МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КРИВОРІЗЬКИЙ національний УНІВЕРСИТЕТ
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА електромеханіки

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
ДО ВИПУСКНОЇ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

зі спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

за освітньо-професійною програмою
«Електромеханічне обладнання енергоємних виробництв»

ТЕМА РОБОТИ:

РОЗРОБКА ТА АНАЛІЗ МЕТОДІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ ЗАЛІЗОРУДНИХ ОБ’ЄКТІВ

Виконав: магістр групи ЕМО-24м _____ Микита ЛОЗА

Керівник випускної роботи _____ Олександр ІЛЬЧЕНКО

Завідувач кафедри _____ Станіслав ТОЛМАЧОВ

Кривий Ріг
2025 р.

КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет: Електротехнічний
Кафедра: Електромеханіки
Освітньо-професійна програма другого (магістерського) рівня вищої освіти: «Електромеханічне обладнання енергоємних виробництв»
Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електромеханіка та електромеханіка»
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньо-професійної програми
_____ Станіслав ТОЛМАЧОВ
«____»_____20____ р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Лози Микити Олександровича
(прізвищі ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Розробка та аналіз методів компенсації реактивної потужності в енергосистемах залізорудних об'єктів

керівник проєкту (роботи) Ільченко О.В.

затверджена наказом по КНУ від « 07 » липня 2025 р. № 479с

2. Строк подання студентом проєкту (роботи) « 30 » Листопада 2025 р.

3. Вихідні дані до проєкту (роботи)
Розподільна підстанція РП-14 ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг»; однолінійні схеми електропостачання підстанції РП-14; встановлені потужності електроприймачів підстанції РП-14; силові трансформатори 1-3 шин: Sн=2500 кВА, 10/6 кВ,; програмні комплекси для електроенергетичних систем; MATLAB; компенсуючі пристрої.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. Розділ1. Оптимізація режимів електроенергетичних систем та засоби її реалізації. Розділ 2. Оптимізація режимів енергосистеми РП-14 ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» Розділ 3. Імітаційне моделювання системи електропостачання РП-14. Висновки. Список джерел.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Презентація складає 20 сл.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	Ільченко О.В., доцент		
2	Ільченко О.В., доцент		
3	Ільченко О.В., доцент		

7. Календарний план

№ з/п	Етапи роботи	Термін виконання	Примітка
1.1	Загальні відомості про оптимізацію електроенергетичних систем	01.09-10.09	
1.2	Огляд програмних комплексів для оптимізації режимів електроенергетичних систем	11.09-20.09	
1.3	Компенсуючі пристрої та схеми їх підключення .	21.09-30.09	
2.1	ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» та загальні характеристики РП-14.	01.10-10.10	
2.2	Розрахунок електричних навантажень.	11.10-20.10	
2.3	Компенсація реактивної потужності.	21.10-25.10	
2.4	Визначення місць встановлення компенсуючих пристроїв у РП-14.	26.10-30.10	
3.1	Загальний опис системи РП-14.	31.10-05.11	
3.2	Розрахунок оптимального розміщення компенсуючих пристроїв методом множників Лагранжа.	06.11-10.11	
3.3	Математичне моделювання РП-14.	12.11-17.11	
	Висновки	18.11-22.11	
	Список джерел	23.11	

Дата видачі завдання: «01» вересня 2025 р.

Студент _____ Лоза М.О.

(підпис) (П.І.Б.)

Керівник роботи (проєкту) _____ Ільченко О.В.

(підпис) (П.І.Б.)

РЕФЕРАТ

56 стор., 14 рис., 9 табл., 33 літ. джерел.

Об'єкт дослідження – є електричні мережі високої напруги енергосистеми РП-14 ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг».

Предмет дослідження – методи оптимізації нормальних електричних режимів, які застосовуються під час управління режимами електроенергетичних систем.

Мета кваліфікаційної магістерської роботи – розробка математичної моделі та оптимізації встановлених режимів електроенергетичних систем у темпі процесу оперативного та автоматичного управління, а також реалізація моделі у вигляді програмного прототипу.

Наукова новизна полягає в оптимізації процесу компенсації реактивної потужності, що дозволить максимально знизити втрати електроенергії в електричних мережах, зумовлені перетіканнями реактивної потужності, скоротити витрати промислових підприємств на електроенергію, збільшити пропускну спроможність електричних мереж і сприятиме реалізації на промислових підприємствах.

Галузь застосування – промислова електроенергетика.

Отримані результати: реалізація запропонованої моделі управління реактивною потужністю дозволяє підтримувати на межі балансової приналежності підприємства та енергосистеми необхідне значення реактивної потужності, а також вирішити завдання постачання споживачів електроенергією необхідної якості.

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ, ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

ЗМІСТ

ВСТУП 7

РОЗДІЛ 1 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ЗАСОБИ ЇЇ РЕАЛІЗАЦІЇ 11

1.1 Загальні відомості про оптимізацію електроенергетичних систем 12

1.2 Огляд програмних комплексів для оптимізації режимів електроенергетичних систем 15

1.2.1 Програмний комплекс Mustang 15

1.2.2 Програмний комплекс Eurostag 16

1.2.3 Програмний комплекс DAKAR 18

1.2.4 Програмний комплекс DigSilent 19

1.2.5 Програмний комплекс PSS/E 21

1.2.6 Програмний комплекс MATLAB 22

1.3 Компенсуючі пристрої та схеми їх підключення 25

1.4 Висновок за розділом 1 31

РОЗДІЛ 2 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ЕНЕРГОСИСТЕМИ РП-14 ПАТ «АРСЕЛОРМІТТАЛ КРИВИЙ РІГ» 32

2.1 ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» та загальні характеристики РП-14 33

2.2 Розрахунок електричних навантажень 35

2.2.1 Розрахунок навантажень 1 секції шин 6 та 10 кВ 35

2.2.2 Розрахунок втрат у силовому трансформаторі №1 1-ї секції шин 37

2.2.3 Розрахунок навантаження 2 секції шин 6 та 10 кВ 38

2.2.4 Розрахунок втрат у силовому трансформаторі №2 та трансформаторі СН №1 2-ї секції шин 39

2.2.5 Розрахунок навантаження 3 секції шин 6 та 10 кВ 40

2.2.6 Розрахунок втрат у силовому трансформаторі №3 та трансформаторі СН №2 3-ї секції шин 41
2.3 Компенсація реактивної потужності 42
2.4 Визначення місць встановлення компенсуючих пристроїв у РП-14 45
2.5 Висновок до розділу 2 49
РОЗДІЛ 3 ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РП-14 50
3.1 Загальний опис системи РП-14 51
3.2 Розрахунок оптимального розміщення компенсуючих пристроїв методом множників Лагранжа 57
3.3 Математичне моделювання РП-14 60
3.4 Висновки до розділу 3 65
ВИСНОВКИ 67
СПИСОК ДЖЕРЕЛ 69

ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики в Україні та в усьому світі характеризується збільшенням складності електроенергетичних систем (ЕЕС) та зростанням споживання електроенергії. У зв'язку з цим відбувається ускладнення різноманітних завдань диспетчерських управлінь: планування, оцінки та оптимізації режимів.

Електроенергетичні системи (ЕЕС) є складними, багатозв'язковими, що функціонують в умовах змінності їх структури, параметрів і режимів роботи при численних зовнішніх і внутрішніх збуреннях як систематичного, так і випадкового характеру. Режим роботи електроенергетичної системи характеризується низкою параметрів, які можна регулювати. До них відносяться активні та реактивні потужності електростанцій, навантаження споживачів, навантаження та струми ліній електропередачі, напруги у вузлах еквівалентної схеми електричної мережі, коефіцієнти трансформації трансформаторів. Активні та реактивні навантаження споживачів, що задаються (прогнозуються) до початку розрахунку, не залежать від співробітників або від персоналу, які розраховуються. Інші параметри допускають зміни і можуть бути обрані більш менш довільно. Разом з тим їх вибір істотно впливає на допустимість режиму та на його економічність [1, 2].

Завдання оптимізації в електричних системах є однією з основних областей дослідження в енергетиці. Основною причиною підвищеної уваги до завдань оптимізації в енергосистемах є можливість без будь-яких додаткових капітальних вкладень на обладнання або інші заходи за допомогою оптимізації та аналізу того чи іншого завдання досягти економії витрат на вирішення поставленого завдання [1-4].

Управління режимами роботи електростанцій та мереж має здійснюватися на основі розрахунків та даних довгострокового та короткострокового планування. Оптимізація режимів роботи електроенергетичної системи (ЕЕС) – складне багаторівневе завдання. До її вирішення необхідно підходити комплексно на всіх ієрархічних рівнях ЕЕС. В даний час існують два основні шляхи вирішення завдання - комплексна оптимізація режиму ЕЕС по всіх змінних і оптимізація з поділом вихідної задачі на підзавдання [5, 6].

Оптимальний режим енергосистеми – це режим з допустимих, тобто такі, що задовольняють умовам надійності та якості електроенергії, при якому забезпечується мінімум витрат при заданому в кожний момент часу навантаженні споживачів.

В Україні питаннями ефективної роботи електричних мереж займалися та займаються вчені: Волотковський С. А., Випанасенко С. В., Денисюк С. В., Заїка В. Т., Корнілов Р. В., Мокін Б. В., Півняк Р. Р., Праховник А. В., Розен В. П., Сінчук О. Н., Самойлович В. С., Щітка В. Ф., Шидловський А. К., Шкрабець Ф. П., Щуцький В. І. та ін.

Актуальність теми. Протяжні електричні мережі та великі навантаження підприємств сприяють величезним втратам електричної енергії при її транспортуванні. Ефективність використання виробленої на електростанції електрики безпосередньо залежить від втрат в лініях і обладнанні. Зменшити втрати можна при зменшенні реактивної складової лінії, при цьому компенсуючи її в місці споживання. Існує безліч місць в енергосистемах, де електрообладнання працює з низьким коефіцієнтом потужності, тому питання управління компенсацією реактивної потужності в системах електропостачання є одним з найважливіших напрямів досліджень. Компенсація реактивної потужності в розподільчих електричних мережах є дуже ефективним заходом, що покращує наступні показники встановлених режимів роботи енергосистем:

1) суттєве зниження технологічної витрати електроенергії на її транспорт (знижуються перетікання реактивної потужності);

2) покращення рівнів напруги у вузлах мережі;

3) зниження витрат на обладнання (менші перерізи проводів та кабелів, менша встановлена потужність трансформаторів).

Мета та завдання досліджень.

Метою магістерської роботи є розробка математичної моделі та оптимізації встановлених режимів електроенергетичних систем у темпі процесу оперативного та автоматичного управління, а також реалізація моделі у вигляді програмного прототипу.

Для досягнення поставленої мети сформульовано та вирішено такі завдання:

1) провести аналіз досліджень методів оптимізації ЕЕС;

2) виконати розрахунок навантажень та знайти проблему в ПС-65;

3) визначити місця встановлення компенсуючих пристроїв у РП-14;

4) розробити імітаційну модель, яка дозволить відтворити управління реактивної потужності підприємства та енергосистеми та оцінити її ефективність.

Об'єктом дослідження є електричні мережі високої напруги енергосистеми РП-14 ПАТ АрселорМіттал Кривий Ріг.

Предметом дослідження є методи оптимізації нормальних електричних режимів, які застосовуються під час управління режимами електроенергетичних систем.

Теоретичною та методологічною основою магістерської роботи є розробки вітчизняних та зарубіжних науковців у галузі моделювання режимів ЕЕС, оцінювання стану та оптимізація.

Розробка способів аналізу та управління електричними режимами почалася одночасно зі створенням великих об'єднаних енергосистем у 50-х роках минулого століття.

Інформаційну базу становлять монографічні роботи, матеріали науково-технічних конференцій, об'єкти інтелектуальної власності, статті у періодичних виданнях та наукових збірниках з досліджуваної проблеми.

Наукова новизна. В результаті виконання роботи отримані наступні нові наукові результати: в оптимізації процесу компенсації реактивної потужності, що дозволить максимально знизити втрати електроенергії в електричних мережах, зумовлені перетіканнями реактивної потужності, скоротити витрати промислових підприємств на електроенергію, збільшити пропускну спроможність електричних мереж і сприятиме реалізації на промислових підприємствах.

Методи дослідження. Для реалізації поставлених у дисертації завдань використовуються методи Лагранжа, математичне моделювання, методи оптимізації. Як програмні інструменти для розробки моделей та алгоритмів застосовуються системи комп'ютерної математики MATLAB.

Практична значимість та реалізація результатів магістерської роботи. Реалізація запропонованої моделі управління реактивною потужністю дозволяє підтримувати на межі балансової приналежності підприємства та енергосистеми необхідне значення реактивної потужності, а також вирішити завдання постачання споживачів електроенергією необхідної якості.

РОЗДІЛ 1

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ЗАСОБИ ЇЇ РЕАЛІЗАЦІЇ

1.1 Загальні відомості про оптимізацію електроенергетичних систем

Оптимальне керування режимами досягається різними способами:

1) шляхом вибору конфігурації електричних мереж;

2) вибором складу включеного у роботу устаткування;

3) керування параметрами режиму енергосистеми.

Виняткова складність оптимального управління режимами визначається не тільки великою кількістю керованих елементів, але й тим, що різні параметри, що регулюються і налаштовуються потрібно підтримувати оптимальними на великій території.

Оптимізацією режиму електроенергетичної системи займаються на різних рівнях:

1) проектувальники, які розглядають режими на тривалий період (на перспективу) 1-5, 5-10 років;

2) персонал служби режимів розглядає перспективні режими на добу, місяць, сезон;

3) оперативний персонал станцій, електричних мереж, енергосистеми, що розглядає поточний режим.

Основні завдання, які вирішуються при оптимізації режиму:

1) розподіл активних потужностей між генераторами електричних станцій та між електричними станціями енергосистеми, що відповідає мінімуму сумарної витрати умовного палива, з урахуванням втрат активної потужності в мережах. Це завдання вирішується шляхом відносних приростів;

2) оптимізація режиму електричної мережі, що призводить до зменшення сумарних втрат активної потужності в мережах, в результаті оптимального вибору потужності та місця розміщення пристроїв, що компенсують, вибору коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку при обліку технічних обмежень. Це і наступне завдання вирішуються шляхом вирішення рівнянь режиму, що встановився, з використанням градієнтного методу;

3) комплексна оптимізація, тобто. знаходження потужностей станцій, потужностей та місць розміщення компенсуючих пристроїв; модулів та фаз напруги у всіх вузлах при врахуванні технічних обмежень на параметри режиму;

4) вибір оптимального складу працюючого устаткування.

Стан електричної системи в режимах, що встановилися, характеризуються наступними параметрами:

1. Напруги у вузлах мережі. У мережах змінного струму як напруги розглядаються комплекси їх діючих значень. При припущенні, що режим трифазної мережі є симетричним і синусоїдальним, використовуються напруги, рівні за модулем лінійним напругам, а по фазі - фазним напругам. У несиметричних режимах використовуються або симетричні складові напруг $\dot{U}_1$, $\dot{U}_2$, $\dot{U}_0$, або фазні напруги $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$. У несинусоїдальних режимах використовуються гармонійні складові напруг. $\dot{U}_\nu$, де ν – номер гармоніки;

2. Струми у гілках схеми заміщення електричної мережі: у мережах змінного струму – комплекси діючих значень $\dot{I}$; у несиметричних режимах – симетричні складові струмів $\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$, $\dot{I}_0$ або фазні струми $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$, $\dot{I}_C$; у несинусоїдальних режимах – гармонійні складові струмів $\dot{I}_\nu$.

3. Потужності, що передаються елементами мережі. У мережах постійного струму існує лише активна потужність P, а в мережах змінного струму – активна, реактивна та повна потужності P, Q і $\dot{S}$. У трифазних мережах при розрахунках зазвичай використовуються сумарні потужності, що передаються по всіх трьох фазах.

У симетричних режимах:

$$\dot{S} = P + jQ = \sqrt{3}\dot{U}I^* \tag{1.1}$$

де індекс "*" позначає спряжений комплекс.

У несиметричних режимах:

$$\dot{S} = \dot{U}_A I_A^* + \dot{U}_B I_B^* + \dot{U}_C I_C^* . \tag{1.2}$$

Виразимо потужність у симетричному режимі через напруги та параметри мережі. Нехай гілка схеми заміщення поєднує вузли з номерами *i, j*, напруги в яких рівні $\dot{U}_i$, $\dot{U}_j$ (рис. 1.1). Струм у гілці, спрямований від вузла *i* до вузла *j*:

$$\dot{I}_{ij} = \frac{1}{\sqrt{3}}\left(\dot{U}_i - \dot{U}_j\right)Y_{ij} \tag{1.3}$$

де Y_{ij} – комплексна провідність гілки.

Тоді потужність на початку гілки (з боку вузла *j*), передана в напрямку від вузла *i* до вузла *j*:

$$\dot{S}''_{ij} = \sqrt{3}\dot{U}_i I^*_{ij} = \dot{U}_i\left(U^*_i - U^*_j\right)Y^*_{ij}. \tag{1.4}$$

Аналогічно висловиться потужність наприкінці гілки (з боку вузла *j*), що передається в тому ж напрямку:

$$\dot{S}'_{ij} = \dot{U}_j\left(U^*_i - U^*_j\right)Y^*_{ij}. \tag{1.5}$$

4. Потужності, що генеруються джерелами живлення, загалом визначаються за формулою (1.1). Для деяких джерел потужності задані заздалегідь і таким чином є вихідними даними для розрахунків.

