H_{nt} = 1369 - 287.5 = 1081.8 \text{ (млн. грн)}$$

Інтегральний ефект:

$$P_{\text{дс}} = \frac{P_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}}{E} - K = \frac{1081.8 + 1.12}{0.1} - 53.1 = 10818.31 \text{ (млн. грн)}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Рентабельність інвестицій:

$$R_t = \frac{П_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{1081.8 + 4.6}{53.1} = 20,38$$

Срок окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_t} = 0.049$$

2 Варіант:

Для другого варіанту розрахунки аналогічні.

Отриманні дані зводимо до Табл.1.9:

Таблиця 1.9 - Підсумки підрахунків показників ефективності двох варіантів

	Варіанти	
	1	2
Прибуток	1381	1381
Балансовий прибуток	1369	1368
Податок на прибуток	287.5	287.3
Поточний річний чистий прибуток	1081.83	1080.88
Інтегральний ефект	10818.31	10808.83
Рентабельність інвестицій	22.38	17.36
Строк окупності	0.049	0.057

Оскільки інтегральний ефект для двох варіантів приблизно однаковий, орієнтуємось на рентабельність інвестицій. Обираємо 1 варіант схеми через більшу рентабельність.

1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв

1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		24

На ВРП 330 кВ використовуємо схему з трьома вимикачами на два приєднання. Схема з трьома вимикачами на два приєднання має такі переваги:

- 1) Ремонт та обслуговування будь-якого вимикача проводиться без перерви живлення та з мінімальною кількістю комутаційних операцій при виведенні в ремонт елементів схеми
- 2) Роз'єднувачі використовується лише при ремонті та обслуговуванні елементів схеми (для створення видимого розриву)
- 3) При виникненні аварії відключення обидвох систем шин не призведе до порушення електропостачання споживача
- 4) В схемі 3/2 поєднується переваги схеми зі збірними шинами та схеми багатокутника.

До недоліків схеми 3/2 можна віднести:

- 1) Комутацій операції при відключенні к.з. виконується двома вимикачами
- 2) Складність кол релейного захисту та автоматики
- 3) Велика кількість вимикачів
- 4) Кількість вимикачів не дорівнює кількості приєднань

1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ

На ВРП 110 кВ застосовуємо схему з двома системами збірних шин і обхідною системою шин при одному вимикачі на приєднання. Схема з двома системами збірних шин і обхідною системою шин має такі переваги:

- 1) В даній схемі на одне приєднання застосовується один вимикач
- 2) Можливість почергового ремонту обладнання без перерви живлення
- 3) Поділ системи на дві частини для підвищення надійності електропостачання споживачів або для обмеження струмів к.з.
- 4) Можливість оперативних переключень в залежності від режиму установки

До недоліків схеми двома системами збірних шин і обхідною системою шин можна віднести:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		25

- 1) 2 вимикача не відноситься до приєднань (ЩЗВ та ОВ)
- 2) Роз'єднувач використовується для оперативних перемикачів
- 3) Схема дуже складна при великій кількості приєднань
- 4) При використанні ШЗВ обидві системи шин виходять з роботи

1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП 10.5 кВ

На ГРП 10.5 кВ застосовуємо схему подвійну секціоновану систему збірних шин. Дана схема дозволяє при відключенні однієї з секцій збірних шин не приведе до відключення найважливіших споживачів. При збільшенні кількості споживачів не виконується значні зміни в схемі та монтажні або

будівельні роботи. До переваг можна віднести:

- 1) Ремонт будь-якої системи шин не призводить до відключення споживачів від живлення
- 2) Завдяки наявності в схемі ШЗВ оперативні перемикачів в схемі не призводять до відключення від живлення відповідальних споживачів (споживачі 1 групи згідно ПУЕ)
- 3) Споживачі втрачають живлення лише на час оперативних переключень на резервну систему шин персоналом

До недоліків можна віднести:

- 1) Велика кількість устаткування таких як роз'єднувачі, ізолятори, струмоведучі частин та вимикачів
- 2) Складна конструкція РП порівняно з одинарною секціонованою системою шин
- 3) Оперативні перемикачів робляться з допомогою роз'єднувачів

1.4.4. Вибір електричної схеми електропостачання ВП

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		26

Систему власних потреб (ВП) електричної станції складають – робочі машини з приводними електродвигунами, допоміжне обладнання, відповідальна система управління, незалежні джерела енергії, приймачі електроенергії, розподільчі пристрої. Все це обладнання створює умови для економічного та надійного функціонування електричної станції.

Для живлення приймачів ВП приймаємо два рівня напруги:

$U_1 = 6 \text{ кВ}$ – для живлення двигунів потужність $P \geq 200 \text{ кВт}$

$U_2 = 0.4 \text{ кВ}$ – для живлення інших двигунів, освітлення і інших приймачів ВП

Розподільчі пристрої ВП виконуємо однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання.

На ГРП 10.5 кВ електроприймачі ВП одержують живління безпосередньо від шин ГРП через трансформатор що понижує. На РП 110 кВ та 330 кВ живління електроприймачі ВП здійснюється відпайкою від блоку.

Резервне живління електроприймачів ВП 1 категорії та 2 категорії (згідно ПУЕ) забезпечуємо шляхов встановлення резервних ТВП до шин 110 кВ та через резервний АТ до шин 330 кВ.

Електроприймачі ВП 0.4 кВ приєднуються до секції 0.4 кВ, яка отримує живління від трансформаторів що понижують другого ступеня. Трансформатори другого ступеня встановлюються поблизу розміщення груп електроприймачів.

Збірні шини 0.4 кВ секціонуються для підвищення надійності живлення електроприймачів ВП. Тому найбільш відповідальні споживачі отримують живління не тільки від РТВП, але і від дизель-генератора.

Схема ВП проектованої ТЕЦ приведена нижче на Рис.1.3.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		27

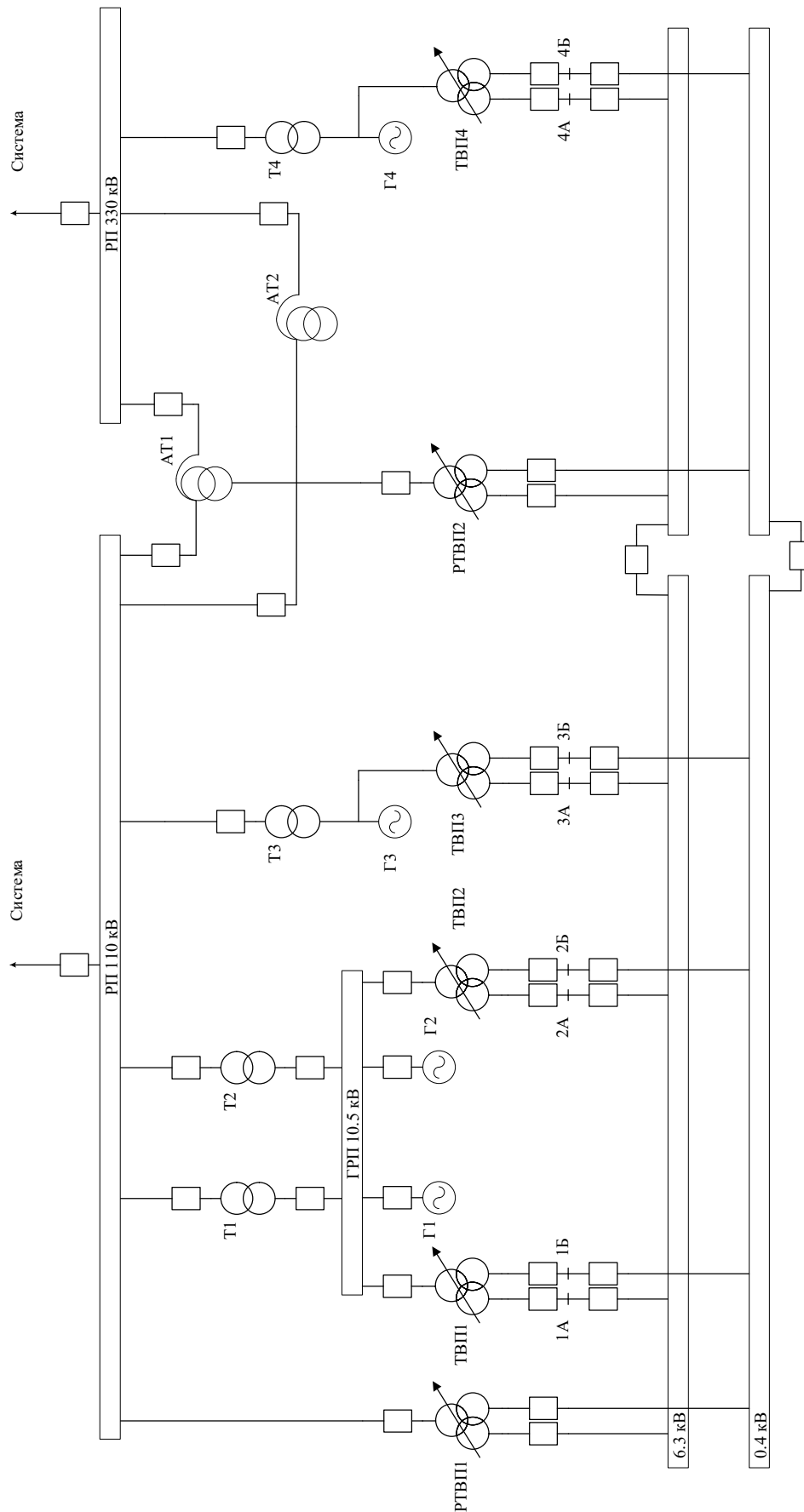


Рис. 1.3. Електрична схема власних потреб ТЕЦ 520 МВт

Висновки до першого розділу:

В даному розділі бакалаврської роботи було проведено техніко-економічне порівняння варіантів головної схеми електричних з'єднань електричної станції.

Для кожного з варіантів було здійснено вибір турбогенераторів, вибір трансформаторів зв'язку, вибір блочних трансформаторів, вибір автотрансформаторів зв'язку, вибір секційного реактору та лінійного реактору.

Серед варіантів, що розглядалися, шляхом співставлення розмірів розрахункових затрат було обрано найбільш економічно вигідний варіант, тобто другий. Проведено вибір електричної схеми розподільчих пристроїв ВРП-110, ВРП-330 та ГРП. Прийнято подвійну систему шин з обхідною для ВРП-110, для ВРП-330 обрано схему "3/2" і подвійну систему шин для ГРП.

Вибрані трансформатори В.П., в.т.ч. резервні, що можуть забезпечити живлення В.П. із системи.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		29

Розділ 2

Розрахунок струмів короткого замикання, вибір та перевірка комутаційного обладнання

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Управління режимом роботи теплоелектроцентралі потужністю 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі. Розділ 2	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		Громадський М.М.						
<i>Перевір.</i>		Гаєвська Г.М.					30	92
<i>Н. Контр.</i>		Матесенко Ю.П.				«КПІ ім. Ігоря Сікорського» Каф. ВДЕ гр. ЕТ-п81		
<i>Затв.</i>		Будько В.І.						

2.1.1. Визначення опору системи

За розрахунковою схемою (рис.2.1) складаємо заступну схему (рис. 2.2),замінюючи електромагнітні зв'язки електричними. Генератори вводимо в схему заміщення як ЕРС з опором, інші елементи як опори. Розрахунок струмів КЗ будемо вести у відносних одиницях.

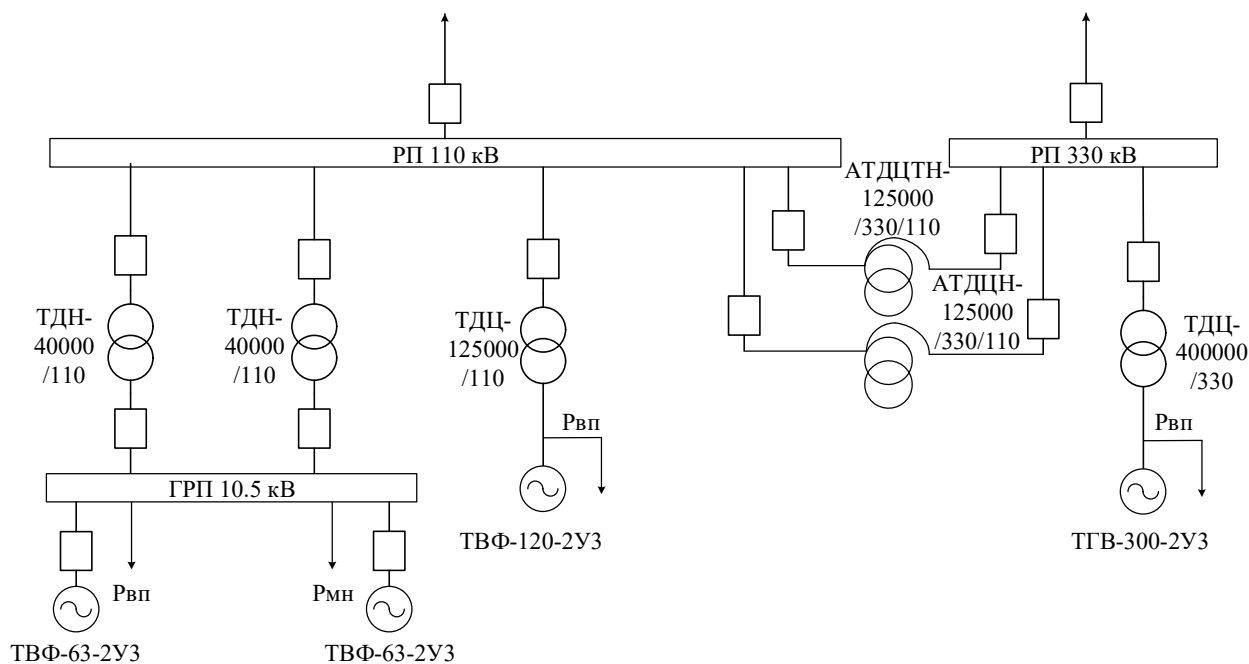


Рис.2.1 Розрахункова схема ТЕЦ

За базисну потужність приймемо $S_{\bar{o}} = 78.75 \text{ МВА}$. За базисну напругу візьмемо $U_{\bar{o}} = 10.5 \text{ кВ}$.

Опори генераторів:

$$\bar{X}_{\Gamma 1*} = \bar{X}_{\Gamma 2*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{H.\Gamma.}} = \frac{15.3}{100} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.153 (\text{в.о.})$$

$$\bar{X}_{\Gamma 3*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{H.\Gamma.}} = \frac{19.2}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.121 (\text{в.о.})$$

$$\bar{X}_{\Gamma 4*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{H.\Gamma.}} = \frac{19.5}{100} \cdot \frac{78.75}{353} = 0.044 (\text{в.о.})$$

Опори трансформаторів:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		31

$$\bar{X}_{T1*} = \bar{X}_{T2*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{S_{H.T.}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{40} = 0.207 \text{ (в.о.)}$$

$$\bar{X}_{T3*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{S_{H.T.}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.069 \text{ (в.о.)}$$

$$\bar{X}_{T4*} = \frac{U_K \%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{S_{H.T.}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{400} = 0.022 \text{ (в.о.)}$$

Опір реактора:

$$\bar{X}_{P.C.*} = X_P(O_M) \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{U_{H.P.}^2} = 0.35 \cdot \frac{78.75}{(10)^2} = 0.276 \text{ (в.о.)}$$

Опори автотрансформаторів:

$$\bar{X}_{AT1*} = \bar{X}_{AT2*} = \frac{U_K(B-C)\%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\theta}}}{S_{HAT}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.069 \text{ (в.о.)}$$

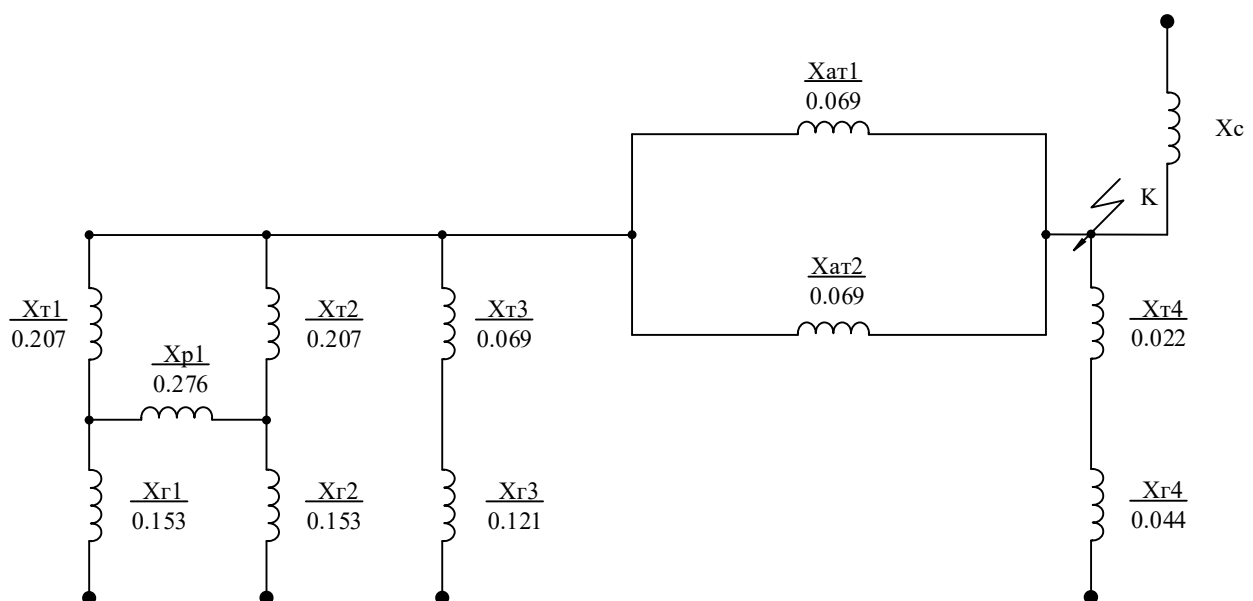


Рис.2.2 Схема заміщення ТЕЦ

Для розрахунку струмів КЗ нам необхідно знати опір системи X_C . Тому згортаємо схему відносно точки K_C , що знаходиться перед виходом в систему. Так ми знайдемо X_C .

$$X_1 = \frac{X_{r1} \cdot X_{r2}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.04 \text{ (в. о.)}$$

$$X_2 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (в. о.)}$$

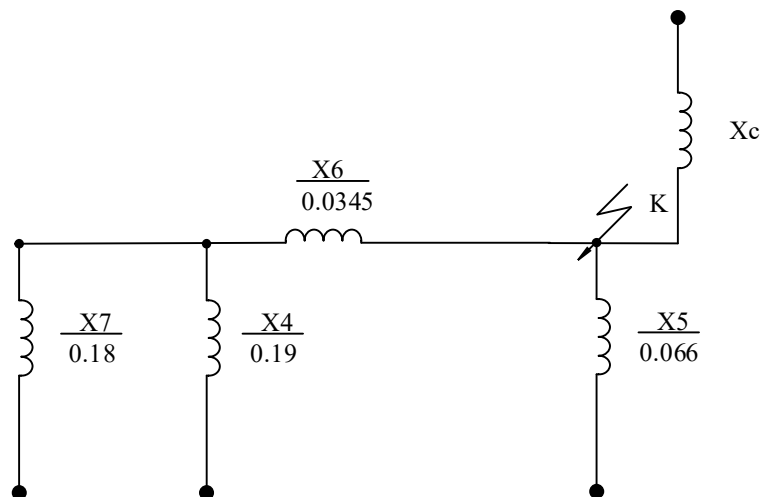
$$X_3 = \frac{X_{r1} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (в. о.)}$$

$$X_4 = X_{r3} + X_{T3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (в. о.)}$$

$$X_5 = X_{r4} + X_{T4} = 0.044 + 0.022 = 0.066 \text{ (в. о.)}$$

$$X_6 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.069}{2} = 0.0345 \text{ (в. о.)}$$

$$X_7 = X_1 + \frac{(X_2 + X_{T2}) \cdot (X_1 + X_{T1})}{X_2 + X_{T2} + X_1 + X_{T1}} = 0.04 + \frac{(0.073 + 0.207) \cdot (0.073 + 0.207)}{0.073 + 0.207 + 0.073 + 0.207} = 0.18 \text{ (в. о.)}$$



$$X_8 = \frac{X_7 \cdot X_4}{X_7 + X_4} + X_6 = \frac{0.18 \cdot 0.19}{0.18 + 0.19} + 0.0345 = 0.437 \text{ (в. о.)}$$

$$X_e = \frac{X_8 \cdot X_5}{X_8 + X_5} = \frac{0.437 \cdot 0.066}{0.437 + 0.066} = 0.057 \text{ (в. о.)}$$

Розрахунок опору системи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,33 \text{ кА}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		33

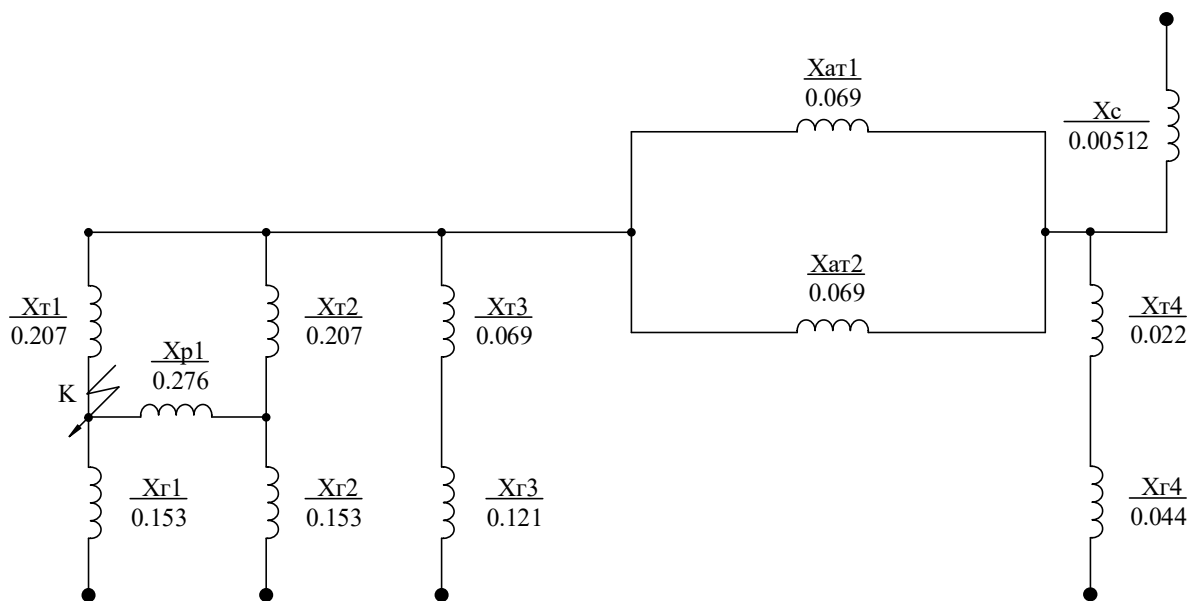
$$I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{330}{10.5} \cdot 26.3 = 924 \text{ кА}$$

$$X_E = \frac{I_6}{I_{\text{к.з. (сист)}}} = \frac{4.33}{924} = 0,0047 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{X_E \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_E} = \frac{0.0047 \cdot 0.057}{0.057 - 0.0047} = 0,00512 \text{ в. о.}$$

