

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

М.П. Болотний, Р.В. Вожаков, О.Л. Бондаренко

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА І РОЗРАХУНКИ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ РОЗРАХУНКОВО-ГРАФІЧНА РОБОТА

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньою програмою «Електричні станції»

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2023

Противарійна автоматика і розрахунки стійкості енергосистем: розрахунково-графічна робота [Електронний ресурс]: навчальний посібник для здобувачів ступеня магістр спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньою програмою "Електричні станції" /уклад.: М.П. Болотний, Р.В. Вожаков, О.Л. Бондаренко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 0.98 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2023. – 33 с.

Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол №8 від 02.06.2023 р.) за поданням Вченої ради факультету електроенерготехніки та автоматики (протокол № 11 від 29.05.2023 р.)

Електронне мережне навчальне видання

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА І РОЗРАХУНКИ СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ РОЗРАХУНКОВО-ГРАФІЧНА РОБОТА

Укладачі *Болотний Микола Петрович*, канд. техн. наук, ст.викладач кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Вожаков Роман Вікторович, асистент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Бондаренко Олександр Леонідович, асистент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА

Відповідальний редактор *Будько В. І.*, докт. техн. наук, доцент, професор, завідувач кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА

Рецензент *Пушкар М.В.*, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри автоматизації електромеханічних систем та електроприводу

В навчальному посібнику подано пропозиції щодо організації самостійної роботи студентів, викладено методичні положення щодо написання та оформлення розрахунково-графічної роботи, розкрито зміст основних елементів та етапів її написання. Рекомендовано здійснювати дослідження та представляти результати за трьома напрямками теоретичним, де викладаються основні теоретичні положення, які характеризують об'єкт та предмет дослідження; аналітичним, де подається характеристика об'єкту та предмету дослідження; розрахунковим, де надаються розрахунки та їх обґрунтування по окремих напрямкам, що включає дисципліна «Противарійна автоматика і розрахунки стійкості енергосистем».

© М.П .Болотний, Р.В. Вожаков, О.Л .Бондаренко
©КПІ ім Ігоря Сікорського, 2023

Зміст

	стор.
ЗМІСТ.....	4
ВСТУП.....	4
1. РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЕС І ОЦІНКА СТАТИЧНОЇ	
СТІЙКОСТІ	6
1.1. Розрахунок нормального усталеного режиму ЕЕС	6
1.2. Визначення запасу статичної стійкості нормального усталеного режиму	8
1.3. Визначення запасу статичної стійкості в післяаварійному режиму	10
1.4. Визначення обсягів розвантаження контрольованого перетину, в	
післяаварійному режимі, за умовою забезпечення тривало–допустимого	
струму	12
1.5. Визначення місця установки і виду керуючих впливів протиаварійної	
автоматики	13
ДОДАТОК 1.....	17
Д1.1. Склад основних розділів розрахунково-графічної роботи	17
Д1.2. Формування цифрової моделі енергосистеми для розрахунку усталених	
і перехідних режимів ЕЕС.....	17
Д1.3. Завдання для розрахунково-графічної роботи	17
Д1.4. Варіанти принципових схем електричної мережі ЕЕС	23
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	33

Вступ

Дисципліна «Протиаварійна автоматика і розрахунки стійкості енергосистем» призначена для здобувачів ступеня магістр спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньою програмою «Електричні станції». Метою вивчення дисципліни є глибоке засвоєння студентами фізичних основ функціонування енергосистем в нормальних і післяаварійних режимах, а також принципів побудови систем регулювання і протиаварійного управління. Враховуючи нестандартність багатьох задач автоматичного протиаварійного управління в енергосистемах, велику увагу приділяють розвитку у студентів самостійної інженерної думки.

Задачею розрахунково-графічної роботи навчити студентів зважено, послідовно і взаємозв'язано виконувати роботи протиаварійного управління в енергосистемах. В процесі виконання розрахунково-графічної роботи студент повинен засвоїти та використовувати один з промислових ліцензованих програмних комплексів розрахунку режимів енергосистем. Ознайомитися з методикою розрахунку ustalених режимів ЕЕС, що використовується в проектних організаціях. Засвоїти розрахунки статичної і динамічної стійкості ЕЕС, з'ясувати принципи вибору пристроїв ПА, місць їх встановлення, визначення видів і місць застосування керуючих впливів на режим енергосистеми. В об'ємі графічної частини розрахунково-графічної роботи, студентам пропонується розробити структурну схему розміщення пристроїв ПА, а також структурно-функціональну схему системи протиаварійної автоматики.

В результаті виконання розрахунково-графічної роботи на основі розрахунків електричних режимів повинні бути вибрані пристрої протиаварійної автоматики, дані рекомендації по місцям їх встановлення, розраховані уставки спрацювання і визначені види і інтенсивність керуючих впливів, що реалізуються протиаварійною автоматикою.

Розроблені графічні матеріали повинні відповідати вимогам змісту основних розділів проектної документації.

Розрахунково-графічна робота оформляється у вигляді розрахунково–пояснювальної записки, яка містить графічну частину.

Обсяг пояснювальної записки розрахунково-графічної роботи становить 10-15 сторінок, розмір аркушів – А4. Пояснювальна записка складається з декількох розділів, в кожному з яких повинні бути сформульовані задачі, пояснена методика, дано вирішення поставленої задачі і зроблені відповідні висновки. В пояснювальній записці необхідно представити результати розрахунків електричних режимів. Розрахунки ustalених режимів представляються у вигляді розрахункової схеми з нанесеним на неї параметрами режиму. Результати розрахунку статичної і динамічної стійкості представляються у вигляді відповідних графіків. Результати розрахунків повинні бути проаналізовані, і по кожному з них повинні бути приведені висновки. Нумерувати сторінки починають з титульного аркуша. Зразок оформлення титульного аркуша наведено в додатку.

Графічна частина роботи виконується на окремих аркушах формату А3, оформлених по ЕСКД і включає в себе: принципову схему електричної мережі ЕЕС, розрахункові схеми, структурну схему розміщення пристроїв ПА, структурно–функціональну схему системи протиаварійної автоматики, а також структурно–функціональні схеми окремих пристроїв ПА.

Варіант до виконання розрахунково-графічної роботи визначається викладачем. Вихідна інформація для виконання індивідуального завдання представлена в додатку.

1. Розрахунок усталених режимів ЕЕС і оцінка статичної стійкості

1.1. Розрахунок нормального усталеного режиму ЕЕС

Після формування цифрової розрахункової моделі ЕЕС виконується розрахунок нормального усталеного режиму. Результати розрахунку нормального режиму необхідно проаналізувати, оцінивши рівні напруги у вузлах і величину струмів в гілках електричної мережі. При цьому, на розрахунковій схемі нормального усталеного режиму необхідно відобразити рівні напруги та поточкорозподіл.

Приклад 1. Виконати розрахунок нормального усталеного режиму ЕЕС. Проаналізувати рівні напруги у вузлах, значення струмів в гілках електричної мережі. Відобразити рівні напруги та поточкорозподіл в гілках схеми.

Рішення. На рис.1.1 приведена розрахункова схема ЕЕС з розрахованими параметрами нормального усталеного режиму електричної мережі. Електроенергетична система складається з двох енергооб'єднань спів мірної потужності, що містять в своєму складі електростанції (РР1), генератори якої беруть участь у вторинному регулюванні частоти, а також електростанції S2 та S3, які представлені еквівалентними генераторами. Енергооб'єднання з'єднанні між собою міжсистемним зв'язком, який представлений двома паралельними ЛЕП-110 кВ: L12a та L12b.

В нормальному режимі роботи мережі допускається відхилення значень напруги $\Delta U = \pm 5 \% U_{ном}$. Тривало допустимі навантаження електричних ланцюгів встановлюються конкретно для кожного ланцюга залежно від значень тривало допустимих навантажень всіх її елементів – проводів, обладнання прийомних підстанцій, а також за умовою налаштування релейного захисту. Для спрощення розрахунків приймемо значення поправочного коефіцієнта $K=1,15$, тоді допустиме струмове навантаження ЛЕП визначається як $I_{доп} = 1,15 \cdot I_{ном}$.