5. Потужності споживачів (навантаження). Загалом ці потужності залежать від рівня напруги у даного споживача відповідно до статичних характеристик $P = f(U)$, $Q = g(U)$. Часто статичні характеристики напруги апроксимуються поліномами другого ступеня. Тоді:

$$P = P_{ном}\left(a_2k^2 + a_1k + a_0\right), \tag{1.6}$$

$$Q = Q_{ном}\left(b_2k^2 + b_1k + b_0\right), \tag{1.7}$$

де $k = U/U_{ном}$; $U_{ном}$ – номінальна напруга; $P_{ном}$ і $Q_{ном}$ – потужності, що споживаються при номінальній напрузі; a_1, a_2, a_0, b_1, b_2, b_0 - коефіцієнти апроксимації, причому $a_2 + a_1 + a_0 = 1$, $b_2 + b_1 + b_0 = 1$.

Часто навантаження задаються у формі $P = const$, $Q = const$. І тут їх потужності є вихідними даними до розрахунку режимів.

6. Втрата потужності в елементах мережі. У трифазній мережі в симетричному та синусоїдальному режимі для гілки з комплексним опором Z_{ij}

втрати повної потужності, що припадають на всі три фази, можуть бути визначені такими способами:

$$\Delta \dot{S}_{ij} = 3I_{ij}^2 Z_{ij} = \left|\dot{U}_i - \dot{U}_j\right|^2 Y_{ij}^* = \left(\frac{S''_{ij}}{U_i}\right)^2 Z_{ij} = \left(\frac{S'_{ij}}{U_j}\right)^2 Z_{ij}. \quad (1.8)$$

7. Втрата енергії. Вони є інтегральним параметром, що визначається не одним режимом, а їх сукупністю, реалізованою за деякий інтервал часу *T*. Втрати енергії ΔW пов'язані з втратами активної потужності ΔP співвідношенням:

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (1.9)$$

де час *t* зазвичай виражається в годинах.

8. Частота струму *f*. Цей параметр визначено за умови, що миттєві значення струмів та напруг є періодичними функціями часу, зокрема синусоїдами. Строго кажучи, ця умова виконується тільки в режимах, що встановилися. Однак при перехідних режимах, що мають електромеханічну природу, електромагнітними процесами часто можна знехтувати. Тоді напруги та струми також розглядаються як періодичні функції.

Найчастіше при розрахунку режимів частота струму приймається постійної. Винятком є деякі аварійні та особливі режими.

1.2 Огляд програмних комплексів для оптимізації режимів електроенергетичних систем

1.2.1 Програмний комплекс Mustang

Виробником ПК Mustang є ВДЦ Балтії, Латвія.

Комплекс MUSTANG призначений для оперативного виконання на ЕОМ розрахунків і перехідних електромеханічних режимів енергосистем.

Виведення всіх результатів розрахунку здійснюється у табличному вигляді на екран, у файл чи принтер. У комплекс MUSTANG-95 включені також програмні засоби висновку результатів розрахунку динамічної стійкості як графіків на екран, у файл чи принтер. Зовнішній вигляд програми Mustang представлено на рис. 1.1.

Рисунок 1.1 - Зовнішній вигляд програми Mustang

1.2.2 Програмний комплекс Eurostag

Програмно-обчислювальний комплекс EUROSTAG був створений спільно ELECTRICITE DE FRANCE, яка є системним оператором енергосистеми Франції, та фірмою TRACTEBEL – науково-технічним центром при системному операторі енергосистеми Бельгії. Програма призначена для розрахунку електромеханічних перехідних процесів, що протікають в енергосистемі, будь-якої тривалості від часток секунди до годин. При цьому точність розрахунку не залежить від тривалості перехідного процесу, що моделюється, оскільки реалізований в EUROSTAG алгоритм інтегрування диференціальних рівнянь автоматично підбирає крок інтегрування відповідно до точності, необхідної користувачеві. Головний екран програми EUROSTAG представлено на рис. 1.2.

До основних можливостей цього ПК належать:

1) розрахунок перетікань потужності (потокурозподілу навантаження);

2) повний динамічний аналіз (динамічний моделювання різних систем, топологічні модифікації в енергосистемі);

3) визначення граничного часу відключення короткого замикання;

4) автоматичне визначення несправностей визначення часу відключення КЗ, щоб уникнути нестійкості енергетичних систем;

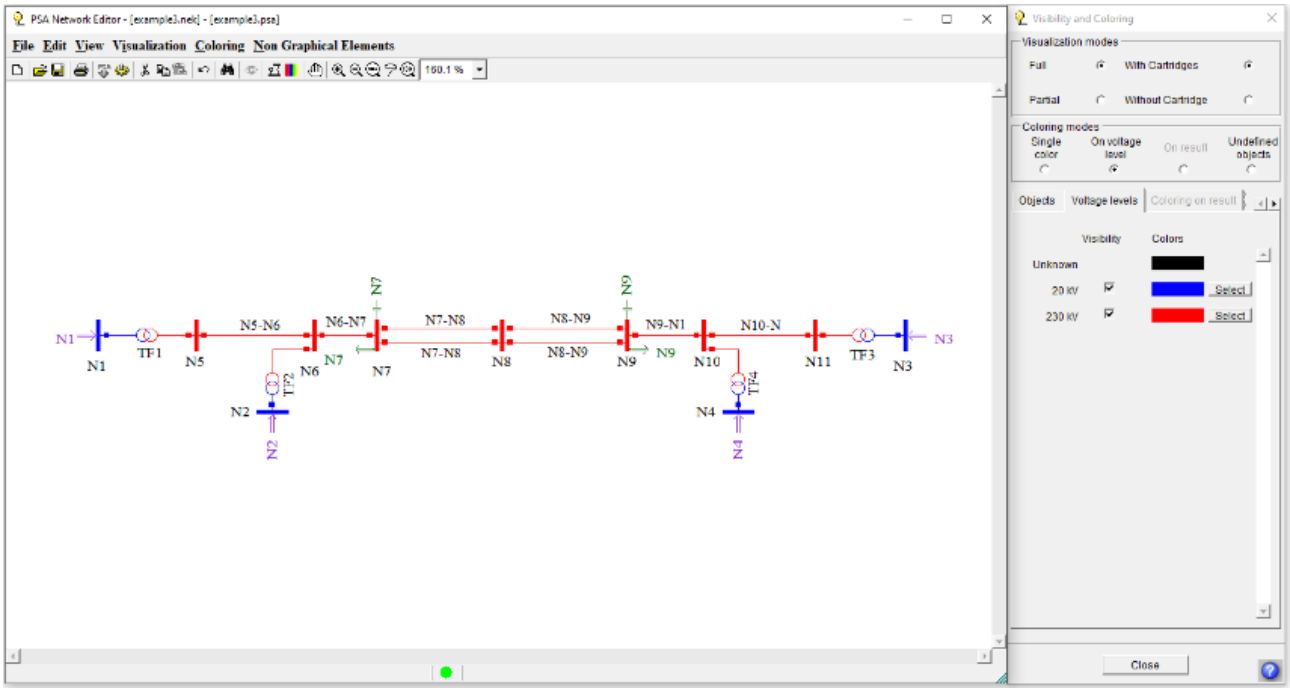


Рисунок 1.2 - Головний екран програми EUROSTAG

5) оцінка динамічної безпеки: виявлення слабких, вразливих критичних або елементів системи, що викликають різні збої;

6) динамічна оптимізація відгуку: метод для виконання ідентифікації параметрів моделі та оптимального її настроювання;

7) мінімальний аналіз сигналу: аналіз стійкості системи для малих збурень;

8) дослідження процесів синхронізації енергосистем після великих аварій;

9) визначення налаштувань для систем протиаварійного керування, пристроїв релейного захисту та автоматики;

10) аналіз причин виникнення та наслідків аварійних збурень в енергосистемі;

11) аналіз поведінки енергосистеми при різних аварійних збуреннях (лавина напруги, випадання із синхронізму великих електростанцій тощо);

12) розробка та налаштування систем управління (регулятори швидкості турбін, РПН трансформаторів тощо).

1.2.3 Програмний комплекс DAKAR

Діалоговий Автоматизований Комплекс Аналізу Режимов (ДАКАР) розроблений компанією Eleks Software, м. Львів, Україна. Головний екран програми DAKAR представлено на рис. 1.3.

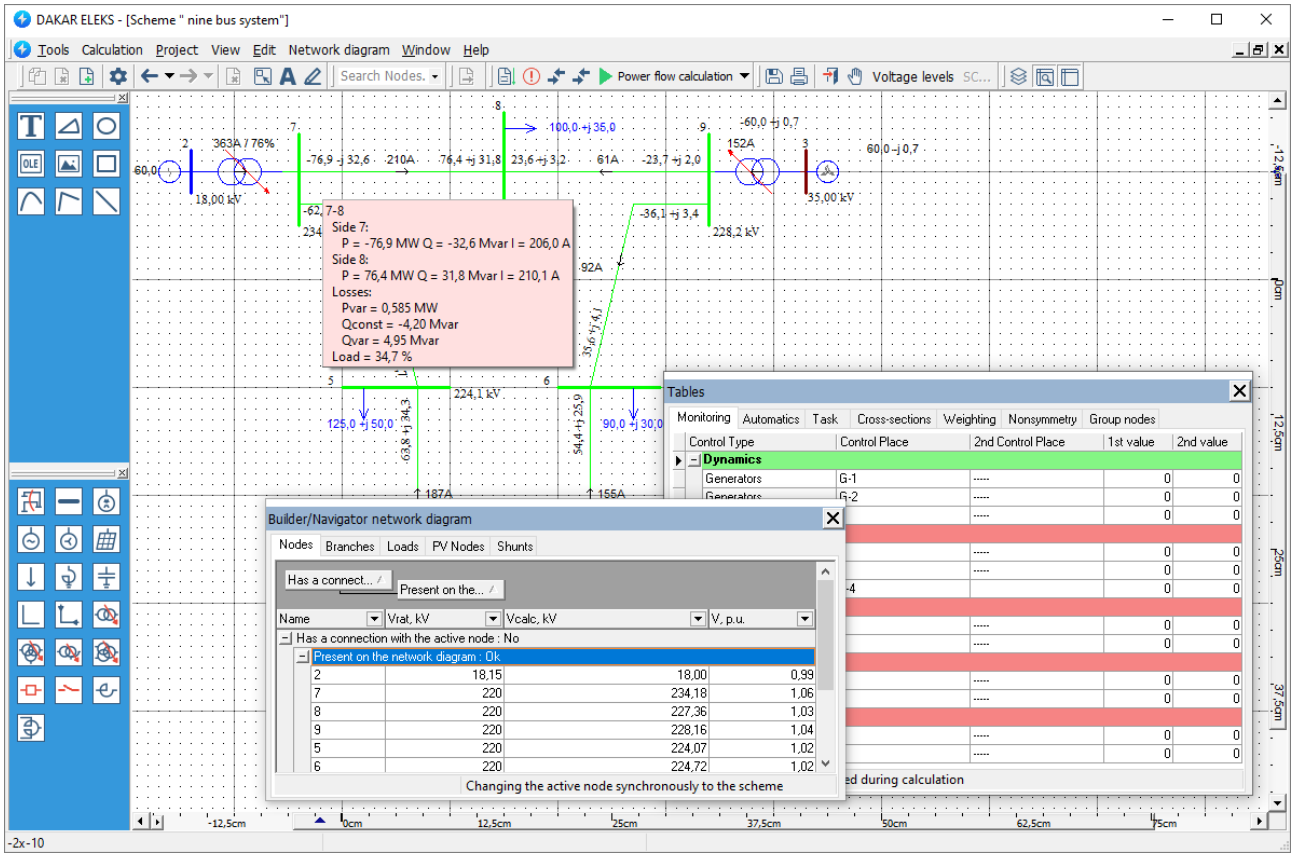


Рисунок 1.3 - Головний екран програми DAKAR

ДАКАР призначений для розрахунку та аналізу, нормальних, граничних та післяаварійних режимів роботи електричних мереж напругою 0,4÷1150 кВ, а також електромеханічних перехідних процесів електроенергетичних систем з урахуванням дії будь-яких пристроїв автоматики, реакції теплосилового обладнання електричних станцій.

Комплекс ДАКАР дозволяє вирішувати такі завдання:

1) розрахунок і аналіз режимів, що встановилися;

2) еквівалентування електричної мережі;

3) створення графічної схеми мережі та комутаційних схем підстанцій, з

відображенням на них результатів розрахунку;

4) дослідження статичної та динамічної стійкості;

5) аналіз тривалих перехідних процесів;

6) аналіз несиметричних, неповнофазних режимів та розрахунок струмів короткого замикання;

7) налаштування автоматичного регулювання збудження (АРЗ), автоматики ліквідації асинхронного режиму (АЛАР), теплосилового обладнання (ТСО) з використанням графічного аналізу.

1.2.4 Програмний комплекс DigSilent

ПК PowerFactory – це єдина платформа для виконання комплексних розрахунків та аналізу електроенергетичних систем будь-якої розмірності та будь-якого ступеня складності. Розробник комплексу - компанія DIgSILENT GmbH (Німеччина).

DIgSILENT GmbH - незалежна компанія, що займається програмним забезпеченням та консалтингом, що надає вузькоспеціалізовані послуги в галузі систем електропостачання для передачі, розподілу, генерації, промислових підприємств та відновлюваних джерел енергії. Портфель інноваційних продуктів DIgSILENT включає системи PowerFactory, StationWare та Monitoring Systems.

PowerFactory – це провідне програмне забезпечення для аналізу енергосистем, яке охоплює весь спектр функцій від стандартних функцій до дуже складних та передових додатків. Для управління захистом DIgSILENT пропонує StationWare, центральну базу даних налаштувань захисту та систему управління активами та бізнес-процесами. Із системами моніторингу DIgSILENT пропонує багатофункціональні вимірювальні системи. Моніторинг енергосистеми PFM300 забезпечує спостереження за мережею та підприємством, реєстрацію несправностей, аналіз якості електроенергії та характеристик мережі. Розширена версія Система моніторингу відповідності вимогам мережевих правил PFM300-GCC пропонує додаткові функції для безперервного аудиту відповідності електростанцій вимогам мережевих правил. Головний екран програми

PowerFactory представлено на рис. 1.4.

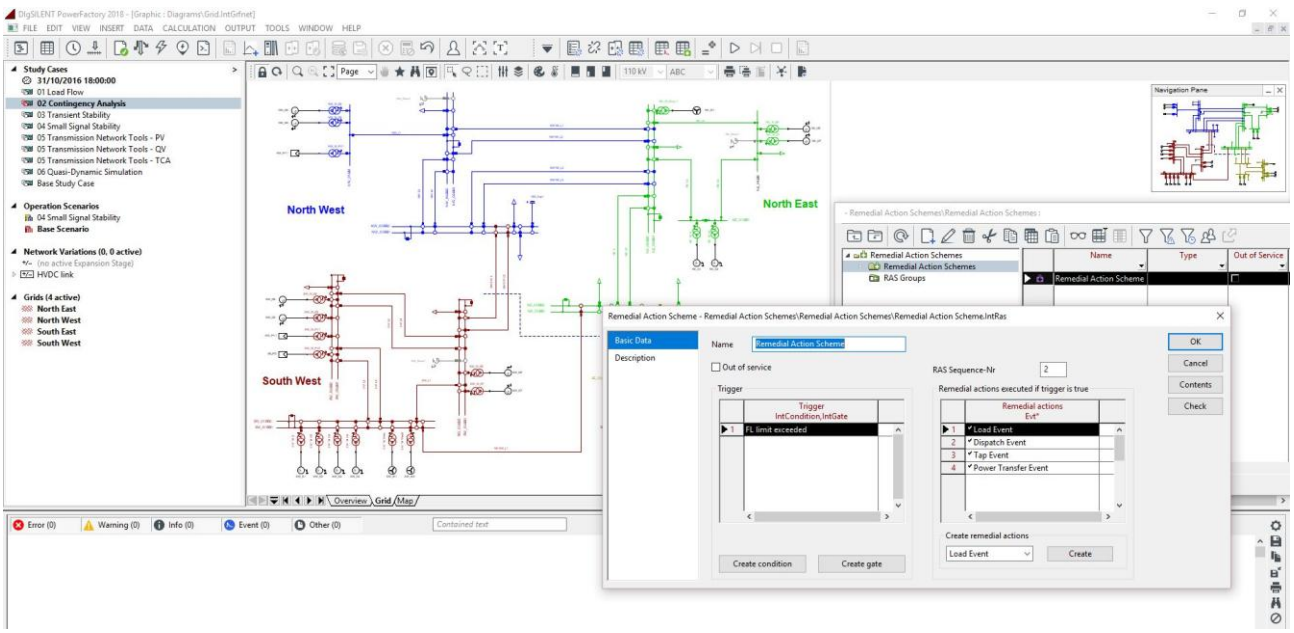


Рисунок 1.4 – Головний екран програми PowerFactory

Комплекс PowerFactory дозволяє вирішувати такі завдання:

1) розрахунок і аналіз режимів (УР) і струмів короткого замикання (ТКЗ) для всіх типів електричних мереж, включаючи складнозамкнуті і 3-х фазні системи змінного і постійного струму;

2) аналіз мереж низької напруги;

3) аналіз варіантів відмов (за критерієм N-i);

4) оптимізація розподільчих мереж та режимів роботи;

5) вибір перерізу кабельної лінії;

6) моделювання динамічних процесів;

7) моделювання електромагнітних перехідних процесів;

8) ідентифікація системи;

9) аналіз захисту, надійності, стійкості за напругою, а також аналіз аварійних ситуацій;

10) оптимізація режимів, що встановилися (УР);

11) моделювання пристроїв силової електроніки;

12) заземлення;

13) інженерні розрахунки параметрів схем заміщення повітряних ліній (ПЛ) та кабельних ліній (КЛ).