2.1.2. Розрахунок струму короткого замикання на ГРП 10.5 кВ

Згортаємо схему справа наліво відносно точки К₁.



$$X_1 = X_{r3} + X_{t3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (в. о.)}$$

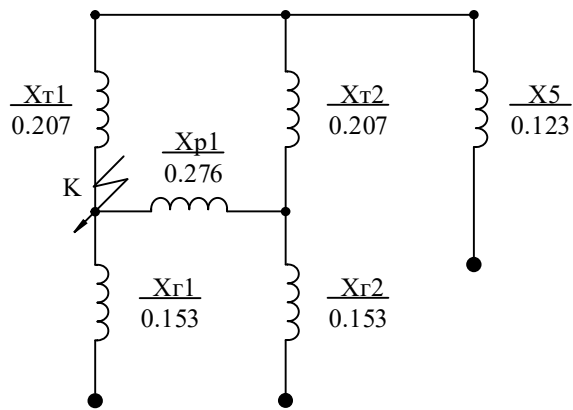
$$X_2 = X_{r4} + X_{t4} = 0.044 + 0.022 = 0.066 \text{ (в. о.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.069}{2} = 0.0345 \text{ (в. о.)}$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_c}{X_2 + X_c} + X_3 = \frac{0.066 \cdot 0.00746}{0.066 + 0.00746} + 0.345 = 0.352 \text{ (в. о.)}$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = \frac{0.19 \cdot 0.352}{0.19 + 0.352} = 0.123 \text{ (в. о.)}$$

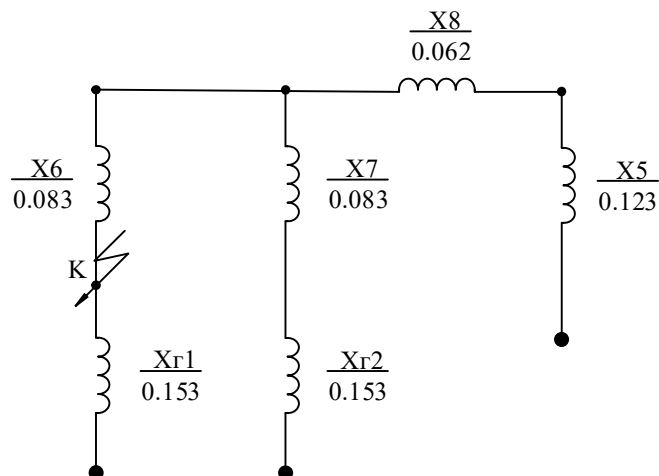
					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		34



$$X_6 = \frac{X_{T1} \cdot X_{p1}}{X_{T1} + X_{p1} + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.276}{0.207 + 0.276 + 0.207} = 0.083 \text{ (в. о.)}$$

$$X_7 = \frac{X_{T1} \cdot X_{p1}}{X_{T1} + X_{p1} + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.276}{0.207 + 0.276 + 0.207} = 0.083 \text{ (в. о.)}$$

$$X_8 = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{p1} + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.207}{0.207 + 0.276 + 0.207} = 0.062 \text{ (в. о.)}$$



$$X_9 = \frac{(X_8 + X_5) \cdot (X_7 + X_{r2})}{X_8 + X_5 + X_7 + X_{r2}} + X_6 = \frac{(0.062 + 0.123) \cdot (0.083 + 0.153)}{0.062 + 0.123 + 0.083 + 0.153} + 0.083 = 0.187 \text{ (в. о.)}$$

$$X_e = \frac{X_{r1} \cdot X_9}{X_{r1} + X_9} = \frac{0.153 \cdot 0.187}{0.153 + 0.187} = 0.084 \text{ (в. о.)}$$

Знайдемо коефіцієнти струморозподілу по гілкам схеми:

$$C = 1$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		35

$$C_1 = C \cdot \frac{X_9}{X_{r1} + X_9} = 1 \cdot \frac{0.187}{0.153 + 0.187} = 0.55 (\text{в. о.})$$

$$C_2 = C \cdot \frac{X_{r1}}{X_{r1} + X_9} = 1 \cdot \frac{0.153}{0.153 + 0.187} = 0.45 (\text{в. о.})$$

$$C_3 = C_2 \cdot \frac{(X_8 + X_5)}{X_8 + X_5 + X_7 + X_{r2}} = 0.45 \cdot \frac{(0.062 + 0.123)}{0.062 + 0.123 + 0.083 + 0.153} = 0.198 (\text{в. о.})$$

$$C_4 = C_2 \cdot \frac{(X_{18} + X_1)}{X_8 + X_5 + X_7 + X_{r2}} = 0.45 \cdot \frac{(0.083 + 0.153)}{0.062 + 0.123 + 0.083 + 0.153} = 0.252 (\text{в. о.})$$

$$C_5 = C_4 \cdot \frac{X_1}{X_1 + X_4} = 0.252 \cdot \frac{0.19}{0.19 + 0.352} = 0.088 (\text{в. о.})$$

$$C_6 = C_4 \cdot \frac{X_4}{X_1 + X_4} = 0.252 \cdot \frac{0.352}{0.19 + 0.352} = 0.164 (\text{в. о.})$$

$$C_7 = C_5 \cdot \frac{X_c}{X_2 + X_c} = 0.088 \cdot \frac{0.00746}{0.066 + 0.00746} = 0.0089 (\text{в. о.})$$

$$C_8 = C_5 \cdot \frac{X_2}{X_2 + X_c} = 0.088 \cdot \frac{0.066}{0.066 + 0.00746} = 0.079 (\text{в. о.})$$

$$C_{r1} = C_1 = 0.55 (\text{в. о.})$$

$$C_{r2} = C_3 = 0.198 (\text{в. о.})$$

$$C_{r3} = C_6 = 0.164 (\text{в. о.})$$

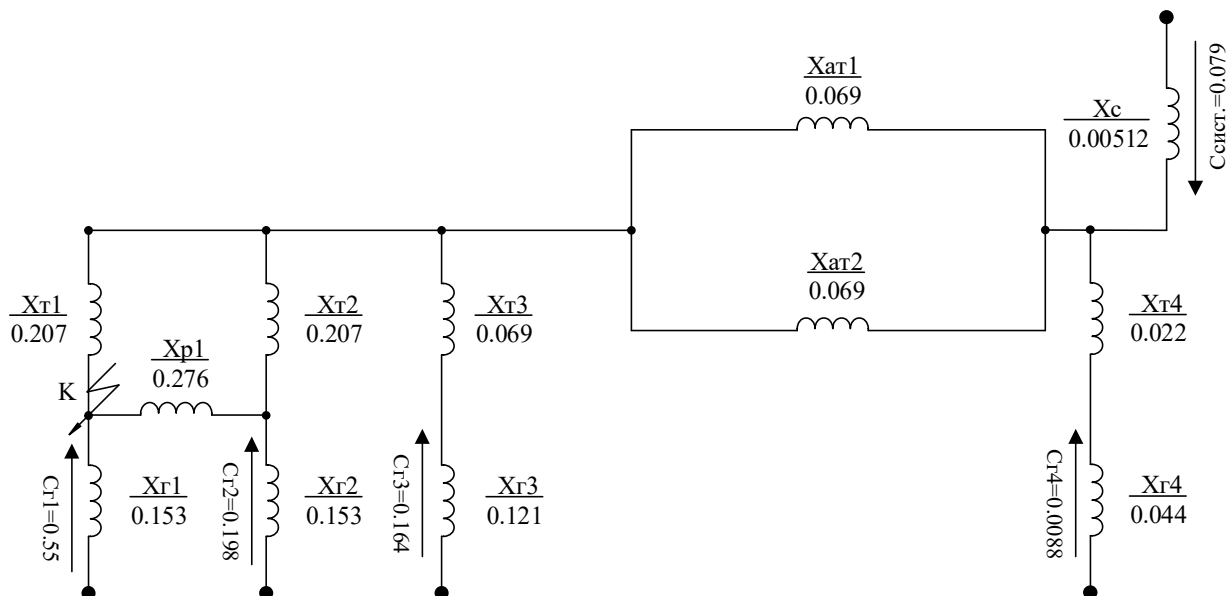
$$C_{r4} = C_7 = 0.0088 (\text{в. о.})$$

$$C_{\text{сист.}} = C_8 = 0.079 (\text{в. о.})$$

Перевіряємо:

$$C_{r1} + C_{r2} + C_{r3} + C_{r4} + C_{\text{сист.}} = 0.55 + 0.198 + 0.164 + 0.0088 + 0.079 = 1$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		36



Назва променя	N променя	S _п , МВА	C
Г ₁	1	78.75	0.55
Система	2	78.75	0.079
Г ₂ , Г ₃ , Г ₄ ,	3	556.75	0.371
Сума		714.25	1

Для променів маємо:

1) для променя 1:

номінальний струм променя:

$$I_{нл1} = \frac{S_{л1}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 (\text{кА})$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{розрах.13} = \frac{X_E \cdot S_{л1}}{C_{л1} \cdot S_6} = \frac{0.084 \cdot 78.75}{0.55 \cdot 78.75} = 0.153$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{розрах.12} = \frac{2X_E \cdot S_{л1}}{C_{л1} \cdot S_6} = \frac{2 \cdot 0.084 \cdot 78.75}{0.55 \cdot 78.75} = 0.306$$

2) для променя 2:

номінальний струм променя:

$$I_{нл2} = \frac{S_{л2}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 (\text{кА})$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		37

$$X_{\text{розрах.23}} = \frac{X_E \cdot S_{л2}}{C_{л2} \cdot S6} = \frac{0.084 \cdot 78.75}{0.079 \cdot 78.75} = 1.063$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.22}} = \frac{X_E \cdot 2 \cdot S_{л2}}{C_{л2} \cdot S6} = \frac{0.084 \cdot 2 \cdot 78.75}{0.079 \cdot 78.75} = 2.127$$

3) для променя 3:

номінальний струм променя:

$$I_{нл3} = \frac{S_{л3}}{\sqrt{3} \cdot U6} = \frac{556.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 30.61(\text{кА})$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.33}} = \frac{X_E \cdot S_{л3}}{C_{л3} \cdot S6} = \frac{0.084 \cdot 556.75}{0.371 \cdot 78.75} = 1.601$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.32}} = \frac{X_E \cdot 2 \cdot S_{л3}}{C_{л3} \cdot S6} = \frac{0.084 \cdot 2 \cdot 556.75}{0.371 \cdot 78.75} = 3.201$$

По розрахункових кривих визначаємо відносне значення періодичної складової струму КЗ кожного з променів схеми, а також відразу обчислюємо значення струмів, що діють, і ударний струм для кожного виду КЗ:

1) Трифазне КЗ, промінь 1 ($m = 1$):

$$I'_{0.0л13} = 6.5$$

$$I'_{0.1л13} = 4.9$$

$$I'_{\infty л13} = 2.7$$

Струми в кА:

$$I_{л13_0.0} = I'_{0.0л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 6.5 \cdot 1 \cdot 4.33 = 28.146(\text{кА})$$

$$I_{л13_0.1} = I'_{0.1л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 4.9 \cdot 1 \cdot 4.33 = 21.218(\text{кА})$$

$$I_{л13_ \infty} = I'_{\infty л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 2.7 \cdot 1 \cdot 4.33 = 11.691(\text{кА})$$

2) Трифазне КЗ, промінь 2:

$$I'_{0.0л23} = I'_{0.1л23} = I'_{\infty л23} = \frac{1}{X_{\text{розрах}}} = \frac{1}{1.063} = 0.941$$

Струми в кА:

$$I_{л23_0.0} = I'_{0.0л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 0.941 \cdot 1 \cdot 4.33 = 4.073(\text{кА})$$

$$I_{л23_0.1} = I'_{0.1л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 0.941 \cdot 4.33 = 4.073(\text{кА})$$

$$I_{л23_ \infty} = I'_{\infty л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 0.941 \cdot 1 \cdot 4.33 = 4.073(\text{кА})$$

3) Трифазне КЗ, промінь 3

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		38

$$I'_{0.0Л33} = 0.63$$

$$I'_{0.1Л33} = 0.59$$

$$I'_{\inftyЛ33} = 0.74$$

Струми в кА:

$$I_{Л33_0.0} = I'_{0.0Л33} \cdot m \cdot I_{нЛ3} = 0.63 \cdot 1 \cdot 30.61 = 19.284(\kappa A);$$

$$I_{Л33_0.1} = I'_{0.1Л33} \cdot m \cdot I_{нЛ3} = 0.59 \cdot 1 \cdot 30.61 = 18.06(\kappa A);$$

$$I_{Л33_ \infty} = I'_{\inftyЛ33} \cdot m \cdot I_{нЛ3} = 0.74 \cdot 1 \cdot 30.61 = 22.651(\kappa A);$$

$$\text{Ударний струм: } i_{уд_3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Sigma 3} 0.0 = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 51.503 = 142.031(\kappa A)$$

4) **Двофазне КЗ**, промінь 1 ($m_2 = \sqrt{3}$):

$$I'_{0.0Л12} = 3.3$$

$$I'_{0.1Л12} = 2.8$$

$$I'_{\inftyЛ12} = 2.4$$

Струми в кА:

$$I_{Л12_0.0} = I'_{0.0Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нЛ1} = 3.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 24.75(\kappa A)$$

$$I_{Л12_0.1} = I'_{0.1Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нЛ1} = 2.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 20.999(\kappa A)$$

$$I_{Л12_ \infty} = I'_{\inftyЛ12} \cdot m_2 \cdot I_{нЛ1} = 2.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 17.999(\kappa A)$$

Двофазне КЗ, промінь2

$$I'_{0.0Л22} = I'_{0.1Л22} = I'_{\inftyЛ22} = \frac{1}{X_{розр}} = \frac{1}{2.127} = 0.47$$

Струми в кА:

$$I_{Л22_0.0} = I'_{0.0Л22} \cdot m \cdot I_{нЛ2} = 0.47 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 3.525(\kappa A)$$

$$I_{Л22_0.1} = I'_{0.1Л22} \cdot m \cdot I_{нЛ2} = 0.47 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 3.525(\kappa A)$$

$$I_{Л22_ \infty} = I'_{\inftyЛ22} \cdot m \cdot I_{нЛ2} = 0.47 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 3.525(\kappa A)$$

Двофазне КЗ, промінь3

$$I'_{0.0Л32} = I'_{0.1Л32} = I'_{\inftyЛ32} = \frac{1}{X_{розр}} = \frac{1}{3.201} = 0.312$$

Струми в кА:

$$I_{Л32_0.0} = I'_{0.0Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нЛ3} = 0.312 \cdot \sqrt{3} \cdot 30.61 = 16.542(\kappa A)$$

$$I_{Л32_0.1} = I'_{0.1Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нЛ3} = 0.312 \cdot \sqrt{3} \cdot 30.61 = 16.542(\kappa A)$$

$$I_{Л32_ \infty} = I'_{\inftyЛ32} \cdot m_2 \cdot I_{нЛ3} = 0.312 \cdot \sqrt{3} \cdot 30.61 = 16.542(\kappa A)$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		39

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.1.:

Таблиця 2.1 –Результатирозрахунку струму КЗ на ГРП 10.5 кВ

№ п/п	Міс- це к.з.	Ви д к.з.	U_6	X_{e1}	X_{e2}	X_{e0}	X_e	Параметри променів				
								№	S_{Π}	C_{Π}	$I_{\Pi\Pi}$	$X_{\text{РОЗР}}$
1	K_1	(3)	10. 5	0.08 4	—	—	0.084	1	78.75	0.55	4,33	0.153
								2	78.75	0.079	4,33	1.063
								3	556.75	0.371	30,61	1.601
2	K_1	(2)	10. 5	0.08 4	0.08 4	—	0.168	1	78.75	0.55	4,33	0.306
								2	78.75	0.079	4,33	2.127
								3	556.75	0.371	30,61	3.201

Продовження таблиці 2.1

№	m^0	$I_{*0.0}$	$I_{*0.1}$	$I_{*\infty}$	$I_{0.0}, \text{кА}$	$I_{0.1}, \text{кА}$	$I_{\infty}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$
1	1	6,5	4,9	2,7	28,146	21,218	11,691	
2		0.941	0.941	0.941	4.073	4.073	4.073	
3		0.63	0.59	0.74	19.284	18.06	22.651	
-		Сума			51.503	44.575	47.942	
1	$\sqrt{3}$	3,3	2,8	2,4	24,75	20,999	17,999	
2		0.47	0.47	0.47	3.525	3.525	3.525	
3		0.312	0.312	0.312	16.542	16.542	16.542	

2.1.3. Розрахунок струму короткого замикання на РП 110 кВ

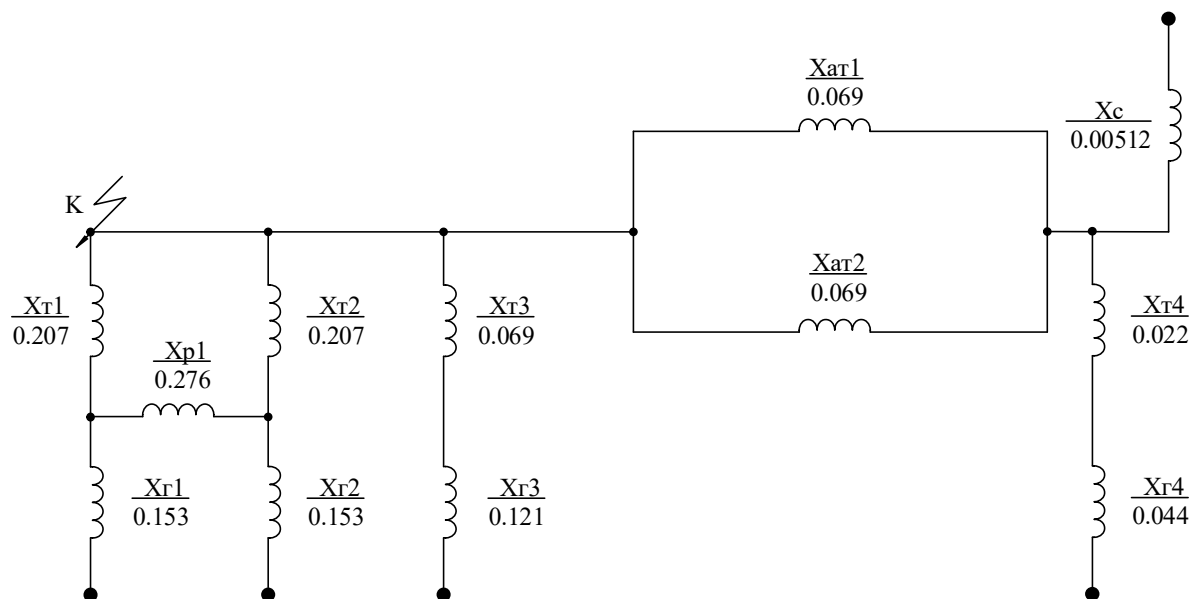
Визначимо опір системи з урахуванням того, що $U_6 110 = 110 \text{ кВ}$. Відносний опір системи, наведений до базисної напруги 110 кВ:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{330}{10.5} \cdot 29.4 = 924 \text{ кА}$$

$$X_E = \frac{I_6}{I_{\text{к.з. (сист)}}} = \frac{4.33}{924} = 0.0047 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{X_E \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_E} = \frac{0.0047 \cdot 0.057}{0.057 - 0.0047} = 0.00512 \text{ в. о.}$$



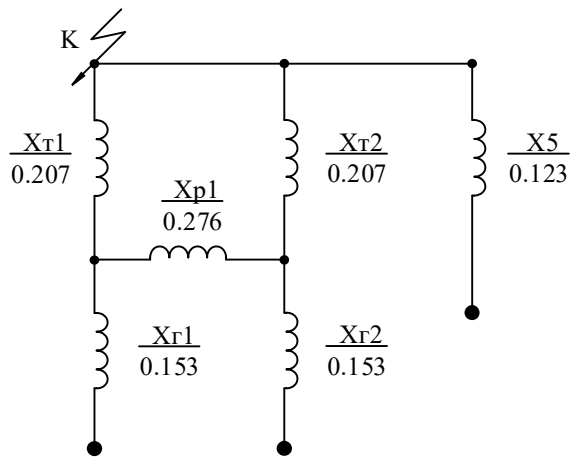
$$X_1 = X_{r3} + X_{T3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (в. о.)}$$

$$X_2 = X_{r4} + X_{T4} = 0.044 + 0.022 = 0.066 \text{ (в. о.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.069}{2} = 0.0345 \text{ (в. о.)}$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_c}{X_2 + X_c} + X_3 = \frac{0.066 \cdot 0.00512}{0.066 + 0.00512} + 0.345 = 0.35 \text{ (в. о.)}$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = \frac{0.19 \cdot 0.35}{0.19 + 0.35} = 0.123 \text{ (в. о.)}$$



$$X_6 = \frac{X_{r1} \cdot X_{r2}}{X_{r1} + X_{r2} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.04 \text{ (в. о.)}$$

$$X_7 = \frac{X_{r1} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r2} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (в. о.)}$$

$$X_8 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r2} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (в. о.)}$$

$$X_9 = X_{T1} + X_7 = 0.207 + 0.073 = 0.28 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{10} = X_{T2} + X_8 = 0.207 + 0.073 = 0.28 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{11} = \frac{X_9}{2} + X_6 = \frac{0.28}{2} + 0.04 = 0.18 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{\text{екв}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{11}} + \frac{1}{X_5}} = \frac{1}{\frac{1}{0.18} + \frac{1}{0.123}} = 0.073 \text{ (в. о.)}$$

Розрахуємо струм короткого замикання:

Потужність променя $S_{II} = 714.25 \text{ (МВА)}$

Номінальний струм променя:

$$I_{н110} = \frac{S_{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi 110}} = \frac{714.25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 3.749 \text{ (кА)}$$

Розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.110}} = X_{\text{екв}} \cdot \frac{S_{II}}{S_B} = 0.073 \cdot \frac{714.25}{78.75} = 0.662 \text{ (в.о.)}$$

1) Для трифазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		42

$$I'_{0.0Л} = 1.65$$

$$I'_{0.1Л} = 1.55$$

$$I'_{\inftyЛ} = 1.78$$

Струми в кА:

$$I_{Л3_0.0} = I'_{0.0Л} \cdot m \cdot I_{нл} = 1.65 \cdot 1 \cdot 3.749 = 6.186 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л3_0.1} = I'_{0.1Л} \cdot m \cdot I_{нл} = 1.55 \cdot 1 \cdot 3.749 = 5.811 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л3_∞} = I'_{\inftyЛ} \cdot m \cdot I_{нл} = 1.78 \cdot 1 \cdot 3.749 = 6.673 \text{ (кА)};$$

Ударний струм: $i_{уд_3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Л_0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 6.186 = 17.059 \text{ (кА)}$

2) Для двофазного КЗ ($m_2 = \sqrt{3}$) по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0Л} = 0.75$$

$$I'_{0.1Л} = 0.69$$

$$I'_{\inftyЛ} = 0.93$$

Струми в кА:

$$I_{Л2_0.0} = I'_{0.0Л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 0.75 \cdot \sqrt{3} \cdot 3.749 = 4.87 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л2_0.1} = I'_{0.1Л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 0.69 \cdot \sqrt{3} \cdot 3.749 = 4.48 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л2_∞} = I'_{\inftyЛ} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 0.93 \cdot \sqrt{3} \cdot 3.749 = 6.039 \text{ (кА)};$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.2:

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку струму КЗ на РП 110 кВ

№ п/ п	Міс- це к.з.	Ви д к.з.	U _б	X _{e1}	X _{e2}	X _{e0}	X _e ⁽¹⁾	Параметри променів			
								S _П	C _П	I _{НП}	X _{РОЗ} р.
1	K ₃	(3)	110	0.073	—	—	0.073	714.25	1	3.749	0.66 2
2	K ₃	(2)	110	0.073	0.073	—	0.146	714.25	1	3.749	1.32 4

Продовження таблиці 2.2

№	m^0	$I_{*0.0}$	$I_{*0.1}$	$I_{*\infty}$	$I_{0.0}$	$I_{0.1}$	I_{∞}	$i_{уд}$
1	1	1.65	1.55	1.78	6.186	5.811	6.73	17.059
2	$\sqrt{3}$	0.75	0.69	0.93	4.87	4.48	6.039	-

2.1.4. Розрахунок однофазного короткого замикання на РП 110 кВ

Знайдемо величини опорів у відносних одиницях. За базисну приймемо потужність $S_{\delta} = 78.75$ МВА. За базисну візьмемо напругу 110 кВ.