Обмотки трансформаторів і автотрансформаторів можуть тривало перевантажуватися струмом, значення якого не перевищує $1,05 \cdot I_{ном}$ при напрузі на виводах не вище номінальної. При значеннях тривало-допустимого струму трансформатора вище $1,05 \cdot I_{ном}$, допустима тривалість перевантаження трансформатора залежить від перевищення температури верхніх шарів масла над температурою повітря в момент початку перевантаження. Прийнемо $I_{доп} = 1,05 \cdot I_{ном}$.

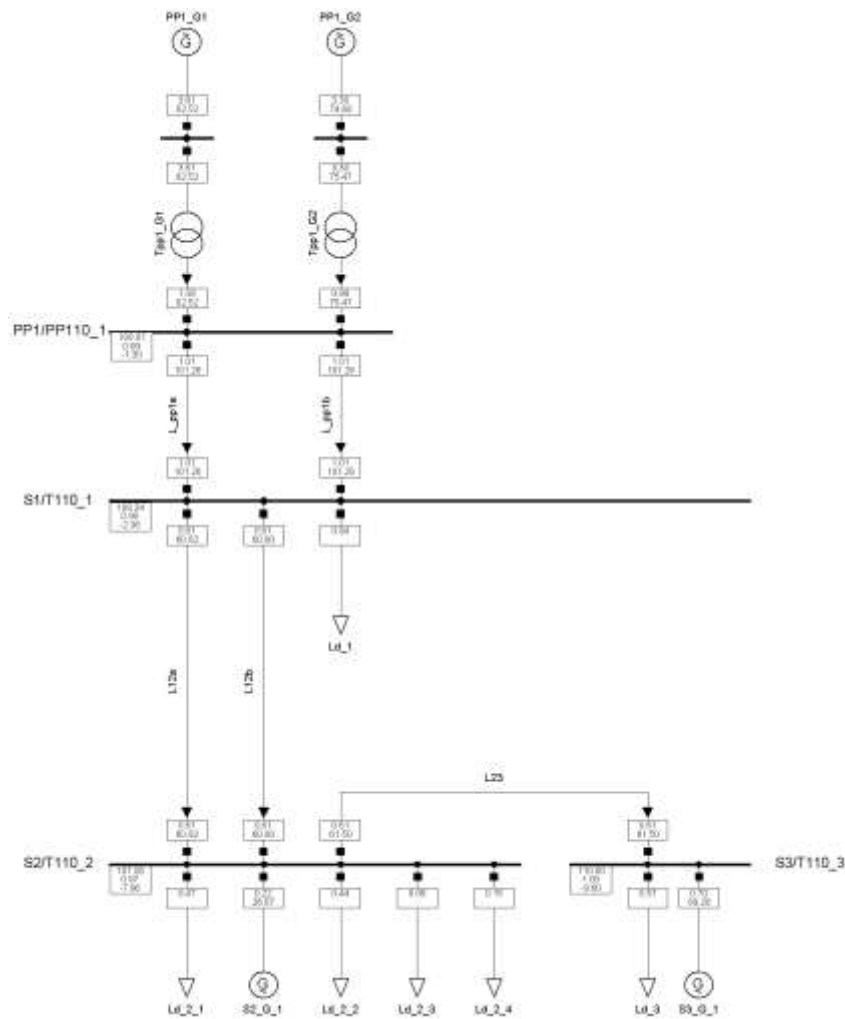


Рис. 1.1 – Розрахункова схема ЕЕС

Рівні напруги у вузлах та значення струмів в гілках електричної мережі в нормальному усталеному режимі зведено в табл.1,2.

Таблиця 1 – Моніторинг порушень рівнів напруги у вузлах мережі

№ п/п	Контрольна точка	U _{ном} , кВ	U _{реж} , кВ	U _{реж} , в.о	ΔU, %	Порушення
1	P110_1	110	108,87	0,99	-1,06	Зниження
2	T110_1	110	108,24	0,98	-1,66	Зниження
3	T110_2	110	107,06	0,97	-2,82	Норма
4	T110_3	110	110	1,00	0	Норма

Таблиця 2 – Моніторинг струмових навантажень обладнання мережі

№ п/п	Обладнання	Тип	Уном, кВ	Іном, А	Ідоп, А	Іфакт, кА	Іфакт, %	Стан обладнання
1	L_pp1a	ЛЕП	110	1000	1150	1,01	101,26	Норма
2	L_pp1b	ЛЕП	110	1000	1150	1,01	101,26	Норма
3	L12a	ЛЕП	110	1000	1150	0,61	60,82	Норма
4	L12b	ЛЕП	110	1000	1150	0,61	60,80	Норма
5	L23	ЛЕП	110	1000	1150	0,61	61,5	Норма
6	Трр1_G1	Тр-р	110	1314	1380	1,08	82,52	Норма
7	Трр1_G2	Тр-р	110	1314	1380	0,99	75,47	Норма

Висновок. Аналіз результатів розрахунку нормального усталеного режиму роботи ЕЕС показує, що значення напруги в контрольних вузлах не перевищують нормованих допустимих меж. Завантаження ЛЕП та трансформаторів не перевищують тривало-допустимих струмових навантажень.

1.2. Визначення запасу статичної стійкості нормального усталеного режиму

Запас статичної стійкості нормального усталеного режиму визначається по перетину, небезпечному з точки зору порушення статичної стійкості в післяаварійному режимі. Таким перетином є сукупність електричних зв'язків, наприклад повітряних ліній електропередачі (ПЛ), що зв'язують дві енергосистеми, енергорайони, електростанції і т.д., за якими можливе порушення статичної стійкості через їх перевантаження в післяаварійному режимі. Таке перевантаження, в свою чергу, може бути викликане, аварійним відключенням однієї з ПЛ, що входять в контрольований перетин, відключенням генерації в приймальній частині енергосистеми і т.д. Для виявлення небезпечного перетину необхідно проаналізувати поточкорозподіл в нормальному режимі роботи ЕЕС, порівняти схему нормального режиму зі схемою післяаварійного режиму, з'ясувати, на які залишені в роботі зв'язки виникне накид потужності післяаварійного відключення одного з елементів електричної мережі що входить до контрольованого перетину.

Після визначення перетину по якому можливе порушення статичної стійкості в післяаварійному режимі необхідно визначити межу переданої потужності по контрольованому перетину і коефіцієнт запасу статичної стійкості нормального режиму.

У РГР оцінка аперіодичної статичної стійкості, здійснюється за критерієм збіжності ітераційного процесу при розрахунку усталеного режиму ЕЕС.

У практичних розрахунках статичної стійкості ЕЕС для знаходження межі статичної стійкості використовується метод послідовного обважнення режиму, суть якого полягає в послідовному збільшенні навантаження контрольованого перетину до того моменту, коли ітераційний процес перестає сходиться (електричний режим не враховується). При цьому, величина перетоку потужності по зв'язку, при якому режим ще вважається і є граничним по умові забезпечення статичної стійкості. Визначене методом обважнення значення межі переданої потужності по зв'язку в нормальному режимі P_{δ}^i використовується надалі для розрахунку коефіцієнту запасу статичної стійкості.

Для розрахунку коефіцієнта запасу статичної стійкості нормального режиму крім певного значення $P_{пр}^H$ використовуються значення перетоку потужності по контрольованому перетину в нормальному режимі (до обважнення) P^H , а якщо контрольований перетин являє собою відносно слабкий зв'язок, то і величину нерегульованих коливань потоку потужності ΔP .

$$K_p^H = \frac{P_{пр}^H - \Delta P - P^H}{P^H} \quad (1)$$

Визначений коефіцієнт запасу статичної стійкості нормального режиму порівнюється з нормованим значенням, яке регламентується методичними вказівками щодо розрахунку стійкості енергосистем, і для нормальних режимів повинно бути не менше 0,2. Якщо K_p^H буде менше нормованого значення, то робляться рекомендації щодо його збільшення.

Приклад 2. Визначити коефіцієнт запасу статичної стійкості нормального усталеного режиму ЕЕС, розрахункова схема якої зображена на рис.1.1.

Рішення. Межа переданої потужності по зв'язку L12a в нормальному режимі $P_{пр}^H = 188$ МВт, а значення перетоку потужності по контрольованому перетину L12a в нормальному режимі (до обважнення) $P^H = 114$ МВт.