1.2.5 Програмний комплекс PSS/E

PSS/E (Power System Simulator for Engineering) був розроблений та вперше представлений американською фірмою Power Technologies Inc. у 1976 року. Нині розробкою програмного комплексу продовжує займатися фірма SIEMENS.

ПВК призначений для вирішення наступних завдань:

1) розрахунку електричного режиму;

2) оптимізації електричного режиму;

3) розрахунку симетричних та несиметричних коротких замикань;

4) еквівалентування мережі;

5) розрахунку електромеханічних перехідних процесів.

PSS/E складається з кількох модулів:

1) модуля розрахунку встановленого режиму;

2) модуль розрахунку динаміки;

3) модуль аналізу результатів розрахунків;

4) набору конверторів із/в старі/нові формати файлів даних.

Цифрова модель енергосистеми може бути задана як за допомогою стандартного однолінійного представлення її елементів, так і з моделями з параметрами прямої, зворотної та нульової послідовностей для відображення несиметрії різного виду.

Головний екран програми PSS/E представлено на рис. 1.5.

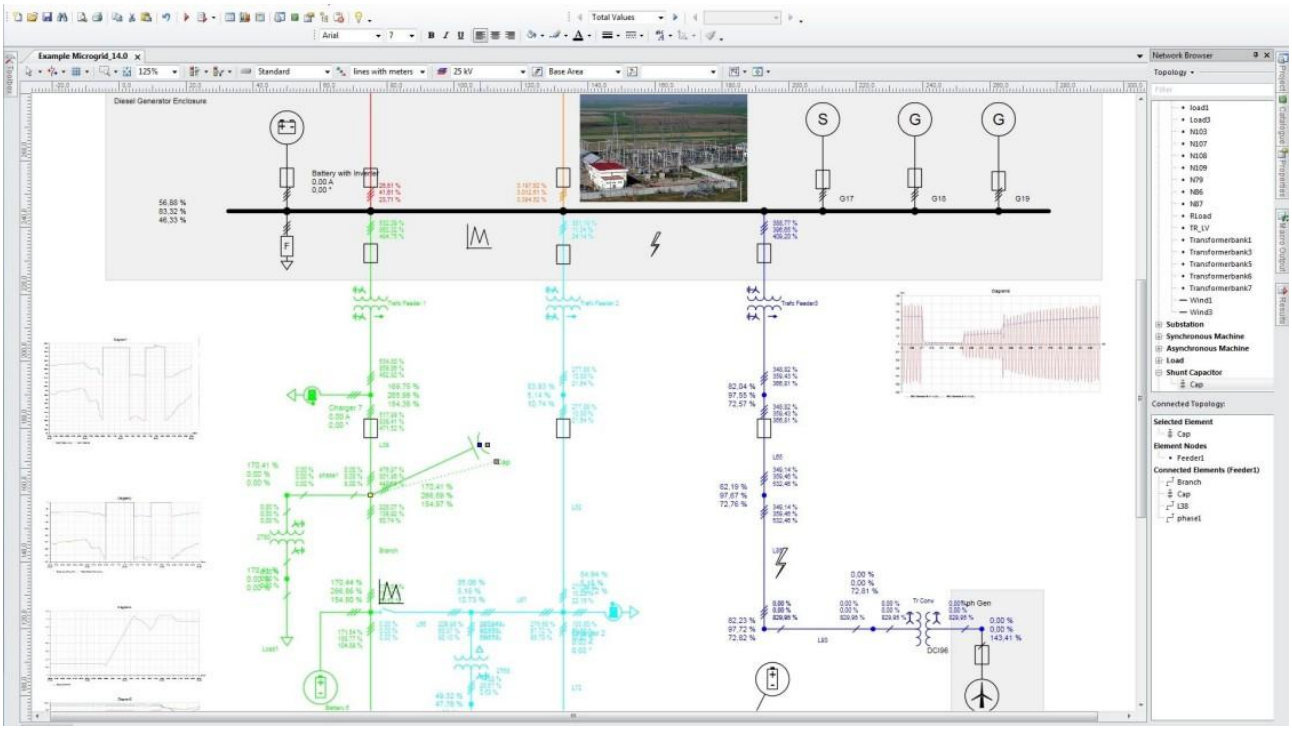


Рисунок 1.5 – Головний екран програми PSS/E

1.2.6 Програмний комплекс MATLAB

Виробником ПК MATLAB є компанія MathWork Inc. (М. Нейтик, штат Массачусетс, США).

MATLAB – пакет прикладних програм на вирішення завдань технічних обчислень. Система MATLAB набула широкого поширення у науково-дослідних установах, широко використовується у навчальному процесі вищих навчальних закладів та проведенні науково-дослідних робіт за участю студентів. Це пов'язано з тим, що в MATLAB, орієнтованому на матричні операції, широко розвинені засоби візуалізації результатів моделювання, які дають наочне уявлення про роботу системи, що моделюється, і об'єктів, що входять до неї, що значно спрощує роботу. В основному, наочне уявлення дозволяє отримати головне розширення MATLAB – Simulink – система математичного моделювання. Також до складу цієї системи входить електроенергетичний напрямок - пакет SimPowerSystems, що дозволяє методом моделювання вирішувати різні завдання електроенергетики. Головний екран програми MATLAB представлено на рис. 1.6.

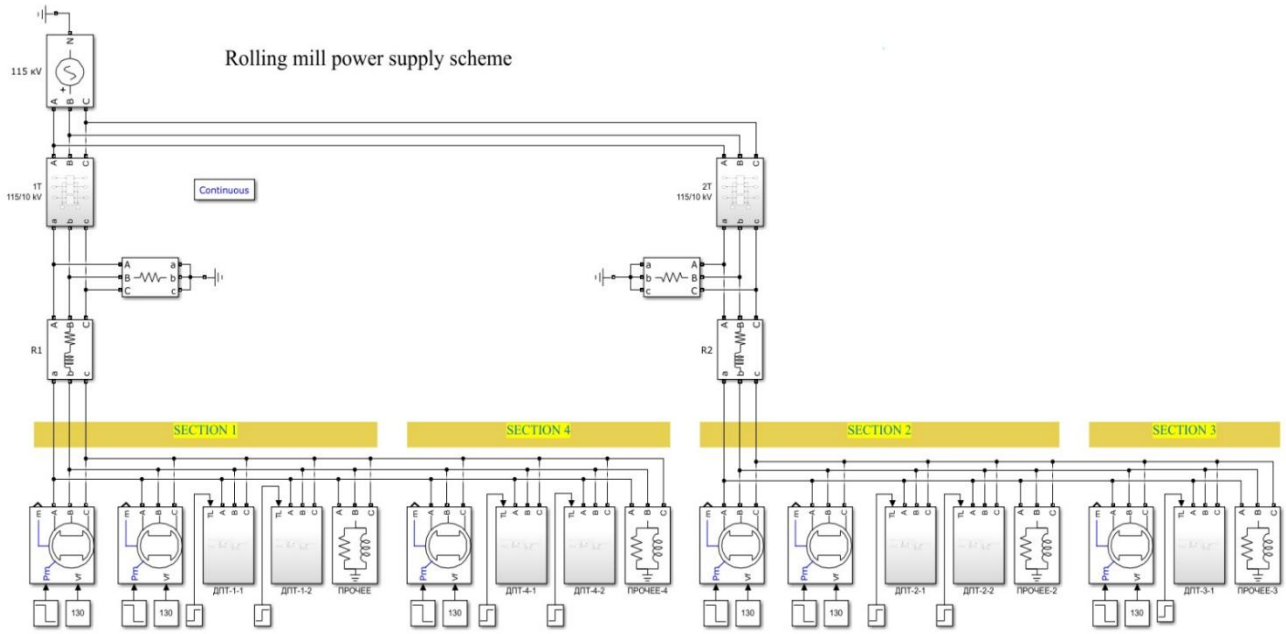


Рисунок 1.6 – Головний екран програми MATLAB

Simulink – це підсистема імітаційного математичного моделювання динамічних процесів. Simulink є складовою пакету Matlab і повністю інтегрований з ним. Моделі Simulink складаються з набору графічних блоків, що представляють компоненти об'єкта або якісь функціональні елементи (джерела сигналів різного виду, віртуальні реєструючі прилади, засоби анімації), і спрямованих зв'язків між ними (лінії поширення сигналів). Блоки різного призначення згруповані до бібліотек блоків (Blocksets) (аналогічно пакетам прикладних програм). Кожен блок має набір параметрів, що настроюються. Після створення моделі запускається моделювання (simulating), що відтворює процеси у часі, які у об'єкті. Цей етап надалі називатиметься симуляцією. При роботі з Simulink користувач має можливість модернізувати бібліотечні блоки, створювати власні, а також складати нові бібліотеки блоків.

Пакети розширення Matlab:

1) Simulink for Windows;
2) Real Time Windows Target и Workshop;
3) Report Generator для MATLAB и Simulink;
4) Neural Networks Toolbox;

5) Fuzzy Logic Toolbox;

6) Symbolic Math Toolbox.

Пакети математичних обчислень:

1) NAG Foundation Toolbox;

2) Spline Toolbox;

3) Statistics Toolbox;

4) Optimization Toolbox;

5) Partial Differential Equations Toolbox.

Пакети аналізу та синтезу систем управління:

1) Control System Toolbox;

2) Nonlinear Control Design Toolbox;

3) Robust Control Toolbox;

4) Model Predictive Control Toolbox;

5) (Мю)-Analysis and Synthesis;

6) Stateflow;

7) Quantitative Feedback Theory Toolbox;

8) LMI Control Toolbox.

Пакети ідентифікації систем:

1) System Identification Toolbox;

2) Domain System Identification Toolbox.

Додаткові пакети розширення Matlab:

1) Communications Toolbox;

2) Digital Signal Processing (DSP) Blockset;

3) Fixed-Point Blockset.

Пакети для обробки сигналів та зображень:

1) Signal Processing Toolbox;

2) Higher-Order Spectral Analysis Toolbox.

1.3 Компенсуючі пристрої та схеми їх підключення

Компенсуючі пристрої (КП), які покращують роботу енергосистеми: індивідуальні, групові та централізовані.

На **Ошибка! Источник ссылки не найден.**.7 показані схеми підключення компенсаторів в енергосистему та в табл. 1.1 наведені особливості їх роботи [3-6].

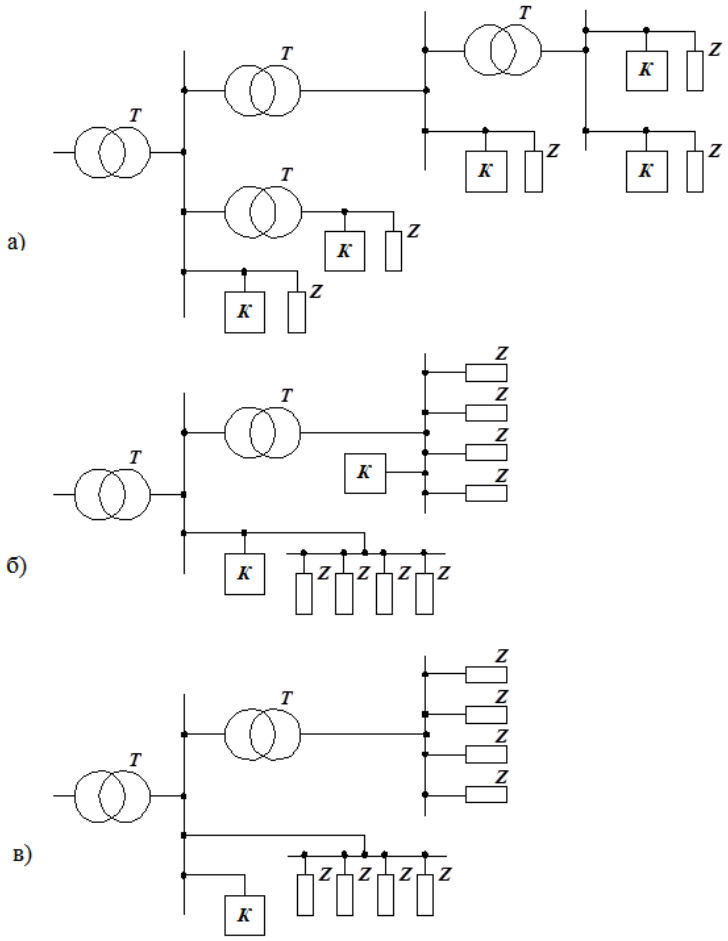


Рисунок 1.7 – Схеми ввімкнення компенсаторів:
а – індивідуальні; б – групові; в – централізовані

Таблиця 1.1 - Особливості роботи компенсаторів в електромережах

Схеми ввімкнення компенсаторів	Умови використання	Недоліки

індивідуальні	працюють безпосередньо з приймачем, споживаючим з мережі живлення реактивну потужність; використовується для приймачів з нелінійними характеристиками	при відключеному споживачеві компенсуючий пристрій також не працює;
групові	дозволяють використовувати пристрої компенсації незалежно від роботи окремих споживачів	для груп споживачів гірничорудних підприємств характерні часті зміни навантаження, тому необхідне використання КП з автоматичним регулюванням реактивної потужності.
централізовані	дозволяють використовувати пристрої компенсації незалежно від роботи окремих споживачів; повинні забезпечувати достатній діапазон регулювання споживаної потужності	не забезпечується компенсація на всіх точках енергосистеми, причини: відстані між електростанціями та підстанціями, нелінійні навантаження

Тривалість окупності компенсаторів реактивної потужності (КРМ) визначається особливостями схеми електропостачання, режимом роботи підприємства, чинними тарифами на електроенергію, технічними характеристиками КРМ та їхнім коефіцієнтом корисної дії, який обчислюється за формулою:

$$\eta_Q = \frac{|Q|}{|Q| + \Delta P}, \tag{1.10}$$

де: $|Q|$ – модуль реактивної потужності компенсатора;

ΔP – потужність активних втрат у компенсаторі.

Орієнтовна оцінка строку окупності базується на припущенні, що компенсатори реактивної потужності (КРМ) характеризуються високим коефіцієнтом корисної дії (близько 0,98), тому вартість енергетичних втрат у самому компенсаторі є приблизно на порядок нижчою за вартість компенсованої реактивної енергії.

Річні витрати на компенсовану реактивну енергію при безперервній роботі компенсатора з урахуванням втрат визначаються за співвідношенням:

$$C_{Qy} = \frac{1}{2} \cdot Q_{Ncomp} \cdot 365 \cdot 24 \cdot r_Q . \tag{1.11}$$

де Q_{Ncomp} – номінальна потужність КРМ, кВАр;

r_Q – середня вартість одного кВАр·год реактивної енергії.

Окупність КРМ визначиться за співвідношенням:

$$O = \frac{C_{comp}}{C_{Qy}}. \tag{1.12}$$

Аналіз виразів (1.11) та (1.12) свідчить, що зі збільшенням установленої потужності компенсатора строк його окупності скорочується та становить від 0,6 до 1,9 року.

На рисунок 8 - 1.11 показані схеми статичних КРМ.