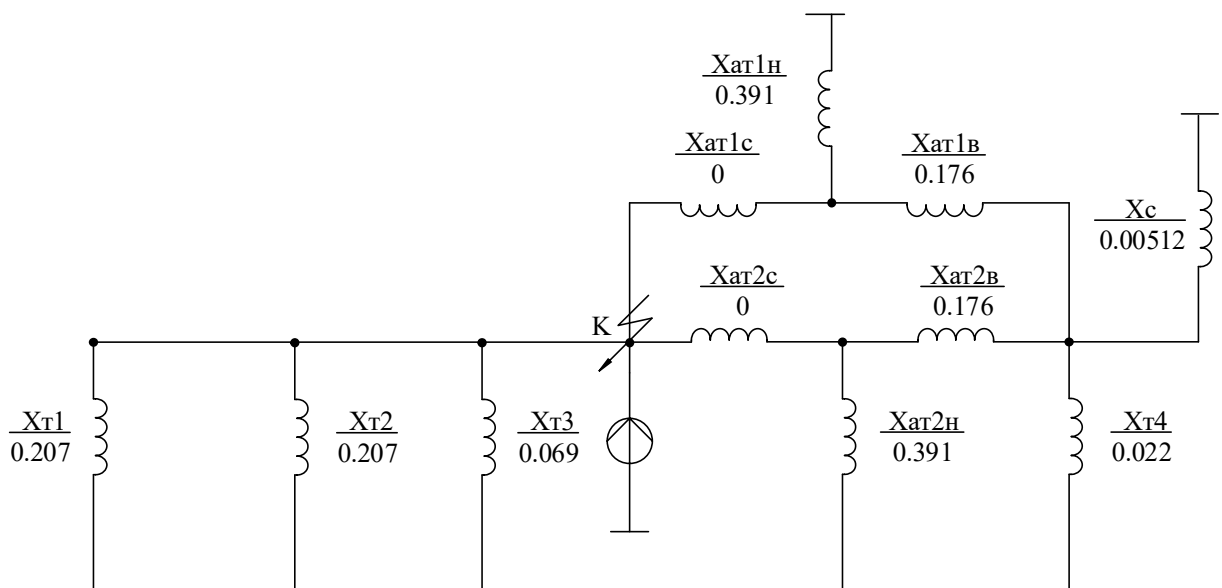
Опір автотрансформаторів АТДЦТН-125000/330/110 :

$$\bar{X}_{B_*} = \frac{U_{K(B-C)\%} + U_{K(B-H)\%} - U_{K(C-H)\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{H.AT}} = \frac{11 + 45 - 28}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.176(в.о.)$$

$$\bar{X}_{C_*} = \frac{U_{K(B-C)\%} + U_{K(C-H)\%} - U_{K(B-H)\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{H.AT}} = \frac{11 + 28 - 45}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0(в.о.)$$

$$\bar{X}_{H_*} = \frac{U_{K(B-H)\%} + U_{K(C-H)\%} - U_{K(B-C)\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{H.AT}} = \frac{28 + 45 - 11}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.391(в.о.)$$

Складемо схему заміщення:



$$X_1 = \frac{X_c \cdot X_{T4}}{X_c + X_{T4}} = \frac{0.00512 \cdot 0.022}{0.00512 + 0.022} = 0.0042 (в. о.)$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		44

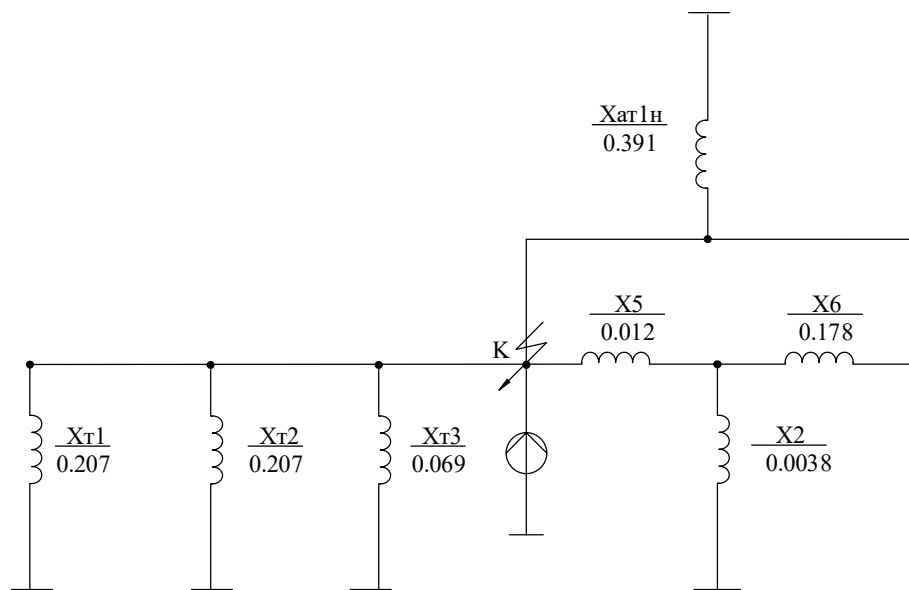
$$X_2 = \frac{X_{\text{ат2Н}} \cdot X_1}{X_{\text{ат2Н}} + X_1 + X_{\text{ат2В}}} = \frac{0.391 \cdot 0.0042}{0.391 + 0.0042 + 0.176} = 0.0038 \text{ (в. о.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{\text{ат2Н}} \cdot X_{\text{ат2В}}}{X_{\text{ат2Н}} + X_1 + X_{\text{ат2В}}} = \frac{0.391 \cdot 0.176}{0.391 + 0.0042 + 0.176} = 0.012 \text{ (в. о.)}$$

$$X_4 = \frac{X_{\text{ат2В}} \cdot X_1}{X_{\text{ат2Н}} + X_1 + X_{\text{ат2В}}} = \frac{0.176 \cdot 0.0055}{0.391 + 0.0042 + 0.176} = 0.0017 \text{ (в. о.)}$$

$$X_5 = X_{\text{ат2С}} + X_3 = 0 + 0.012 = 0.012 \text{ (в. о.)}$$

$$X_6 = X_{\text{ат1В}} + X_4 = 0.176 + 0.0017 = 0.178 \text{ (в. о.)}$$



$$X_7 = \frac{X_{\text{ат1Н}} \cdot X_2}{X_{\text{ат1Н}} + X_2 + X_6} = \frac{0.391 \cdot 0.0038}{0.391 + 0.0038 + 0.178} = 0.0026 \text{ (в. о.)}$$

$$X_8 = \frac{X_{\text{ат1Н}} \cdot X_6}{X_{\text{ат1Н}} + X_2 + X_6} = \frac{0.391 \cdot 0.178}{0.391 + 0.0038 + 0.178} = 0.122 \text{ (в. о.)}$$

$$X_9 = \frac{X_6 \cdot X_2}{X_{\text{ат1Н}} + X_2 + X_6} = \frac{0.178 \cdot 0.0038}{0.391 + 0.0038 + 0.178} = 0.0011 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{10} = X_5 + X_9 = 0.012 + 0.0011 = 0.013 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{11} = \frac{X_{10} \cdot X_8}{X_{10} + X_8} + X_7 = \frac{0.013 \cdot 0.122}{0.013 + 0.122} + 0.0026 = 0.014 \text{ (в. о.)}$$

$$X_e = \frac{1}{\frac{1}{X_{11}} + \frac{2}{X_{T1}} + \frac{1}{X_{T3}}} = \frac{1}{\frac{1}{0.014} + \frac{2}{0.207} + \frac{1}{0.069}} = 0.01 \text{ (в. о.)}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		45

Потужність променя $S_{II} = 714.25(MVA)$

Номінальний струм променя:

$$I_{н110} = \frac{S_{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{б110}} = \frac{714.25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 3.749 \text{ (кА)}$$

$$X_{екв} = X_1 + X_2 + X_0 = 0.073 + 0.073 + 0.01 = 0.156 \text{ (в.о.)}$$

Розрахунковий опір променя при трьохфазному к.з.:

$$X_{розрах.110} = X_{екв} \cdot \frac{S_{II}}{S_B} = 0.156 \cdot \frac{714.25}{78.75} = 1.497 \text{ (в.о.)}$$

Для однофазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0л} = 0.75$$

$$I'_{0.1л} = 0.71$$

$$I'_{\infty л} = 0.83$$

Струми в кА:

$$I_{л3_0.0} = I'_{0.0л} \cdot m \cdot I_{нл} = 0.75 \cdot 3 \cdot 3.749 = 8.435 \text{ (кА)};$$

$$I_{л3_0.1} = I'_{0.1л} \cdot m \cdot I_{нл} = 0.71 \cdot 3 \cdot 3.749 = 7.985 \text{ (кА)};$$

$$I_{л3_ \infty} = I'_{\infty л} \cdot m \cdot I_{нл} = 0.83 \cdot 3 \cdot 3.749 = 9.335 \text{ (кА)};$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.3.:

Таблиця 2.3 –Результатирозрахунку однофазного КЗ на РП 110 кВ

Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{E1}	X _{E2}	X _{E0}	X _E	Параметрипроменів			
							S _{II}	C _{II}	I _{нII}	X _{розрах}
K ₄	(1)	110	0.073	0.073	0.01	0.156	714.25	1	3.749	1.497

Продовження таблиці 2.3

m ⁰	I* _{0,0}	I* _{0,1}	I* _∞	I _{0,0}	I _{0,1}	I _∞
3	0.76	0.71	0.83	8.435	7.985	9.335

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		46

2.2. Вибір і перевірка обладнання розрахункового відгалуження

2.2.1. Вибір лінійного реактора на розрахунковому відгалуженні

За рахунок економічного фактору вартості електрообладнання та необхідності забезпечення якості електроенергії на розрахунковому відгалуженні необхідно становити лінійний реактор.

Визначемо кількість приєднань до одної секції на ГРП 10.5 кВ:

$$n_{\text{пр}} = \frac{n_{\text{відг}}}{n_c} = \frac{28}{2} = 14 \text{ шт.}$$

Приймемо, що від лінійного реактора відходить 4 відгалуження.

Визначаємо необхідну кількість лінійних реакторів:

$$n_p = \frac{n_{\text{пр}}}{4} = \frac{14}{4} \approx 3.5 \text{ (шт.)}$$
 Вибираємо 4 лінійних реактори.

Для вибору необхідного реактору задаємось струмом вимикання за реактором елегазового вимикача серії VF. Номінальний струм відключення якого складає 31.5 (кА).

Визначаємо бажений опір лінійного реактора:

$$X_{E1*} = \frac{I_6}{I_{\text{відкл}}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \cdot \frac{1}{I_{\text{відкл}}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{1}{31.5} = 0.144 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{\text{баж}*} = X_{E1} - X_{E1*} = 0.144 - 0.084 = 0.06 \text{ (в. о.)}$$

Знайдемо бажений опір реактора в іменованих одиницях:

$$X_{\text{баж}} = X_{\text{баж}*} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_6} = 0.06 \cdot \frac{10^2}{78.75} = 0.076 \text{ (Ом)}$$

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{4 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{4 \cdot 6.2}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 1585 \text{ (А)}$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		47

$$I_{\text{утяж}} = 1.05 \cdot \frac{4 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{4 \cdot 6.2}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 1559 \text{ (A)}$$

Для заданих значень опору, струму та напруги узде легідь вибираємо:

Реактор одинарний для внутрішньої установки РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Довгостроково допустимий струм, А	1600
Номінальний індуктивний опір, Ом	0.25
Струм електродинамічної стійкості, кА	49
Струм термічної стійкості, кА	19.3
Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	8

Перевірку вибраного реактора робимо в табличній формі (таблиця 3.1), для $\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.08 + 5 = 5.08 \text{ с.}$

Розрахуємо струм к.з. за лінійним реатором:

Потужність променя : $S_n = 714.25 \text{ (MBA)}$

Номінальний струм променя: $I_{\text{н.п.}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{714.25}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 39.274 \text{ (кА)}$

$$\bar{X}_{\text{лр}^*} = X_{\text{ном.р}} \cdot \frac{S_{\phi}}{U_{\text{ном.р}}^2} = 0.25 \cdot \frac{78.75}{10^2} = 0.197 \text{ (в.о.)}$$

$$X_{E1} = \bar{X}_{\text{лр}^*} + X_E = 0.197 + 0.084 = 0.281 \text{ (в.о.)}$$

$$X_{\text{розрах.}} = X_{E1} \cdot \frac{S_{\text{л}}}{S_{\phi}} = 0.281 \cdot \frac{714.25}{78.75} = 2.549 \text{ (в.о.)}$$

Виконуємо розрахунок струмів трифазного і двофазного КЗ за лінійним реактором.

1) Для трифазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		48

$$I'_{0.0Л} = 0.42$$

$$I'_{0.1Л} = 0.41$$

$$I'_{\inftyЛ} = 0.46$$

Струми в кА:

$$I_{pm0.0} = I'_{pt0.0} \cdot I_{нл} = 0.42 \cdot 1 \cdot 39.274 = 16.495 \text{ (кА)}$$

$$I_{pm0.1} = I'_{pt0.1} \cdot I_{нл} = 0.41 \cdot 1 \cdot 39.274 = 16.102 \text{ (кА)}$$

$$I_{pm\infty} = I'_{pt\infty} \cdot I_{нл} = 0.46 \cdot 1 \cdot 39.274 = 18.066 \text{ (кА)}$$

$$\text{Ударний струм: } i_{PTUD} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{pm0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 16.495 = 45.489 \text{ (кА)}$$

2) Для двофазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{рд0.0} = I'_{рд0.1} = I'_{рд\infty} = \frac{1}{x_{розр2}} = \frac{1}{5.098} = 0.196$$

Струми в кА:

$$I_{pm0.0} = I'_{рт0.0} \cdot I_{нл} = 0.196 \cdot \sqrt{3} \cdot 39.274 = 13.333 \text{ (кА)}$$

$$I_{pm0.1} = I'_{рт0.1} \cdot I_{нл} = 0.196 \cdot \sqrt{3} \cdot 39.274 = 13.333 \text{ (кА)}$$

$$I_{pm\infty} = I'_{рт\infty} \cdot I_{нл} = 0.196 \cdot \sqrt{3} \cdot 39.274 = 13.333 \text{ (кА)}$$

Результати занесемо до табл.2.4.

Таблиця 3.1. –Результатирозрахунку струму КЗ за лінійним реактором

№ п/ п	Міс- цек.з .	Ви д к.з.	U _б	X _{e1}	X _{e2}	X _{e0}	X _e ⁽¹⁾	Параметри променів			
								S _п	C _п	I _{нп}	X _{розр.}
1	K ₂	(3)	10.5	0.281	—	—	0.281	714.25	1	39.274	2.549
2	K ₂	(2)	10.5	0.281	0.281	—	0.562	714.25	1	39.274	5.098

Продовження табл.2.4.

№ п/п	m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0}	I _{0.1}	I _∞	i _{уд}
1	1	0.42	0.41	0.46	16.495	16.102	18.066	45.489
2	√3	0.196	0.196	0.196	13.333	13.333	13.333	-

Враховуючи, що струми трифазного КЗ перевищують струми двофазного КЗ, перевірку реактора робимо по струмах трифазного КЗ.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		49

Перевіряємо вибраний реактор:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 1341(\text{A}) \leq I_{\text{ном}} = 1600(\text{A})$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 10(\text{кВ}) = U_{\text{ном}} = 10(\text{кВ})$$

Перевіряємо реактор на динамічну стійкість струму к.з.:

$$i_y = 45.489(\text{кА}) \leq I_{\text{пр.скв}} = 49(\text{кА})$$

Перевіряємо на термічну стійкість реактор: $B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$,

де $B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового стуму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} - \text{час вимкнення}$$

З номінальних параметрів:

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 19.3^2 \cdot 8 = 2980(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 16.495^2 \cdot (5.08 + 0.1) = 1409(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a) - \text{умова виконується}$$

Перевіряємо по залишковій напрузі:

$$U_{\text{зал}\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{по}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = 0.25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 16.495}{10} \cdot 100\% = 71.425(\%)$$

$$U_{\text{зал}\%} = 71.425(\%) \geq 65(\%) \dots 70(\%) - \text{умова виконується}$$

Перевіряємо по втраті напруги в робочому режимі:

$$\Delta U_{\text{р}\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{утяж}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin(\varphi) \cdot 100\% = 0.25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 1.284}{10} \cdot 0.6 \cdot 100\% = 33(\%)$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		50

$$\Delta U_{p\%} = 3.3 (\%) \leq 5 (\%) \dots 6(\%)-\text{умова виконується}$$

Таблиця 3.2 Перевірка реактора РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ

Розраховані дані	Умова вибору	Паспортні дані
		Реактор РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ
$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)}$	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 (кВ)
$I_{\text{норм}} = 1277 \text{ (А)}$ $I_{\text{утяж}} = 1559 \text{ (А)}$	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$	1600(А)
$i_y = 45.489 \text{ (кА)}$	$i_y \leq I_{\text{пр.скв}}$	49 (кА)
$B_k = 1409 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$	2980(кА ² · с)
$U_{\text{зал\%}} = 71.425 (\%)$ $\Delta U_{p\%} = 3.3 (\%)$	$U_{\text{зал\%}} \geq 65 (\%) \dots 70 (\%)$ $\Delta U_{p\%} \leq 5 (\%) \dots 6(\%)$	-

З таблиці видно, що реактор РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ проходять по всім умовам.

2.2.2. Вибір вимикача та роз'єднувача на лінії місцевого навантаження

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{4.42}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 421 \text{ (А)}$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		51

$$I_{\text{утяж}} = 1.05 \cdot \frac{P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{4.42}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 442 \text{ (A)}$$

Для заданих значень струму та напруги за делегідь вибираємо:

Елегазовий вимикач VF12.08.31

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Номінальний струм відключення, кА	31.5
Нормована наявність аперіодичної складової, %	40
Струм електродинамічної стійкості, кА	80
Струм термічної стійкості, кА	31.5
Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	3
Власний час відключення, с	0.06
Повний час відключення, с	0.08

Роз'єднувач РВ – 10/630 УЗ

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Граничний наскрізний струм (гол. ножі), кА	52
Струм термічної стійкості (гол. ножі), кА	20
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол. ножі), с	4

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.3), для $\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.08 + 5 = 5.08 \text{ с.}$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		52

Перевіряємо вибране обладнання

Вимикач:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{утяж}} = 442 \text{ (A)} \leq I_{\text{ном}} = 630 \text{ (A)}$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 16.495 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 31.5 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{по}} = 16.495 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 31.5 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ат}} = 2.855 \text{ (кА)} \leq I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 40 = 17.819 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 16.495 + 2.855 = 26.182 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 31.5 \cdot (1 + 0.4) = 62.367 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 45.489 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{i_{\text{т}}} \cdot 100\% = \frac{2.855}{26.182} \cdot 100\% = 10.9\% \leq \beta_{\text{ном}} = 40\%$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$,

де $B_{\text{к}} \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_{\text{а}})$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		53

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} \text{ — час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 31.5^2 \cdot 5 = 4961 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 16.495^2 \cdot (5.08 + 0.1) = 1409 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a) \text{ — умова виконується}$$

Таблиця 2.5 - Перевірка вимикача та роз'єднувача

Розраховані дані	Умова вибору	Паспортні дані	
		Вимикач	Роз'єднувач
		VF12.08.31	РВ – 10/630 УЗ
$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)}$	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 (кВ)	10 (кВ)
$I_{\text{норм}} = 319 \text{ (А)}$ $I_{\text{утяж}} = 335 \text{ (А)}$	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$	630 (А)	630 (А)
$I_{\text{пт}} = 16.495 \text{ (кА)}$ $i_{\text{ат}} = 2.855 \text{ (кА)}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{ном.вимк.}}$ $i_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$	31.5 (кА) 17.819 (кА)	- -
$I_{\text{по}} = 16.495 \text{ (кА)}$ $i_y = 45.489 \text{ (кА)}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}}$ $i_y \leq I_{\text{пр.скв}}$	31.5 (кА) 80 (кА)	52 (кА) - гол.ножі
$\beta = 10.9 \text{ (\%)}$	$\beta \leq \beta_{\text{ном}}$	40(%)	-

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		54

$B_K = 1.409 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_K \leq I_t^2 \cdot t_t$	4961 (кА ² · с)	1600 (кА ² · с) -ГОЛ. ножі
---	----------------------------	----------------------------	--

З таблиці видно, щовимикач VF12.08.31 та роз'єднувач РВ – 10/630 УЗ проходять по всім умовам.

2.3. Вибір вимикачів та роз'єднувачівна ГРП 10.5 кВ, РП 110 кВ та РП 330 кВ

2.3.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачівна ГРП 10.5 кВ

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.8} = 4330 \text{ (А)}$$

Розрахунковий струм режиму, щообтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = 1.05 \cdot \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.8} = 4547 \text{ (А)}$$

Для заданих значень струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Вакуумний вимикач ВВГ-10-5000-63 У1

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	5000
Номінальний струм відключення, кА	80
Нормована наявність аперіодичної складової, %	50
Струм електродинамічної стійкості, кА	161
Струм термічної стійкості, кА	63
Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	3
Власний час відключення, с	0.05

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		55

Повний час відключення, с	0.08
---------------------------	------

Роз'єднувач РВРЗ - 1 – 10/6300УЗ

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	6300
Граничний наскрізний струм (гол. ножі), кА	180
Струм термічної стійкості (гол. ножі), кА	71
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі), с	4
Граничний наскрізний струм (зезем. ножі), кА	180
Струм термічної стійкості (зезем. ножі), кА	71
Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі), с	1

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.4), для $\tau = t_{с.в} + t_{зmin} = 0.05 + 0.01 = 0.06$ с.

