О.С. Яндульський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

О.С. Яндульський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Монографія

Київ
КПІ ім.Ігоря Сікорського
2021

УДК 621.311.07

Рекомендовано Вченою радою
Національного технічного
університету України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»
(Протокол № .. від .. 2021р.)

Рецензенти:
Ю.І.Тугай, д-р техн. наук,
Національна академія наук України
Інститут електродинаміки
Гурєєв В.О., канд. техн. наук,
НВ ТОВ «Інфотех»
Відповідальний редактор
М.В. Костерєв, д-р техн. наук, проф.,
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського »

Яндульський О.С.
Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії [текст]: Монографія / О.С. Яндульський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.- 191 с.- Бібліогр.: с.126-140. 50 прим.

Розроблено математичні моделі, алгоритми роботи та структурні схеми підсистем керування потужністю відновлюваних джерел енергії та засобами регулювання напруги. Сформовано критерій оптимального регулювання напруги та розроблено систему координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги.

Для фахівців, які займаються питаннями регулювання напруги. Може бути корисним студентам і аспірантам електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.311.07

О.С. Яндульський
Г.О. Труніна
А.Б. Нестерко

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ 7
ВСТУП 8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПІДХОДІВ ТА МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ 10
1.1 Аналіз основних проблем, що виникають при інтеграції джерел розосередженого генерування в розподільну електричну мережу 10
1.2 Аналіз вимог до роботи джерел розосередженого генерування 20
1.3 Підходи, методи та засоби регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування 24
Висновки по 1 розділу 31
РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ У СКЛАДІ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 32
2.1 Математичні моделі елементів розподільної електричної мережі 110/35/10кВ 32
2.2 Розробка підсистем керування засобів регулювання напруги 45
2.2.1 Розробка підсистеми регулювання потужності джерела розосередженого генерування 45
2.2.2 Розробка підсистеми регулювання реактивної потужності статичних тиристорних компенсаторів 49
2.2.3 Підсистема керування РПН трансформатора 53
2.3 Дослідження впливу джерел розосередженого генерування на напругу у вузлах розподільної електричної мережі та роботу РПН трансформаторів 54
Висновки по 2 розділу 64
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СИСТЕМИ КООРДИНОВАНОГО КЕРУВАННЯ РІЗНОТИПНИМИ ЗАСОБАМИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ 66
3.1 Формування критерію оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелом розосередженого генерування 66

3.2 Розробка системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування 86
3.3 Дослідження роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування 90
3.4 Дослідження роботи системи керування з врахуванням місць встановлення обладнання для участі в регулюванні напруги в розподільній електричній мережі 97
Висновки по 3 розділу 106
РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ КООРДИНОВАНОГО КЕРУВАННЯ ПРИ ЗМІНІ СКЛАДУ ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА СХЕМИ МЕРЕЖІ 108
4.1 Аналіз ефективності роботи системи координованого керування при зміні складу засобів регулювання напруги 108
4.2 Дослідження впливу зміни кількості джерел розосередженого генерування на ефективність роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги 113
4.3 Дослідження роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги при зміні схеми розподільної електричної мережі 116
Висновки по 4 розділу 122
ВИСНОВКИ 123
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 126
ДОДАТОК А ВИХІДНІ ДАНІ ПО ЗМІНІ ГЕНЕРАЦІЇ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ «ДУНАЙСЬКА» ОДЕСЬКОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ 141
ДОДАТОК Б НАЛАШТУВАННЯ ПІДСИСТЕМ КЕРУВАННЯ ЗАСОБАМИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ 147