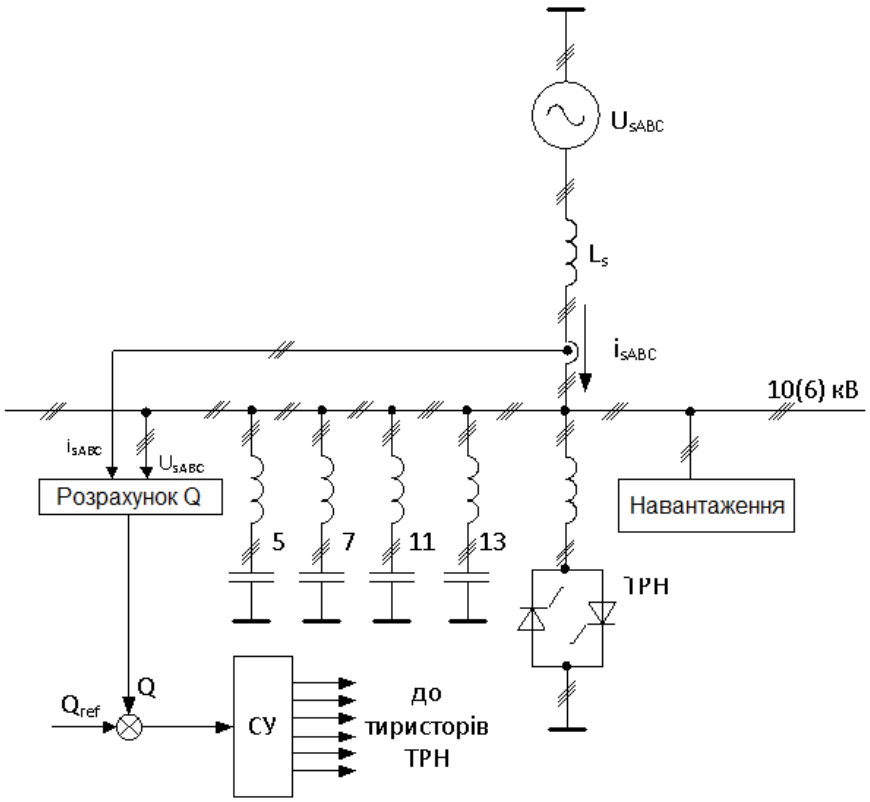


Рисунок 1.8 – КРП з тиристорним регулятором напруги

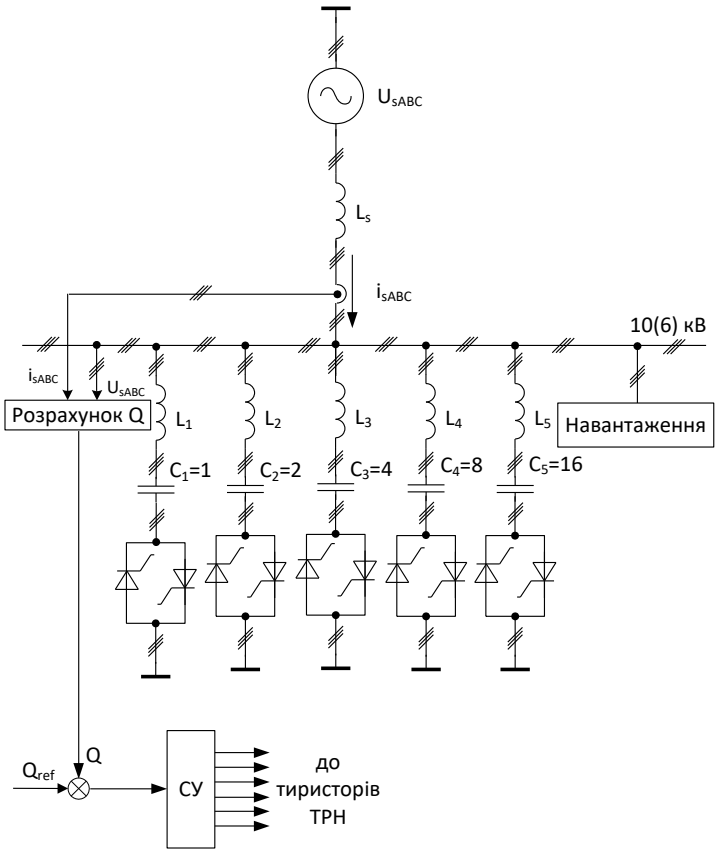


Рисунок 1.9 – КРП зі ступеневим переключенням конденсаторів

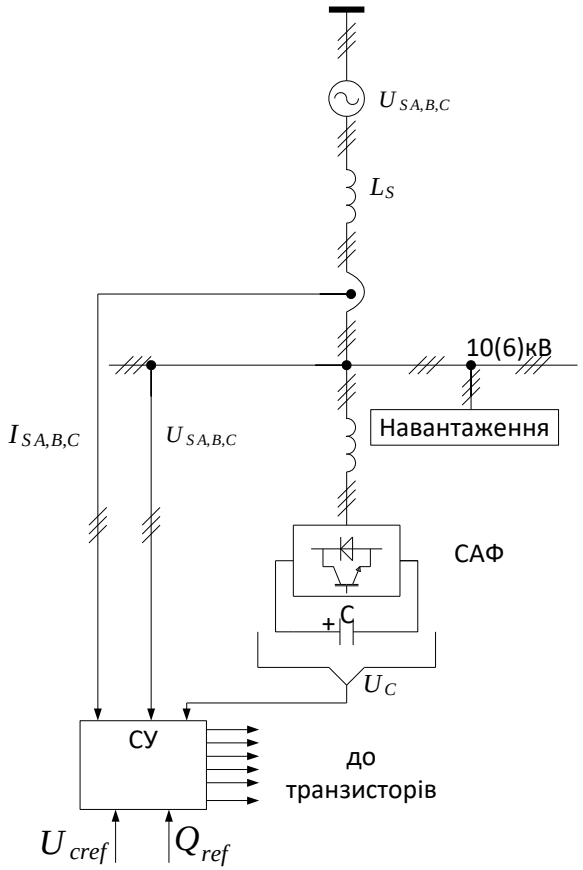


Рисунок 1.10 – КРП із силовим активним фільтром

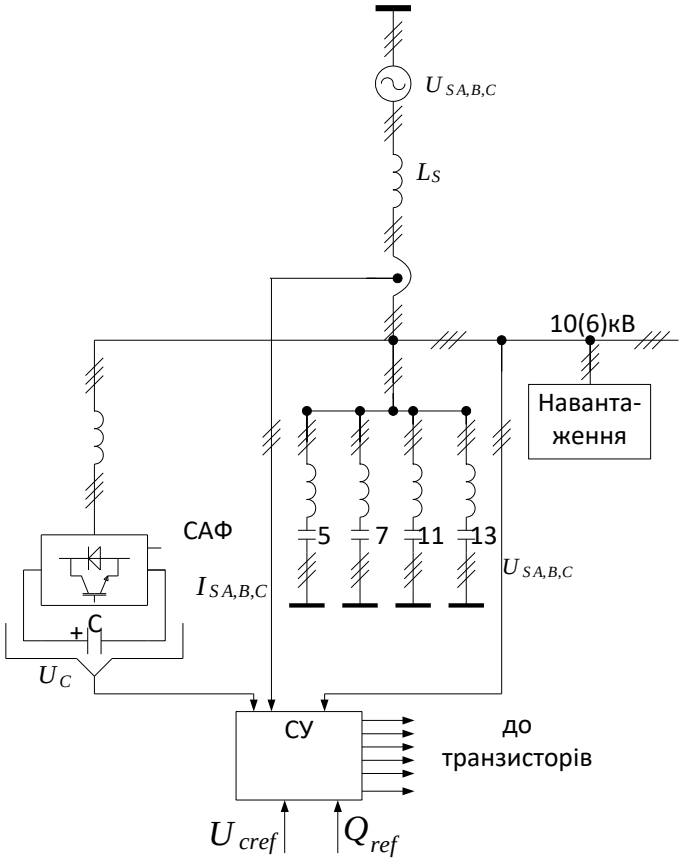


Рисунок 1.11 – Гібридний КРП

В табл. 1.2 наведені переваги та недоліки використання таких КРП.

Таблиця 1.1 – Властивості статичних компенсаторів

Статичні компенсаторів	Умови використання	Недоліки
КРП з тиристорним регулятором напруги	має просту конструкцію	коли реактивна енергія конденсаторів виявляється надмірною, має великі активні втрати та низький ККД; великий рівень вищих гармонік, що генеруються у мережу ТРН
КРП зі ступеневим переключенням конденсаторів	достатній ККД	має значну встановлену потужність напівпровідникових ключів; не забезпечує ефективного придушення вищих гармонік; потребує реалізації алгоритму роботи для перемикання тиристорів (стрибки струму)
КРП із САФ	забезпечує компенсацію реактивної потужності різного знаку; придушення вищих гармонік	висока вартість; втрати активної потужності у напівпровідникових ключах
Гібридний КРП	ввімкнені резонансні фільтри і батареї конденсаторів, що зменшує встановлену потужність та потужність втрат САФ.	висока вартість в порівнянні з САФ за рахунок розробки системи керування

1.4 Висновок за розділом 1

У першому розділі було розглянуто оптимальний режим енергосистеми та шляхи його досягнення.

Порівнявши функціональні можливості кожного ПК, стало зрозуміло, що найкращими з них, для розрахунку та аналізу режимів роботи енергосистеми, є MATLAB, EUROSTAG, DAKAR та PSS/E. З усіх розглянутих ПК лише автори MATLAB, DAKAR та EUROSTAG надають демоверсії з обмеженими можливостями для розрахунку та аналізу режимів роботи енергосистеми. Тільки автори MATLAB надають студентські ліцензії для навчальних цілей. Для розрахунку та аналізу режимів роботи енергосистеми, їх оптимізації та аналізу пошкоджень найбільш зручним виявився – ПК MATLAB.

Розглянуто місця і схеми підключення КП в електросистемі та властивості сучасних компенсаторів реактивної потужності (КРП).

РОЗДІЛ 2

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ЕНЕРГОСИСТЕМИ РП-14 ПАТ «АРСЕЛОРМІТТАЛ КРИВИЙ РІГ»

2.1 ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» та загальні характеристики РП-14

Основною діяльністю ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» є виробництво коксу, агломерату, чавуну, сталі, а також гарячекатаний, холоднокатаний та сортовий прокат, електрозварювальних труб тощо.

До складу сталевого департаменту металургійного комбінату ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг» входить: коксохімічне виробництво; аглодоменне виробництво; сталеплавильне виробництво; прокатне виробництво тощо.

Як об'єкт дослідження обрано підстанцію РП-14. Електрообладнання підстанції на сьогодні сильно застаріло і оптимізація підстанції є актуальним питанням. Остання модернізація проводилася в 1991 році, але вона стосувалася лише невеликої частини основного силового обладнання і не могла докорінно змінити ситуацію. А, тим часом, сучасні умови безпеки та інтенсифікації виробництва пред'являють до електроустаткування все більш жорсткі вимоги, як у сфері надійності функціонування, так і в інтелектуальній сфері. Цифрові технології в плані управління, захисту та моніторингу майже повністю виключають так званий «людський фактор» із властивими людині недоліками – розсіяністю, стомлюваністю та неуважністю. Нові наноматеріали майже повністю виключають застосування застарілих ізоляційних та струмопровідних матеріалів, роблять обладнання компактнішим, надійнішим та безпечнішим.

На підстанції РП-14 є щит постійного струму (ЩПС), який живиться чотирма вводами від щита постійного струму підстанції № 13. Встановлено щит телемеханіки типу ТМ-310. Для забезпечення живлення споживачів власних потреб підстанції РП-14 встановлено щит власних потреб (ЩВП) 0,4 кВ, який запитаний від ЩСУ-0,4 кВ КНТП-13-4. Однолінійна схема електропостачання підстанції 65 представлена на рис 2.1. У зв'язку з цим, на підстанції РП-14 буде розраховано та впроваджено систему компенсації реактивної потужності.

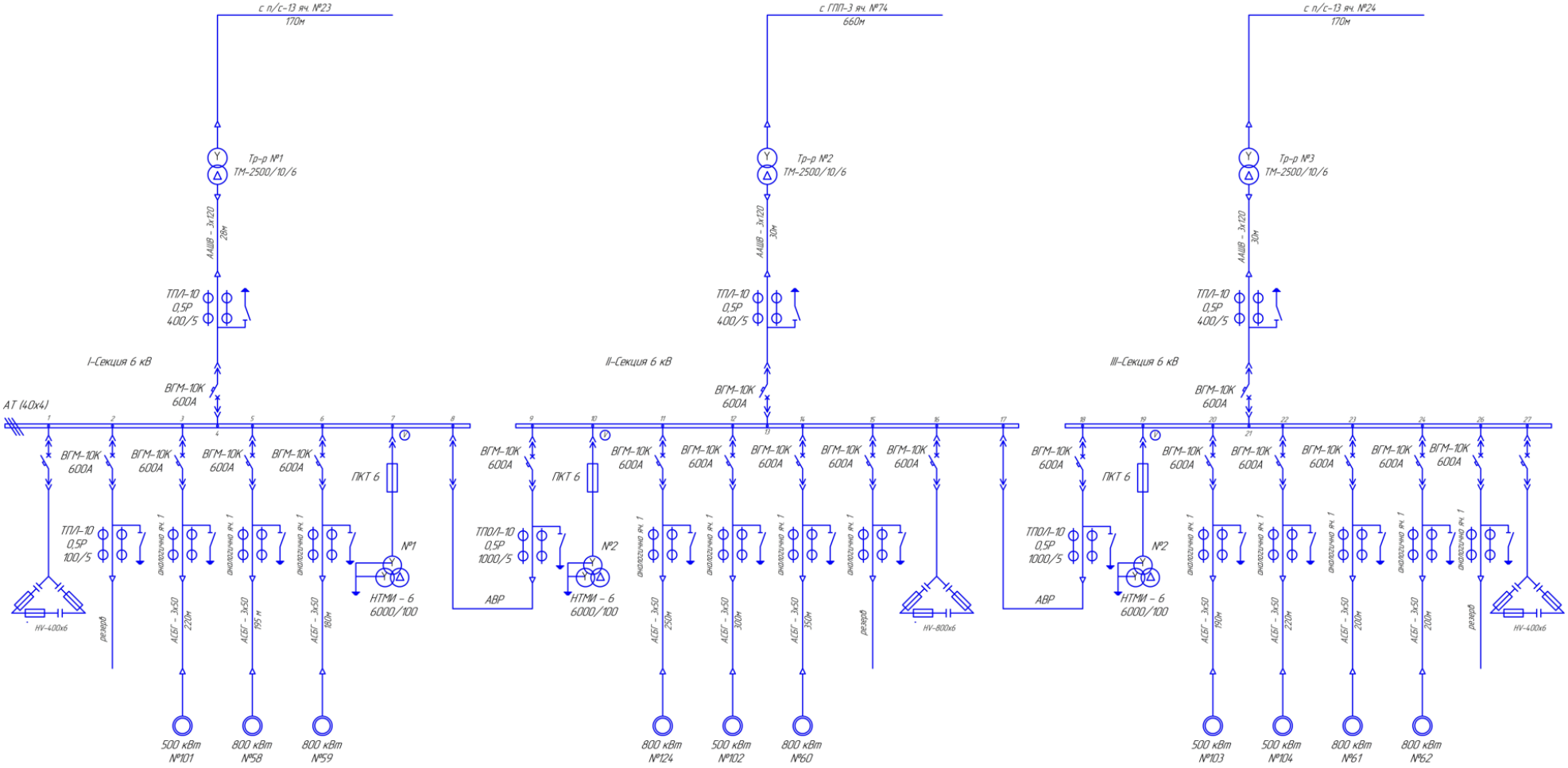


Рисунок 2.1 - Однолінійна схема електропостачання підстанції РП-14

2.2 Розрахунок електричних навантажень

2.2.1 Розрахунок навантажень 1 секції шин 6 та 10 кВ

Для визначення загальної потужності електроприймачів (стовпець 4 Зведеної відомості електричних навантажень) використовуємо формулу [35]:

$$P_н = n \cdot P_{уст} \quad (2.1)$$

де n – кількість електроприймачів у групі;

$P_{уст}$ – встановлена потужність одного електроприймача, взята з паспортних даних електроприймача, кВт.

$$P_н = 1 \cdot 500 = 500 \text{ кВт}$$

$$P_н = 2 \cdot 800 = 1600 \text{ кВт}$$

$$P_н(\text{разом}) = 500 + 1600 = 2100 \text{ кВт}$$

Для розрахунку середнього навантаження за максимально завантажену зміну для групи електроприймачів одного режиму роботи середнє активне навантаження за найбільш завантажену зміну визначається за формулою:

$$P_{см} = K_и \cdot P_н \quad (2.2)$$

де $K_и$ – коефіцієнт використання, взятий із довідкових даних;

$P_н$– загальна потужність електроприймачів, підрахована вище, кВт.

$$P_{см}= 0,8 \cdot 500 = 400 \text{ кВт}$$

$$P_{см}= 0,82 \cdot 1600 = 1312 \text{ кВт}$$

$$P_{см}(\text{разом}) = 400 + 1312 = 1712 \text{ кВт}$$

Для групи електроприймачів одного режиму роботи середнє реактивне навантаження за найбільш завантажену зміну визначається за формулою:

$$Q_{см} = P_{см} \cdot tg\varphi \quad (2.3)$$

де $P_{см}$ – активне навантаження за максимально завантажену зміну, кВт;

$tg\varphi$ – активне навантаження за максимально завантажену зміну:

$$tg\varphi = \sqrt{\frac{1}{Cos^2\varphi} - 1} \quad (2.4)$$

Тоді:

$$Q_{см} = 400 \cdot 0,56 = 224 \text{ квар}$$

$$Q_{см} = 1312 \cdot 0{,}53 = 695 \text{ квар}$$

$$Q_{см}\,(\text{разом}) = 224 + 695 = 919 \text{ квар}$$

Для розрахунку активного максимального навантаження групи електроприймачів використовується формула:

$$P_{макс} = K_{макс} \cdot P_{см} \quad (2.5)$$

де $K_{макс}$ – коефіцієнт максимуму, що визначається за формулою:

$$K_{макс} = \frac{K_с}{K_и} \quad (2.6)$$

де $K_с$ – коефіцієнт попиту;

$K_и$ – коефіцієнт використання;

$$P_{макс} = 1{,}06 \cdot 400 = 424 \text{ кВт}$$

$$P_{макс} = 1{,}03 \cdot 1312 = 1351 \text{ кВт}$$

$$P_{макс}\,(\text{разом}) = 424 + 1351 = 1775 \text{ кВт}$$

Реактивна максимально розрахункова потужність групи електроприймачів, що знаходиться за формулою:

$$Q_{макс} = K_{макс} \cdot Q_{см} \quad (2.7)$$

де $K_{макс}$ – коефіцієнт максимуму;

$Q_{см}$ – реактивне навантаження за максимально завантажену зміну, квар.

$$Q_{макс} = 1{,}06 \cdot 224 = 237 \text{ квар}$$

$$Q_{макс} = 1{,}03 \cdot 695 = 715 \text{ квар}$$

$$Q_{макс}\,(\text{разом}) = 237 + 715 = 952 \text{ квар}$$

Після визначення $P_{макс}$ і $Q_{макс}$ може бути підрахована повна потужність, що споживається електроприймачами 1 секції шин [37]:

$$S_м = \sqrt{P_м^{\,2} + Q_м^{\,2}} \quad (2.8)$$

де $P_{макс}$– активне максимальне навантаження електроприймачів, кВт;

$Q_{макс}$ – реактивне максимальне навантаження електроприймачів, квар.

$$S_{макс} = \sqrt{424^2 + 237^2} = \sqrt{235945} = 485 \text{ кВА}$$

$$S_{макс} = \sqrt{1351^2 + 715^2} = \sqrt{2336426} = 1528 \text{ кВА}$$

$$S_{макс}\,(\text{разом}) = \sqrt{1775^2 + 952^2} = \sqrt{4056929} = 2014 \text{ кВА}$$

2.2.2 Розрахунок втрат у силовому трансформаторі №1 1-ї секції шин

Активні втрати $\Delta P_т$ у трансформаторі обумовлені втратами активної потужності сталі трансформатора на перемагнічування і вихрові струми (втрати холостого ходу - ΔP_0) і активними та втратами в міді трансформатора $\Delta P_к$, але, так як $\Delta P_0 \leq \Delta P_к$, то для практичних розрахунків зазвичай приймають $\Delta P_т = \Delta P_к$.