Тоді підставивши отримані дані у вираз (1) визначаємо коефіцієнт запасу статичної стійкості нормального усталеного режиму

$$K_p^H = \frac{P_{пр}^H - P^H}{P^H} = \frac{188 - 114}{114} = 0,39 \text{ (в.о.)}$$

Висновок. Коефіцієнт запасу статичної стійкості нормального режиму ЕЕС $K_p^H = 0,39 > K_{норм}^H = 0,2$.

1.3. Визначення запасу статичної стійкості в післяаварійному режиму

Межа переданої потужності за умовою забезпечення статичної стійкості для контрольованого перетину в післяаварійному режимі $P_{пр}^{п/ав}$ визначається таким же чином, що й для нормального усталеного режиму.

За величиною граничної переданої потужності визначається коефіцієнт запасу статичної стійкості післяаварійного режимі, $K_p^{п/ав}$. Отримане значення $K_p^{п/ав}$ має бути не менше нормативної величини, рівної 0,08.

Статична стійкість не забезпечується, якщо $K_p^{п/ав}$ менше нормативного значення. Якщо при моделюванні післяаварійного режиму (відключення однієї з ПЛ, що входить до контрольованого перетину) його збіжність не досягається (режим не рахується), то це означає, що в такому режимі статична стійкість ЕЕС не забезпечується (режиму не існує). Це обумовлено неприпустимим перевантаженням контрольованого перетину

в післяаварійному режимі. У цьому випадку, обважнення, для визначення межі переданої потужності не виконується, а відразу робиться висновок про необхідність розвантаження контрольованого перетину.

Для визначення величини розвантаження, а також $P_{пр}^{п/ав}$, при якому післяаварійний режим ще буде балансуватися, необхідно виконати поетапне розвантаження перетину із заданим кроком.

Приклад 3. Визначити коефіцієнт запасу статичної стійкості післяаварійного режиму ЕЕС.

Рішення. На ЛЕП-110 кВ L12a виникло однофазне замикання на землю фази А, внаслідок чого відбулося її відключення (рис.1.2). Межа переданої потужності по зв'язку L12b в післяаварійному режимі $P_{пр}^{п/ав} = 186$ МВт, а значення перетоку потужності по контрольованому перетину L12b в післяаварійному режимі (до обважнення) $P^{п/ав} = 219$ МВт.

Тоді підставивши отримані дані, визначаємо коефіцієнт запасу статичної стійкості післяаварійного режиму

$$K_p^{п/ав} = \frac{P_{пр}^{п/ав} - P^{п/ав}}{P^{п/ав}} = \frac{219 - 186}{219} = 0,15 \text{ (в.о.)}$$

Рівні напруги у вузлах та значення струмів в гілках електричної мережі в післяаварійному режимі зведено в табл.3,4.

Таблиця 3 – Моніторинг порушень рівнів напруги у вузлах мережі

№ п/п	Контрольна точка	Uном, кВ	Уреж, кВ	Уреж, в.о	ΔU , %	Порушення
1	P110_1	110	108,707	0,988	-1,16	Зниження
2	T110_1	110	107,988	0,982	-1,8	Зниження
3	T110_2	110	105,082	0,955	-4,5	Зниження
4	T110_3	110	108,11	0,983	-1,7	Зниження

Таблиця 4 – Моніторинг струмових навантажень обладнання мережі

№ п/п	Обладнання	Тип	Uном, кВ	Iном, А	Iдоп, А	Iав, А	Iфакт, кА	Iфакт, %	Iав, %	Стан обладнання
1	L_pp1a	ЛЕП	110	1000	1150	1380	1,0	86,95	0	Норма
2	L_pp1b	ЛЕП	110	1000	1150	1380	1,0	86,95	0	Норма
3	L12a	ЛЕП	110	1000	1150	1380	0	0	0	Вимкнена
4	L12b	ЛЕП	110	1000	1150	1380	1,18	103	0	Відхилення
5	L23	ЛЕП	110	1000	1150	1380	0,61	61	0	Норма
6	Trp1_G1	Тр-р	110	1314	1380	1450	1,08	78,26	0	Норма
7	Trp1_G2	Тр-р	110	1314	1380	1450	0,96	69,57	0	Норма

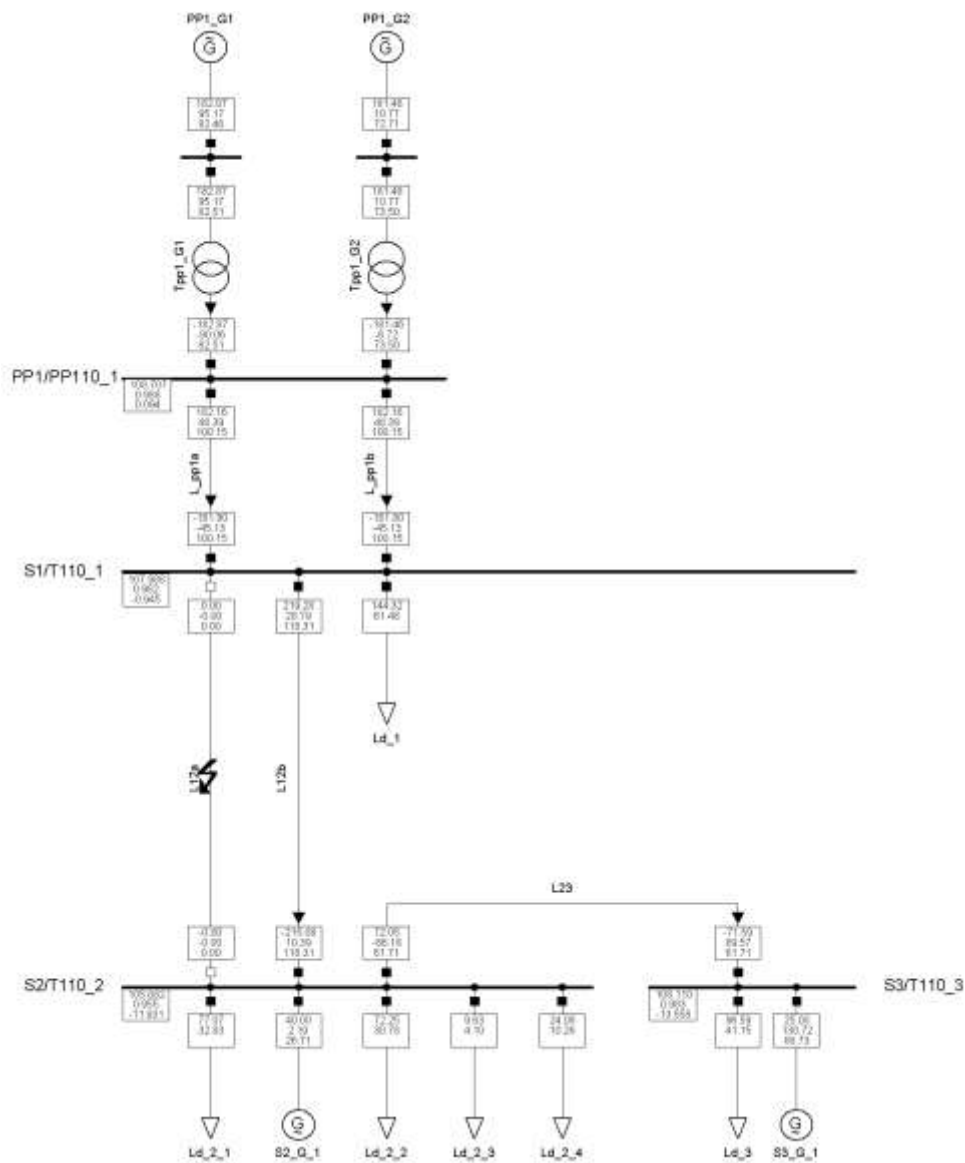


Рис. 1.2 – Розрахункова схема післяаварійного режиму ЕЕС

Висновок. Коефіцієнт запасу статичної стійкості післяаварійного режиму ЕЕС $K_p^{п/ав} = 0,15 > K_{норм}^{п/ав} = 0,08$. Статична стійкість в післяаварійному режимі забезпечується, але необхідно виконати поетапне розвантаження перетину із заданим кроком.