ДОДАТОК В ФРАГМЕНТИ КОДУ, ЩО РЕАЛІЗУЮТЬ КЕРУЮЧІ ДІЇ РЕГУЛЯТОРІВ (НА МОВІ DSL В POWER FACTORY) 150
ДОДАТОК Г ДАНІ ПО НАВАНТАЖЕННЯМ, ТИПАМ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ, ЯКІ ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ В МОДЕЛІ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 153
ДОДАТОК Д ЛІНІЙНИЙ КРИТЕРІЙ ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РЕМ З ДРГ 155
ДОДАТОК Е ГРАФІКИ ЗМІНИ НАПРУГИ У ВУЗЛАХ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 162
ДОДАТОК Ж РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИКОРИСТАННЯ ІНФОРМАЦІЇ, НЕОБХІДНОЇ ДЛЯ РОБОТИ СИСТЕМИ КООРДИНОВАНОГО КЕРУВАННЯ РІЗНОТИПНИМИ ЗАСОБАМИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ 191

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АГ	–	асинхронний генератор
БСК	–	батареї статичних конденсаторів
ВЕС	–	вітрова електростанція
ВДЕ	–	відновлювані джерела енергії
ДРГ	–	джерело розосередженого генерування
ЕМ	–	електрична мережа
ЕЕС	–	електроенергетична система
ЛЕП	–	лінії електропередач
ПЕМ	–	підприємство електричних мереж
ПС	–	електрична підстанція
РЕМ	–	розподільна електрична мережа
РГ	–	розосереджене генерування
РПН	–	регулювання під навантаженням
СЕС	–	сонячна електростанція
СГ	–	синхронний генератор
СК	–	синхронний компенсатор
СТК	–	статичний тиристорний компенсатор
СТАТКОМ	–	статичний компенсатор реактивної потужності
СШ	–	системна шина
ТУ	–	технічні умови
ФЕУ	–	фотоелектрична установка
ШР	–	шунтуючий реактор
CIGRE	–	Міжнародна рада по великим енергетичним системам
IEEE	–	Institute of Electrical and Electronics Engineers
	–	Інститут інженерів з електротехніки та електроніки

ВСТУП

Стійка тенденція до зростання споживання електроенергії, необхідність зниження негативного впливу енергетики на навколишнє середовище, підвищення цін на енергоносії та, як наслідок, необхідність економії електричної енергії і ресурсів, що потрібні для її виробництва зумовлюють загострення проблеми пошуку альтернативних шляхів енергозабезпечення. Одним з таких напрямків є використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). На розвиток електростанцій на основі ВДЕ орієнтовано велику кількість державних програм у всьому світі, у тому числі і в Україні.

В Новій Енергетичній стратегії України на період до 2035 року вказується про збільшення використання ВДЕ практично у чотири рази. При цьому найбільше зростання очікується у використанні сонячної енергії та вітрових електростанцій. Обсяг електричної енергії, що виробляється у світі на таких електростанціях, збільшується щорічно на 20%.

Розвиток джерел розосередженого генерування (ДРГ) на основі ВДЕ в складі електричних мереж (ЕМ) України визначає необхідність подальшого удосконалення методів та засобів керування нормальними режимами ЕМ. Попри переваг, які супроводжують інтеграцію ВДЕ в енергосистему, підключення таких джерел до розподільних електричних мереж (РЕМ) суттєво впливає на втрати потужності, напругу в електричній мережі, а також роботу релейного захисту та автоматики. При цьому коливання напруги та порушення її допустимих меж через підключення ВДЕ зумовлює необхідність дослідження існуючих та розробки нових методів регулювання напруги.

Значний вклад в розвиток підходів та методів керування нормальними режимами ЕМ за наявності ДРГ на основі ВДЕ внесли колективи Інституту електродинаміки та Відновлюваної енергетики НАН України, Вінницького та Донецького Національних технічних університетів, Національного університету «Львівська політехніка», Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,

Державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» та колективи закордонних фірм і дослідних установ Канади, США, країн Європейського союзу, Російської Федерації, серед яких EPRI, ERCOT, CIGRE та Сибірський науково дослідний інститут.