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 10 \text{ (кВ)}$$

- за тривалимробочимструмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 1.1 \cdot I_{роб.} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{уст} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{54}{0.8 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 4287 \text{ (А)} \text{ (2.33)}$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалимробочимструмом максимального режиму:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		56

$$I_{\text{трив.макс}} = 4287 \text{ (A)} \leq I_{\text{ном}} = 5000 \text{ (A)}$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 51.503 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 80 \text{ (кА)}$$

Перевіримо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{по}} = 51.503 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 80 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ат}} = 54.067 \text{ (кА)} \leq I_{\alpha \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.5 \cdot 80 = 56.569 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 51.503 + 54.067 = 126.903 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 80 \cdot (1 + 0.5) = 169.706 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 142.031 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{i_{\text{т}}} \cdot 100\% = \frac{54.067}{126.903} \cdot 100\% = 42.6 \text{ (\%)} \leq \beta_{\text{ном}} = 50 \text{ (\%)}$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$,

де $B_{\text{к}} \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_{\text{а}})$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} - \text{час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3 = 11910 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		57

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 71^2 \cdot 4 = 20160 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 71^2 \cdot 1 = 5041 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 51.503^2 \cdot (0.06 + 0.02) = 212.205 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a) \text{ - умова виконується}$$

Таблиця 3.4 - Перевірка вимикача та роз'єднувача

Розраховані дані	Умова вибору	Паспортні дані	
		Вимикач	Роз'єднувач
		ВВГ– 10 – 5000 – 63У1	РВРЗ – 1 – 10/6300У3
$U_{вст} = 10 \text{ (кВ)}$	$U_{вст} \leq U_{ном}$	10 (кВ)	10 (кВ)
$I_{норм} = 4330 \text{ (А)}$ $I_{утяж} = 4547 \text{ (А)}$ $I_{трив.макс} = 4287 \text{ (А)}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$	5000 (А)	6300 (А)
$I_{пт} = 51.503 \text{ (кА)}$ $i_{ат} = 54.067 \text{ (кА)}$ $I_{по} = 51.503 \text{ (кА)}$ $i_y = 142.031 \text{ (кА)}$	$I_{по} \leq I_{пр.скв}^{по}$ $i_y \leq I_{пр.скв}$	80(кА) 161 (кА)	180 (кА) гол. та зезем ножі

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		58

$\beta = 42.6 (\%)$	$\beta \leq \beta_{\text{ном}}$	50 (%)	-
$B_K = 212.205 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$	$B_K \leq I_t^2 \cdot t_t$	11910 ($\text{кА}^2 \cdot \text{с}$)	20160 ($\text{кА}^2 \cdot \text{с}$)- гол. ножі 5041 ($\text{кА}^2 \cdot \text{с}$)- зазем. ножі

З таблиці видно, щовимикач ВВГ-10-5000-63 У1та роз'єднувачРВРЗ - 1 – 10/6300У3проходять по всімумовам.

2.3.2. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ВРП-110 кВ

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.ат}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2008 (\text{А})$$

Для заданихзначень струму та напругузаделегідь вибираємо:

ЕлегазовийвимикачLTV – 145

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, А	2500
Номінальний струм відключення, кА	40
Нормована наявність аперіодичної складової, %	52
Струм електродинамічної стійкості, кА	102
Струм термічної стійкості, кА	40
Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	3
Власний час відключення, с	0.022

Роз'єднувач РНДЗ,1 – 110/3200У1

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		59

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, А	3200
Граничний наскрізний струм (гол. ножі), кА	125
Струм термічної стійкості (гол. ножі), кА	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі), с	4
Граничний наскрізний струм (зезем. ножі), кА	125
Струм термічної стійкості (зезем. ножі), кА	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі), с	1

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.5), для $\tau = t_{c.v} + t_{zmin} = 0.04 + 0.01 = 0.05$ с.

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 110 \text{ (кВ)}$$

- за тривалимробочимструмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 1.1 \cdot I_{роб.} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{уст} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{90}{0.8 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 650 \text{ (А)}$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалимробочимструмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 650 \text{ (А)} \leq I_{ном} = 2500 \text{ (А)}$$

- за напругою установки:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		60

$$U_{\text{вст}} = 110 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 110 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 6.186 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 40 \text{ (кА)}$$

Перевіримо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{по}} = 6.186 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 40 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ат}} = 8.966 \text{ (кА)} \leq I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.52 \cdot 40 = 29.416 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 6.186 + 8.966 = 17.714 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0.52) = 85.984 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 17.059 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{i_{\text{т}}} \cdot 100\% = \frac{8.966}{17.714} \cdot 100\% = 50.6 (\%) \leq \beta_{\text{ном}} = 52 (\%)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$,

де $B_{\text{к}} \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_{\text{а}})$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} - \text{час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_{\text{к}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 4 = 10000 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		61

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 6.186^2 \cdot (0.05 + 0.04) = 3.444 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a) \text{ - умова виконується}$$

Таблиця 2.6 - Перевірка вимикача та роз'єднувача

Розраховані дані	Умова вибору	Паспортні дані	
		Вимикач ЛТВ – 145	Роз'єднувач РНДЗ,1 – 110/3200У1
$U_{вст} = 110 \text{ (кВ)}$	$U_{вст} \leq U_{ном}$	110 (кВ)	110 (кВ)
$I_{ном} = 2008 \text{ (А)}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$	2500 (А)	3200 (А)
$I_{пт} = 6.186 \text{ (кА)}$	$I_{пт} \leq I_{ном.вимк.}$	40(кА)	-
$i_{ат} = 8.966 \text{ (кА)}$	$i_{ат} \leq I_{а ном}$	29.416(кА)	-
$I_{по} = 6.186 \text{ (кА)}$	$I_{по} \leq I_{пр.скв}^{по}$	40(кА)	125 (кА)
$i_y = 17.059 \text{ (кА)}$	$i_y \leq I_{пр.скв}$	102(кА)	гол. та зезем ножі
$\beta = 50.6 \text{ (\%)}$	$\beta \leq \beta_{ном}$	52 (%)	-

Продовження табл. 2.6

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		62

$B_K = 3.444 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_K \leq I_t^2 \cdot t_t$	4800 (кА ² · с)	10000 (кА ² · с)- гол. ножі 2500 (кА ² · с)- зазем. ножі
---	----------------------------	----------------------------	---

З таблиці видно, що вимикач LTV – 145 та роз'єднувач РНД3,1 – 110/3200У1 проходять по всім умовам.

Висновки до другого розділу:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		63

В даному розділі дипломного проекту було розроблено розрахункову схему ТЕЦ та проведений розрахунок струмів КЗ для наступних вузлів станції: ГРП – 10,5 кВ, ВРП – 110 кВ, ВРП – 330 кВ.

На ГРП – 10,5 кВ був вибраний вакуумний вимикач ВГГ-10/63-5000 УЗ та роз'єднувач внутрішньої установки роз'єднувач РВРЗ - 1 – 10/6300 УЗ

. Для блочного генератора Г4 потужністю 100 МВт були вибрані елегазові вимикачі HECS – 100R та роз'єднувач внутрішньої установки РВРЗ-1-20/8000 УЗ. Для блочного генератора Г5 потужністю 300 МВт був вибраний повітряний вимикач ВВГ-20-160/12500 УЗ та роз'єднувач внутрішньої установки РВРЗ-1-20/12500 УЗ. На ВРП – 110 кВ був вибраний елегазовий вимикач ЛТВ – 145 та роз'єднувач зовнішньої установки РНДЗ,1 – 110/1000 У1

Вибране обладнання відповідає всім вимогам та проходить по всім умовам перевірки.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		64

Розділ 3

Управління режимом роботи теплоелектро-
централі при небалансі активної потужності
в енергосистемі

					141.ЕТ-п8101.001.ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Управління режимом роботи теплоелектроцентральної потужності 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі. Розділ 3	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розроб.		Громадський М.М.							
Перевір.		Гаєвська Г.М.					65	92	
						«КПІ ім. Ігоря Сікорського» Каф. ВДЕ гр. ЕТ-п81			
Н. Контр.		Матесенко Ю.П.							
Затв.		Будько В.І.							

3.1 Сучасне регулювання режимів роботи теплових електростанцій по активній потужності

Регулювання режиму по активній потужності забезпечується регулюванням потужності генераторів електростанцій відповідно до планових і позапланових навантажень. Графік навантаження енергосистеми в сучасних умовах може прогнозуватися з досить великою точністю. Відхилення прогнозованих навантажень від фактичних не перевищує декількох відсотків.

Для підтримки частоти і інших режимних параметрів, зокрема перетоків потужності, що змінюються через відхилення фактичних навантажень від планових, здійснюється регулювання позапланових навантажень, шляхом відповідного впливу на потужність виділених для регулювання електростанцій.

Порушення балансу активної потужності в енергосистемі призводить до зміни частоти, регулятори змінюють положення регулюючих органів турбіни. При зниженні частоти автоматичний регулятор частоти обертання турбіни (АР-ЧО) діє на збільшення впуску енергоносія і навпаки. Це в свою чергу викликає відповідну зміну потужності агрегату. Регулятори частоти обертання турбін прийнято називати також первинними регуляторами частоти.

Первинна регулююча потужність енергосистеми - це зміна балансу потужності через зміни потужності електростанцій і споживачів при зміні частоти.

Первинна регулююча потужність електростанції - це зміна її потужності, викликане зміною частоти, під впливом системи автоматичного регулювання турбін.

Первинна регулююча потужність споживачів - це зміна потужності навантаження енергосистеми при зміні частоти.

Кількісно зміна потужності навантаження при зміні частоти визначається коефіцієнтом регулюючого ефекту активної потужності споживачів енергосистеми за частотою. Знаки первинної регулюючої потужності електростанцій і споживачів протилежні.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		66

При підвищенні частоти потужність електростанцій зменшується (первинна регулююча потужність - негативна), а потужність споживачів збільшується (первинна регулююча потужність - позитивна). При зниженні частоти має місце зворотна картина. Так як крутизна зміни потужності електростанцій, як правило, вище, ніж у навантаження, то в цілому первинна регулююча потужність енергосистеми негативна при підвищенні частоти, тобто проявляється в зниженні генерується і навпаки.

Кількісно ефект прояви первинної регулюючої потужності визначається коефіцієнтом крутизни статичної частотної характеристики енергосистеми (K_f).

Відповідно до введених поняттям первинної регулюючої потужності під первинним регулюванням частоти розуміється процес мобілізації первинної регулюючої потужності електростанцій і енергосистем при виникненні небалансу потужності, що закінчується встановленням балансу потужності при новій частоті. При цьому мобілізована в енергосистемі первинна регулююча потужність компенсує небаланс, що виникає.

Значення усталеного відхилення частоти залежить від величини і знака небалансу потужності і ефективності первинного регулювання, а саме від наявності резервів первинного регулювання і технічного стану регуляторів турбін.

Первинне регулювання, володіючи великою швидкістю, забезпечує стабільність частоти, обмежуючи значення її відхилень в нормальних умовах. Первинне регулювання також сприяє утриманню частоти в безпечних межах при різких, в тому числі аварійних змін балансу потужності як в енергосистемі в цілому, так і в відокремлених її частинах.

Ефективність первинного регулювання частоти забезпечується:

- загальним первинним регулюванням (ЗПР), що здійснюється всіма електростанціями в міру наявних можливостей. Характеристики регуляторів частоти обертання турбін повинні відповідати всім нормам і підтримуватися системами

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		67

регулювання продуктивності котлів, реакторів АЕС(отрім ТЕЦ що працюють в тепловому режимі).

- нормованим первинним регулюванням (НПР), під яким розуміється організована частина первинного регулювання, що здійснюється виділеними електростанціями нормованого первинного регулювання, на яких розміщені первинні резерви і забезпечено їх ефективне використання.

3.2 Первинне регулювання активної потужності

Для участі в первинному регулюванні необхідний резерв первинного регулювання, під яким розуміється максимальне значення первинної регулюючої потужності, яке може видати турбоагрегат, електростанція, енергосистема при зниженні частоти (резерв на завантаження), або підвищенні частоти (резерв на розвантаження).

Резерв первинного регулювання витрачається при відхиленні частоти і знову відновлюється при її відновленні. Для ілюстрації процесу первинного регулювання частоти розглянемо приклад простий енергосистеми, що складається з трьох частин А, Б і В (рис. 3.1).

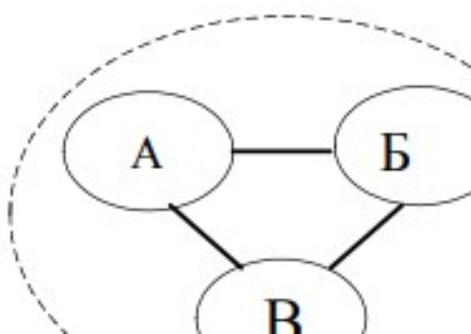


Рис. 3.1 – Енергосистема, що складається з трьох частин

Сумарні потужності кожної частини і коефіцієнти крутизни частотної характеристики відповідно рівні

$$P_A, P_B, P_R, K_{fA}, K_{fB}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		68

Також приймемо, що немає обмежень за перетоками потужності по лініях, що зв'язує частини А, Б і В. При виникненні в енергосистемі небалансу потужності $P_{нб}$ зміна частоти визначиться середньозваженими коефіцієнтом крутизни частотної характеристики енергосистеми, який при наявності достатнього резерву первинної регулюючої потужності в частинах А, Б і В, буде дорівнювати

$$K'_f = \frac{K_{fA}P_A + K_{fB}P_B + K_{fC}P_C}{P_A + P_B + P_C}$$

Зміна частоти буде дорівнювати

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{нб} f_{ном}}{(P_A + P_B + P_C)}$$

Небаланс, що виникає напочатку, після закінчення процесу первинного регулювання буде скомпенсований змінами потужності всіх частин енергосистеми, рівними

$$\Delta P_A = \frac{\Delta f}{f_{ном}} K_{fA}$$

$$\Delta P_B = \frac{\Delta f}{f_{ном}} K_{fB}$$

$$\Delta P_C = \frac{\Delta f}{f_{ном}} K_{fC}$$

Це також проілюстроване графічно на рис. 3.2.

Участь частин енергосистеми (зміна їх потужності) в первинному регулюванні, при інших рівних умовах, пропорційна коефіцієнтам крутизни їх статичних частотних характеристик.

У свою чергу коефіцієнти K_{fA} , K_{fB} , K_{fC} при інших рівних умовах залежать від настройки і технічного стану систем регулювання енергоблоків теплових електростанцій.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		69

Якщо в процесі первинного регулювання буде вичерпаний резерв первинної регулюючої потужності в одній з частин, наприклад в частині Б, то з цього моменту коефіцієнт крутизни частотної характеристики всієї енергосистеми зменшується.

Нове значення коефіцієнта крутизни дорівнюватиме

$$K_f'' = \frac{K_{fA}P_A + K_f}{P_A + P_B}$$

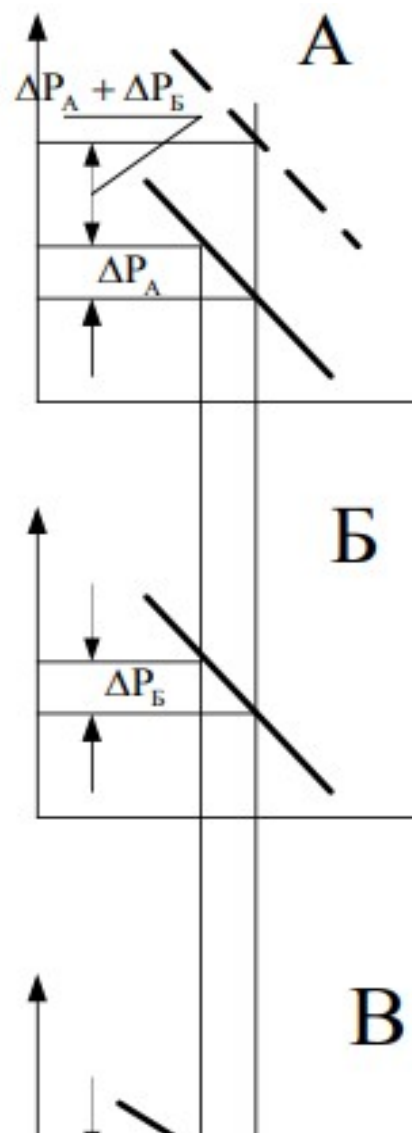


Рис. 3.2 – Графічна інтерпретація участі частин енергосистеми (зміна їх потужності) в первинному регулюванні

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		70

Зміна частоти до моменту вичерпання резерву первинної потужності частини Б дорівнюватиме

$$\Delta f'_1 = \frac{\Delta P_{\text{Брез}}}{P} K_{f\text{Б}}$$

При цьому в частинах А і В буде реалізована первинна регулююча потужність

$$\Delta P'_{A1} = \Delta f'_1 K_{fA1}$$

$$\Delta P' = \Delta f' K$$

Небаланс, що залишився не компенсованим напочатку рівний

$$\Delta P''_{\text{неб}} = \Delta P_{\text{неб}} - \Delta P_{\text{Брез}} - P'_A$$

Це викликає подальшу зміну частоти

$$\Delta f'' = \frac{\Delta P''_{\text{неб}} f_{\text{ном}}}{(P_A + P_{\text{Г}} + P_{\text{В}})}$$

Частини А і В, в яких не вичерпаний резерв первинної регулюючої потужності, візьмуть на себе додаткове зміна потужності

$$\Delta P''_A = \Delta f'' K_{fA1}$$

$$\Delta P'' = \Delta f'' K$$

Графічне пояснення участі в первинному регулюванні частин А, Б і В при вичерпанні резерву первинної регулюючої потужності в частині Б показано на рис. 3.3.

Очевидно, що в цьому випадку зміна частоти і зміна потужності частин А і В після закінчення процесу первинного регулювання буде більше, ніж у випадку,

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

коли не вичерпується резерв первинної регулюючої потужності на всіх електростанціях.

На графіках рис. 3.2 і 3.3 наведено пояснення відновлення режиму по частоті і активної потужності за рахунок вторинного регулювання. При цьому ще раз підкреслимо, що тут розглядається простий випадок, коли відсутня необхідність одночасного регулювання перетоків. Припустимо, що електростанції, виділені для вторинного регулювання, розташовані в частині А. Після закінчення процесу вторинного регулювання результуюча статична частотна характеристика частини А зміщується в положення, що показано на рис. 3.2 і 3.3 пунктиром.

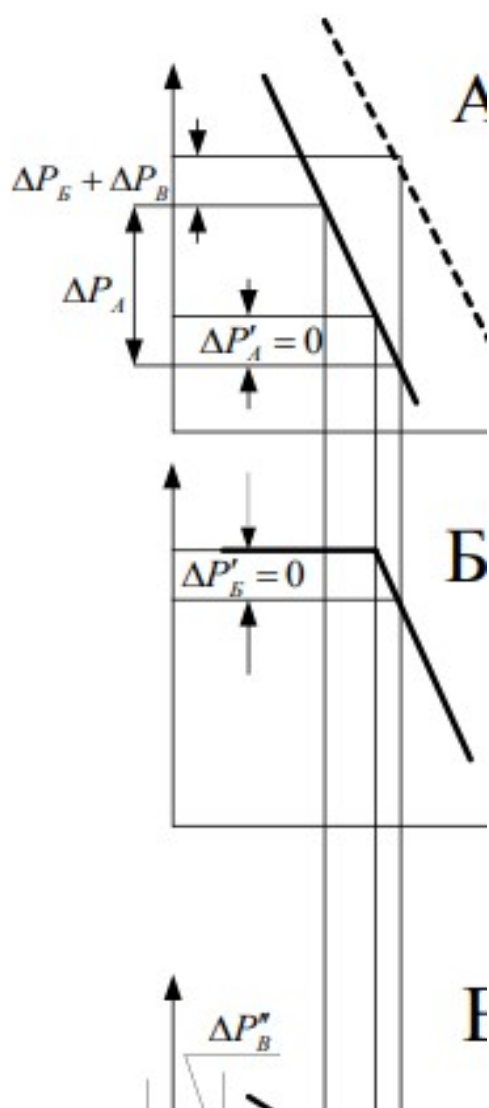


Рис. 3.3 Участь частин енергосистеми в первинному регулюванні при вичерпанні резерву первинної регулюючої потужності в частині Б

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		72

3.3 Вторинне регулювання активної потужності

Для відновлення режиму після стадії первинного регулювання здійснюється вторинне регулювання режиму, під яким розуміється процес використання вторинної регулюючої потужності (вторинного резерву) для відновлення частоти до нормально допустимих значень, для підтримки планових обмінів потужністю, ліквідації можливої перевантаження транзитних зв'язків і відновлення витрачених при дії первинного регулювання резервів первинної регулюючої потужності.

Вторинне регулювання може здійснюватися автоматично або оперативно вручну. під вторинною регулюючою потужністю розуміється значення зміни потужності електростанцій вторинного регулювання по команді диспетчера (оперативне регулювання) або систем автоматичного регулювання режиму по частоті і потокам потужності (систем АРЧО).

Збільшення потужності електростанцій відповідає видачі позитивної регулюючої потужності, зменшення - негативною вторинної регулюючої потужності (відповідно на завантаження і розвантаження електростанцій).

Резерв вторинного регулювання (вторинний резерв) - значення максимально можливої зміни потужності електростанцій вторинного регулювання по команді диспетчера або АРЧО на завантаження або розвантаження.

Третинне регулювання - оперативне регулювання потужності спеціально виділених електростанцій третинного регулювання в цілях відновлення втраченого резерву у міру його вичерпання, а також для здійснення оперативної корекції режиму в інших цілях.

У третинному регулюванні можуть брати участь окремі агрегати електростанцій вторинного регулювання, а також споживачі - регулятори.

Третинна регулююча потужність - значення зміни потужності електростанцій третинного регулювання, споживачів-регуляторів по команді диспетчера в процесі третинного регулювання. третинний резерв - значення максимально мож-

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		73

ливої оперативної зміни потужності електростанцій третинного регулювання в напрямку завантаження (резерв на завантаження) і розвантаження (резерв на розвантаження).

У третинний резерв на завантаження (розвантаження) включаються також споживачі-регулятори, готові відповідно знизити (підвищити) споживану потужність по команді диспетчера.

Вторинне регулювання частоти за сучасними вимогами повинно забезпечити підтримку середнього значення частоти в півгодинних інтервалах на номінальному рівні з відхиленням не більше $\pm 0,01$ Гц.

Для автономної енергосистеми (яка не має зв'язків з іншими системами) вторинне регулювання має виконувати функцію регулювання частоти з зазначеними вище вимогами. При цьому відповідна зміна вторинної регулюючої потужності на виділених для вторинного регулювання електростанціях здійснюється з заданими для них коефіцієнтами пайової участі.