1.4. Визначення обсягів розвантаження контрольованого перетину, в післяаварійному режимі, за умовою забезпечення тривало-допустимого струму

У післяаварійному режимі, при відключенні однієї з ПЛ, що входять до контрольованого перетину, що залишилися в роботі лінії електропередачі можуть перевантажуватися по струму (робочий струм

більше тривало–допустимого струму для даних ПЛ), при цьому статична стійкість такого режиму може забезпечуватися. У таких режимах визначальним, є умова забезпечення тривало–допустимого струму по контрольованому перетину. Визначення величини розвантаження, в цьому випадку зводиться до визначення різниці між $I_{роб}^{н/ав}$ і $I_{доп}$. При цьому рекомендується розвантажувати ПЛ, що входять до контрольованого перетину не до $I_{доп}$, а приблизно до $0,9-0,95 I_{доп}$.

Приклад 4. Визначити величину розвантаження контрольованого перетину в післяаварійному режимі ЕЕС (рис.1.2).

Рішення. В результаті відключення ЛЕП-110 кВ L12a внаслідок однофазного замикання на землю в ЕЕС перевантаження ЛЕП-110 кВ L12b. Визначаємо величину розвантаження L12b

$$I_{роб}^{н/ав} = 0,9 \cdot I_{доп} = 0,9 \cdot 1,15 = 1,035 \text{ кА}$$

Для розвантаження ЛЕП L12b виконаємо відключення навантаження вузла S2 на 43 МВА (рис.1.3).

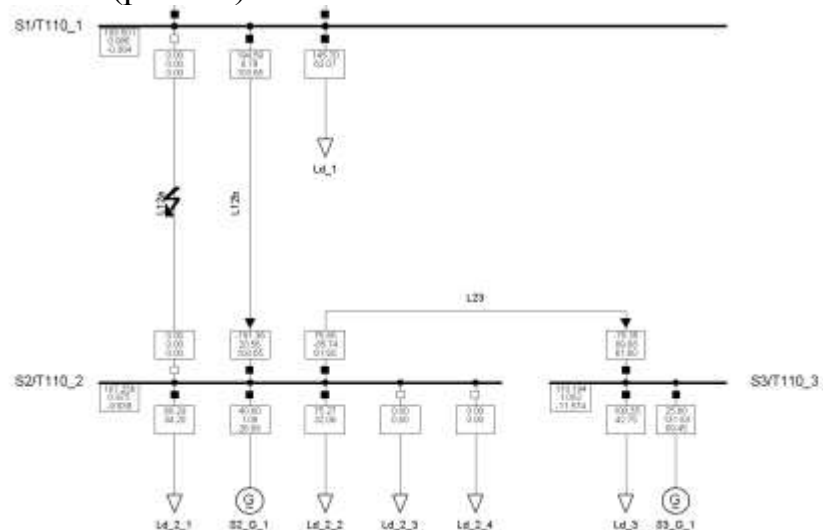


Рис. 1.3 – Схема післяаварійного режиму ЕЕС з розвантаженням L12b

Висновок. Розрахунковий обсяг розвантаження ЛЕП L12b становить 43 МВА. Розвантаження розглянутого перетину можна досягти шляхом відключення навантаження у вузлі S2: Ld_2_3 та Ld_2_4.

1.5 . Визначення місця установки і виду керуючих впливів протиаварійної автоматики

Визначення місця установки і виду керуючих впливів визначається на основі аналізу розрахунків нормального і післяаварійного усталених

режимів. На підставі розрахунків потрібно визначити надлишкову і дефіцитну частину ЕЕС, назначити електроенергетичні об'єкти (підстанції та електростанції), на яких можлива реалізація керуючих впливів з розвантаженням контролюваного перетину (ВН і ВГ). У надлишковій частині ЕЕС здійснюють відключення генераторів (ВГ), а в дефіцитній частині ЕЕС вибирають вузли, в яких можна відключити навантаження (ВН).

Приклад 5. *Визначити місце установки і виду керуючого впливу протиаварійної автоматики.*

Рішення. На рис. 1.4. представлена структура системи ПА. Наприклад, для ліквідації короткого замикання на ЛЕП контролюваного перетину необхідно передбачити встановлення пристроїв релейного захисту з відповідними уставками по струму та часу спрацювання. Разом з пристроями релейного захисту необхідно передбачити пристрій АПВ, який відновить нормальну роботу енергосистеми після відключення ЛЕП, в якому виявлено аварійна ситуація, шляхом включення цього елемента. Якщо к.з. нестійке, то після короткочасного відключення ЛЕП її ізоляція зазвичай відновлюється, і при повторному включенні ЛЕП залишається в роботі. Якщо ж к.з. на ЛЕП стійке, то її повторне включення від пристроїв АПВ не може бути успішним і при подачі напруги на ЛЕП відключається захистом.

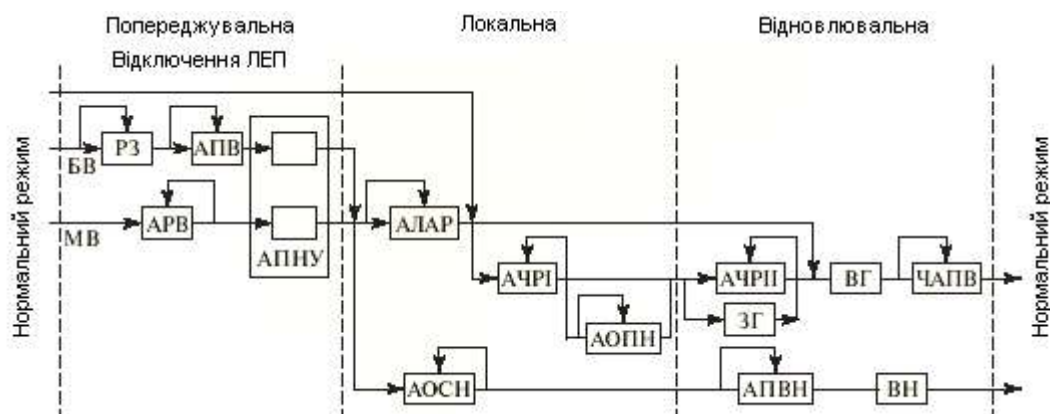


Рис. 1.4 – Структура протиаварійного управління автоматикою ЕЕС:
На рис.1.5 зображено комплекс пристроїв локальної протиаварійної автоматики, що встановлюються на електричних станціях:

- автоматика ліквідації асинхронного режиму (АЛАР);

- автоматика обмеження зниження частоти (АОСЧ), яка реалізує функції:
 - автоматичного частотного розвантаження (АЧР);
 - автоматичного повторного включення при підвищенні частоти (ЧАПВ);
 - додаткового автоматичного розвантаження (ДАР);
 - частотної ділильної автоматики (ЧДА);
- автоматика обмеження підвищення частоти (АОПЧ);
- автоматика обмеження зниження напруги (АОСН);
- автоматика обмеження підвищення напруги (АОПН);
- автоматика розвантаження при перевантаженні по струму (АРПТ);
- автоматика розвантаження при перевантаженні по потужності (АРПМ);
- фіксації відключення лінії (ФОЛ), трансформатора (ФОП), блоку генератор - трансформатор (ФОБ).