Згідно з концепцією приєднання ДРГ на основі ВДЕ до РЕМ особлива увага приділяється напрузі у вузлі підключення станції, яку при генеруванні потужності ВДЕ необхідно підтримувати в допустимих межах. На основі проведеного аналізу вимог до роботи ДРГ на основі ВДЕ встановлено, що такі джерела повинні бути оснащеними засобами регулювання напруги або самостійно здійснювати регулювання напруги в вузлі підключення, забезпечуючи нормативні параметри якості електроенергії. Але з часом в РЕМ можливі відключення частки навантаження або зміна конфігурації мережі, що може викликати порушення допустимих меж по напрузі, що, у свою чергу, може призвести до вимушеного обмеження активної потужності генерування ДРГ. У той же час, аналіз проблем, що виникають при керуванні нормальними режимами РЕМ з ДРГ показав, що існуючі підходи та методи регулювання напруги можуть призводити до підвищення втрат потужності в РЕМ, зменшення терміну експлуатації засобів регулювання напруги та зменшення вихідної активної потужності ДРГ на основі ВДЕ.

Таким чином, актуальною стає задача розвитку існуючих та пошуку нових підходів та методів оптимального керування нормальними режимами РЕМ з ВДЕ на основі координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги з залученням РПН трансформаторів, засобів компенсації реактивної потужності та регулювання потужності ДРГ на основі ВДЕ.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПІДХОДІВ ТА МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

1.1 Аналіз основних проблем, що виникають при інтеграції джерел розосередженого генерування на основі відновлюваних джерел енергії в розподільну електричну мережу

За останні 10 років в Україні найбільшого розвитку отримала сонячна та вітрова енергетика, а в наступні 10 років [12], незважаючи на змінний характер генерування, сумарна потужність сонячних електростанцій (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС) становитиме 25% потужності ОЕС України [13]. Тенденція до використання таких джерел ґрунтується на необхідності підвищення надійності і якості енергопостачання при зменшенні забруднення навколишнього середовища та витрат на вироблення, передачу й розподіл електроенергії [14].

Під поняттям ДРГ слід розуміти джерела електричної енергії, з’єднані безпосередньо з РЕМ або підключені до такої мережі зі сторони споживачів [15]. ДРГ за ступенем керованості можна поділити на керовані та умовно-керовані джерела – рис.1.1. Умовно-керовані ДРГ можуть бути виконані на основі генераторів, різних за своїм типом (рис.1.2), що визначає спосіб приєднання та їх вплив на роботу РЕМ [16]. Слід зазначити, що СЕС та ВЕС є умовно-керованими ДРГ [17].

Тенденція до збільшення використання енергії вітру спостерігається в багатьох країнах світу [18]. Це можна пояснити тим, що вітроенергетика може забезпечити значну частку споживачів електричної енергії, в той же час будучи відновлюваною, екологічно чистою та доступною майже в будь-яких країнах.

Світовими лідерами по впровадженню вітроенергетики є Китай (148 ГВт), США (75 ГВт), Німеччина (45 ГВт), Індія (25 ГВт) та Іспанія (23 ГВт). Загальна встановлена потужність всіх ВЕС в світі близько 487 ГВт [19].

Рисунок 1.1 – Класифікація ДРГ за ступенем керованості

Станом на липень 2021 року загальна потужність вітрових електростанцій України за даними НЕК «Укренерго» складає близько 1435 МВт [20]. Перелік найбільших за потужністю ВЕС України наведено в табл.1.1