Реактивні втрати $\Delta Q_т$ також зумовлені втратами на вихрові струми, втратами в міді (індуктивним опором обмоток), а також втратами, що викликаються потоками розсіювання в стінках бака трансформатора та недосконалістю намотування проводів.

Для розрахунку активних електричних втрат за максимально завантажену зміну використовується формула [38]:

$$\Delta P_т = \Delta P_к \left(\frac{S_{см}}{S_н} \right)^2, \text{ кВт} \qquad (2.9)$$

де $\Delta P_к$ – активні втрати при короткому замиканні, кВт ;

$S_{см}$ – повне навантаження за максимально завантажену зміну, кВА;

$S_н$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Для розрахунку реактивних електричних втрат за максимально завантажену зміну використовується формула:

$$\Delta Q_т = \frac{U_к\%}{100} \cdot \frac{S_{см}^2}{S_н}, \text{ квар} \qquad (2.10)$$

де $U_к\%$ – напруга короткого замикання трансформатора;

З довідкових даних для трансформатора $S_н$=2500 кВА, 10/6 кВ маємо: $\Delta P_к$=32 кВт, $U_{к\%}$=5,16, тогда:

При максимальному навантаженні:

$$\Delta P_т = \Delta P_к \left(\frac{S_м}{S_н} \right)^2 = 32 \cdot \left(\frac{2014}{2500} \right)^2 = 32 \cdot (0{,}8056)^2 = 20{,}7 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_т = \frac{U_к\%}{100} \cdot \frac{S_м^2}{S_н} = \frac{5{,}16}{100} \cdot \frac{2014^2}{2500} = 0{,}05 \cdot 1622 = 81 \text{ квар}$$

Після визначення втрат $\Delta P_т$ і $\Delta Q_т$ можна розрахувати повні втрати у трансформаторі, користуючись формулою:

$$\Delta S_т=\sqrt{\Delta Pт^2+\Delta Qт^2},\ кВА \qquad (2.11)$$

$$\Delta S_т = \sqrt{20{,}7^2+81^2} = 83{,}6\ кВА$$

Разом з введення №1 10кВ з урахуванням втрат у трансформаторі:

$$P_{макс} = 1775 + 20{,}7 = 1795{,}7\ кВт$$

$$Q_{макс} = 952 + 81 = 1033\ квар$$

Тоді максимальна повна потужність на 1 секції шин 10 кВ з урахуванням втрат у трансформаторі [38]:

$$S_{макс1} = \sqrt{1795{,}7^2+1033^2} = 2071{,}6\ кВА.$$

2.2.3 Розрахунок навантаження 2 секції шин 6 та 10 кВ

Для розрахунків користуємося тими самими формулами, як і для розрахунку навантаження 1 секції шин.

По 2-й секції 6 кВ:

$$P_н = 1 \cdot 500 = 500\ кВт$$

$$P_н = 2 \cdot 800 = 1600\ кВт$$

Технологічні споживачі 0,4 кВ:

$$P_н = 1 \cdot 258 = 258\ кВт$$

$$P_н(разом) = 500 + 1600 + 258 = 2358\ кВт$$

$$P_{см}= 0{,}82 \cdot 500 = 410\ кВт$$

$$P_{см}= 0{,}75 \cdot 1600 = 1200\ кВт$$

$$P_{см}= 0{,}7 \cdot 258 = 181\ кВт$$

$$P_{см}(разом) = 410 + 1200 + 181 = 1791\ кВт$$

$$Q_{см} = 410 \cdot 0{,}56 = 229\ квар$$

$$Q_{см} = 1200 \cdot 0{,}53 = 853\ квар$$

$$Q_{см} = 181 \cdot 1{,}73 = 313\ квар$$

$$Q_{см}\ (разом) = 229 + 853 + 313 = 1395\ квар$$

$$P_{макс} = 1{,}03 \cdot 410 = 422\ кВт$$

$$P_{макс} = 1{,}13 \cdot 1200 = 1356\ кВт$$

$$P_{макс} = 1{,}07 \cdot 181 = 194\ кВт$$

$$P_{макс}\ (разом) = 422 + 1356 + 194 = 1972\ кВт$$

$$Q_{макс} = 1{,}03 \cdot 229 = 235\ квар$$

$$Q_{макс} = 1{,}13 \cdot 853 = 963\ квар$$

$$Q_{макс} = 1{,}07 \cdot 313 = 335\ квар$$

$$Q_{макс}\ (разом) = 235 + 963 + 335 = 1533\ квар$$

$$S_{макс} = \sqrt{422^2 + 235^2} = \sqrt{233309} = 483\ кВА$$

$$S_{макс} = \sqrt{1356^2 + 963^2} = \sqrt{2766105} = 1663\ кВА$$

$$S_{макс} = \sqrt{194^2 + 335^2} = \sqrt{149861} = 387\ кВА$$

$$S_{макс}\ (разом) = \sqrt{1972^2 + 1533^2} = 2498\ кВА$$

2.2.4 Розрахунок втрат у силовому трансформаторі №2 та трансформаторі СН №1 2-ї секції шин

З довідкових даних для трансформатора Sн=2500 кВА, 10/6 кВ маємо: Рк=32 кВт, Uк%=5,16, тоді:

При максимальному навантаженні:

$$\Delta P_т = \Delta P_к \left(\frac{S_м}{S_н}\right)^2 = 32 \cdot \left(\frac{2512}{2500}\right)^2 = 32{,}2\ кВт$$

$$\Delta Q_т = \frac{U_к\%}{100} \cdot \frac{S_м^2}{S_н} = \frac{5{,}16}{100} \cdot \frac{2512^2}{2500} = 130{,}6\ квар$$

Після визначення втрат ΔРт та ΔQт можна розрахувати повні втрати у трансформаторі:

$$\Delta S_т = \sqrt{32{,}2^2 + 130{,}6^2} = 134{,}51\ кВА$$

Втрати у трансформаторі власних потреб №1.

З довідкових даних для трансформатора Sн=400 кВА 10/0,4 кВ: Рк=5,5 кВт, Uк% = 4,5, тоді:

При максимальному навантаженні:

$$\Delta P_т = \Delta P_к \left(\frac{S_м}{S_н}\right)^2 = 5{,}5 \cdot \left(\frac{387}{400}\right)^2 = 5{,}13\ кВт$$

$$\Delta Q_т = \frac{U_к\%}{100} \cdot \frac{Sм^2}{Sн} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{387^2}{400} = 16,9 \text{ квар}$$

Разом із введення №2 10кВ:

$$P_{макс} = 1778 + 32 + 194 + 5 = 2009 \text{ кВт}$$

$$Q_{макс} = 1198 + 131 + 335 + 17 = 1681 \text{ квар}$$

Тоді максимальна потужність на 2 секції шин 10 кВ з урахуванням втрат у трансформаторах:

$$S_{макс2} = \sqrt{2000^2 + 1681^2} = 2619 \text{ кВА}$$

2.2.5 Розрахунок навантаження 3 секції шин 6 та 10 кВ

Для розрахунків користуємося тими самими формулами, як і для розрахунку навантаження 1и 2 секції шин.

По 3-й секції 6 кВ:

$$P_н = 1 \cdot 800 = 800 \text{ кВт}$$

$$P_н = 2 \cdot 500 = 1000 \text{ кВт}$$

$$P_н(\text{разом}) = 800 + 1000 = 1800 \text{ кВт}$$

$$P_{см} = 0,8 \cdot 800 = 640 \text{ кВт}$$

$$P_{см} = 0,82 \cdot 1000 = 820 \text{ кВт}$$

$$P_{см}(\text{разом}) = 640 + 820 = 1460 \text{ кВт}$$

$$Q_{см} = 640 \cdot 0,53 = 339 \text{ квар}$$

$$Q_{см} = 820 \cdot 0,56 = 459 \text{ квар}$$

$$Q_{см}(\text{разом}) = 339 + 459 = 798 \text{ квар}$$

$$P_{макс} = 1,06 \cdot 640 = 678 \text{ кВт}$$

$$P_{макс} = 1,1 \cdot 820 = 902 \text{ кВт}$$

$$P_{макс}(\text{разом}) = 678 + 902 = 1580 \text{ кВт}$$

$$Q_{макс} = 1,06 \cdot 339 = 359 \text{ квар}$$

$$Q_{макс} = 1,1 \cdot 459 = 505 \text{ квар}$$

$$Q_{макс}(\text{разом}) = 359 + 505 = 864 \text{ квар}$$

$$S_{макс} = \sqrt{678^2 + 359^2} = 767 \text{ кВА}$$

$$S_{макс} = \sqrt{902^2 + 505^2} = 1033 \text{ кВА}$$

$$S_{макс} \text{ (разом)} = \sqrt{(678 + 902)^2 + (359 + 505)^2} = 1801 \text{ кВА}$$

2.2.6 Розрахунок втрат у силовому трансформаторі №3 та трансформаторі СН №2 3-ї секції шин

З довідкових даних для трансформатора Sн=2500 кВА, 10/6 кВ: Рк=32 кВт, Uк%=5,16, тоді:

При максимальному навантаженні:

$$\Delta P_т = \Delta P_к \left(\frac{S_м}{S_н}\right)^2 = 32 \cdot \left(\frac{1801}{2500}\right)^2 = 16,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_т = \frac{U_к\%}{100} \cdot \frac{S_м^2}{S_н} = \frac{5,16}{100} \cdot \frac{1801^2}{2500} = 66,9 \text{ квар}$$

Після визначення втрат ΔРт та ΔQт можна розрахувати повні втрати у трансформаторі:

$$\Delta S_т = \sqrt{16,6^2 + 66,9^2} = 68,9 \text{ кВА}.$$

Реальне навантаження на трансформаторі власних потреб (Sн=400 кВА), що живиться з 2 секції шин 10 кВ, становить 258 кВт, тоді для нього:

$$P_{см} = 0,65 \cdot 215 = 140 \text{ кВт}$$

$$Q_{см} = 140 \cdot 1,73 = 242 \text{ квар}$$

$$P_{макс} = 1,08 \cdot 140 = 151 \text{ кВт}$$

$$Q_{макс} = 1,1 \cdot 242 = 266 \text{ квар}$$

$$S_{макс} = \sqrt{151^2 + 266^2} = 306 \text{ кВА}$$

Втрати у трансформаторі власних потреб №2.

З довідкових даних для трансформатора Sн=400 кВА, 10/0,4 кВ: Рк=5,5 кВт, Uк% = 4,5, тоді:

При максимальному навантаженні:

$$\Delta P_т = \Delta P_к \left(\frac{S_м}{S_н}\right)^2 = 5,5 \cdot \left(\frac{306}{400}\right)^2 = 3,22 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_т = \frac{U_к\%}{100} \cdot \frac{S_м^2}{S_н} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{306^2}{400} = 10,5 \text{ квар}$$

Разом із введення №3 10кВ:

$$P_{макс} = 1580 + 16,6 + 151 + 3,2 = 1751 \text{ кВт}$$

$$Q_{макс} = 864 + 66,9 + 266 + 10,5 = 1207 \text{ квар}$$

Тоді максимальна потужність на 3 секції шин 10 кВ з урахуванням втрат у трансформаторах:

$$S_{макс3} = \sqrt{1751^2 + 1207^2} = 2127 \text{ кВА}.$$

2.3 Компенсація реактивної потужності

Система компенсації реактивної потужності дозволяє виробляти необхідну кількість реактиву безпосередньо на місці його споживання, замість того, щоб споживати його від зовнішніх джерел (зрештою – від генераторів ТЕЦ), що, у свою чергу, дозволить розвантажити від реактивної складової струмів навантаження повітряні та кабельні лінії, а також трансформатори зв'язку.

Компенсувати реактивну потужність можна природними та штучними способами.

До природних належать:

1) правильний вибір потужності двигунів та трансформаторів;

2) виключення холостого ходу силового обладнання;

3) заміна асинхронних двигунів на синхронні.

Природні способи дозволяють суттєво покращити коефіцієнт реактивної потужності, але найбільш кардинально проблему вирішують штучні методи:

1) встановлення синхронних компенсаторів;

2) встановлення батарей статичних (косинусних) конденсаторів.

Синхронні компенсатори мають ряд недоліків, тому що мають обертові зношуються частини, і тому їх застосування виправдане лише на великих об'єктах, де витрати на ремонт з лишком окупаються отриманим позитивним ефектом. Статичні конденсатори не схильні до механічного зносу, невибагливі в обслуговуванні, і тому застосовні на об'єктах будь-якої потужності та складності.

До того ж система управління регулюванням потужності конденсаторів легко піддається автоматизації на базі сучасних цифрових систем. Тому зупинимо свій вибір саме на статичних косинусних конденсаторах.

Наближений розрахунок компенсуючого пристрою

Визначимо потрібну чи необхідну потужність компенсуючого пристрою на стороні 6 кВ за формулою:

$$Q_{ку} = \alpha P_м(tg\varphi - tg\varphi_к), \text{ квар} \quad (2.12)$$

де α – коефіцієнт, що враховує компенсацію реактивної потужності природними способами (α=0,9);

$tg\varphi, tg\varphi_к$– коефіцієнт реактивної потужності до та після компенсації.

Компенсацію реактивної потужності здійснюють до отримання значення: $cos\varphi_к$=0,92 - 0,95, якому відповідає $tg\varphi_к$= 0.33 – 0,32.

$$tg\varphi = \frac{Q_{макс}}{P_{макс}} \quad (2.13)$$

де $Q_{макс}$ і $P_{макс}$ – раніше розраховані реактивна та активна максимальна потужність на секції, квар та кВт відповідно.

Значення коефіцієнтів реактивної потужності для 1, 2 та 3 секцій шин РУ-6 кВ до компенсації становитимуть:

$$tg\varphi_1 = \frac{952}{1775} = 0,54$$

$$tg\varphi_2 = \frac{1550}{1977} = 0,78$$

$$tg\varphi_3 = \frac{1140}{1734} = 0,65$$

Як видно, це не відповідає оптимальному значенню $tg\varphi_к$=0,33, отже, на кожній із секцій шин необхідно встановити систему компенсації, що має потужність:

$$Q_{КУ1} = 0,9 \cdot 1775 \cdot (0,54 - 0,33) = 336 \text{ квар}$$

$$Q_{КУ2} = 0,9 \cdot 1977 \cdot (0,78 - 0,33) = 800 \text{ квар}$$

$$Q_{КУ3} = 0,9 \cdot 1734 \cdot (0,65 - 0,33) = 499 \text{ квар}$$

Приймаємо до встановлення на кожну секцію шин РУ-6 кВ комплектну конденсаторну установку, укомплектовану косинусними конденсаторами типу КС2-6,3-800-У3 із двома ступенями регулювання по 400 квар та загальною потужністю:

$$Q_{ку} = (400 + 400) \text{ квар}$$

Визначимо фактичні $tg\varphi_ф$ і $cos\varphi_ф$ на кожній секції шин РУ-6 кВ після компенсації за формулою:

$$tg\varphi_ф = tg\varphi - \frac{Q_{ку}}{\alpha \cdot P_{макс}} \quad (2.14)$$

$$tg\varphi_{ф1} = tg\varphi_1 - \frac{Q_{ку1}}{\alpha \cdot P_{макс1}} = 0{,}54 - \frac{400}{0{,}9 \cdot 1775} = 0{,}3;$$

$$tg\varphi_{ф2} = tg\varphi_2 - \frac{Q_{ку2}}{\alpha \cdot P_{макс2}} = 0{,}78 - \frac{800}{0{,}9 \cdot 1977} = 0{,}33;$$

$$tg\varphi_{ф3} = tg\varphi_3 - \frac{Q_{ку3}}{\alpha \cdot P_{макс3}} = 0{,}65 - \frac{400}{0{,}9 \cdot 1734} = 0{,}39.$$

Цим значенням $tg\varphi_ф$ відповідають значення $cos\varphi_ф$, які знаходимо за формулою:

$$cos\varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + tg\varphi^2}} \quad (2.15)$$

$$cos\varphi_{ф1} = \frac{1}{\sqrt{1 + 0{,}3^2}} = 0{,}94$$

$$cos\varphi_{ф2} = \frac{1}{\sqrt{1 + 0{,}33^2}} = 0{,}91$$

$$cos\varphi_{ф3} = \frac{1}{\sqrt{1 + 0{,}39^2}} = 0{,}91$$

Що відповідає оптимальним значенням.