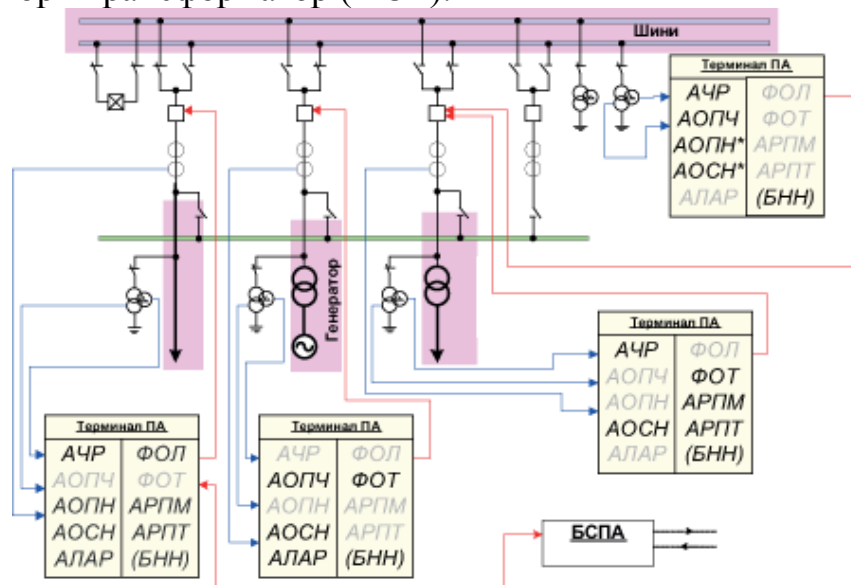


Рис. 1.5 – Схема протиаварійного управління автоматикою на електростанції

Результати моделювання тривалого перехідного процесу в ЕЕС зображено на рис.1.6. Генератори PP1_G1 та PP1_G2 електростанції PP1 відреагували на різке збурення, що виникло на лінії L12a в момент часу $t=0$ с. Далі відбулося спрацювання пристроїв релейного захисту з витримкою часу $\Delta t=0,2$ с. В момент часу $t=0,3$ с спрацьовує АПВ подається напруга на ЛЕП, але так як к.з. стійке, то відбувається повторне відключення ЛЕП пристроями релейного захисту через $\Delta t=0,1$ с. Це призвело до перевантаження лінії L12b, в результаті чого для забезпечення стійкості синхронної паралельної роботи енергооб'єднання відпрацювали автоматика розвантаження при перевантаженні по струму

шляхом відключення навантаження у вузлі S2: Ld_2_3 та Ld_2_4 в момент часу $t=0,5$ с.

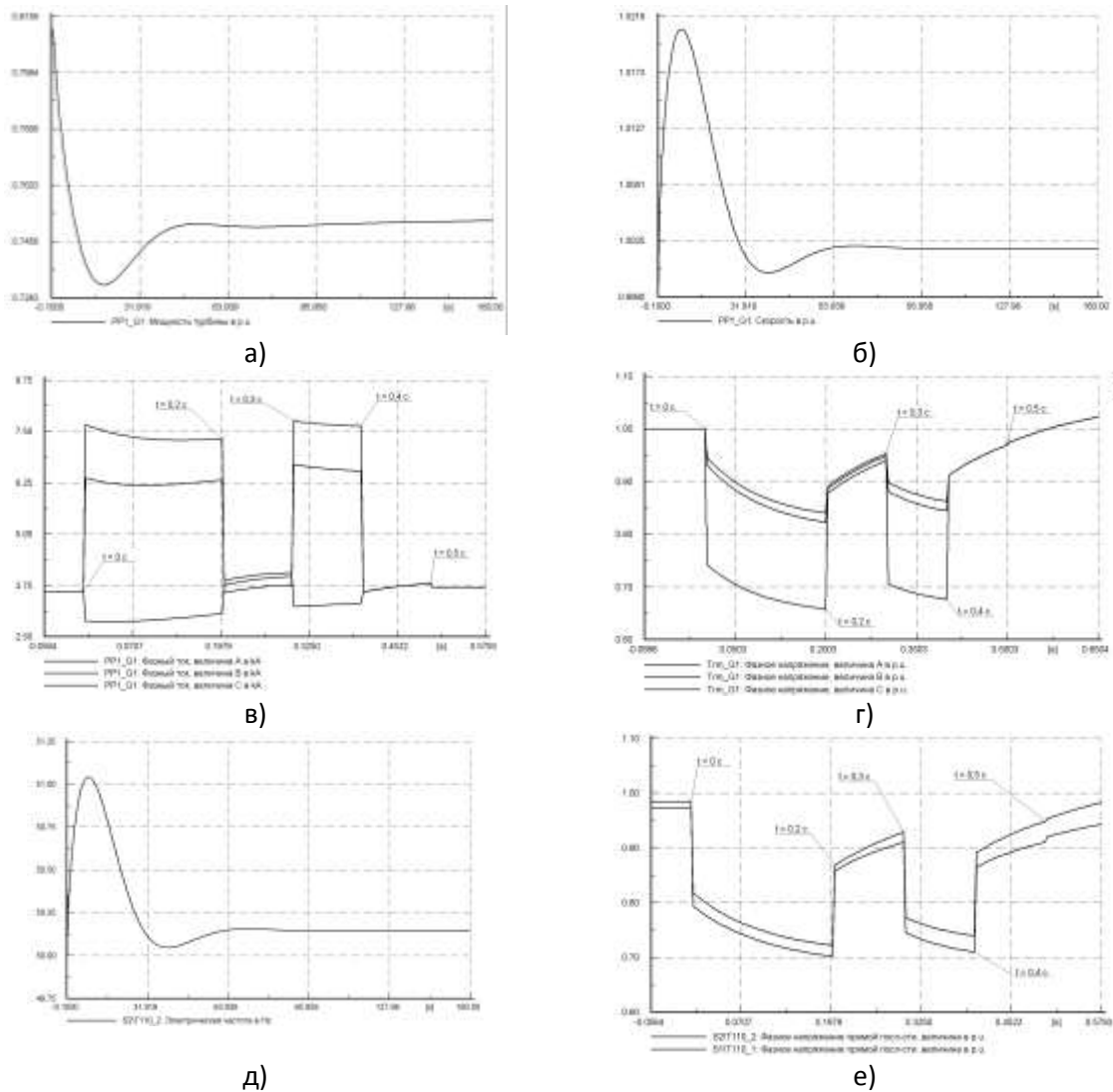


Рис. 1.6 – Результати моделювання тривалого перехідного процесу в ЕЕС:

а, б – зміна навантаження та швидкості турбіни; в, г – зміна напруги на шини та фазних струмів генератора PP1_G1; д – зміна частоти на шини приймальної енергосистеми S2; е – зміна напруги на шини S1 та S2

Висновок. Встановлений комплект пристроїв протиаварійної автоматики задовольняє вимогам збереження стійкості синхронної паралельної роботи енергооб'єднання.

Д1.1. Склад основних розділів розрахунково-графічної роботи

Розрахунково-графічна робота складається з наступних розділів:

1. Формування цифрової моделі енергосистеми для розрахунку усталених режимів.
2. Розрахунок нормального і післяаварійного режимів ЕЕС.
3. Оцінка статичної стійкості енергосистеми.
4. Вибір керуючих впливів, типу і місця встановлення пристроїв ПА для забезпечення розвантаження ПЛ в післяаварійному режимі.
5. Оцінка динамічної стійкості ЕЕС.
6. Вибір керуючих впливів, типу і місця встановлення пристроїв ПА забезпечують збереження динамічної стійкості.
7. Визначення параметрів спрацювання пристроїв ПА.
8. Розробка схем протиаварійної автоматики.

Д1.2. Формування цифрової моделі енергосистеми для розрахунку усталених і перехідних режимів ЕЕС

Для виконання розрахунків електричних режимів ЕЕС, в програмному комплексі, необхідно підготувати цифрову розрахункову модель ЕЕС. Цифрова розрахункова модель ЕЕС формується на підставі вихідних даних, відповідних варіанту завдання і фактично являє собою базу даних, що відображає параметри вузлів і гілок, які входять у схему заміщення розглянутої ЕЕС.

Д1.1.3. Завдання для розрахунково-графічної роботи

Для виконання розрахунково-графічної роботи в якості вихідних даних задаються:

1. Принципова схема електричної мережі ЕЕС, із зазначенням потужності навантажень споживачів і встановленою потужністю турбоагрегатів електростанцій.

2. Параметри турбогенераторів і турбін. Характеристики регуляторів швидкості, збудження і збуджувачів.

3. Розрахункові умови для вибору протиаварійної автоматики: схема післяаварійного режиму, вид і параметри збурення, витримки часу на спрацювання релейного захисту і автоматики.

Варіант завдання на розрахунково-графічну роботу визначається викладачем і включає в себе:

- Номер схеми електричної мережі енергосистеми.
- Характеристику схеми післяаварійного режиму.
- Вид збурення (вид короткого замикання).
- Швидкодія основного і резервного релейного захисту і автоматики повторного включення ($P_{з\text{осн}}/P_{з\text{рез}}/АПВ$).

Варіанти вихідних даних приведені в таблиці Д-1. Вихідні дані складаються: принципові схеми електричної мережі, марки проводу повітряних ліній (ПЛ) і трансформаторів, а також параметри турбоагрегатів електростанцій приведені на схемах 1-9 і в таблицях Д-2 – Д-6.