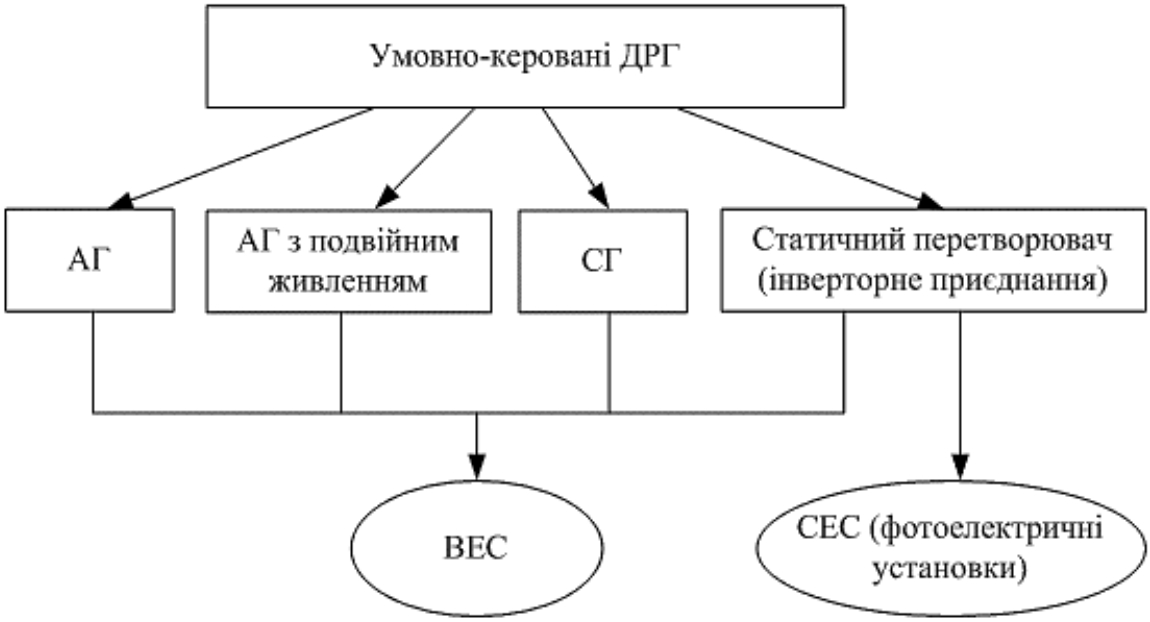


Рисунок 1.2 – Класифікація умовно-керованих ДРГ за принципом виконання генератора

Таблиця 1.1

Встановлені потужні ВЕС України

Назва ВЕС	Місцезнаходження	Потужність, МВт
Ботієвська ВЕС	с. Приморський Посад, Запорізька обл.	200
Новоазовська ВЕС	с. Безіменне, Донецька обл.	58
Очаківська ВЕС	с. Дмитрівка, Миколаївська обл.	37,5
Дмитрівська ВЕС	с. Дмитрівка, Миколаївська обл.	35
Краснодонська ВЕС	Краснодонський район, Луганська обл.	25
Лутугінська ВЕС	с. Лутугіне, Луганська обл.	25
Новоросійська ВЕС	смт. Лазурне, Херсонська обл.	18
Старосамбірська ВЕС	Старий Самбір, Львівська обл.	13,2
Тузлівська ВЕС	с.Тузли, Миколаївська обл.	12,5
Берегова ВЕС	смт. Лазурне, Херсонська обл.	12,3
Сиваська ВЕС	Першокостянтинівка, Херсонська обл.	2,9

За оцінками фахівців, загальна потенційна потужність української вітроенергетики становить 5000 МВт. Узбережжя Чорного та Азовського морів, гористий район Карпат, Одеська, Херсонська, Запорізька і Миколаївська області найбільш підходять для будівництва вітрових електростанцій.

Значного розвитку отримала й сонячна енергетика. У рейтингу країн за кількістю сукупно встановлених СЕС лідирує Німеччина (23 ГВт), Китай (17 ГВт), Японія (14 ГВт), Італія (11,5 ГВт) і США (11 ГВт). Встановлена потужність СЕС в світі становить близько 300 ГВт [19, 21].