Розрахуємо максимальну потужність на стороні 10 кВ (тобто з високого боку понижуючих трансформаторів) з урахуванням втрат у самих трансформаторах та компенсації реактивної потужності на стороні 6 кВ:

$$S_{макс} = \sqrt{Рмакс^2 + (Qмакс - Qку)^2}, \text{ кВА} \quad (2.16)$$

Для І секції шин: $S_{макс1} = \sqrt{1796^2 + (1033 - 400)^2} = 1904$ кВА

Для II секції шин: $S_{макс2} = \sqrt{2009^2 + (1681 - 800)^2} = 2194$ кВА

Для III секції шин: $S_{макс3} = \sqrt{1751^2 + (1207 - 400)^2} = 1928$ кВА

Як видно, застосування компенсуючих пристроїв дозволило за рахунок вироблення реактивної потужності прямо на шинах 6 кВ значно знизити повну потужність, що споживається з мережі:

Було до компенсації:

$$S_{макс1} = 2072 \text{ кВА}$$

$$S_{макс2} = 2619 \text{ кВА}$$

$$S_{макс3} = 2127 \text{ кВА}$$

Стало після компенсації:

$$S_{макс1} = 1904 \text{ кВА}$$

$$S_{макс2} = 2194 \text{ кВА}$$

$$S_{макс3} = 1928 \text{ кВА}$$

Це істотно знизити навантаження на понижуючі трансформатори, а також на високовольтні кабелі, що живлять, підстанції РП-14.

2.4 Визначення місць встановлення компенсуючих пристроїв у РП-14

Компенсація реактивної потужності дозволяє підвищити ефективність використання електроенергії у трьох основних напрямках: збільшення пропускної спроможності ліній та трансформаторів, зниження втрат активної потужності та нормалізація напруги [2, 5, 6]. Однак не варто забувати про те, що використання спеціальних пристроїв регулювання, порівняно з організаційними заходами, потребує значно більших капітальних витрат. Якщо установка компенсуючих пристроїв проводилася без розрахунку і непродумано, тобто ймовірність, що цей пристрій буде не економічним. Тому застосування компенсуючих пристроїв можливе, тільки після правильного вибору економічного та надійного джерела, місця встановлення компенсуючого пристрою, ретельного техніко-економічного розрахунку на підставі критеріїв.

За допомогою конденсаторних установок на промислових підприємствах можуть здійснюватися такі способи компенсації реактивної потужності:

1) індивідуальна;

2) групова;

3) централізована;

4) комбінована.

Кожен із перерахованих способів компенсації має свої переваги та недоліки:

Здійснення індивідуальної компенсації дозволяє знизити втрати електроенергії найбільшою мірою, оскільки в цьому випадку конденсаторні установки підключаються безпосередньо до затискачів електроприймачів, і вся електрична мережа розвантажується від реактивної потужності. Разом з тим даний спосіб компенсації має суттєвий недолік, а саме неповне використання конденсаторів, тому що одночасно з відключенням електроприймачів відключаються і конденсаторні установки.

Під час групової компенсації конденсаторні установки підключаються до розподільних пунктів електричної мережі. Використання встановленої потужності конденсаторних установок збільшується, але при цьому електрична мережа електроприймачів не розвантажується від реактивної потужності.

При централізованій компенсації конденсаторні установки підключаються до шин 0,4 кВ або 6 (10) кВ трансформаторної підстанції. В даному випадку використання встановленої потужності конденсаторних установок виявляється найбільш повним, проте, при цьому всі елементи електричної мережі, що живиться від підстанції, не розвантажуються від реактивної потужності. Крім того, оскільки діючі в даний час методичні вказівки, що встановлюють підвищують (знижуючі) коефіцієнти до тарифів на послуги з передачі електроенергії в залежності від співвідношення споживання активної та реактивної потужності, поширюються тільки на споживачів електроенергії, підключених до Єдиної національної електричної мережі. компенсацію для промислових підприємств економічно невигідною.

При комбінованій компенсації поєднуються централізована чи групова компенсація з індивідуальною. Таким чином, вибір місць встановлення

компенсуючих пристроїв у загальному випадку є оптимізаційним завданням, тобто необхідно вибрати такий варіант, який забезпечує максимальний економічний ефект за дотримання всіх технічних умов нормальної роботи електричних мереж та електроустаткування.

Таким чином, вибір оптимальних місць встановлення компенсуючих пристроїв та оптимізація процесу компенсації реактивної потужності в електричних мережах РП-14 в цілому є на сьогоднішній день актуальним практичним завданням.

Оптимізація процесу компенсації реактивної потужності дозволить максимально знизити втрати електроенергії в електричних мережах, зумовлені перетіканнями реактивної потужності, скоротити витрати промислових підприємств на електроенергію, збільшити пропускну спроможність електричних мереж та сприятиме реалізації на промислових підприємствах потенціалу енергозбереження.

Вибираємо метод централізованої компенсації. Місце підключення КУ-1, КУ-2 та КУ-3 приймаємо безпосередньо до шин 6 кВ, а місце встановлення – у приміщенні розподільчої підстанції РП-14.

Однолінійна схема електропостачання підстанції 65 з пристроєм, що компенсує, представлений на рис 2.2.

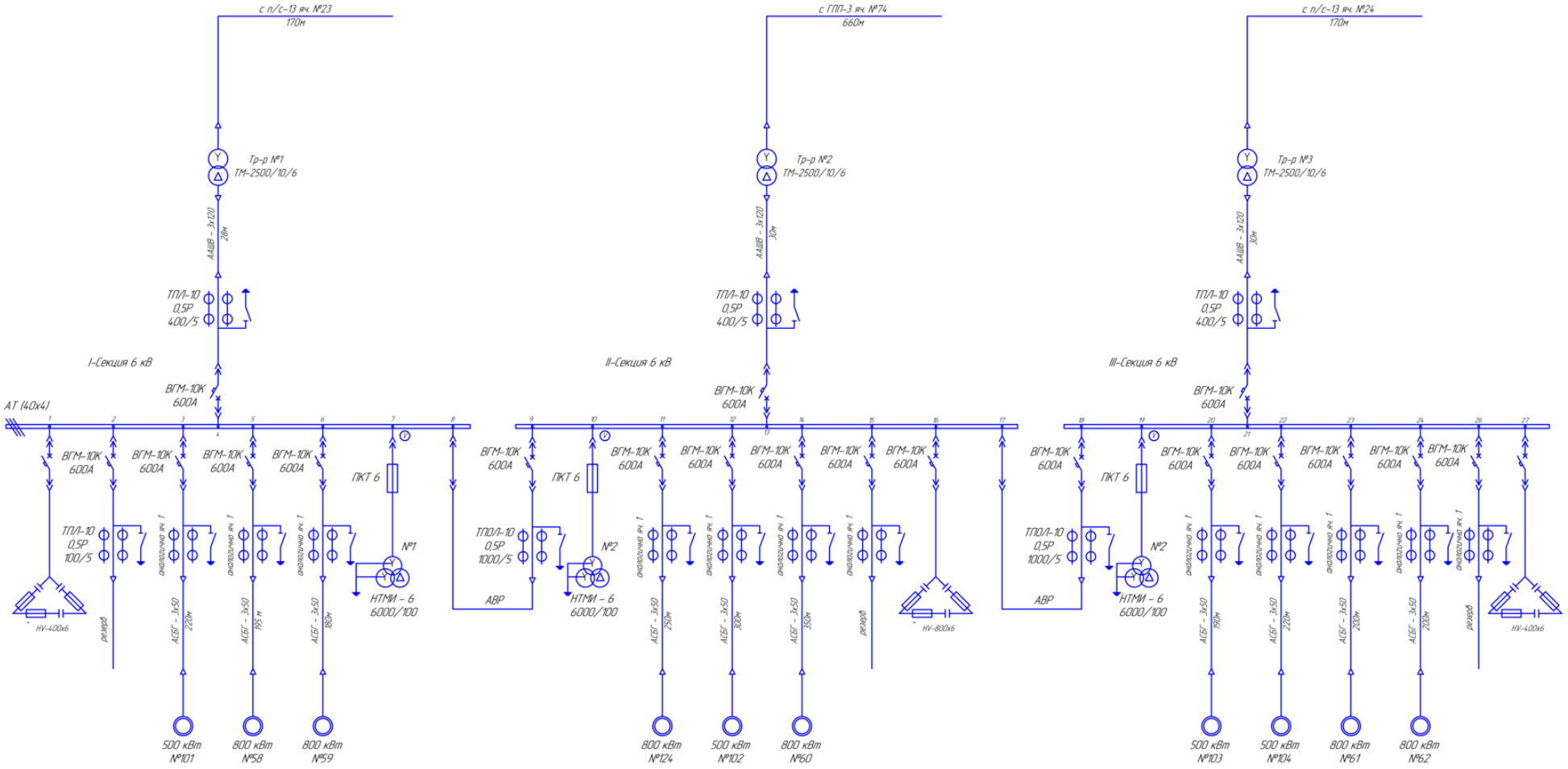


Рисунок 2.2 - Однолінійна схема електропостачання підстанції РП-14 з компенсуючим пристроєм

2.5 Висновок до розділу 2

На підставі розрахунків можна зробити такі висновки:

1) наведено нормальну схему підстанції РП-14, особливості оперативних перемикань підстанції РП-14, оперативний струм підстанції РП-14, релейний захист підстанції РП-14. Виявлено основні проблеми РП-14. Виходячи з проблем визначено основні шляхи оптимізації ЕЕС.

2) виконано розрахунок електричних навантажень та наближений розрахунок компенсуючого пристрою. Виходячи з розрахунків обраний:

- 1-секція шин 400 кВар;
- 2-секція шин 800 кВар;
- 3-секція шин 400 кВар.

3) при визначенні місць встановлення компенсуючих пристроїв була виконана робота з знаходження способу установки КУ та порівняння їх між собою вибираючи відповідний саме для нашої електросистеми. Найефективнішим та економічно вигідним способом виявився централізована компенсація.

РОЗДІЛ 3

ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РП-14

3.1 Загальний опис системи РП-14

Підстанція РП-14 призначена для електропостачання напругою 6 кВ насосної станції газоочищення доменних печей № 3 та 4. Споживачі підстанції відносяться до особливої категорії безперебійності електропостачання.

Підстанція РП-14 складається з трьох секцій шин 6 кВ, обладнаних осередками КРУ-6 кВ з пристроєм АВР-6 кВ між 1-ї та 2-ї та між 2-ї та 3-ї секціями шин.

Живиться підстанція трьома кабельними вводами через трансформатори, що знижують, типу ТМ-2500-10/6 кВ.

Введення №1 10 кВ запитано від осередку № 23 10 кВ підстанції № 13.

Введення №2 10 кВ запитано від осередку № 74 10 кВ підстанції ГПП-3 через секцію шин 10кВ підстанції РП-14, де встановлено масляний вимикач 10 кВ осередку № 1.

Введення №3 10 кВ запитано від осередку № 24 10 кВ підстанції № 13.

Розрахункова схема та схема заміщення енергосистеми представлені на рисунках 3.1-3.2.

Характеристика розрахунку основного обладнання та елементів схеми заміщення представлені у таблицях 3.1 – 3.2.

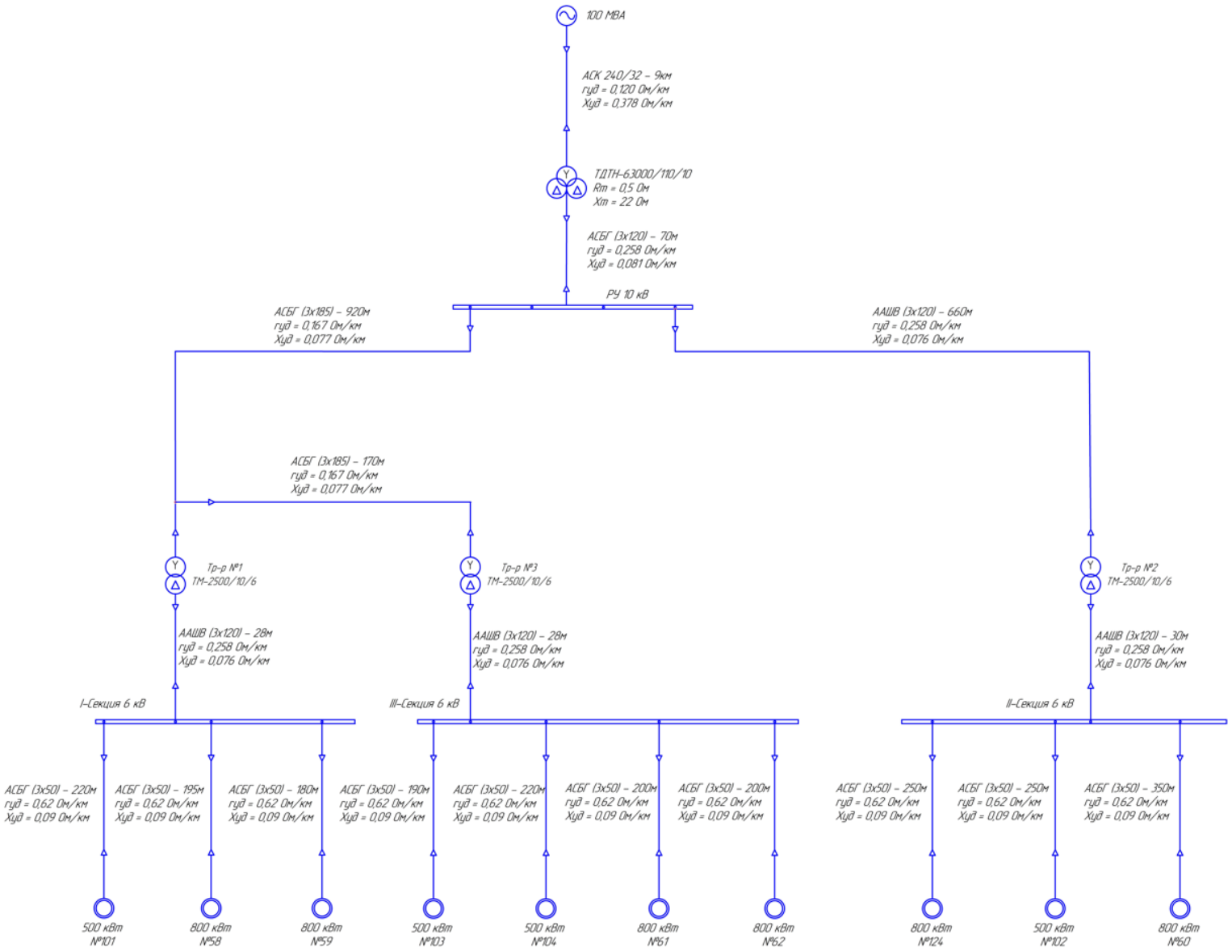


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема енергосистеми

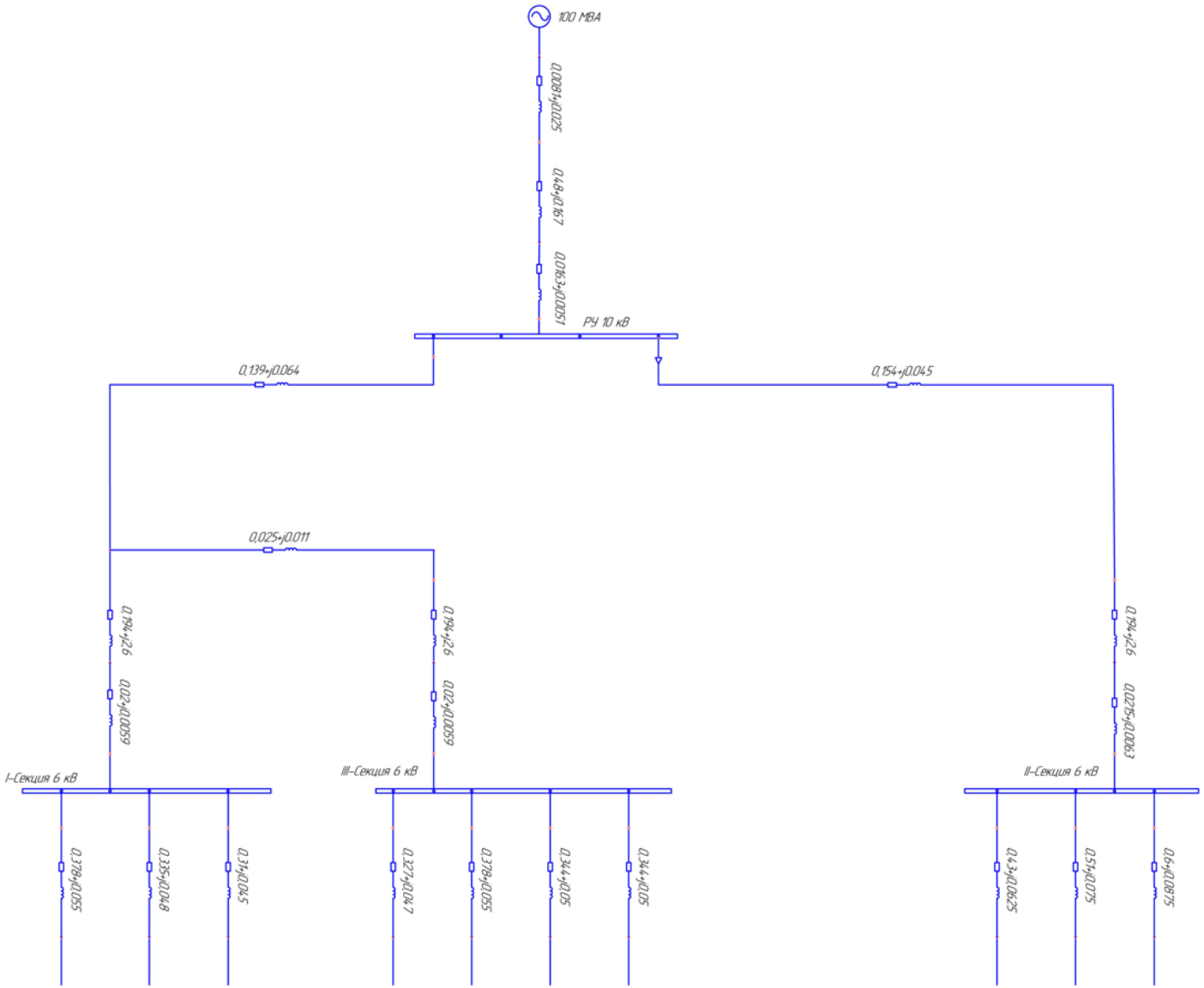


Рисунок 3.2 – Схема заміщення енергосистеми

Таблица 3.1 - Параметри кабелю ПС – 65

Назва	Тип і довжина	Uном, кВ	r_0, ом/км	$X_{0,}$ ом/км	Схема заміщення Y
Від ТЕЦ-2 осередок 11 до трансформатора ТДТН 63000/110/10	АСК 240/32 9 км	115	0,378	0,120	0,0081+j0,025
Від трансформатора ТДТН 63000/110/10 до шини 10 кВ	АСБГ-(3х120) 0,07 км	10	0,258	0,081	0,0163+j0,0051
Від шини 10 кВ до трансформатора ТМ-2500/10/6 секція 1	АСБГ-(3х185) 0,920 км	10	0,167	0,077	0,139+j0,064
Від вузла 1 до трансформатора ТМ-2500/10/6 секція 3	АСБГ-(3х185) 0,17 км	10	0,167	0,077	0,025+j0,011
Від шини 10 кВ до трансформатора ТМ-2500/10/6 секція 2	ААШВ-(3х120) 0,66 км	10	0,258	0,076	0,154+j0,045
Від трансформатора ТМ 2500/10/6 до шини 6 кВ секція 1	ААШВ-(3х120) 0,028 км	6	0,258	0,076	0,02+j0,0059
Від трансформатора ТМ 2500/10/6 до шини 6 кВ секція 3	ААШВ-(3х120) 0,028 км	6	0,258	0,076	0,02+j0,0059