Однак перетоки по деяким зв'язках між ОЕС і деяким внутрішнім зв'язках ОЕС можуть перевищити гранично допустиме значення. Тому в задачу вторинного регулювання входить також важливе завдання автоматичного обмеження перетоків (АОП).

Ще одним завданням, яке розв'язується вторинним регулюванням, є автоматичне регулювання перетоків (АРП) і, зокрема, підтримка заданого значення сальдо-перетікання при номінальній частоті і заданій потужності окремих електростанцій з необхідною точністю.

Загальний принцип регулювання частоти і сумарних обмінних перетікань потужності полягає в тому, що в кожній ОЕС регулювання частоти і потужності здійснюється шляхом формування системного параметра регулювання у вигляді

$$P_i = \Delta P_{Ci} + K_{\text{чи}} \Delta f$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		74

де ΔP_{Ci} - відхилення обмінного потоку потужності від заданого для цієї енергосистеми після стадії первинного регулювання,

Δf - відхилення частоти після стадії первинного регулювання,

K_{qi} - коефіцієнт регулювання по частоті.

Регулювання на основі цих параметрів називають регулюванням перетікання зі статизмом по частоті або регулюванням перетікання з корекцією по частоті.

Далі в системі регулювання формується регулюючий вплив (завдання) на зміну потужності електростанцій, виділених для вторинного регулювання в наступному вигляді

$$P_{Pi} = K_{\Pi} P_i + K_u \int$$

Постійна часу інтегрування визначається необхідною швидкістю АРП і маневреними характеристиками регулюючих електростанцій і приймається рівною 30-80 с.

Завдяки введенню інтегральної складової регулювання по параметру P_i є астатичним, тобто після закінчення процесу регулювання в кожній енергосистемі $P_i = 0$. Отже, для всього об'єднання справедлива така система рівнянь

$$\Delta P_{C1} + K_{q1} \Delta f =$$

$$\Delta P_{C2} + K_{q2} \Delta f =$$

...

$$\Delta P_{Ci} + K_{qi} \Delta f =$$

...

Для виявлення властивостей розглянутого методу регулювання слід врахувати, що всі виділені ОЕС взаємно пов'язані між собою, тому всі зміни перетоків входять в рівняння двічі, але з різними знаками.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

3.4. Організація участі ТЕЦ в регулюванні активної потужності

Система автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП) теплової електростанції виконує ряд функцій з регулювання режиму і захисту технологічного устаткування. Основні функції АРЧП, що мають принципове значення для завдання регулювання частоти і потужності полягають в наступному:

- забезпечення стійкого несення енергоблоком, заданого навантаження;
- забезпечення участі в первинному регулюванні частоти відповідно до встановлених вимог;
- автоматичну зміну потужності відповідно до міни завдань з метою автоматичного регулювання режиму енергосистеми. Зміна потужності повинна відбуватися з заданим темпом.

Управління режимом роботи агрегату по потужності здійснюється через механізм управління турбіною. Щоб робота блоку в режимі регулювання потужності не перешкоджала реакції регуляторів частоти обертання турбіни на зміну частоти (первинне регулювання), в систему регулювання потужності вводять частотний коректор, завдяки якому в цілому система регулювання має характеристику, показану на рис. 3.4.

Середня ділянка 1-2 характеристики відповідає горизонтальному діапазону допустимих відхилень частоти в нормальному режимі. На цій ділянці блок несе певну задану потужність. При зниженні або підвищенні частоти уставка регулятора потужності змінюється і стає залежною від частоти. Крутизна похилих ділянок 1-3 і 2-4 приймається відповідною статизму регуляторів частоти обертання турбін.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		76

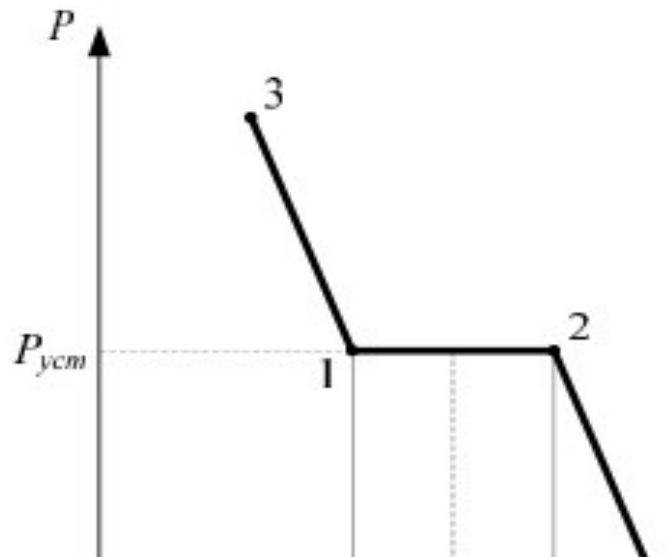


Рис. 3.4 - Характеристика системи регулювання потужності з частотним коректором

При зміні завдання по потужності парової турбіни або при зміні частоти, при якому працює регулятор частоти обертання, відбувається зміна відкриття регулюючих клапанів і відповідну зміну витрати пари. При цьому необхідно враховувати, що постійні часу елементів, що визначають роботу регулятора турбіни, значно менші, ніж постійна часу зміни продуктивності котлоагрегату.

$P_{в.о.}$

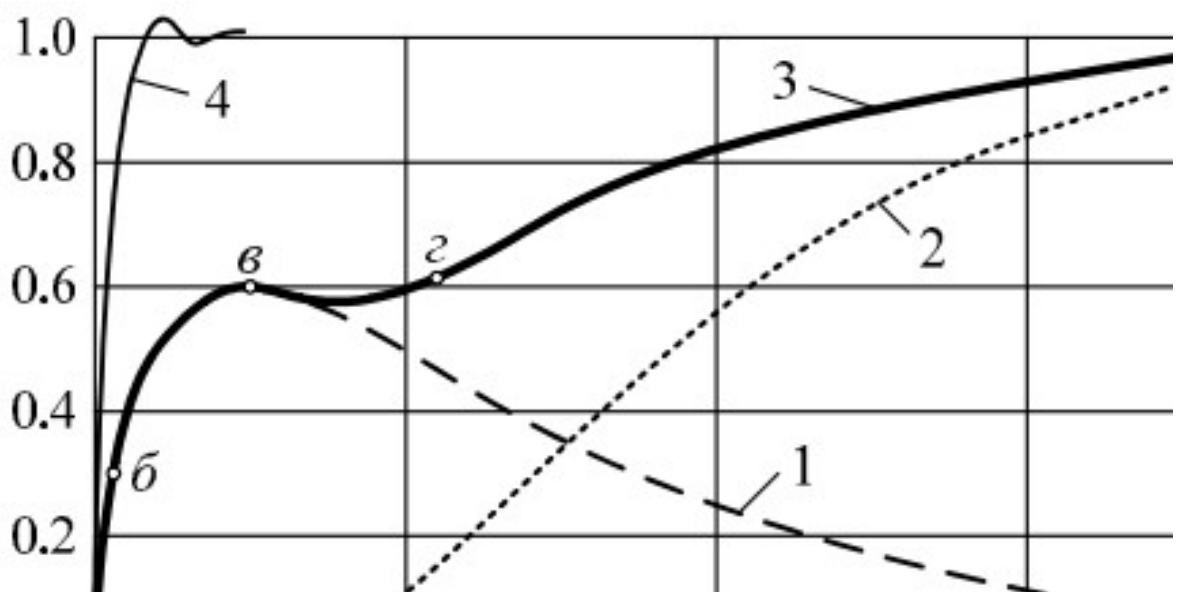


Рис.3.5 - . Зміна потужності енергоблоку при зниженні частоти. По осі ординат відкладено зміну потужності, віднесене до сталого зміни $P_{в.о.}$

Крива 3 - залежність потужності в повному обсязі завантаженого енергоблоку при швидкому зниженні частоти. Цю залежність можна представити як суму двох процесів: зміна потужності за рахунок акумульованої теплоти (крива 1); зміна потужності за рахунок зміни подачі палива (крива 2).

Для порівняння приведена крива 4, яка відображає можливий тільки теоретично процес зміни потужності в припущенні сталості тиску пара перед турбіною.

На кривій, що відображає зміну потужності турбіни (крива 3), можна виділити чотири характерні ділянки. 2. На ділянці а-б в результаті відкриття регулюючих клапанів дією АРЧВ потужність швидко зростає, за рахунок акумульованого тепла. 2. На ділянці б - в зміна потужності сповільнюється.

Процес близький до експоненті з постійною часу перегріву 2. На ділянці в-г вже починає проявляється підвищення продуктивності котельного агрегату і потужність практично залишається постійною.

Таким чином, зміна потужності турбіни відповідно до зміни положення регулюючих клапанів реалізується з запізненням і тільки при наявності відповідної системи регулювання продуктивності котельного агрегату. При вирішенні завдання вдосконалення первинного регулювання частоти відповідно до сучасних вимог слід мати на увазі, що по ряду причин можливі такі режими роботи системи регулювання котлоагрегатів, коли участь енергоблоку в первинному регулюванні частоти повністю або частково виключається.

Підвищення ефективності участі енергоблоків сучасних теплових електростанцій в первинному регулюванні частоти вирішується за допомогою систем регулювання, які прийнято називати головними регуляторами котла.

3.5 Статична стійкість синхронних генераторів

Усталений режим роботи енергосистеми є квазіусталеним, так як характеризується малими змінами перетоків активної і реактивної потужності, тазначень напруг і частоти. Таким чином, в енергосистемі постійно один усталений режим роботи переходить до іншого сталому режиму роботи.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		78

Малі зміни режиму роботи енергосистеми виникають внаслідок збільшення або зниження споживання електроустановок споживача. Малі обурення, викликають реакцію системи у вигляді коливань швидкості обертання роторів генераторів, які можуть бути наростаючими або затухаючими, коливальними або аперіодичними.

Характер одержуваних коливань визначає статичну стійкість даної системи. Статична стійкість перевіряється при перспективному і робочому проектуванні, розробці спеціальних пристроїв автоматичного регулювання (розрахунки і експерименти), введення в експлуатацію нових елементів системи, зміні умов експлуатації (об'єднання систем, введення нових електростанцій, проміжних підстанцій, ліній електропередачі).

Під поняттям статичної стійкості розуміють здатність енергосистеми відновлювати вихідний або близький до вихідного режим роботи енергосистеми після малого обурення або повільних змін параметрів режиму.

Статична стійкість є необхідною умовою існування сталого режиму роботи системи, але не визначає здатність системи продовжувати роботу при виникненні кінцевих збурень, наприклад, коротких замикань, включення або відключення ліній електропередачі.

Розрізняють два види порушень статичної стійкості: аперіодичний (сповзання) і коливальний (саморозкачування).

Статична аперіодична (сповзання) стійкість пов'язана зі зміною балансу активної потужності в енергосистемі (зміна різниці між електричною і механічною потужностями), що призводить до зростання кута δ , в результаті може статися випадання машини із синхронізму (порушення стійкості). Кут δ змінюється без коливань (аперіодично), спочатку повільно, а потім все швидше, як би сповзаючи (див. Рис. 3.6, а).

Статична періодична (коливальна) стійкість пов'язана з настройками автоматичних регуляторів збудження (АРВ) генераторів. АРВ повинні бути налаштовані таким чином, щоб виключити можливість саморозкачування системи в широкому діапазоні режимів роботи. Однак, при

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		79

деяких сполученнях ремонтів (схемно-режимної ситуації) і настройках регуляторів збудження можуть виникнути коливання в системі регулювання, що викликають наростаючі коливання кута δ аж до випадання машини з синхронізму. Це явище і називається саморозкачуванням (рис. 3.6, б).

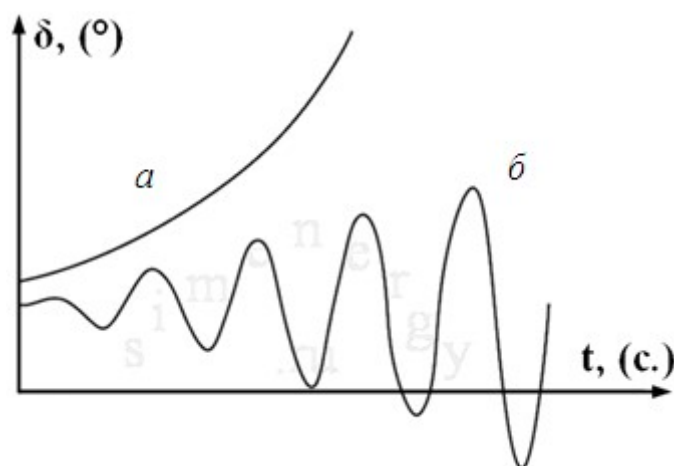


Рис.3.6. Характер зміни кута δ при порушенні статичної стійкості у вигляді сповзання (а) і саморозкачування (б)

3.6 Розрахунок режиму роботи ТЕЦ після первинного регулювання потужності без врахування регулюючого ефекту навантаження

Прийmemo наступні вихідні дані для розрахунку:

Номинальні потужності робочих агрегатів становлять:

$$P_{1ном} = 300 \text{ МВт}; P_{2ном} = 100 \text{ МВт}; P_{3ном} = 100 \text{ МВт}; P_{4ном} = 100 \text{ МВт}$$

Коефіцієнти статизму агрегатів наступні:

$$\sigma_1^* = 0.04 \text{ в.о.}; \sigma_2^* = 0.06 \text{ в.о.}; \sigma_3^* = 0.05 \text{ в.о.}; \sigma_4^* = 0.03 \text{ в.о.};$$

Зміна навантаження в системі:

$$\Delta P_n = 54 \text{ МВт}$$

Потужності вихідного режиму становлять:

$$P_1 = 270 \text{ МВт}; P_2 = 60 \text{ МВт}; P_3 = 70 \text{ МВт}; P_4 = 80 \text{ МВт}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Частота змінного струму вихідного режиму $f_1 = 50,01 \text{ Гц}$

Наявність АРП га агрегатах відповідна А1 (270 МВт), А3 (70 МВт).

Статичний коефіцієнт навантаження прийнято:

$$K_n = 1.9 + 3/20 = 2.05 \text{ (в.о.)}$$

Коефіцієнт резерву потужності відповідно:

$$\rho = 1.1 + 3/40 = 1.175 \text{ (в.о.)}$$

Для першого та третього агрегату з АРП передбачено, що потужність вихідного режиму дорівнюватиме заданій потужності, агрегат з наявним АРП не бере участь в регулюванні значень частоти в ОЕС.

Встановимо, яке значення потужності встановиться на агрегатах без АРП, якщо частота підвищиться до верхнього допустимого рівня, та зробимо оцінку, чи покриє це збільшення потужність даного заданого навантаження.

Визначимо найнижчу границю частоти:

$$f_{\text{доп.}} = f_{\text{ном}} - 0,1 = 50 - 0,1 = 49,9 \text{ Гц}$$

$$\Delta f_{\text{доп}}^* = \frac{f_{\text{доп.}} - f_1}{f_{\text{ном}}} = \frac{49,9 - 50,01}{50} = -0,0022 \text{ у.о.}$$

Запишемо характеристичне рівняння для статичної характеристики:

$$\Delta f_{\text{доп}}^* + \sigma_c^* \cdot \Delta P_c = 0$$

$$\sigma_c^* = \frac{\frac{P_{\text{ном}2}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{\text{ном}4}}{\sigma_4^*}}{\frac{P_{\text{ном}2}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{\text{ном}4}}{\sigma_4^*}} = \frac{\frac{100}{0,05} + \frac{100}{0,04}}{\frac{100}{0,05} + \frac{100}{0,04}} = 0,04 \text{ в.о.}$$

$$\Delta P_c^* = -\frac{\Delta f_{\text{доп}}^*}{\sigma_c^*} = -\frac{-0,0022}{0,04} = 0,055 \text{ в.о.}$$

Переведемо збільшення навантаження у іменовані одиниці:

$$\Delta P_c = \Delta P_c^* \cdot (P_{\text{ном}2} + P_{\text{ном}4}) = 0.055 \cdot (100 + 100) = 11 \text{ МВт.}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		81

Знайдемо потужність яку візьмуть на себе другий та четвертий агрегати після первинного регулювання до частоти 49,9 Гц.

$$\Delta P_2 = -\frac{\Delta f_{\text{доп}}^*}{\sigma_2^*} \cdot P_{\text{ном}2} = -\frac{-0,0022}{0,06} \cdot 100 = 3,667 \text{ в.о.}$$

$$\Delta P_4 = -\frac{\Delta f_{\text{доп}}^*}{\sigma_4^*} \cdot P_{\text{ном}4} = -\frac{-0,0022}{0,03} \cdot 100 = 7,333 \text{ в.о.}$$

Так як агрегати без АРП не зможуть покрити зміну навантаження в системі, $\Delta P_c = 11 \text{ MBm} < \Delta P_c = 56 \text{ MBm}$ то у нахиді навантаження будуть брати участь всі 4 агрегати.

Тоді коефіцієнт статизму для всіх чотирьох агрегатів буде дорівнювати:

$$\sigma_c'^* = \frac{\sum_{i=1}^4 P_{i\text{ном}}}{\sum_{i=1}^4 \frac{P_{i\text{ном}}}{\sigma_i^*}} = \frac{P_{1\text{ном}} + P_{2\text{ном}} + P_{3\text{ном}} + P_{4\text{ном}}}{\frac{P_{1\text{ном}}}{\sigma_1^*} + \frac{P_{2\text{ном}}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{3\text{ном}}}{\sigma_3^*} + \frac{P_{4\text{ном}}}{\sigma_4^*}} = \frac{300 + 100 + 100 + 100}{\frac{300}{0,04} + \frac{100}{0,06} + \frac{100}{0,05} + \frac{100}{0,03}} = 0,041 \text{ в.о.}$$

Запишемо відоме рівняння статичної характеристики:

$$\Delta f''^* + \sigma_c''^* \cdot \Delta P_c''^* = 0, \text{ де}$$

$$\Delta f''^* = \frac{f_2 - f_{\text{доп}}}{f_{\text{ном}}}$$

Розрахуємо отримане збільшення навантаження у відносних одиницях при роботі всіх чотирьох агрегатів:

$$\Delta P_c''^* = \frac{\Delta P_n - \Delta P_c}{P_{1\text{ном}} + P_{2\text{ном}} + P_{3\text{ном}} + P_{4\text{ном}}} = \frac{54 - 11}{300 + 100 + 100 + 100} = 0,075 \text{ в.о.}$$

Визначимо частоту f_2 :

$$f_2 = f_{\text{доп}} - f_{\text{ном}} \cdot \sigma_c''^* \cdot \Delta P_c''^* = 49,9 - 50 \cdot 0,041 \cdot 0,075 = 49,745 \text{ Гц}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		82

$$\Delta f^* = \frac{f_2 - f_{\text{доп}}}{f_{\text{ном}}} = \frac{49.745 - 49.9}{50} = -0.003103 \text{ в.о.}$$

Визначимо зміну потужності для кожного з агрегатів:

$$\Delta P''_1 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_1^*} \cdot P_{\text{ном}} = -\frac{-0.003103}{0,04} \cdot 300 = 23,276 (MBm),$$

$$\Delta P''_2 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_2^*} \cdot P_{\text{ном}} = -\frac{-0.003103}{0,06} \cdot 100 = 5,172 (MBm),$$

$$\Delta P''_3 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_3^*} \cdot P_{\text{ном}} = -\frac{-0.003103}{0,05} \cdot 100 = 6,207 (MBm).$$

$$\Delta P''_4 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_4^*} \cdot P_{\text{ном}} = -\frac{-0.003103}{0,03} \cdot 100 = 10,345 (MBm).$$

Перевірка:

$$\varepsilon = \frac{\Delta P_H - (\Delta P''_1 + \Delta P''_2 + \Delta P''_3 + \Delta P''_4 + \Delta P_c)}{\Delta P_H} = \frac{56 - (11 + 23,276 + 5,172 + 6,207 + 10,345)}{56} = 0 (\text{в.о.})$$

Похибка складає 0%.

Відповідно потужність агрегатів буде дорівнювати:

$$P_{1-2} = P_{1-1} + \Delta P''_1 = 270 + 23,276 = 293,276 (MBm);$$

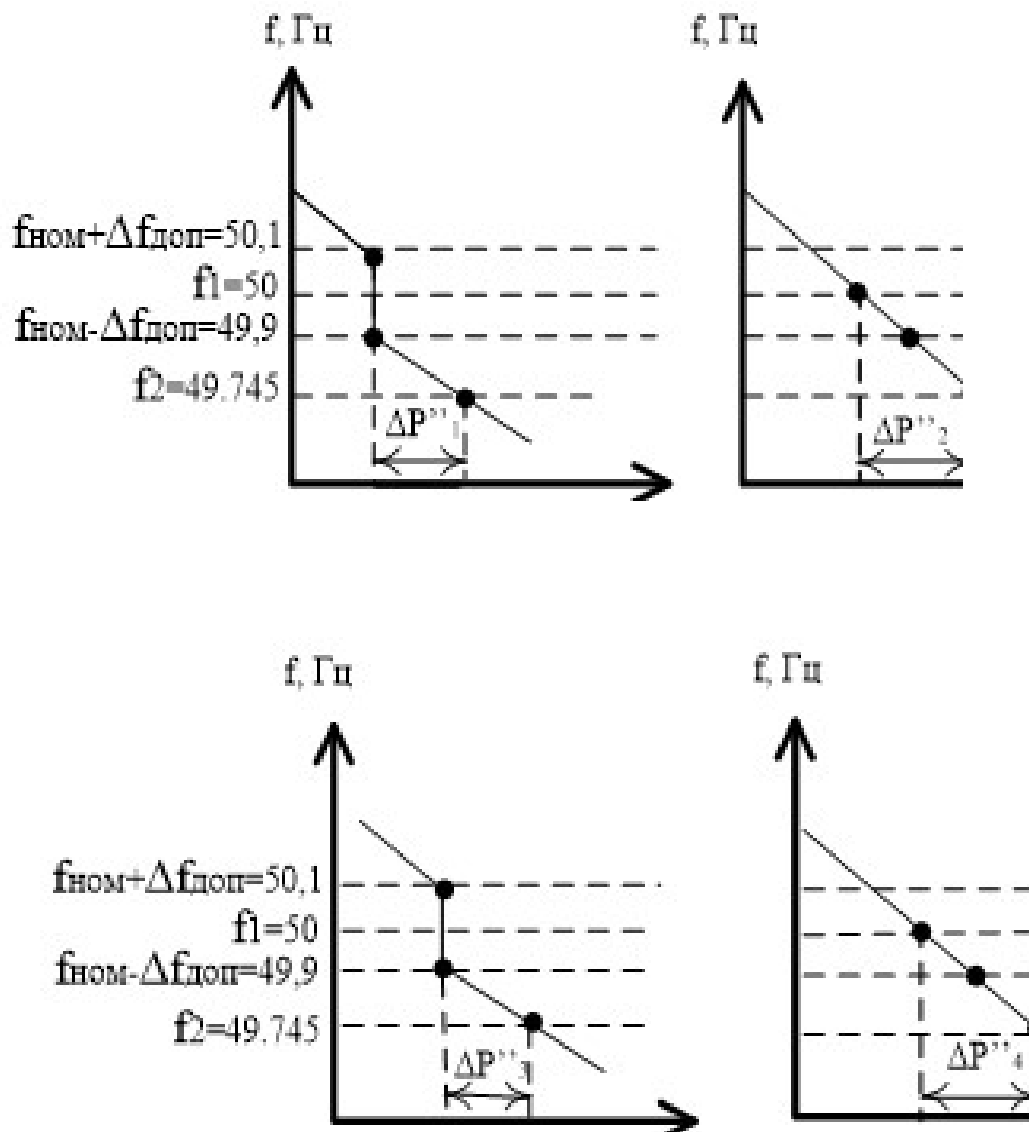
$$P_{2-2} = P_{2-1} + \Delta P''_2 + \Delta P_2 = 60 + 5,172 + 3,667 = 68,839 (MBm);$$

$$P_{3-2} = P_{3-1} + \Delta P''_3 = 70 + 6,207 = 76,207 (MBm);$$

$$P_{4-2} = P_{4-1} + \Delta P''_4 + \Delta P_4 = 80 + 10,345 + 7,333 = 97,678 (MBm);$$

Графічна інтерпретація отриманих значень:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		83



При використанні простого способу регулювання, коли два робочих агрегати покривають все необхідне навантаження можлива ситуація, що при такій зміні навантаження може бути порушена як статична, так і динамічна стійкість.