Станом на липень 2021 року загальна потужність сонячних електростанцій України становить близько 5823 МВт [20, 22]. Перелік найбільших за потужністю СЕС України (наявні та ті, що будуються) наведено в табл.1.2

Таблиця 1.2

Встановлені потужні найбільших СЕС України (наявні та ті, що будуються)

Назва СЕС або населеного пункту	Місцезнаходження	Потужність, МВт
Кіровоград	Кіровоградська обл.	125
Нова Каховка	Херсонська обл.	120
Кам'янка	Черкаська обл.	100
Яворів-1	Львівська обл.	57,5
Приозерне	Одеська обл.	54,8
Березанка	Миколаївська обл.	52,9
Новоолексіївка	Херсонська обл.	50
Лиманська	Одеська обл.	43,44
Дунайська	Одеська обл.	43,14
Старокозача	Одеська обл.	42,95
Бориспіль	Київська обл.	42
Каїрка	Херсонська обл.	37,5
Болград	Одеська обл.	34,14
Олешки	Херсонська обл.	32,5
Ірпінь/ Sunshine City	Київська обл.	30
Новотроїцьке	Херсонська обл.	30

Після прийняття законодавства, яке встановило привабливі ставки «Зеленого тарифу» [23,24] для електроенергії, виробленої з ВДЕ велика кількість українських та іноземних компаній оголосила про свої наміри будувати СЕС та ВЕС на території України [25,26].

Станом на липень 2021 року сумарна потужність ВЕС та СЕС складає майже 14 % від загальної встановленої потужності ОЕС України [20] (рис.1.3).

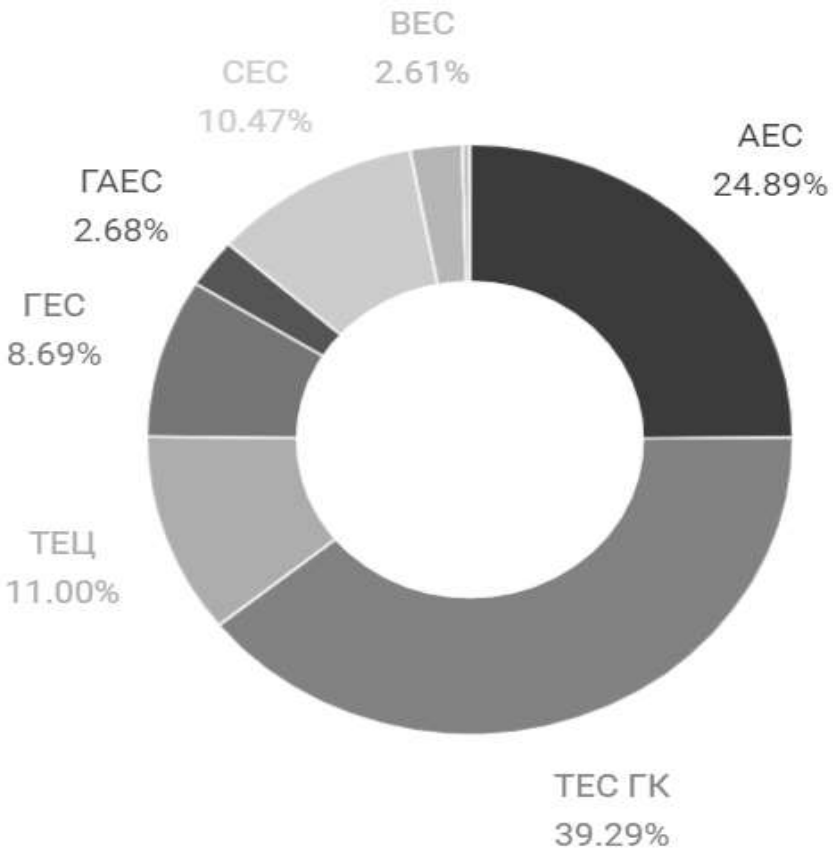


Рисунок 1.3 – Частка генерування ВЕС та СЕС від встановленої потужності ОЕС України станом на 31 грудня 2017 року

При розміщенні ДРГ в мережі виникає необхідність, з одного боку, їх підключення по можливості ближче до споживачів електричної енергії, а з другого – мінімізувати можливі від цього зміни в принципах побудови та веденні режимів існуючих мереж [27].

Аналіз проведених в [28,29] досліджень дозволив встановити відповідність потужностей ДРГ рівням напруги вузлів їх підключення – табл.1.3.