Таблиця Д-1 – Вихідні дані для виконання РГР

№ варіанта	Схема	Характеристика схеми післяаварійному режиму	Вид КЗ	Швидкодія $P_{з\text{осн}}/P_{з\text{рез}}/АПВ$, с
1	Схема №1	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС-201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
2	Схема №1	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 – ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
3	Схема №1	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС 204–ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
4	Схема №2	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0

№ варіанта	Схема	Характеристика схеми післяаварійному режиму	Вид КЗ	Швидкодія $P_{зосн}/P_{зрез}/АПВ$, с
5	Схема №2	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 –ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
6	Схема №3	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС 204–ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
7	Схема №3	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 –ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
8	Схема №3	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0
9	Схема №4	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС 204–ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
10	Схема №4	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 –ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
11	Схема №4	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
12	Схема №5	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0
13	Схема №5	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС-200 –ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
14	Схема №6	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 –ПС- 203	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
15	Схема №6	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС-201 –ПС- 203	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
16	Схема №6	Відкл. 1 ланц ПЛ 220 кВ ПС-200 –ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0
17	Схема №6	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 200	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,12/0,88/3,0
18	Схема №6	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-2 – ПС- 204	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,13/0,88/4,0
19	Схема №7	Відкл. 1 ланц ПЛ 220кВ ПС 204–ПС- 202	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,14/0,88/3,0
20	Схема №7	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	$K^{(1)}$ $K^{(3)}$	0,15/0,88/4,0

№ варіанта	Схема	Характеристика схеми післяаварійному режиму	Вид КЗ	Швидкодія Р _{зосн} /Р _{рез} /АПВ, с
21	Схема №7	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 – ПС-202	K ⁽¹⁾ K ⁽³⁾	0,15/0,88/4,0
22	Схема №8	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	K ⁽¹⁾ K ⁽³⁾	0,12/0,88/3,0
23	Схема №8	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 200	K ⁽¹⁾ K ⁽³⁾	0,13/0,88/4,0
24	Схема №8	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 – ПС-203	K ⁽¹⁾ K ⁽³⁾	0,14/0,88/3,0
25	Схема №9	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ГРЕС-1 – ПС-202	K ⁽¹⁾ K ⁽³⁾	0,14/0,88/3,0
26	Схема №9	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ПС-204 – ПС-202	K ⁽¹⁾ K ⁽³⁾	0,14/0,88/3,0
27	Схема №9	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 200	K ⁽¹⁾ K ⁽³⁾	0,15/0,88/4,0
28	Схема №9	Відкл. 1 ПЛ 220 кВ ТЕС-1 – ПС- 201	K ⁽¹⁾ K ⁽³⁾	0,15/0,88/4,0

Дані контрольних замірів:

Напруга на шинах 500 кВ ПС-1 U=504 кВ

Напруга на шинах 220 кВ ПС-1 U=230 кВ

Таблиця Д-2 – Параметри генераторів турбогенераторів електростанцій ЕЕС

Тип генератора	S ном, МВА	P ном, МВт	U _г ном, кВ	n, об/хв	cos φ	T _j , с	X'' _d , в.о.	X'' _q , в.о.	X' _d , в.о.	X' _q , в.о.	X _d , в.о.	X _q , в.о.	T _{d0} , с	T' _{d0} , с	T' _{q0} , с	T'' _d , с	T'' _q , с
Т-50	55,5	50	10,5	3000	0,9	8,7	0,134	0,134	0,235	0,235	1,43	1,43	7,45	0,9	0,9	0,1	0,1
ТВФ-100-2	117,5	100	10,5	3000	0,85	13	0,183	0,183	0,263	0,263	1,788	1,788	6,46	0,95	0,95	0,119	0,119
ТВФ-110	137,5	110	10,5	3000	0,8	11	0,189	0,189	0,271	0,271	2,037	2,037	6,7	0,95	0,95	0,119	0,119
ТВВ-165-2	176,5	150	18	3000	0,85	10,9	0,213	0,213	0,304	0,304	1,713	1,713	5,42	0,96	0,96	0,12	0,12
ТГВ-200	235,3	200	15,8	3000	0,85	7	0,19	0,19	0,295	0,295	1,84	1,84	6,85	1,1	1,1	0,138	0,138

Примітка. Блочні трансформатори і трансформатори зв'язку на електростанціях вибираються по потужності вказаною на схемах і напругою генераторів приведених в таблиці Д-2.

Таблиця Д-3 – Параметри регуляторів швидкості турбоагрегатів

Тип генератора	Статизм	Зона	T _{откр} , сек	T _{закр} , сек	P _{г min}	P _{г max}	D _{по}	T _{по}
Т-50	5	0,25	1,5	0,3		110		1,5
ТВФ-100-2	5	0,25	1,5	0,3		110		1,5
ТВФ-110	5	0,25	1,5	0,3		110		1,5
ТВВ-165-2	5	0,25	1,5	0,3		110		1,5
ТГВ-200	5	0,25	1,5	0,3		110		1,5

Таблиця Д-4 – Параметри регуляторів збудження турбогенераторів

Тип генератора	Трв	Урв+	Урв-	Ку	К'u	К'if	Кf	К'f	Tf	Альфа
Т-50	2	2		10						
ТВФ-100-2	0,1	2		7						
ТВФ-110	0,04	6	-6	50	5	5	2	5	0,9	
ТВВ-165-2	0,04	6	-6	50	5	5	2	5	0,9	
ТГВ-200	0,1	2		15		1				

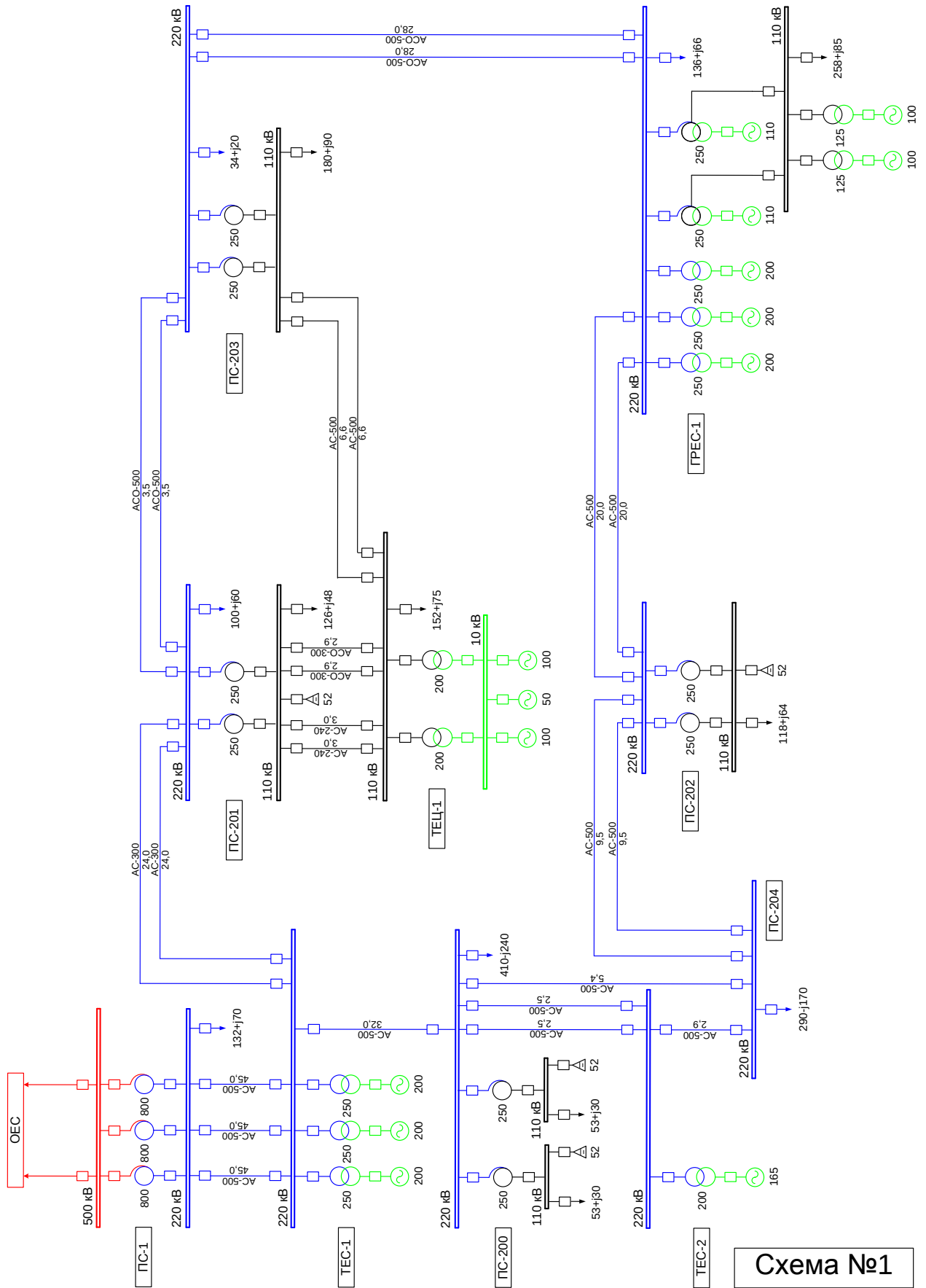
Таблиця Д-5 – Параметри збуджувачів системи збудження турбоагрегат