Від трансформатора ТМ 2500/10/6 до шини 6 кВ секція 2	ААШВ-(3х120) 0,03 км	6	0,258	0,076	0,0215+j0,0063
Секція 1					
Від шини 6 кВ до насоса №101 Рн = 500 кВт	АСБГ-(3х50), 0,220 км	6	0,62	0,09	0,378+j0,055
Від шини 6 кВ до насоса №58 Рн = 800 кВт	АСБГ-(3х50), 0,195 км	6	0,62	0,09	0,335+j0,048
Від шини 6 кВ до насоса №59 РН = 800 кВт	АСБГ-(3х50), 0,180 км	6	0,62	0,09	0,31+j0,045
Секція 3					
Від шини 6 кВ до насоса №103 Рн = 800 кВт	АСБГ-(3х50), 0,19 км	6	0,62	0,09	0,327+j0,047
Від шини 6 кВ до насоса №104 Рн = 800 кВт	АСБГ-(3х50), 0,22 км	6	0,62	0,09	0,378+j0,055
Від шини 6 кВ до насоса №61 Рн = 500 кВт	АСБГ-(3х50), 0,2 км	6	0,62	0,09	0,344+j0,05
Від шини 6 кВ до насоса №62 Рн = 500 кВт	АСБГ-(3х50), 0,2 км	6	0,62	0,09	0,344+j0,05
Секція 2					

Від шини 6 кВ до насоса №124 Рн = 800 кВт	АСБГ-(3х50), 0,25 км	6	0,62	0,09	0,43+j0,0625
Від шини 6 кВ до насоса №102 Рн = 500 кВт	АСБГ-(3х50), 0,3 км	6	0,62	0,09	0,51+j0,075
Від шини 6 кВ до насоса №60 Рн = 800 кВт	АСБГ-(3х50), 0,35 км	6	0,62	0,09	0,6+j0,0875

Таблиця 3.2 - Параметри трансформатора ПС – 65

Тип	ВН кВ	НН кВ	Ркз кВт	Рхх кВт	Uкз, %	Іхх, %	Rт, Ом	Хт, Ом	Схема заміщення Y
ТДТН-63000/110/10	115	10	290	56	10,5	0,7	0,5	22	0,48+j0,167
ТМ-2500/10/6	10	6	22	3	6,5	1,3	-	-	0,194+j2,6
ТМ-2500/10/6	10	6	22	3	6,5	1,3	-	-	0,194+j2,6
ТМ-2500/10/6	10	6	22	3	6,5	1,3	-	-	0,194+j2,6

3.2 Розрахунок оптимального розміщення компенсуючих пристроїв методом множників Лагранжа

Завдання вибору пристроїв, що компенсують, є невід'ємною частиною комплексу питань проектування систем електропостачання. Від раціонального вибору і розміщення компенсуючих пристроїв залежать режими напруг і реактивних потужностей в електричній мережі, втрати електроенергії в елементах мережі, габарити і пропускна здатність мережевого обладнання та ін. електричних мереж та встановленого обладнання.

У випадку при виборі компенсуючих пристроїв підлягають розв'язанню дві взаємозалежні завдання: визначення оптимальної сумарної потужності компенсуючих пристроїв, що задовольняє вимогам балансу реактивних потужностей в мережі, і оптимізація їх розміщення між окремими вузлами навантаження. Найбільш повний підхід до вирішення даної задачі полягає в спільному розгляді електричних мереж з різними номінальними напругами від електростанцій до електроприймачів. Проте, мабуть, подібний підхід практично здійснити неможливо. У зв'язку з цим, неминуче поділ всіх електричних мереж на підсистеми та роздільне рішення для них завдання оптимізації розміщення пристроїв, що компенсують. Крім того, слід враховувати, що схема та навантаження мережі не залишаються постійними, а змінюються з часом. У цих умовах ті самі компенсуючі пристрої будуть використовуватися з різною ефективністю.

Серед методів оптимізації, що використовуються для вибору пристроїв, що компенсують, найбільшого поширення набули: метод покоординатного спуску, метод нелінійного квадратичного програмування, матрично-обчислювальний метод та ін. Дані методи відрізняються вихідною постановкою завдання та її подальшою реалізацією, проте їх поєднує те, що всі вони відносяться до прямих методів вирішення, заснованих на ітеративних процесах обчислення та порівняння значень оптимізованих функцій. При цьому вихідна задача, як правило, є завданням безумовної оптимізації, в якій визначається абсолютний екстремум цільової функції без обмежень та граничних умов.

Разом про те, завдання оптимізації розміщення компенсуючих пристроїв слід як завдання умовної оптимізації [9-18]. У цих завданнях визначається відносний екстремум цільової функції, тобто екстремум цільової функції за наявності сполучних обмежень та граничних умов на її змінні. Це дозволяє отримувати рішення, що найбільше відповідають реальному завданню.

Очевидно, що розв'язання задач умовної оптимізації значно складніше за розв'язання задач безумовної оптимізації. Тому природно прагнення звести завдання умовної оптимізації (пошук відносного екстремуму) до більш простого завдання безумовної оптимізації (пошуку абсолютного екстремуму).

Одним із загальних підходів, у якому реалізується дана процедура, є метод невизначених множників Лагранжа. Цей метод відноситься до непрямих методів розв'язання і широко використовується для вирішення нелінійних оптимізаційних завдань.

Метод Лагранжа дозволяє знаходити умовний екстремум нелінійної функції:

$$Z(x_1, x_2, \cdots, x_n) \to extr \tag{4.1}$$

n змінних при *m* обмеженнях:

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n, b_1) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n, b_2) = 0 \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \\ f_m(x_1, x_2, \dots, x_n, b_m) = 0 \end{cases} \tag{4.2}$$

Відповідно до цього методу замість відносного екстремуму цільової функції (4.1) при обмеженнях (4.2) визначається абсолютний екстремум функції Лагранжа:

$$L = Z(x_1, x_2, \dots, x_n) + \sum_{i=1}^{m} \lambda_i f_i(x_1, x_2, \dots, x_n, b_i) \tag{4.3}$$

де $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ – множники Лагранжа.

Один із шляхів пошуку абсолютного екстремуму функції (4.3) вимагає звернення до нуля її приватних похідних:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial x_k} = \frac{\partial Z}{\partial x_k} + \sum_{i=1}^{m} \frac{\lambda_i \partial f_i}{\partial x_k} = 0, k = \overline{1,n} \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n, b_1) = 0, i = \overline{1,m} \end{cases} \quad (4.4)$$

Рішення (4.4) дає координати абсолютного мінімуму функції (4.3) або відносного мінімуму цільової функції (4.1) за обмежень (4.2).

Використання такого підходу вирішило завдання оптимізації розміщення компенсуючих пристроїв у РП-14 електричної мережі 10/6 кВ цех мереж та підстанції ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг».

У схемі, що розглядається, є n споживачів (синхронних двигунів), реактивні навантаження Qi яких відомі. Перемінними є потужності компенсуючих пристроїв Qк1, Qк2, …, Qкn, які можуть бути встановлені у вузлах мережі. Потрібно знайти оптимальний розподіл сумарної потужності компенсуючих пристроїв Qк між споживачами, тобто має місце балансова постановка задачі. Критерієм оптимізації є мінімум втрат активної потужності у мережі.

Обмеження вводиться за встановленою потужністю компенсуючих пристроїв, яка може змінюватись в залежності від величини коефіцієнта реактивної потужності, що нормується $tg\varphi_{норм}$. Дане обмеження є найбільш поширеним, проте для більш повного обліку факторів, що впливають, в завдання можуть вводитися й інші обмеження: за рівнями напруги у вузлах мережі, за статичною стійкістю навантаження, за вартістю компенсуючих пристроїв і т.д. [47].

Для зазначених умов поставлено завдання:

$$\begin{cases} L = \sum_{i=1}^{n} \frac{(Q_i - Q_{ki})^2 R_i}{U^2} + \lambda(\sum_{i=1}^{n} Q_{ki} - Q_k) \to min \\ \frac{\partial L}{\partial Q_{k1}} = 0; \frac{\partial L}{\partial Q_{k2}} = 0; \dots, \frac{\partial L}{\partial Q_{kn}} = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} = \sum_{i=1}^{n} Q_{ki} - Q_k = 0 \end{cases} \quad (4.5)$$

де R_i – активний опір і-ї лінії, Ом; U – напруга мережі, кВ. Рішення системи (4.5) дозволило визначити оптимальні значення потужності компенсуючих пристроїв, що встановлюються у вузлах мережі 6 кВ: $Q_{к1}$ = 400 кВАр, $Q_{к2}$ = 800 кВАр, $Q_{к3}$ = 400 кВАр. При цьому забезпечується мінімум втрат активної потужності в електричній мережі.

3.3 Математичне моделювання РП-14

Для уточненого розрахунку режимів роботи РП-14 застосуємо математичне моделювання. На рисунках 4.3-4.5 наведено реалізацію математичної моделі РП-14 в МАТЛАБ/Симулінк.