Таблиця 1.3

Допустимі встановлені потужності ДРГ для різних рівнів напруги

Вузол приєднання	Максимальна встановлена потужність ДРГ, МВт
Вузол 0,4 кВ (комунальні споживачі)	0,01-1
Підстанція 10 кВ	1-10
Підстанція 35 кВ	10-30
Підстанція 110-150 кВ	30-60

На основі аналізу результатів проведених в [28, 29] досліджень, виявлено, що найбільшого впливу на роботу РЕМ мають джерела, що підключаються до вузлів напругою 35..110 кВ.

Традиційно РЕМ працює в пасивному режимі, коли електроенергія генерується великими електростанціями, та поставляється споживачам по РЕМ. Таким чином, потік потужності відбувається з вищого до нижчого рівня напруги, що враховано при проектуванні РЕМ [30].

Таким чином, впровадження ДРГ впливає на роботу РЕМ та перетворює їх в активні елементи енергосистеми. Це призводить до необхідності змін в процесі керування та експлуатації мережі.

Можна виділити загальні переваги, що несе в собі впровадження ДРГ для споживачів:

- підвищення надійності та якості електропостачання;
- врахування індивідуальних вимог з електропостачання;
- використання електроенергії та тепла, що виробляються поряд зі споживачем;
- експлуатаційна гнучкість ДРГ;
- екологічно чисте виробництво електроенергії.

Переваги експлуатації ДРГ для постачальника:

- зниження збитків від недовідпуску електричної енергії;

- зниження фінансових ризиків енергокомпаній;
- відстрочка інвестицій в модернізацію мережевого обладнання.

Загальні переваги впровадження ДРГ для держави наступні:

- покращення екологічної ситуації;
- забезпечення альтернативного шляху надання електричної енергії;
- підтримка конкуренції на ринку електроенергії.

Окрім переваг, що несе в собі впровадження ДРГ в РЕМ, їх інтеграція може негативно вплинути на роботу мережі. Мова йде про проблеми, пов'язані з погіршенням якості електроенергії та ускладненням процесів керування режимами РЕМ. Можна виділити наступні недоліки впливу ДРГ на мережу:

1. Встановлення ДРГ може не тільки зменшувати, але й збільшувати втрати потужності в мережі [31], що залежить від місць розташування, коефіцієнта потужності ДРГ, а також від топології РЕМ та ін.

2. При інтеграції ДРГ в мережу напруга вздовж ЛЕП збільшується, і в деяких випадках перевищує допустимий рівень [32].

Це пояснюється тим, що в РЕМ справедливе співвідношення $X/R \leq 1$, яке означає, що зміна активної та реактивної потужності в мережі у рівній мірі впливає на напругу в вузлах системи. Таким чином, ДРГ можуть призводити до порушення допустимих меж по напрузі в вузлах РЕМ, так як генерують додаткову потужність в мережу. Тому з проблемою порушення допустимих меж по напрузі тісно пов'язана проблема необхідності обмеження вихідної активної потужності генерування ДРГ.

3. Коливання вихідної потужності ДРГ та її неузгодженість з місцевим навантаженням збільшують коливання напруги у вузлах РЕМ.

На основі реальних даних, отриманих з ПС Арциз, розташованої поруч з Дунайською СЕС, проведено аналіз коливань вихідної активної потужності СЕС - рис.1.4. Вихідні дані по зміні активної потужності СЕС наведено в додатку А.