Що стосується зміни потужності агрегатів, то після змін навантаження вихідного режиму та наступного її регулювання, виникає ситуація коли більшу потужність на себе бере агрегат з наявним найменшим коефіцієнтом статизму.

3.7 Розрахунок потужностей генераторів та частоти в системі після змін навантаження та подальшого первинного регулювання з урахуванням регулюючих ефектів навантаження

Зміна навантаження $\Delta P_{\text{н}} = 56$ (MW).

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		84

При врахуванні регулюючого ефекту навантаження, формула для розрахунку для статичної характеристики енергосистеми має такий вигляд:

$$\Delta f^* + \frac{\sigma_c^* \cdot \rho}{\rho + K_n \cdot \sigma_c^*} \cdot \Delta P_c^* = 0$$

$$\sigma_c^* = \frac{2 \cdot P_{ном}}{\frac{P_{ном}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{ном}}{\sigma_4^*}} = \frac{2 \cdot 100}{\frac{100}{0,06} + \frac{100}{0,03}} = 0,04 \text{ в.о.}$$

$$\sigma_{срен}^* = \frac{\sigma_c^* \cdot \rho}{\rho + K_n \cdot \sigma_c^*} = \frac{0,04 \cdot 1,175}{1,175 + 2,05 \cdot 0,04} = 0,037 \text{ в.о.}$$

Знайдемо зміну навантаження після первинного регулювання до частоти 49,9 Гц (з РЕН):

$$\Delta P_c^* = -\frac{\Delta f_{дон}^*}{\sigma_{срен}^*} = -\frac{-0,0022}{0,037} = 0,059 \text{ в.о.}$$

$$\Delta P_c = \Delta P_c^* \cdot 2 \cdot P_{ном} = 0,037 \cdot 2 \cdot 100 = 11,768 \text{ МВт.}$$

Навантаження взяв на себе кожен агрегат:

$$\Delta P'_2 = -\frac{\Delta f_{дон}^*}{\sigma_2^*} \cdot P_{ном} = -\frac{-0,0022}{0,06} \cdot 100 = 3,667 \text{ в.о.}$$

$$\Delta P'_4 = -\frac{\Delta f_{дон}^*}{\sigma_4^*} \cdot P_{ном} = -\frac{-0,0022}{0,03} \cdot 100 = 7,333 \text{ в.о.}$$

Зміна по потужності регулюючим ефектом навантаження:

$$\Delta P_{РЕН}^* = k_n^* \cdot \Delta f^* = 2,05 \cdot (-0,0022) = -0,00451 \text{ в.о.}$$

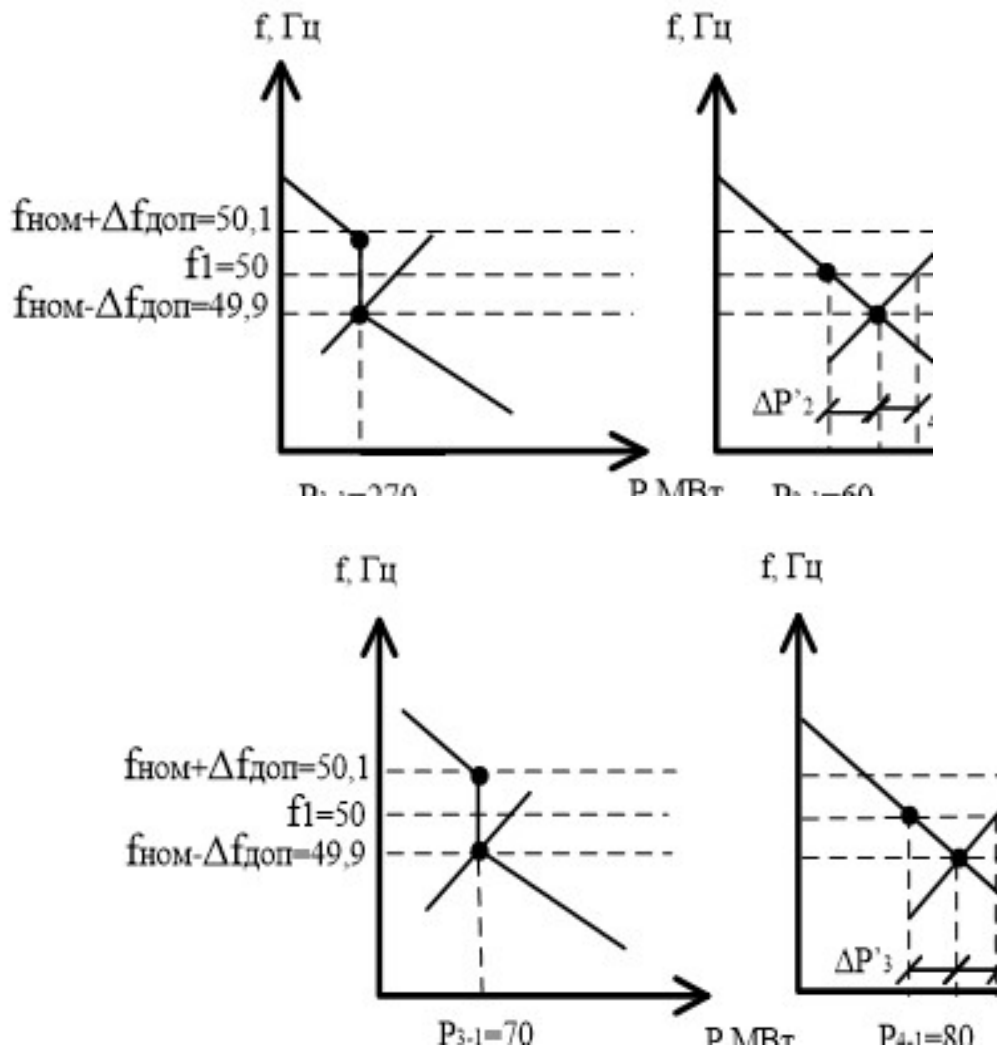
$$\sum P_{нав.} = \frac{\sum P_{ген.}}{\rho} = \frac{2 \cdot 100}{1,175} = 170,213 \text{ (МВт)}$$

Отримане в іменованих одиницях:

$$\Delta P'_{РЕН} = \Delta P_{РЕН}^* \cdot \sum P_{нав.} = -0,00451 \cdot 170,213 = -0,768 \text{ (МВт).}$$

Графічна інтерпретація результатів:

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



Так як, $\Delta P_c = 11,768 \text{ МВт} < \Delta P_H = 56 \text{ МВт}$ в первинному регулюванні будуть приймати участь всі наявні чотири агрегати.

Далі знайдемо частоту при якій навантаження зміниться на необхідне нам 56 МВт:

$$\sigma_c'^* = \frac{\sum_{i=1}^3 P_{iном}}{\sum_{i=1}^3 \frac{P_{iном}}{\sigma_i^*}} = \frac{\frac{P_{1ном}}{\sigma_1^*} + \frac{P_{2ном}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{3ном}}{\sigma_3^*} + \frac{P_{4ном}}{\sigma_4^*}}{\frac{P_{1ном}}{\sigma_1^*} + \frac{P_{2ном}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{3ном}}{\sigma_3^*} + \frac{P_{4ном}}{\sigma_4^*}} = \frac{\frac{300}{0,04} + \frac{100}{0,06} + \frac{100}{0,05} + \frac{100}{0,03}}{\frac{300}{0,04} + \frac{100}{0,06} + \frac{100}{0,05} + \frac{100}{0,03}} = 0,041 \text{ в.о.}$$

$$\sigma_{срен}^* = \frac{\sigma_c'^* \cdot \rho}{\rho + K_H \cdot \sigma_c'^*} = \frac{0,041 \cdot 1,175}{1,175 + 2,05 \cdot 0,041} = 0,039 \text{ в.о.}$$

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		86

$$f_2 = f_{\text{доп}} - f_{\text{ном}} \cdot \sigma_{\text{сРЕН}}^* \cdot \frac{\Delta P_{\text{н}} - \Delta P_{\text{с}}}{P_{1\text{ном}} + P_{2\text{ном}} + P_{3\text{ном}} + P_{4\text{ном}}} = 49.9 - 50 \cdot 0.039 \cdot \frac{56 - 11.768}{300 + 100 + 100 + 100} = 49.758 \text{ Гц}$$

Знайдемо відхилення по частоті у відносних одиницях:

$$\Delta f^* = \frac{(f_2 - f_{\text{доп}})}{f_{\text{ном}}} = \frac{49.758 - 49.9}{50} = -0.002845$$

Визначимо зміну потужності для кожного робочого агрегату:

$$\Delta P_1 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_1^*} \cdot P_{\text{ном}} = -\frac{-0.002845}{0.04} \cdot 300 = 21.338 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_2 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_2^*} \cdot P_{\text{ном}} = -\frac{-0.002845}{0.06} \cdot 100 = 4.742 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_3 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_3^*} \cdot P_{\text{ном}} = -\frac{-0.002845}{0.05} \cdot 100 = 5.69 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_4 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_4^*} \cdot P_{\text{ном}} = -\frac{-0.002845}{0.03} \cdot 100 = 9.484 \text{ МВт}$$

Тоді потужність робочих агрегатів буде дорівнювати:

$$P'_{1-2} = P_{1-1} + \Delta P_1 = 270 + 21.338 = 291.338 \text{ (МВт)};$$

$$P'_{2-2} = P_{2-1} + \Delta P_2 + \Delta P'_2 = 60 + 4.742 + 3.667 = 68.409 \text{ (МВт)};$$

$$P'_{3-2} = P_{3-1} + \Delta P_3 = 70 + 5.69 = 75.69 \text{ (МВт)};$$

$$P'_{4-2} = P_{4-1} + \Delta P_4 + \Delta P'_4 = 80 + 9.484 + 7.333 = 96.817 \text{ (МВт)};$$

Визначимо зміну в навантаженні енергосистеми завдяки РЕН.

$$\Delta P_{\text{РЕН}}^* = k_{\text{н}}^* \cdot \Delta f^* = -2.05 \cdot 0.002845 = -0.005832 \text{ в.о.}$$

$$\sum P_{\text{нав.}} = \frac{\sum P_{\text{ген.}}}{\rho} = \frac{300 + 100 + 100 + 100}{1.175} = 510.638 \text{ (МВт)}$$

В іменованих одиницях отримуємо:

$$\Delta P_{\text{РЕН}} = \Delta P_{\text{РЕН}}^* \cdot \sum P_{\text{нав.}} = -0.005832 \cdot 510.638 = -2.978 \text{ (МВт)}.$$

Перевірка результатів правильності розподілу:

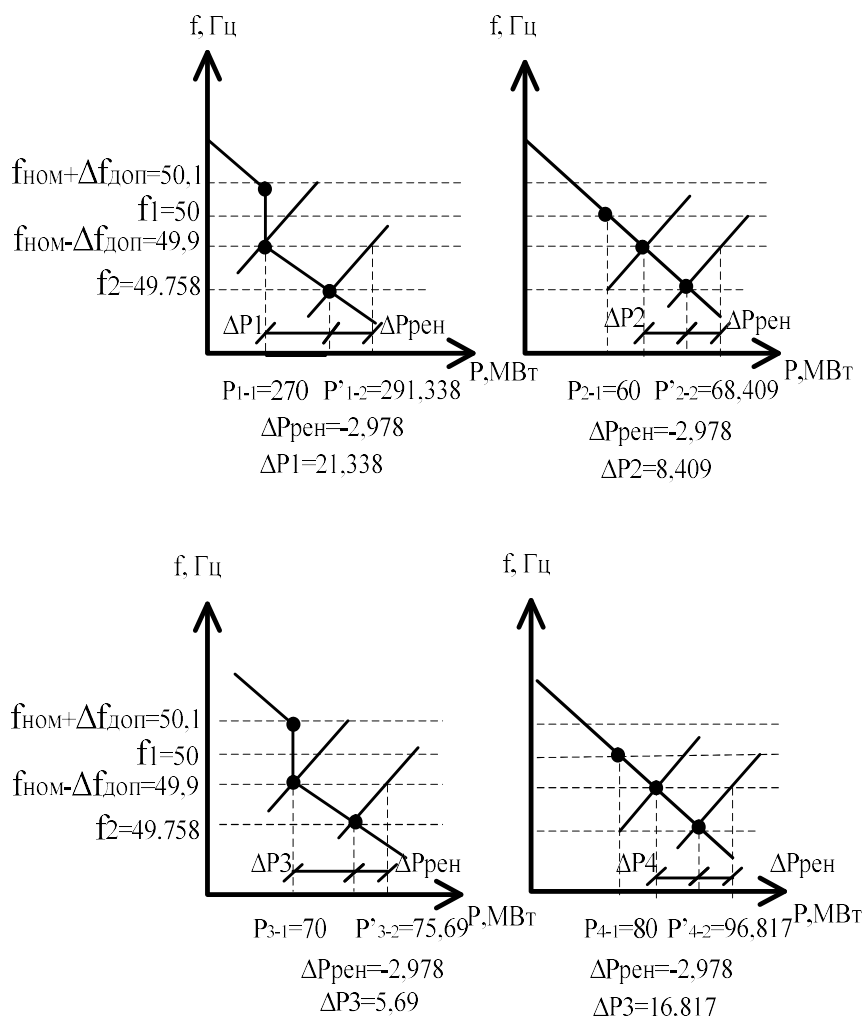
					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		87

$$\varepsilon = \left| \frac{\Delta P_H - \Delta P_c - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_3 - \Delta P_4 - |\Delta P_{PEH}|}{\Delta P_H} \right| \cdot 100\% =$$

$$= \left| \frac{56 - 11,768 - 21,338 - 4,742 - 5,69 - 9,484 - (-2,978)}{56} \right| \cdot 100\% = 0(\text{в.о})$$

Похибка складає 0%.

Графічна інтерпретація результату:



Завдяки РЕН в ОЕС при зміні навантаження частота змінюється на менше значення, ніж в системі без РЕН при такому ж значенні відхилення, тому регулювати активну потужність і частоту в ОЕС без МЗШО також можливо, але лише в достатньо невеликих межах, але навіть це більше ніж в енергосистемах без наявності РЕН .

Висновки до третього розділу:

В третьому розділі проводилося дослідження управління режимом роботи теплоелектроцентралі при небалансі активної потужності в енергосистемі.

Регулювання режиму по активній потужності забезпечується регулюванням потужності генераторів електростанцій відповідно до планових і позапланових навантажень. Графік навантаження енергосистеми в сучасних умовах може прогнозуватися з досить великою точністю. Відхилення прогнозованих навантажень від фактичних не перевищує декількох відсотків.

Для підтримки частоти і інших режимних параметрів, зокрема перетоків потужності, що змінюються через відхилення фактичних навантажень від планових, здійснюється регулювання позапланових навантажень, шляхом відповідного впливу на потужність виділених для регулювання електростанцій.

При використанні простого способу регулювання, коли два робочих агрегати покривають все необхідне навантаження можлива ситуація, що при такій зміні навантаження може бути порушена як статична, так і динамічна стійкість.

Що стосується зміни потужності агрегатів, то після змін навантаження вихідного режиму та наступного її регулювання, виникає ситуація коли більшу потужність на себе бере агрегат з наявним найменшим коефіцієнтом статизму.

Завдяки РЕН в ОЕС при зміні навантаження частота змінюється на менше значення, ніж в системі без РЕН при такому ж значенні відхилення, тому регулювати активну потужність і частоту в ОЕС без МЗШО також можливо, але лише в

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		89

достатньо невеликих межах, але навіть це більше ніж в енергосистемах без наявності РЕН .

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Згідно завдання, спроектована ТЕЦ потужністю 520 МВт з генераторами ТВФ-63-2УЗ, ТВФ-120-2УЗ, ТГВ-300-2УЗ:

1. Вибрано розподільчий пристрій генераторної напруго 10,5 кВ для живлення місцевого навантаження та відкриті розподільчі пристрої 110 кВ та 330 кВ.
2. Обрані трансформатори зв'язку, блочні трансформатори, трансформатори власних потреб та резервні трансформатори.
3. Зроблений розрахунок струмів короткого замикання і виконано вибір та перевірка комутаційних апаратів та електричного обладнання.
4. У спеціальному питанні розглянуте управління режимом роботи теплоелектроцентралі при небалансі активної потужності в енергосистемі. Регулювання режиму по активній потужності забезпечується регулюванням потужності генераторів електростанцій відповідно до планових і позапланових навантажень.

При використанні простого способу регулювання, коли два робочих агрегати покривають все необхідне навантаження можлива ситуація, що при такій зміні навантаження може бути порушена як статична, так і динамічна стійкість.

Що стосується зміни потужності агрегатів, то після змін навантаження вихідного режиму та наступного її регулювання, виникає ситуація коли більшу потужність на себе бере агрегат з наявним найменшим коефіцієнтом статизму.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
						90
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Список використаної літератури

1. Баркан Я.Д., Орехов Л.А. Автоматизация энергосистем: Учебное пособие. - М.: Высшая школа, 1984. – 271с.
2. Лепорский В. Д. Методы контроля и оптимизации режимов электрических станций в реальном времени: Учебное пособие. – Киев, КПИ, 1984. – 84с.
3. Пелисье Рене Энергетические системы. – М.: Высш. школа, 1982. – 568с.
4. Иванов В.А. Регулирование энергоблоков: Л.:Машиностроение, 1982.
5. Овчаренко Н.И. Аппаратные и программные элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Из-во НЦ ЭНАС. 2004 – 512 с.: ил.
6. НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ ПОСТАНОВА від 14 березня 2018 року №309 м. Київ «ПРО ЗАТВЕРДЖЕННЯ КОДЕКСУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ»
7. http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/ed_2003_12_01/an/20/Reg8498.html
8. <http://simenergy.ru/practice/power-system/106-static-stability>
9. Пирматов Н.Б., Бекишев А.Е., Курбанов Н.А. Моделирования самораскачивания синхронного генератора в среде SimulinkMatlab. Тенденции и Перспективы Развития науки и образования в условиях глобализации. – Переяслав-Хмельницкий. 2018. №42, С. 585-589.
10. Паспортные данные турбогенераторов [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.online-electric.ru/dbase/turbogen.php>.
11. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина) / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська - К.: ФЕА НТУУ «КПІ», 2009. – 85 с.
12. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 157 с.
13. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 1 / Уклад.: П.Л.Денисюк, - К.: ФЕА НТУУ «КПІ», 2003. – 73 с.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		91

14. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 2 / Уклад.: П.Л.Денисюк, - К.: ФЕА НТУУ «КПІ», 2004. – 36 с.

15. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 3 / Уклад.: П.Л.Денисюк, Г.М.Гаєвська, Л.П.Федосенко, - К.: ФЕА НТУУ «КПІ», 2004. – 13 с.

16. ВГГ-10 – вакуумный выключатель [Электронный ресурс] – Режим доступа до ресурсу: <http://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchateli/vgg-10-vakuumnyu-vyklyuchatel.html>.

17. Основи проектування теплових та гідравлічних електростанцій: Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи /Укл.: П.Л.Денисюк, Є.І.Бардик, Р.В.Вожаков./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 46 с.

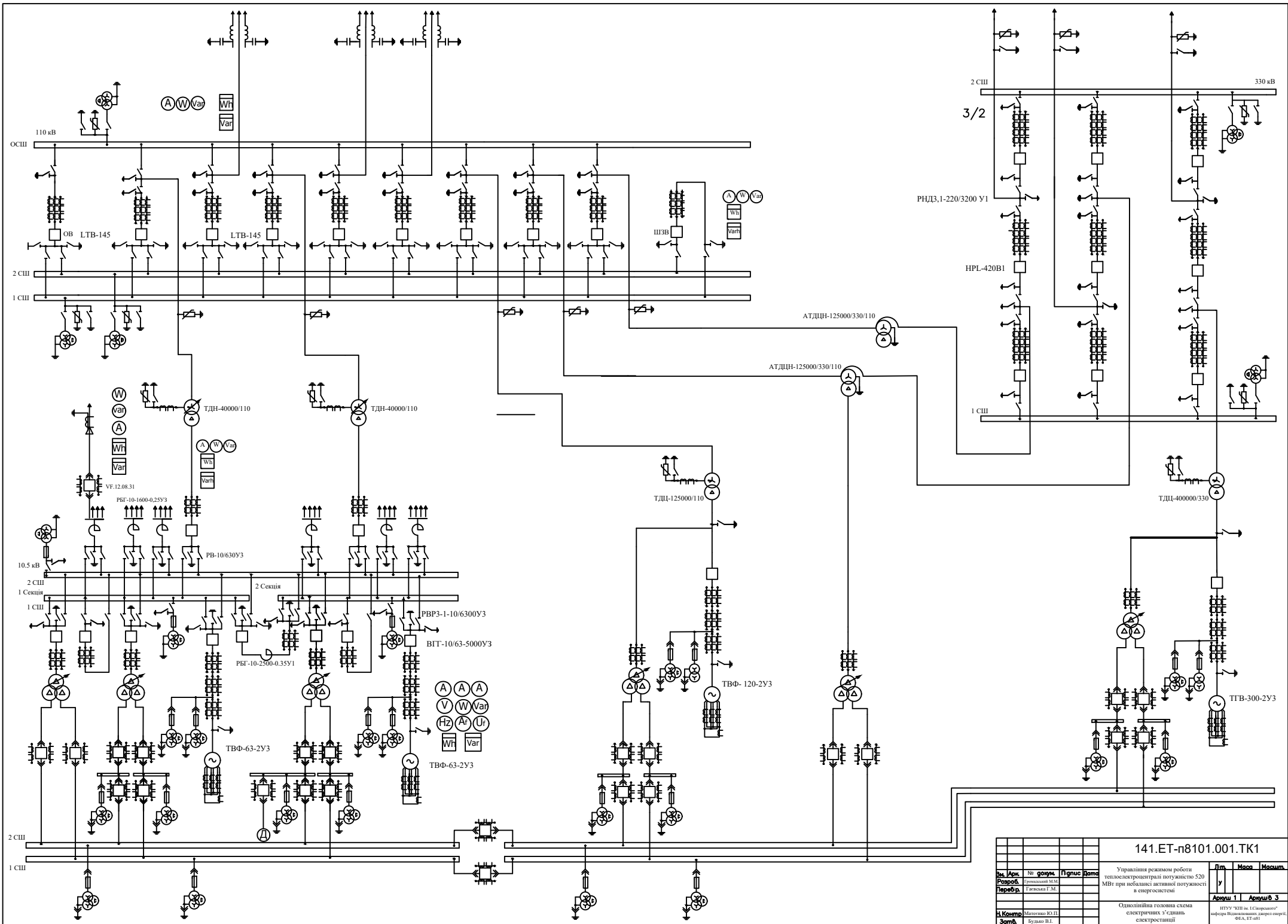
18. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулін. Електрообладнання станції та підстанції. М.:Енергоатомиздат, 1967-648с.

19. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. - 312 с., ил. – Библиогр.: с. 305–307. –23000 экз.

20. Андреев Д.А., Назарычев Д.А. Анализметодовоценкикоммутационногоресурсавысоковольтныхвыключателей // Вестник ИГЭИ. – 2008. - Вып.5. – С.1

21. Выключатели колонковые элегазовые АББ - Справочник покупателя – LUDVIKA,Sweden: ABB PowerTechnologies, 2004. – 100 с.

					141.ЕТ-п8101.001.БР.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		92



Управління режимом роботи теплоелектроцентралі

Зміна частоти до моменту вичерпання резерву первинної потужності частини Б дорівнюватиме

Δf'_1 = (ΔP_Брез / P_Б) * K_ББ * f_ном

При цьому в частинах А і В буде реалізована первинна регулююча потужність

ΔP'_A1 = Δf'_1 * K_фА * P_A,

ΔP'_B1 = Δf'_1 * K_фБ * P_B.

Небаланс, що залишився не компенсованим напочатку рівний

ΔP''_неб = ΔP_неб - ΔP_Брез - P'_A1 - P'_B1

Це викликає подальшу зміну частоти

Δf'' = (ΔP_неб * f_ном / (P_A + P_B + P_B) * K''_f) .

Загальний принцип регулювання частоти і сумарних обмінних перетікань потужності полягає в тому, що в кожній ОЕС регулювання частоти і потужності здійснюється шляхом формування системного параметра регулювання у вигляді

Π_i = ΔP_Ci + K_чi Δf

де ΔP_Ci - відхилення обмінного потоку потужності від заданого для цієї енергосистеми після стадії первинного регулювання, Δf - відхилення частоти після стадії первинного регулювання, K_чi - коефіцієнт регулювання по частоті.

Регулювання на основі цих параметрів називають регулюванням перетікання зі статизмом по частоті або регулюванням перетікання з корекцією по частоті.

Далі в системі регулювання формується регулюючий вплив (завдання) на зміну потужності електростанцій, виділених для вторинного регулювання в наступному вигляді

Π_Pi = K_П Π_i + K_u ∫ Π_i dt

Постійна часу інтегрування визначається необхідною швидкістю АРП і маневреними характеристиками регулюючих електростанцій і приймається рівною 30-80 с.

Завдяки введенню інтегральної складової регулювання по параметру Π_i є астатичним, тобто після закінчення процесу регулювання в кожній енергосистемі Π_i = 0. Отже, для всього об'єднання справедлива така система рівнянь

ΔP_C1 + K_ч1 Δf = 0,

ΔP_C2 + K_ч2 Δf = 0,

...

ΔP_Ci + K_чi Δf = 0,

...

ΔP_Cn + K_чn Δf = 0.

Для виявлення властивостей розглянутого методу регулювання слід врахувати, що всі виділені ОЕС взаємно пов'язані між собою, тому всі зміни перетоків входять в рівняння двічі, але з різними знаками.

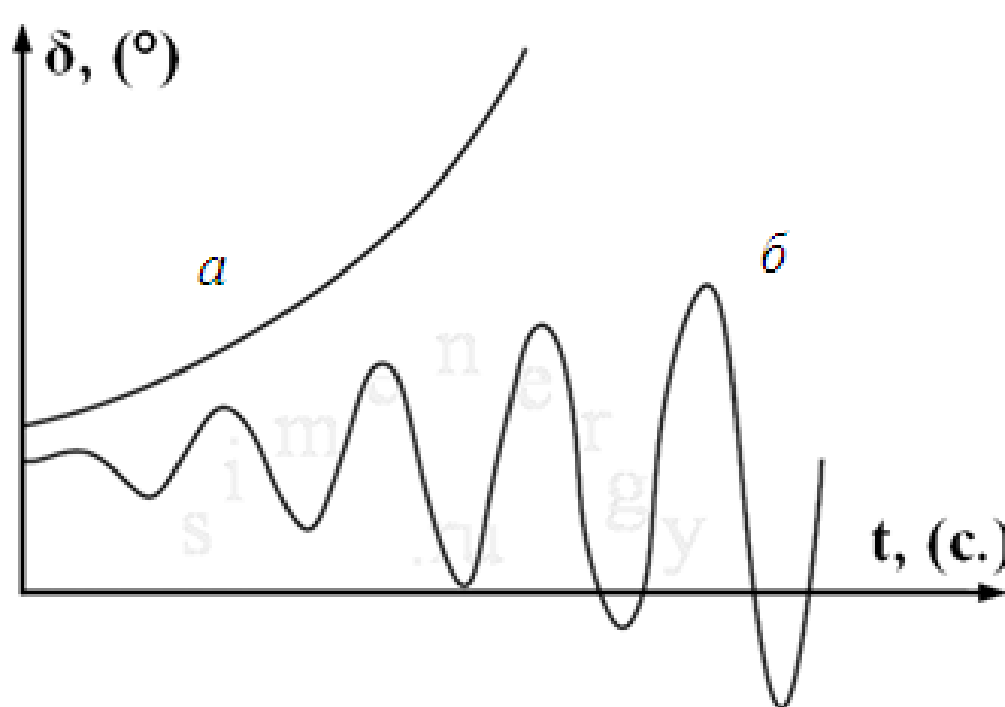
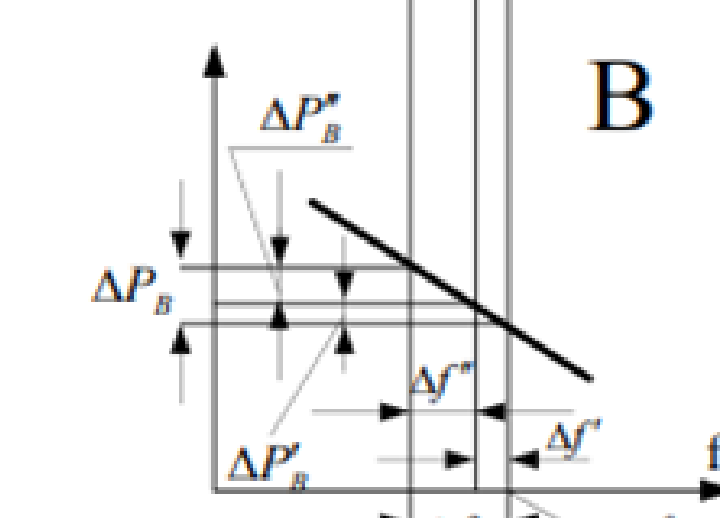
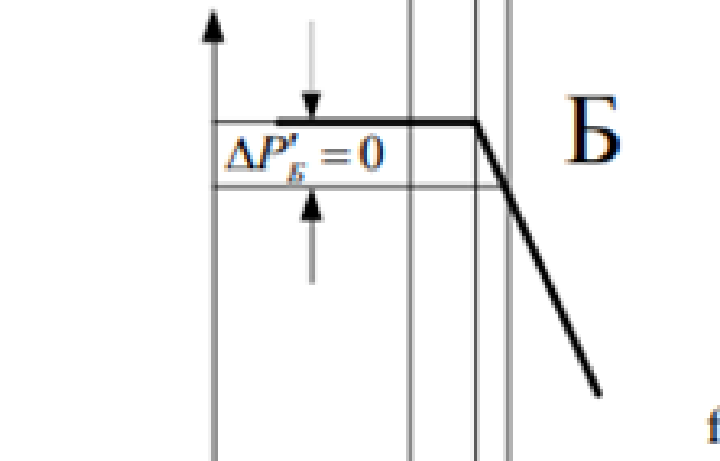
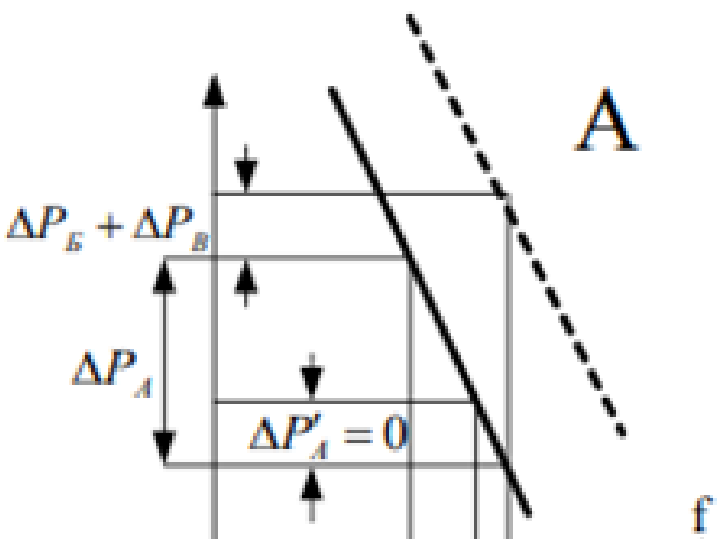
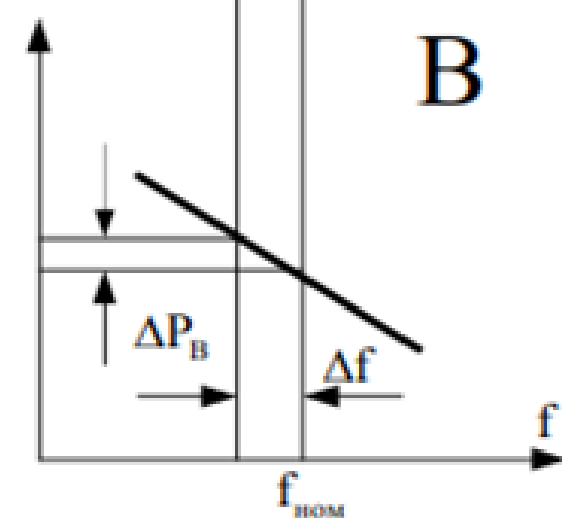
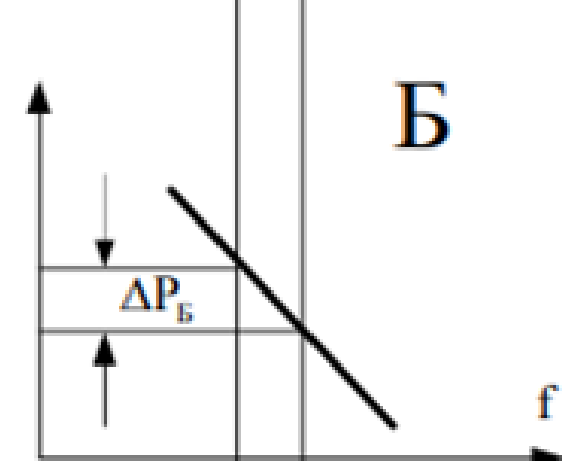
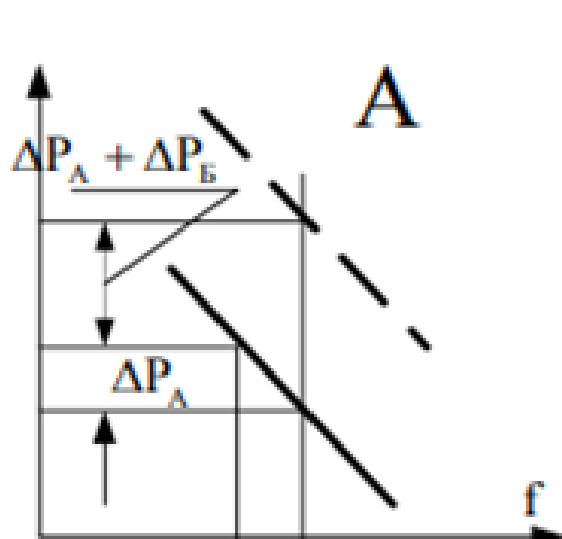
Частини А і В, в яких не вичерпаний резерв первинної регулюючої потужності, візьмуть на себе додаткове зміна потужності

ΔP''_A = Δf'' * K_фА * P_A,

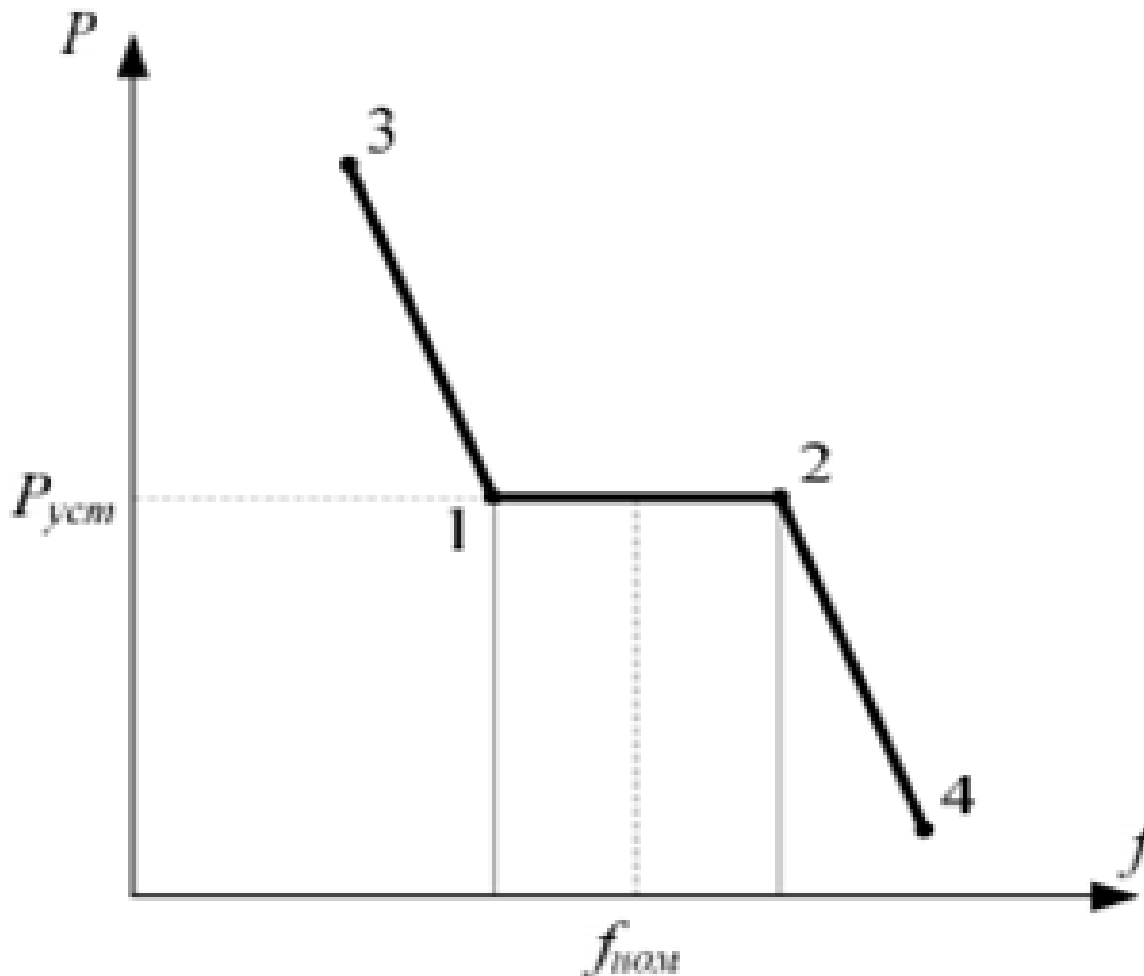
ΔP''_B = Δf'' * K_фБ * P_B.

Графічна інтерпретація участі частин енергосистеми (зміна їх потужності) в первинному регулюванні

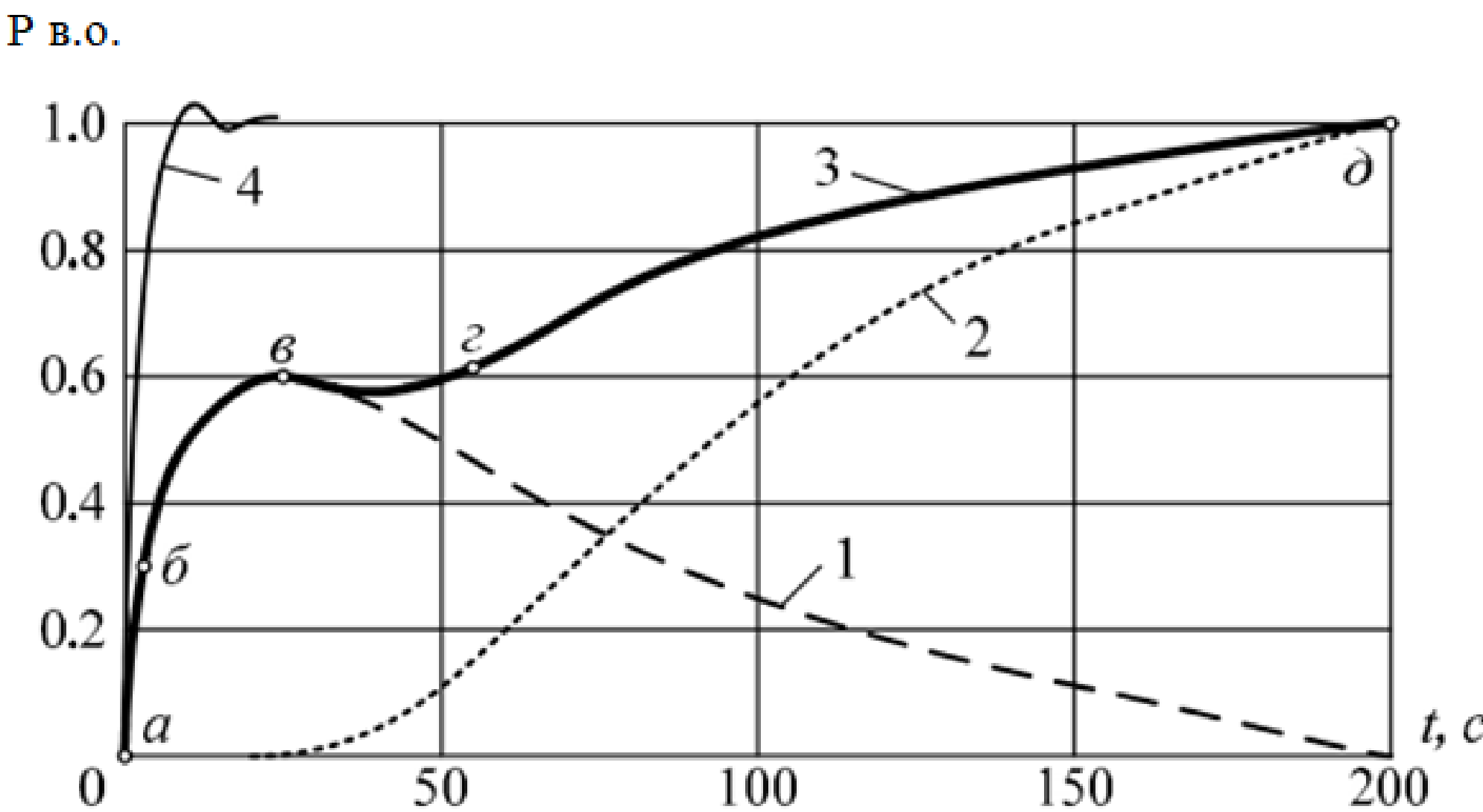
Участь частин енергосистеми в первинному регулюванні при вичерпання резерву первинної регулюючої потужності в частині Б



Характер зміни кута δ при порушенні статичної стійкості у вигляді сповзання (а) і саморозкачування (б)



Характеристика системи регулювання потужності з частотним коректором



Зміна потужності енергоблоку при зниженні частоти. По осі ординат відкладено зміну потужності, віднесене до сталого зміни P_в.о

						141.ЕТ-п8101.001.ТК2					
						Управління режимом роботи теплоелектроцентралі потужністю 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі	Літера	Маса	Масштаб		
							Аркуш 2		Аркушів 3		
Зм	Арх	№ документа	Підпис	Дата		Розрахунок режиму роботи ТЕЦ після регулювання потужності	НТУУ "КПІ ім. І. Сікорського" ФЕА пр. ЕТ-п81				
Розроб.		Громадський М.М.									
Перевір.		Гавська Г.М.									
Н.Контр.		Матасенко Ю.П.									
Затверд.		Будько В.І.									

Розрахунок режиму роботи ТЕЦ після регулювання потужності

Розрахунок режиму роботи ТЕЦ після первинного регулювання потужності без врахування регулюючого ефекту навантаження

Прийнемо наступні вихідні дані для розрахунку:

Номинальні потужності робочих агрегатів становлять:

P_{1ном} = 300 MBm; P_{2ном} = 100 MBm; P_{3ном} = 100 MBm; P_{4ном} = 100 MBm

Коефіцієнти статизму агрегатів наступні:

\sigma_1^* = 0.04 в.о.; \sigma_2^* = 0.06 в.о.; \sigma_3^* = 0.05 в.о.; \sigma_4^* = 0.03 в.о.;

Зміна навантаження в системі:

\Delta P_H = 54 MBm

Потужності вихідного режиму становлять:

P_1 = 270 MBm; P_2 = 60 MBm; P_3 = 70 MBm; P_4 = 80 MBm

Частота змінного струму вихідного режиму f_1 = 50,01 Гц

Наявність АРП га агрегатах відповідна А1 (270 МВт), А3 (70 МВт).

Статичний коефіцієнт навантаження прийнято:

K_H = 1.9 + 3/20 = 2.05 (в.о.)

Коефіцієнт резерву потужності відповідно:

\rho = 1.1 + 3/40 = 1.175 (в.о.)

Для першого та третього агрегату з АРП передбачено, що потужність вихідного режиму дорівнюватиме заданій потужності, агрегат з наявним АРП не бере участь в регулюванні значень частоти в ОЕС.

Встановимо, яке значення потужності встановиться на агрегатах без АРП, якщо частота підвищиться до верхнього допустимого рівня, та зробимо оцінку, чи покриє це збільшення потужність даного заданого навантаження.