Тип генератора	Тв	Еqe+	Еqe-	Еq+	Еq-	КІ
Т-50	0,15	2		1,6	0,3	0,7
ТВФ-100-2	6,5	2		1,6	0,3	0,7
ТВФ-110	0,04	2	-1,6	2	0,6	
ТВВ-165-2	0,04	2	-1,6	2	0,6	
ТГВ-200	0,36	2		1,6	0,3	0,7

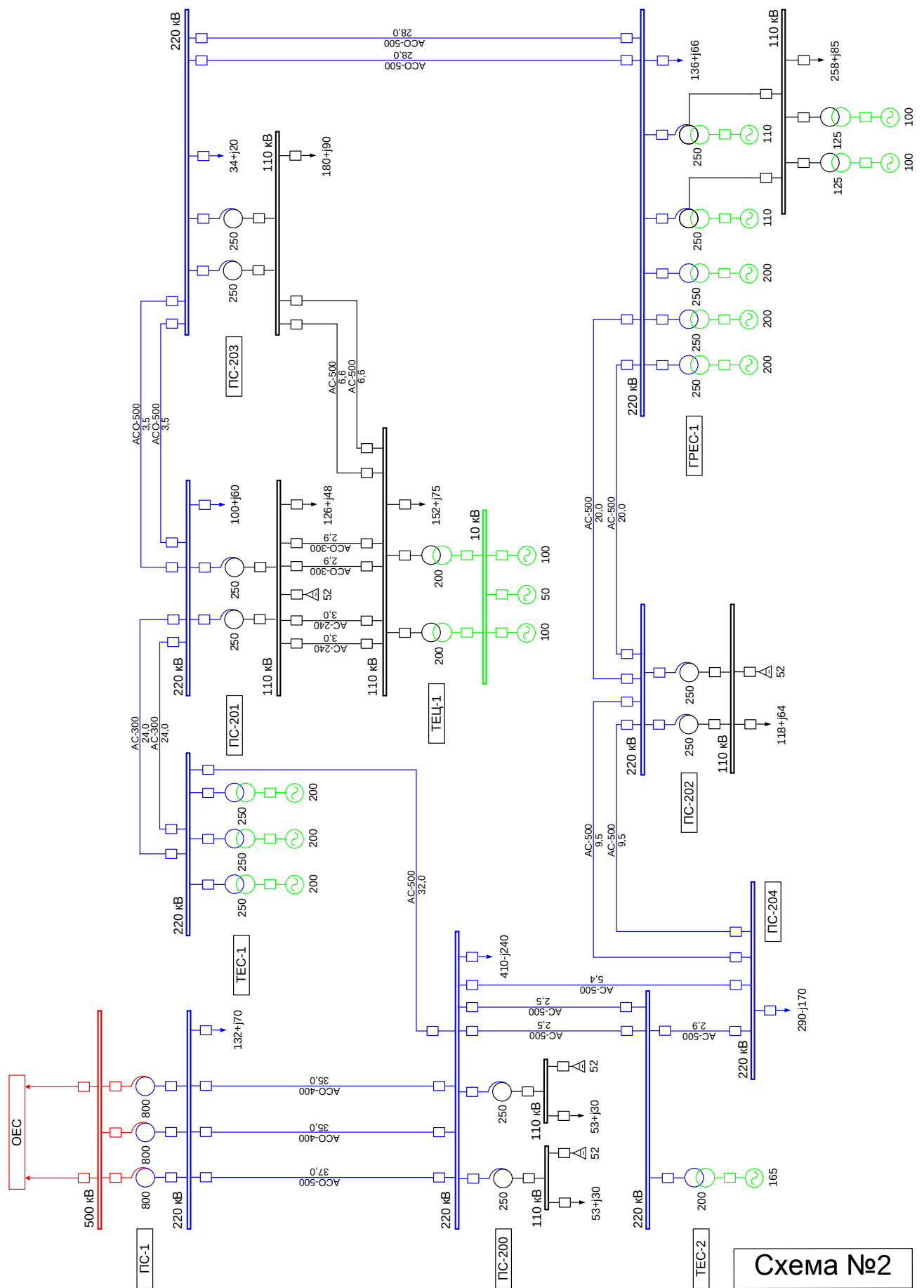
Таблиця Д-6 – Параметри турбін турбоагрегатів електростанцій ЕЕС

Тип турбіни	Р ном, МВт	п, об/мин	Ј, т*м ²	Тип генератора відповідний вказаному типу турбіни турбоагрегата електростанції
Т-50-	50	3000	12	Т-50
К-100-	100	3000	18,7	ТВФ-100-2
К-150-	150	3000	28,3	ТВВ-165-2
К-200-	200	3000	35	ТГВ-200

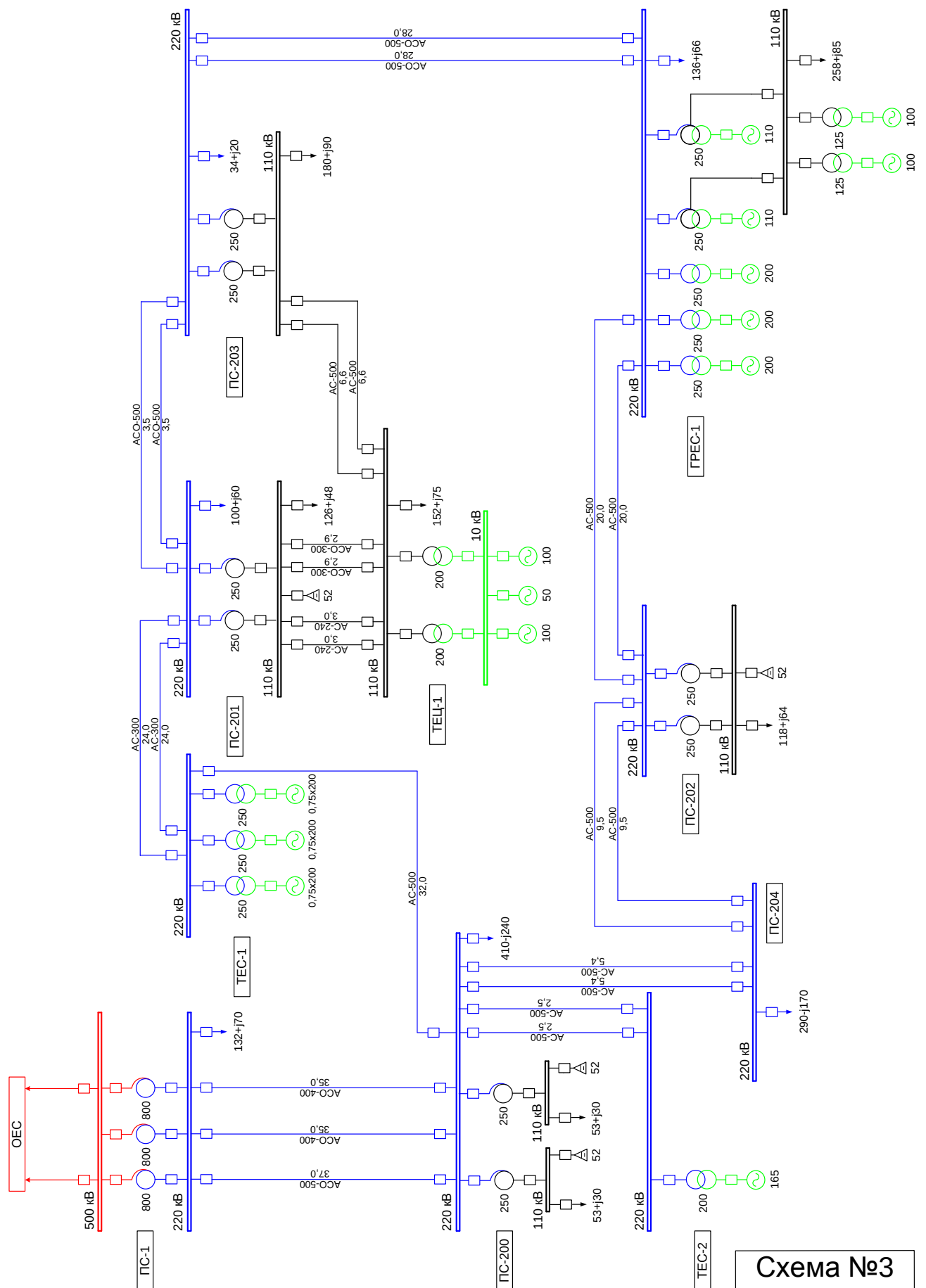
Д1.4. Варіанти принципів схем електричної мережі ЕЕС