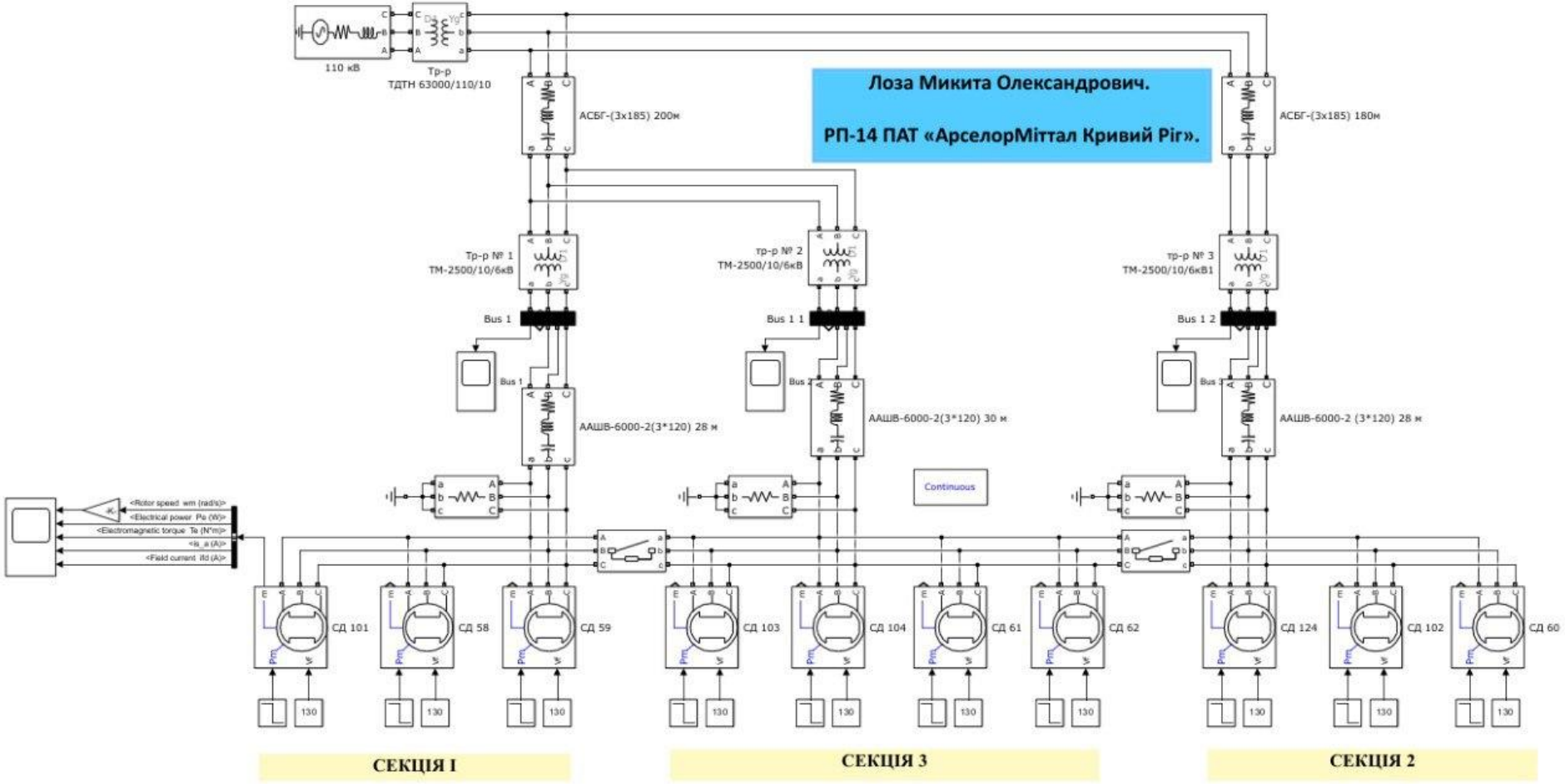


Рисунок 3.3 - Математична модель РП-14 без компенсуючих пристроїв

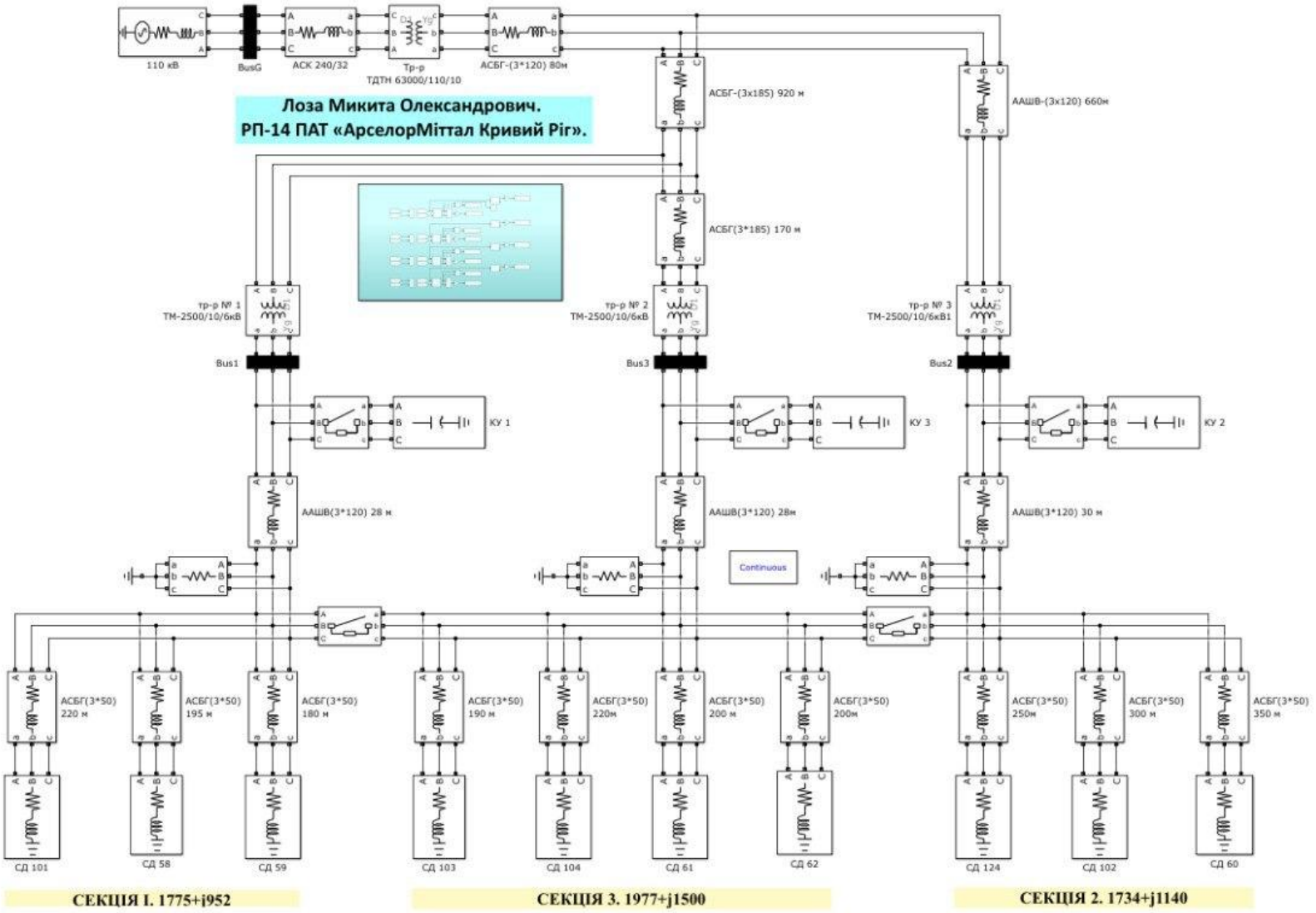


Рисунок 3.4 - Математична модель РП-14 з компенсуючими пристроями

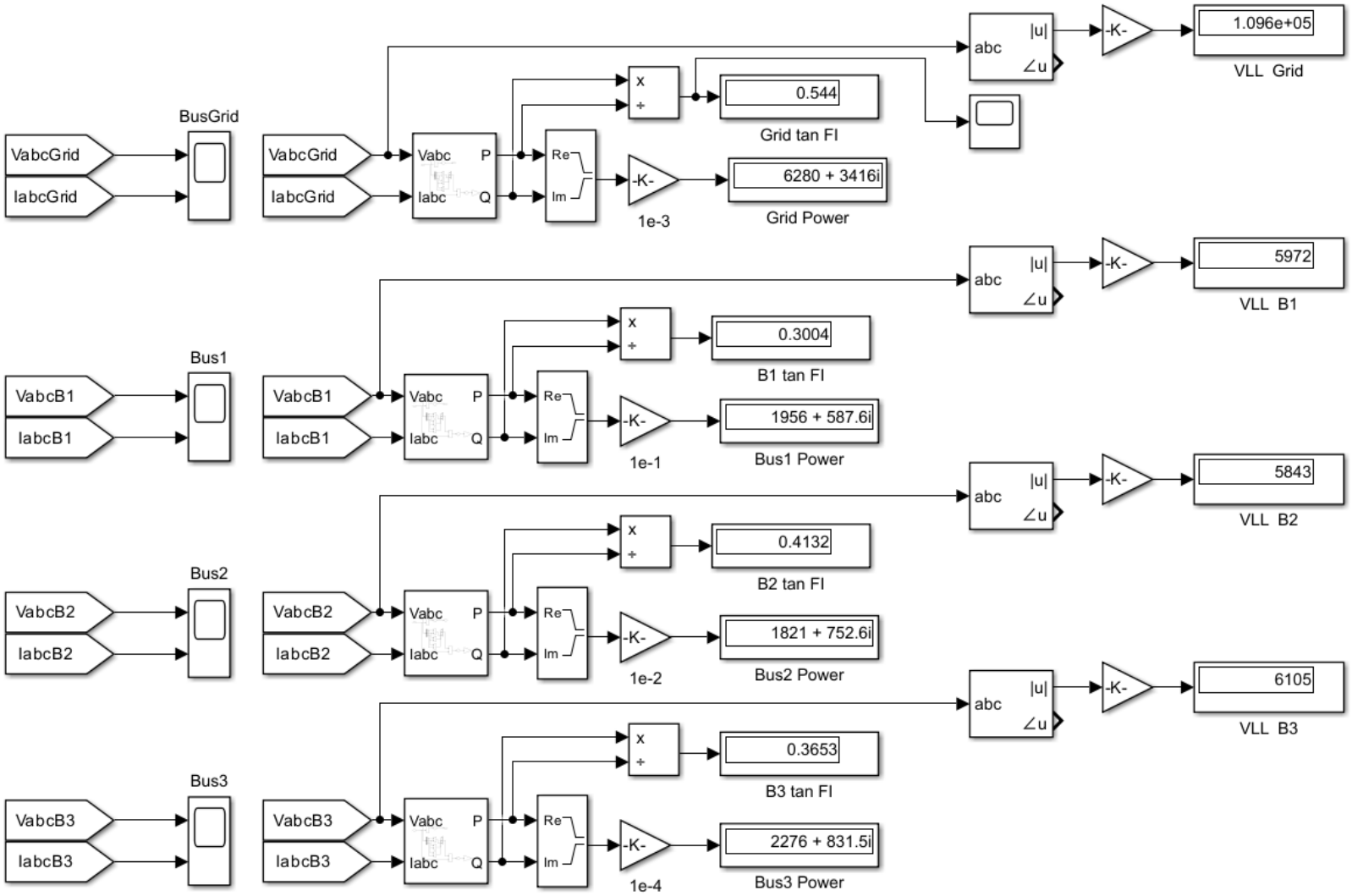
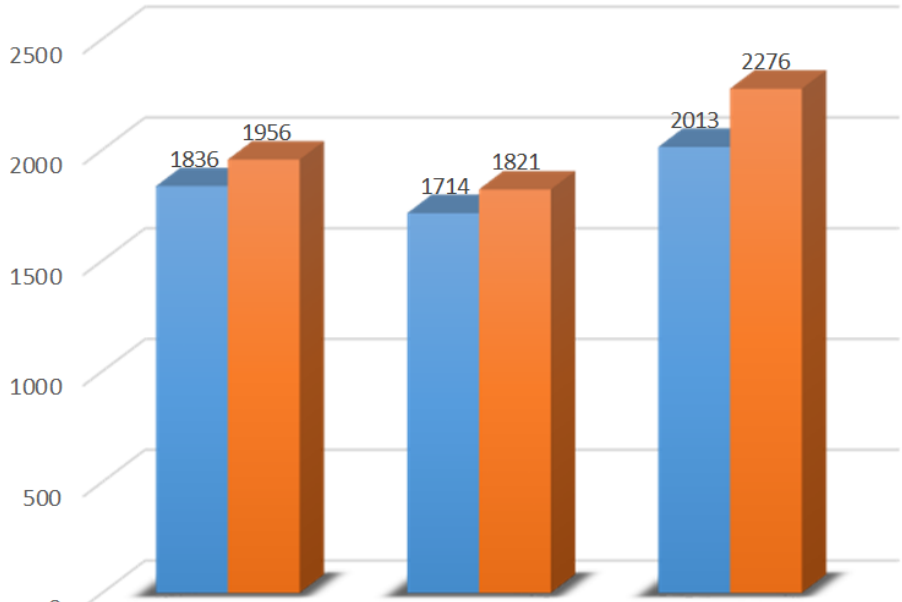


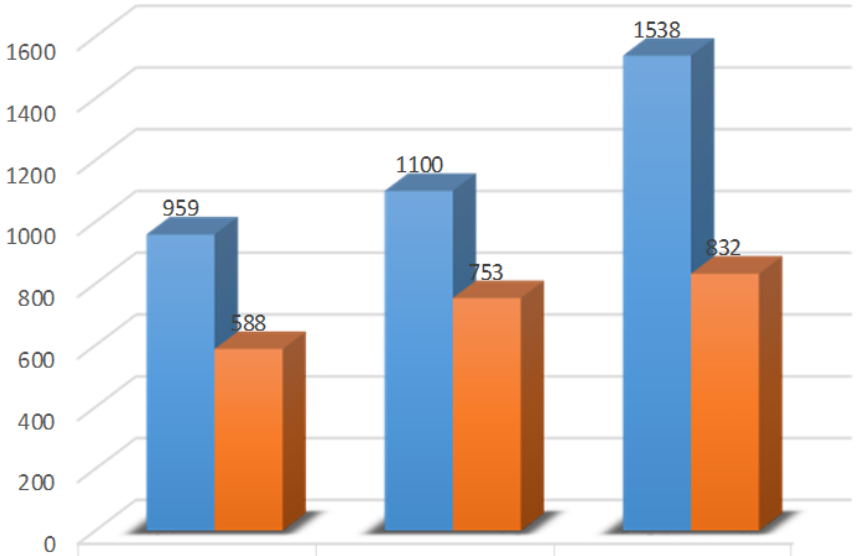
Рисунок 3.5 - Результати моделювання РП-14 з підключеними компенсуючими пристроями

За результатами моделювання маємо такі показники роботи РП-14, що представлені на рисунках 3.6 - 3.8.



Шина 1	Шина 2	Шина 3
1836	1714	2013
1956	1821	2276

Рисунок 3.6 - Сумарні втрати активних потужностей



Шина 1	Шина 2	Шина 3
959	1100	1538
588	753	832

Рисунок 3.7 - Сумарні втрати реактивних потужностей

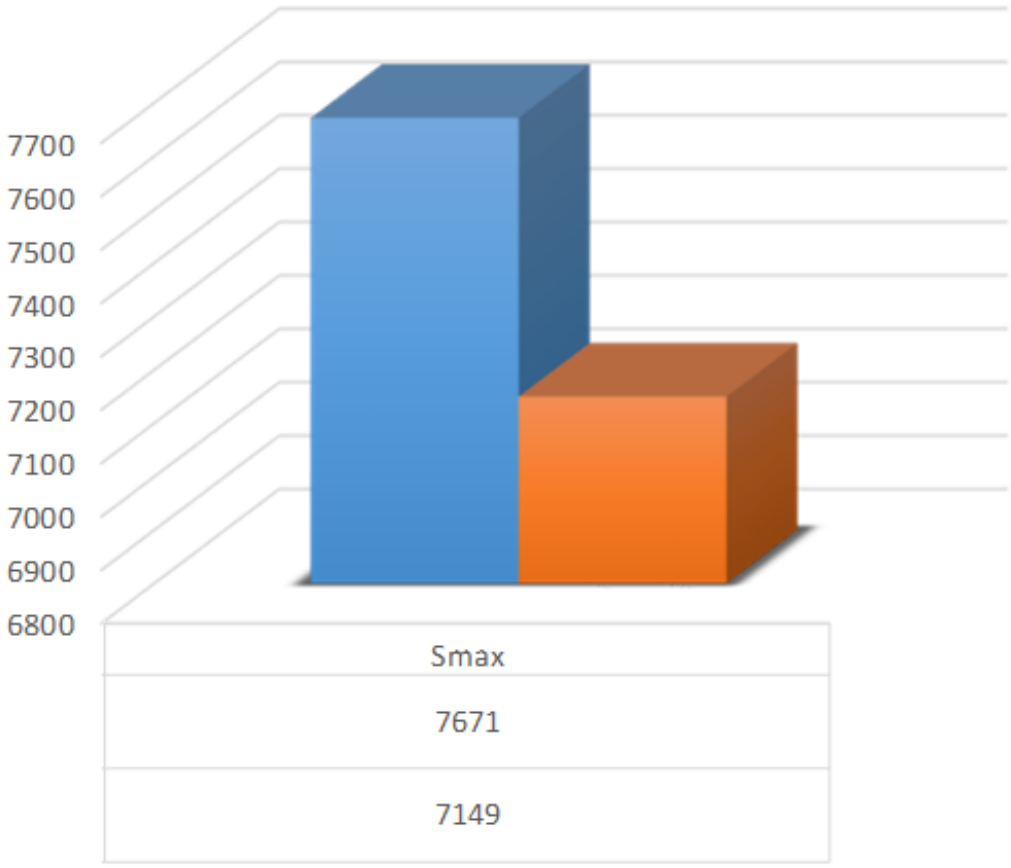


Рисунок 3.8 – Повна потужність на шинах 10 кВ

3.4 Висновки до розділу 3

Отримані результати підтверджують виконані вище наближені та оптимізаційні розрахунки.

За допомогою отриманої моделі були виміряні коефіцієнти реактивної потужності tgφ на шинах розподільчих пунктів мережі до встановлення компенсуючих пристроїв та після їх встановлення при оптимальному розміщенні методом Лагранжа. Результати вимірів представлені малюнку 4.5. З малюнка 4.5 видно, що до установки компенсуючих пристроїв середній коефіцієнт реактивної потужності мережі tgφср становив 0,656. Після установки компенсуючих пристроїв і при оптимальному розміщенні tgφср зменшився до 0,356. Дане значення коефіцієнта реактивної потужності вбирається у нормованого значення tgφнорм = 0,4, встановленого порядком для мереж напругою 6-20 кВ.

Таким чином, застосування методу невизначених множників Лагранжа для

вирішення задачі оптимізації розміщення пристроїв, що компенсують, показало досить високу ефективність. Отримані результати можуть використовуватися на промислових підприємствах та мережевих організаціях при вирішенні практичних питань компенсації реактивної потужності, пов'язаних з вибором потужності та місць встановлення компенсуючих пристроїв. Розглянуті алгоритми можуть застосовуватися також щодо оптимальних законів управління у засобах регулювання реактивної потужності. Оптимізація розміщення компенсуючих пристроїв у поєднанні з оперативним регулюванням реактивної потужності забезпечить високий енергозберігаючий ефект за рахунок зниження втрат електроенергії в електричних мережах та сприятиме підвищенню їхньої енергоефективності.

ВИСНОВКИ

1. У першому розділі було дано визначення електроенергетичних систем, управління режимами роботи електростанцій і мереж, оптимальний режим енергосистеми, шляхи досягнення оптимального режиму, рівні оптимізації, класифікація режимів, параметри режимів, що встановилися, і основні завдання при оптимізації режиму. З проведеного літературного огляду методів і програмних комплексів можна зробити такі висновки метод невизначених множників Лагранжа має кращої збіжністю проти іншими методами з допомогою зниження числа. Ідея методу, на відміну інших методів, полягає у пошук відносного екстремуму й у пошуку абсолютного екстремуму. З усіх перерахованих вище алгоритмів метод Лагранжа є досить точним, універсальним, характеризується високою швидкодією. Порівнявши функціональні можливості кожного ПК, стало зрозуміло, що найкращими з них, для розрахунку та аналізу режимів роботи енергосистеми, є MATLAB, EUROSTAG, DAKAR та PSS/E.

2. У другому розділі проведено оптимізацію режимів енергосистеми РП-14 ПАТ АрселорМіттал Кривий Ріг. Виконано розрахунок електричних навантажень та наближений розрахунок компенсуючого пристрою. Виходячи з розрахунків обраний: 1-секція шин 400 кВар; 2-секція шин 800 кВар; 3-секція шин 400 кВар. При визначенні місць встановлення компенсуючих пристроїв була виконана робота по знаходженню способу установки КУ та порівнянню їх між собою вибираючи відповідний саме для нашої електросистеми. Найефективнішим та економічно вигідним способом виявився централізована компенсація;

3. У третьому розділі побудовано імітаційну модель енергосистеми РП-14. Застосування методу невизначених множників Лагранжа для вирішення задачі оптимізації розміщення пристроїв, що компенсують, показало досить високу ефективність. Отримані результати можуть використовуватися на промислових підприємствах та мережевих організаціях при вирішенні практичних питань компенсації реактивної потужності, пов'язаних з вибором потужності та місць встановлення компенсуючих пристроїв.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.

2. Правила улаштування електроустановок. Київ : Міненерговугілля України, 2017. 617 с.

3. Моркун В.С. Електропостачання і електроустаткування гірничих підприємств: Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів. Кривий Ріг: Мінерал, 2005. 269 с.

4. Демов А. О., Демов О. Д., Войнаровський А. Ж., Паламарчук О. П. Особливості впровадження компенсувальних установок у електричні мережі споживачів у сучасних економічних умовах. Енергетика та електрифікація. 2006. №2. С. 12-15.

5. ГКД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження, затверджений наказом Міністерства палива та енергетики України від 9.07.04 р. №300.

6. ДСТУ 2155-93. Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів по енергозбереженню.

7. Система инженерных и научных расчетов MATLAB 5.x т. 1 и т. 2. - М.: ДИАЛОГ МИФИ.

8. http://www.svaltera.ua/solutions/typical/energy/6718.php

9. Marian Hyla *Analysis of the reactive power compensation possibilities in a mining plant (case study).* archiwum.pe.org.pl

10. О. М. Максимчук *Компенсація реактивної потужності* (дисертація / стаття, 2020). elartu.tntu.edu.ua

					КНУ.РМ.141.25.479с.04.СД		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Лоза М.О.			СПИСОК ДЖЕРЕЛ	Літ.	Арк. 69 / Аркушів 2
Перевір.		Ільченко О.В.					
Реценз.		Барановська М.Л.				ЕМ гр. ЕМО-24м	
Н. Контр.		Титюк В.К.					
Затверд.		Толмачов С.Т.					

11. F. Roos, R. C. Bansal *Reactive power and harmonic compensation: A case study for the coal-mining industry*, Journal of Energy in Southern Africa, 2019. Faculty Experts - Loma Linda University

12. *A Study of Reactive Power Compensation in Power System*. ijiet.com

13. Огляд-стаття *REACTIVE POWER COMPENSATION: A REVIEW*. ResearchGate

14. FERC — *Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply*. Federal Energy Regulatory Commission

15. H. Tariq et al. — *Comparative Analysis of Reactive Power Compensation (SVC vs STATCOM / recent studies)*. psecommunity.org

16. A. Nigam — *Reactive power compensation during the convergence of ...* (ScienceDirect, 2024). ScienceDirect

17. John J. Grainger, W. D. Stevenson — *Power System Analysis*. Google Книги

18. Glover & Sarma — *Power System Analysis and Design*. web.nit.ac.ir

19. Шестеренко В. Є., Шестеренко О. В. Електропостачання промислових підприємств : посібник до курсового та дипломного проектування. Київ : 2013. 424 с.

20. Wolfgang Hofmann, Jürgen Schlabbach, Wolfgang Just Reactive Power Compensation: A Practical Guide. ISBN: 978-1-119-96778-1 wiley.com+1