Визначимо найнижчу границю частоти:

f_{доп.} = f_{ном} - 0,1 = 50 - 0,1 = 49,9 Гц

\Delta f_{доп}^* = \frac{f_{доп.} - f_1}{f_{ном}} = \frac{49,9 - 50,01}{50} = -0,0022 у.о.

Запишемо характеристичне рівняння для статичної характеристики:

\Delta f_{доп}^* + \sigma_c^* \cdot \Delta P_c = 0

\sigma_c^* = \frac{P_{ном2} + P_{ном4}}{\frac{P_{ном2}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{ном4}}{\sigma_4^*}} = \frac{100 + 100}{\frac{100}{0,05} + \frac{100}{0,04}} = 0,04 в.о.

\Delta P_c^* = -\frac{\Delta f_{доп}^*}{\sigma_c^*} = -\frac{-0,0022}{0,04} = 0,055 в.о.

Переведемо збільшення навантаження у іменовані одиниці:

\Delta P_c = \Delta P_c^* \cdot (P_{ном2} + P_{ном4}) = 0,055 \cdot (100 + 100) = 11 MBm.

Знайдемо потужність яку візьмуть на себе другий та четвертий агрегати після первинного регулювання до частоти 49,9 Гц.

\Delta P_2 = -\frac{\Delta f_{доп}^*}{\sigma_2^*} \cdot P_{ном2} = -\frac{-0,0022}{0,06} \cdot 100 = 3,667 в.о.

\Delta P_4 = -\frac{\Delta f_{доп}^*}{\sigma_4^*} \cdot P_{ном4} = -\frac{-0,0022}{0,03} \cdot 100 = 7,333 в.о.

Так як агрегати без АРП не зможуть покрити зміну навантаження в системі, \Delta P_c = 11 MBm < \Delta P_c = 56 MBm то у накиді навантаження будуть брати участь всі 4 агрегати.

Тоді коефіцієнт статизму для всіх чотирьох агрегатів буде дорівнювати:

\sigma_c^* = \frac{\sum_{i=1}^4 P_{iном}}{\sum_{i=1}^4 \frac{P_{iном}}{\sigma_i^*}} = \frac{P_{1ном} + P_{2ном} + P_{3ном} + P_{4ном}}{\frac{P_{1ном}}{\sigma_1^*} + \frac{P_{2ном}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{3ном}}{\sigma_3^*} + \frac{P_{4ном}}{\sigma_4^*}} = \frac{300 + 100 + 100 + 100}{\frac{300}{0,04} + \frac{100}{0,06} + \frac{100}{0,05} + \frac{100}{0,03}} = 0,041 в.о.

Запишемо відоме рівняння статичної характеристики:

\Delta f^{**} + \sigma_c^{**} \cdot \Delta P_c^{**} = 0, \quad \partial e

\Delta f^{**} = \frac{f_2 - f_{доп}}{f_{ном}}

Розрахуємо отримане збільшення навантаження у відносних одиницях

при роботі всіх чотирьох агрегатів:

\Delta P_c^{**} = \frac{\Delta P_H - \Delta P_c}{P_{1ном} + P_{2ном} + P_{3ном} + P_{4ном}} = \frac{54 - 11}{300 + 100 + 100 + 100} = 0,075 в.о.

Визначимо частоту f_2 :

f_2 = f_{доп} - f_{ном} \cdot \sigma_c^{**} \cdot \Delta P_c^{**} = 49,9 - 50 \cdot 0,041 \cdot 0,075 = 49,745 Гц

\Delta f^* = \frac{f_2 - f_{доп}}{f_{ном}} = \frac{49,745 - 49,9}{50} = -0,003103 в.о.

Визначимо зміну потужності для кожного з агрегатів:

\Delta P_1^* = -\frac{\Delta f^{**}}{\sigma_1^*} \cdot P_{ном1} = -\frac{-0,003103}{0,04} \cdot 300 = 23,276 (MBm),

\Delta P_2^* = -\frac{\Delta f^{**}}{\sigma_2^*} \cdot P_{ном2} = -\frac{-0,003103}{0,06} \cdot 100 = 5,172 (MBm),

\Delta P_3^* = -\frac{\Delta f^{**}}{\sigma_3^*} \cdot P_{ном3} = -\frac{-0,003103}{0,05} \cdot 100 = 6,207 (MBm).

\Delta P_4^* = -\frac{\Delta f^{**}}{\sigma_4^*} \cdot P_{ном4} = -\frac{-0,003103}{0,03} \cdot 100 = 10,345 (MBm).

Перевірка:

\varepsilon = \frac{\Delta P_H - (\Delta P_1^* + \Delta P_2^* + \Delta P_3^* + \Delta P_4^* + \Delta P_c)}{\Delta P_H} = \frac{56 - (11 + 23,276 + 5,172 + 6,207 + 10,345)}{56} =

= 0 (в.о.)

Похибка складає 0%.

Відповіно потужність агрегатів буде дорівнювати:

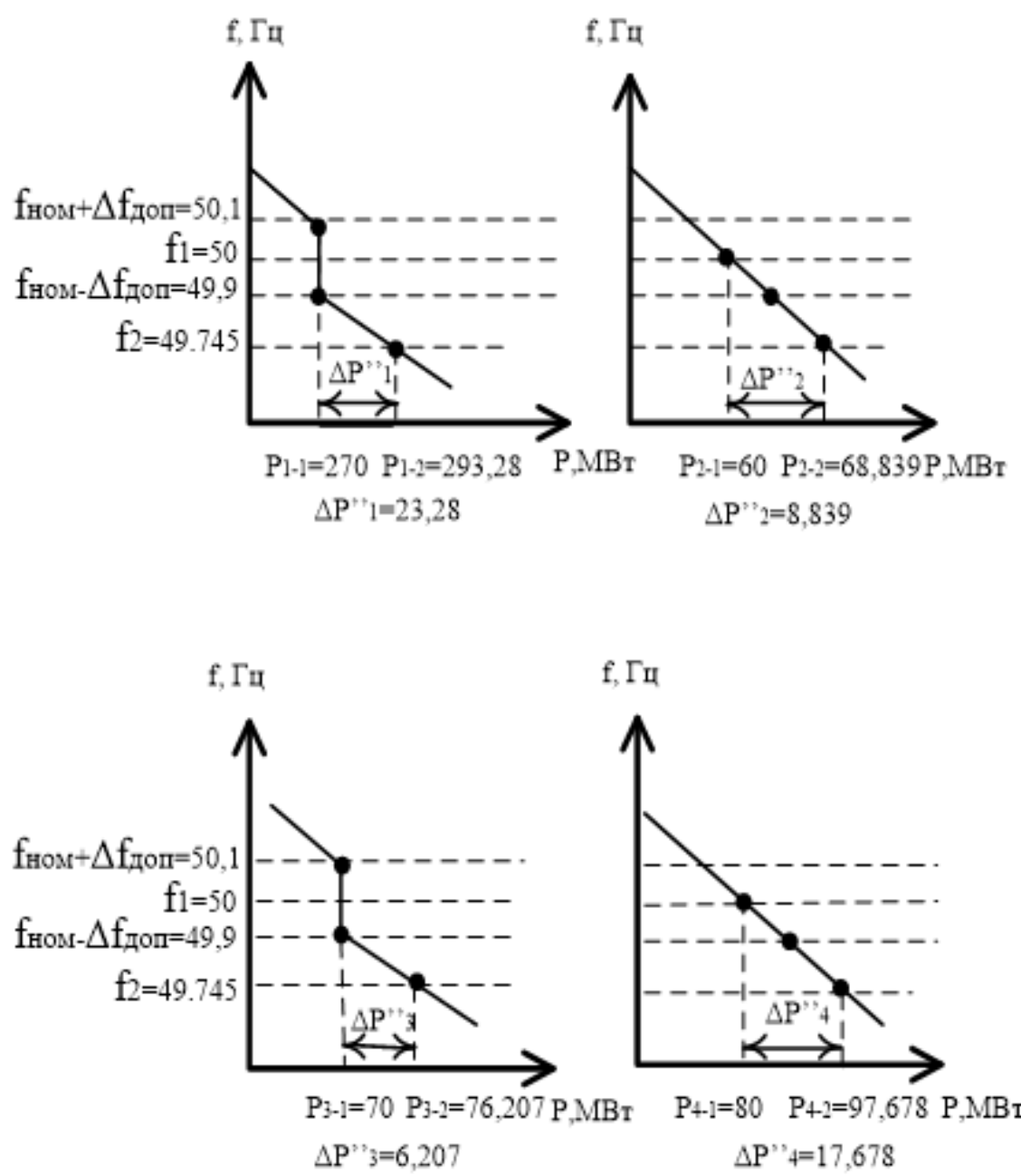
P_{1-2} = P_{1-1} + \Delta P_1^* = 270 + 23,276 = 293,276 (MBm);

P_{2-2} = P_{2-1} + \Delta P_2^* + \Delta P_2 = 60 + 5,172 + 3,667 = 68,839 (MBm);

P_{3-2} = P_{3-1} + \Delta P_3^* = 70 + 6,207 = 76,207 (MBm);

P_{4-2} = P_{4-1} + \Delta P_4^* + \Delta P_4 = 80 + 10,345 + 7,333 = 97,678 (MBm);

Графічна інтерпретація отриманих значень:



Розрахунок потужностей генераторів та частоти в системі після змін навантаження та подальшого первинного регулювання з урахуванням регулюючих ефектів навантаження

Зміна навантаження \Delta P_H = 56 (MBm).

При врахуванні регулюючого ефекту навантаження, формула для розрахунку для статичної характеристики енергосистеми має такий вигляд:

\Delta f^* + \frac{\sigma_c^* \cdot \rho}{\rho + K_H \cdot \sigma_c^*} \cdot \Delta P_c^* = 0

\sigma_c^* = \frac{2 \cdot P_{ном}}{\frac{P_{ном2}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{ном4}}{\sigma_4^*}} = \frac{2 \cdot 100}{\frac{100}{0,06} + \frac{100}{0,03}} = 0,04 в.о.

\sigma_{срен}^* = \frac{\sigma_c^* \cdot \rho}{\rho + K_H \cdot \sigma_c^*} = \frac{0,04 \cdot 1,175}{1,175 + 2,05 \cdot 0,04} = 0,037 в.о.

Знайдемо зміну навантаження після первинного регулювання до частоти 49,9 Гц (з РЕН):

\Delta P_c^* = -\frac{\Delta f_{доп}^*}{\sigma_{срен}^*} = -\frac{-0,0022}{0,037} = 0,059 в.о.

\Delta P_c = \Delta P_c^* \cdot 2 \cdot P_{ном} = 0,037 \cdot 2 \cdot 100 = 11,768 MBm.

Навантаження взяв на себе кожен агрегат:

\Delta P_2^* = -\frac{\Delta f_{доп}^*}{\sigma_2^*} \cdot P_{ном2} = -\frac{-0,0022}{0,06} \cdot 100 = 3,667 в.о.

\Delta P_4^* = -\frac{\Delta f_{доп}^*}{\sigma_4^*} \cdot P_{ном4} = -\frac{-0,0022}{0,03} \cdot 100 = 7,333 в.о.

Зміна по потужності регулюючим ефектом навантаження:

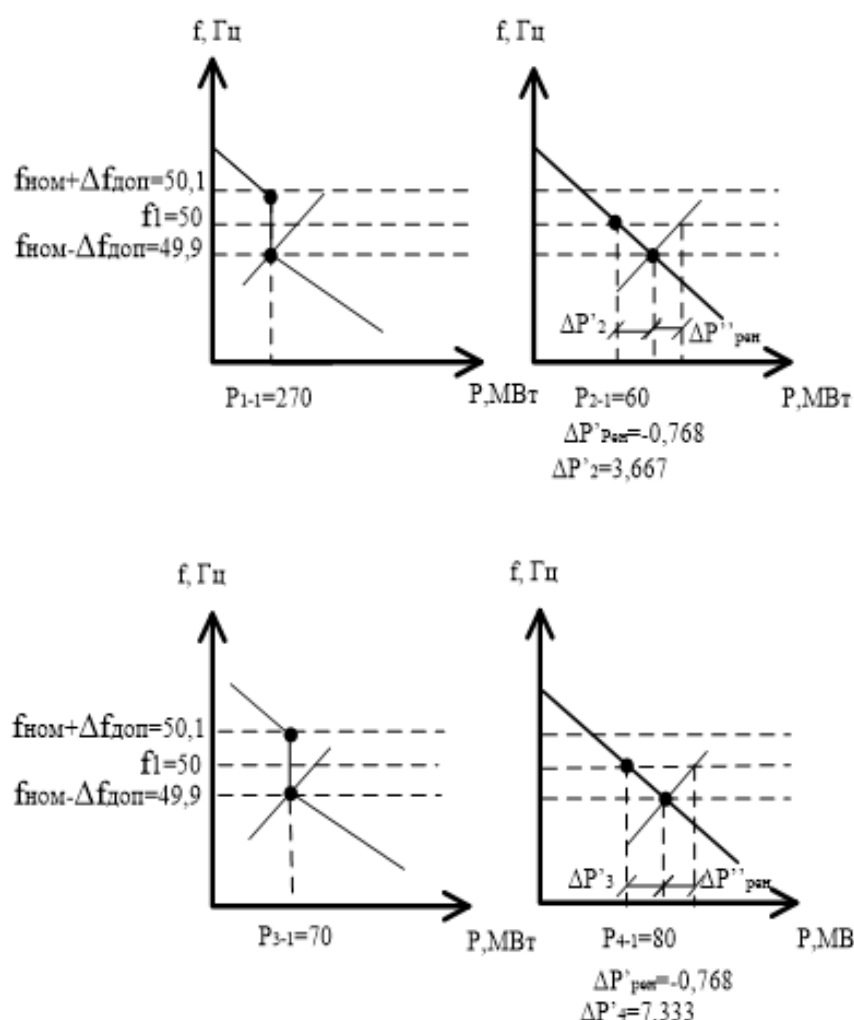
\Delta P_{РЕН}^* = K_H^* \cdot \Delta f^* = 2,05 \cdot (-0,0022) = -0,00451 в.о.

\sum P_{ном} = \frac{\sum P_{ном}}{\rho} = \frac{2 \cdot 100}{1,175} = 170,213 (MBm)

Отримане в іменованих одиницях:

\Delta P_{РЕН} = \Delta P_{РЕН}^* \cdot \sum P_{ном} = -0,00451 \cdot 170,213 = -0,768 (MBm).

Графічна інтерпретація результатів:



Так як, \Delta P_c = 11,768 MBm < \Delta P_H = 56 MBm в первинному регулюванні будуть приймати участь всі наявні чотири агрегати.

Далі знайдемо частоту при якій навантаження зміниться на необхідне нам 56 МВт:

\sigma_c^* = \frac{\sum_{i=1}^3 P_{iном}}{\sum_{i=1}^3 \frac{P_{iном}}{\sigma_i^*}} = \frac{P_{1ном} + P_{2ном} + P_{3ном} + P_{4ном}}{\frac{P_{1ном}}{\sigma_1^*} + \frac{P_{2ном}}{\sigma_2^*} + \frac{P_{3ном}}{\sigma_3^*} + \frac{P_{4ном}}{\sigma_4^*}} = \frac{300 + 100 + 100 + 100}{\frac{300}{0,04} + \frac{100}{0,06} + \frac{100}{0,05} + \frac{100}{0,03}} = 0,041 в.о.

\sigma_{срен}^* = \frac{\sigma_c^* \cdot \rho}{\rho + K_H \cdot \sigma_c^*} = \frac{0,041 \cdot 1,175}{1,175 + 2,05 \cdot 0,041} = 0,039 в.о.

f_2 = f_{доп} - f_{ном} \cdot \sigma_{срен}^* \cdot \frac{\Delta P_H - \Delta P_c}{P_{1ном} + P_{2ном} + P_{3ном} + P_{4ном}} = 49,9 - 50 \cdot 0,039 \cdot \frac{56 - 11,768}{300 + 100 + 100 + 100} = 49,758 Гц

Знайдемо відхилення по частоті у відносних одиницях:

\Delta f^* = \frac{(f_2 - f_{ном})}{f_{ном}} = \frac{49,758 - 49,9}{50} = -0,002845

Визначимо зміну потужності для кожного робочого агрегату:

\Delta P_1 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_1^*} \cdot P_{ном1} = -\frac{-0,002845}{0,04} \cdot 300 = 21,338 MBm;

\Delta P_2 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_2^*} \cdot P_{ном2} = -\frac{-0,002845}{0,06} \cdot 100 = 4,742 MBm;

\Delta P_3 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_3^*} \cdot P_{ном3} = -\frac{-0,002845}{0,05} \cdot 100 = 5,69 MBm;

\Delta P_4 = -\frac{\Delta f^*}{\sigma_4^*} \cdot P_{ном4} = -\frac{-0,002845}{0,03} \cdot 100 = 9,484 MBm

Тоді потужність робочих агрегатів буде дорівнювати:

P_{1-2} = P_{1-1} + \Delta P_1 = 270 + 21,338 = 291,338 (MBm);

P_{2-2} = P_{2-1} + \Delta P_2 + \Delta P_2^* = 60 + 4,742 + 3,667 = 68,409 (MBm);

P_{3-2} = P_{3-1} + \Delta P_3 = 70 + 5,69 = 75,69 (MBm);

P_{4-2} = P_{4-1} + \Delta P_4 + \Delta P_4^* = 80 + 9,484 + 7,333 = 96,817 (MBm);

Визначимо зміну в навантаженні енергосистеми завдяки РЕН.

\Delta P_{РЕН}^* = K_H^* \cdot \Delta f^* = -2,05 \cdot 0,002845 = -0,005832 в.о.

\sum P_{ном} = \frac{\sum P_{ном}}{\rho} = \frac{300 + 100 + 100 + 100}{1,175} = 510,638 (MBm)

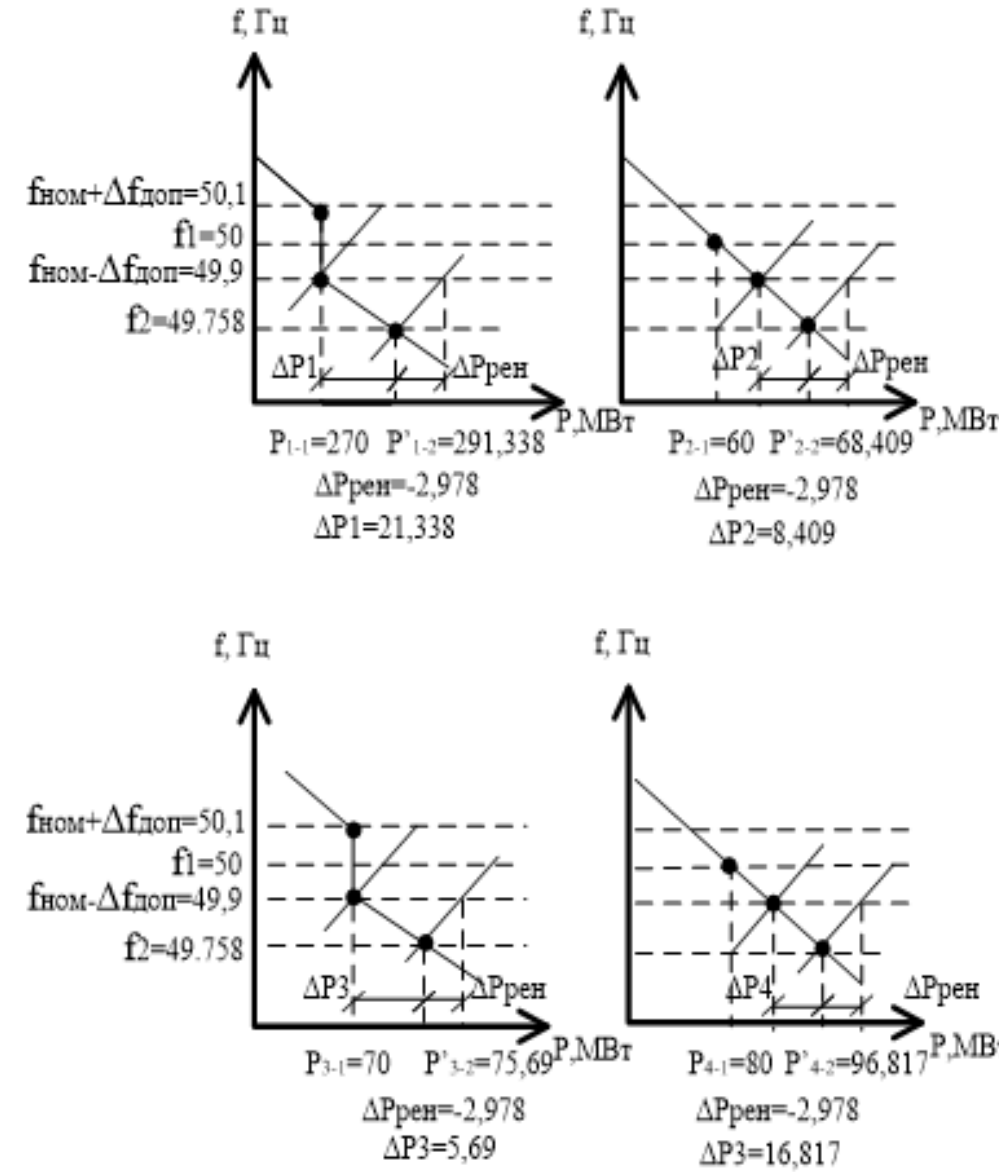
В іменованих одиницях отримуємо:

\Delta P_{РЕН} = \Delta P_{РЕН}^* \cdot \sum P_{ном} = -0,005832 \cdot 510,638 = -2,978 (MBm).

Перевірка результатів правильності розподілу:

\varepsilon = \left| \frac{\Delta P_H - \Delta P_c - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_3 - \Delta P_4 - |\Delta P_{РЕН}|}{\Delta P_H} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{56 - 11,768 - 21,338 - 4,742 - 5,69 - 9,484 - (-2,978)}{56} \right| \cdot 100\% = 0 (в.о.)

Графічна інтерпретація результату:



Завдяки РЕН в ОЕС при зміні навантаження частота змінюється на менше значення, ніж в системі без РЕН при такому ж значенні відхилення, тому регулювати активну потужність і частоту в ОЕС без МЗШО також можливо, але лише в достатньо невеликих межах, але навіть це більше ніж в енергосистемах без наявності РЕН.

					141.ЕТ-п8101.001.ТКЗ						
Зм	Арх	№ документа	Підпис	Дата	Управління режимом роботи теплоелектроцентральної потужністю 520 МВт при небалансі активної потужності в енергосистемі			Літера	Маса	Масштаб	
Розроб.		Громадський М.М.									
Перевір.		Гавська Г.М.									
Н.Контр.		Матасенко Ю.П.			Розрахунок режиму роботи ТЕЦ після регулювання потужності	НТУУ "КПІ ім. І. Сікорського" ФЕА гр. ЕТ-п81					
Затверд.		Будько В.І.									