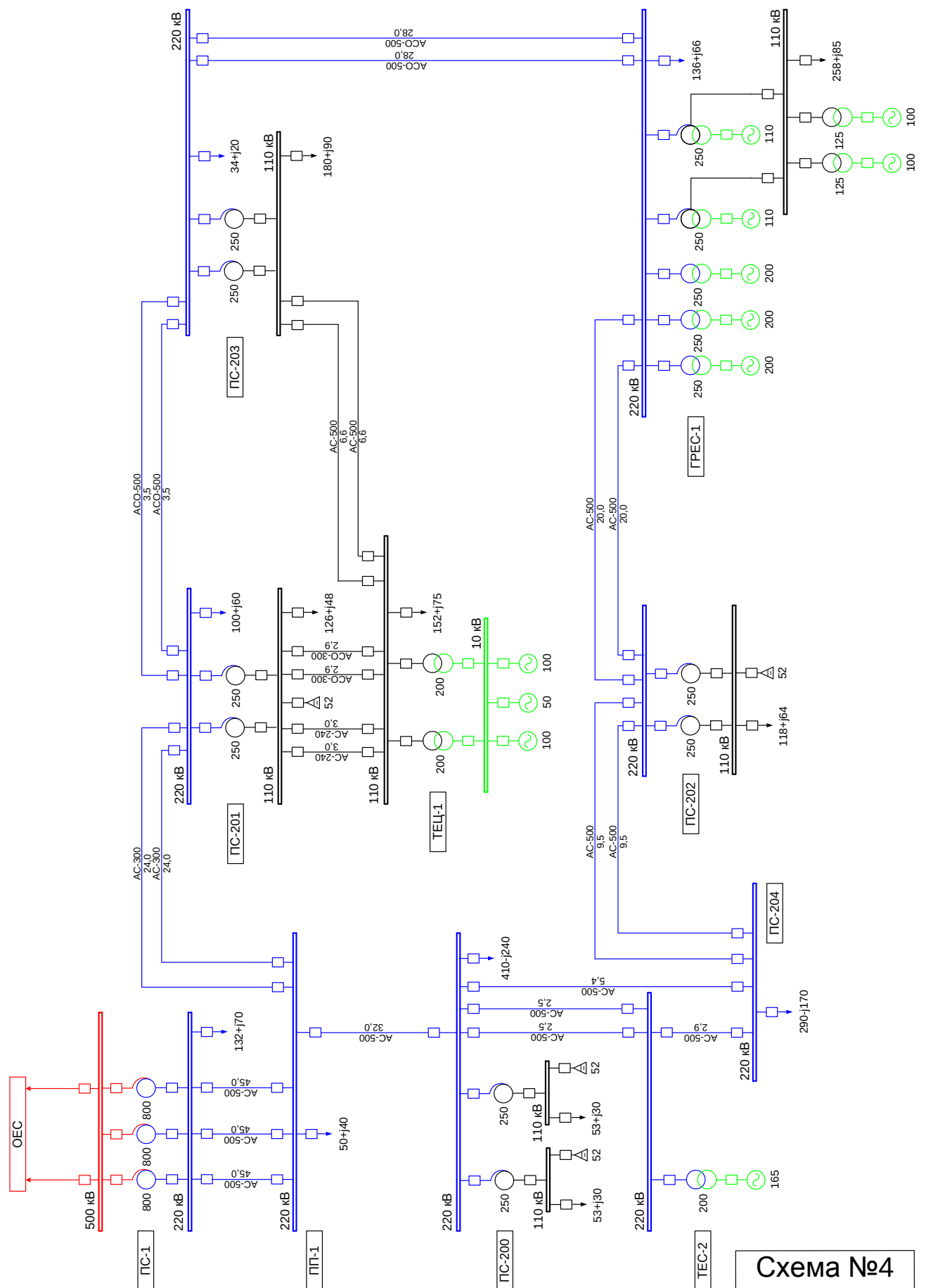
Примітка. 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВА, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в Мвар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.



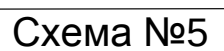
Примітка. 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВА, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в Мвар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.



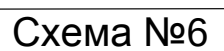
Примітка. 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВА, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в Мвар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.



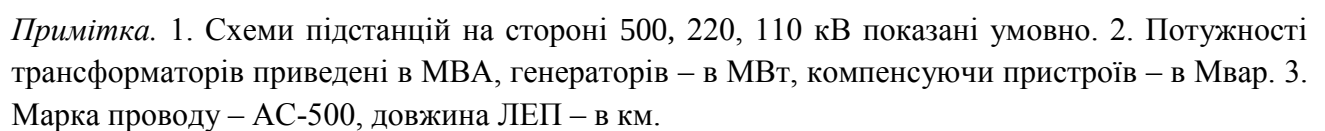
Примітка. 1. Схеми підстанцій на стороні 500, 220, 110 кВ показані умовно. 2. Потужності трансформаторів приведені в МВА, генераторів – в МВт, компенсуючі пристроїв – в Мвар. 3. Марка проводу – АС-500, довжина ЛЕП – в км.

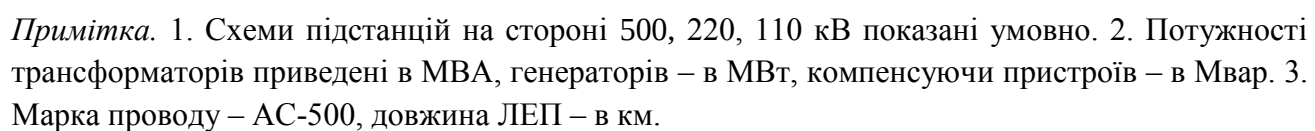


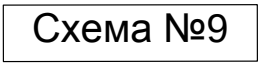
27



28







31

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО ”

КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

**ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА І РОЗРАХУНКИ
СТІЙКОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ**

РОЗРАХУНКОВО-ГРАФІЧНА РОБОТА

Варіант № _____

Керівник _____ (_____) Виконав _____ (_____)
 (підпис) (ініціали, прізвище) (підпис) (ініціали, прізвище)

Допущений до захисту
“___” _____ 20___ року
Захищена з оцінкою

Групи ЕТ - ____
Залікова книжка № _____

(оцінка ECTS) (традиційна оцінка) (к-сть балів)
“___” _____ 20___ року

**Київ
20___ рік**

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Мельник В.П. Математичні моделі і методи аналізу режимів електроенергетичних систем. – К., 2005. – 608 с., іл.
2. СОУ-Н МЕВ 40.1–00100227 -68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Настанова. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2012.–29 с.
3. User manual PowerFactory 14.1.
4. СОУ НЕК 20.571:2018. Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України, на режим роботи яких вони мають вплив. Методичні рекомендації. – К.: ДП «НЕК «Укренерго», 2018.–53с.
5. Забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2018. – 320 с.