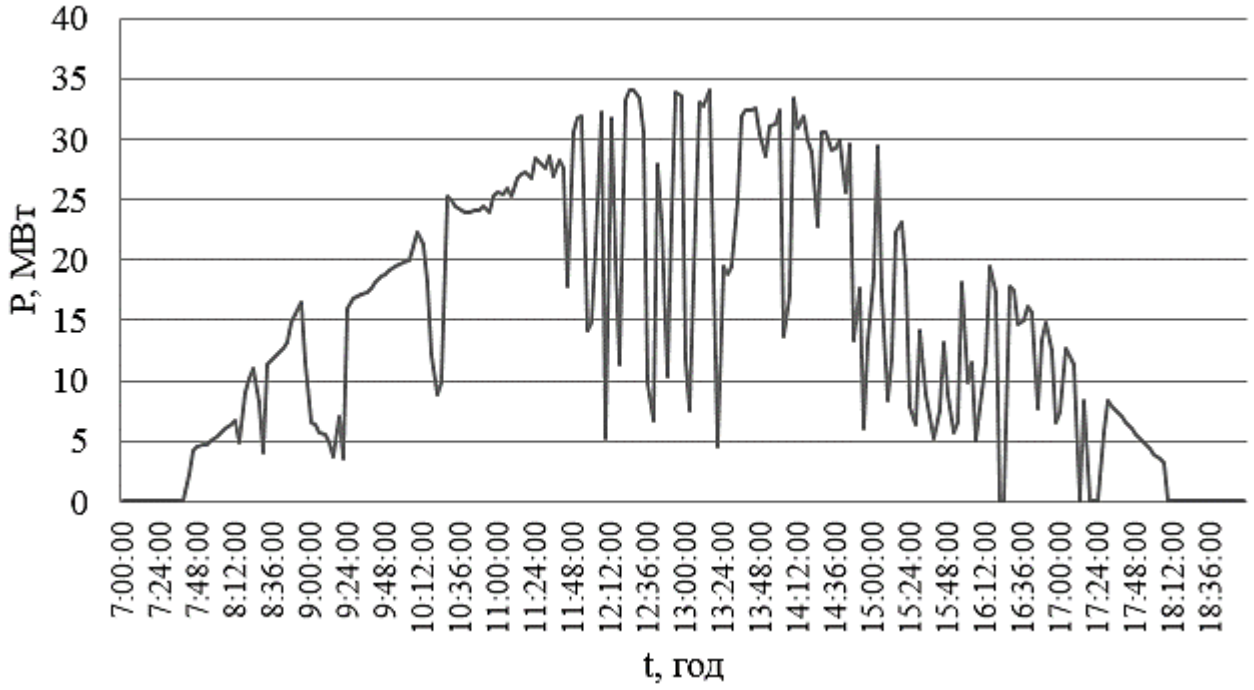


Рисунок 1.4 – Зміна генерації активної потужності СЕС «Дунайська» Одеської енергосистеми за 20.09.2018р.

На основі аналізу зміни вихідної потужності ДРГ (рис.1.4) встановлено, що коливання вихідної потужності ДРГ протягом доби може сягати 50-60 %, а це в свою чергу, призводить до коливань напруги в мережі. Також слід зазначити, що коливання напруги, викликані змінністю вихідної потужності ДРГ, негативно впливають на роботу регулюючих пристроїв.

4. Робота ДРГ призводить до збільшення дози флікера, що виникає при введенні або виведенні з роботи потужних ДРГ, раптовій зміні вихідної потужності джерела, взаємодії між ДРГ та регулюючими пристроями в РЕМ [32].

5. Джерела розосередженого генерування можуть генерувати в РЕМ гармоніки високих порядків, а також впливати на провали напруги.

6. Підключення ДРГ може призводити до зміни напрямку перетоків потужності, що, в свою чергу, призводить до некоректної роботи встановлених в РЕМ пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) [31].

7. При високій концентрації ДРГ одного типу знижується рівень надійності електропостачання споживачів [33].

8. Поява ДРГ в РЕМ значно ускладнює диспетчерське керування режимами, так як підключення ДРГ до РЕМ вносить корективи в існуючу систему керування режимами мережі. При цьому, основними завданнями, розв'язуваними системою керування самостійно, без участі диспетчера, будуть: підтримка заданого рівня генерованої потужності та дотримання заданої якості видаваної в мережу електроенергії. Для розв'язку даних завдань достатньо мати виміри відповідних параметрів на шинах станції [34].

Джерела розосередженого генерування зазвичай підключають до РЕМ напругою 10-35-110 кВ, тому диспетчерське керування ними [35-37] найдоцільніше здійснювати з підприємства електричних мереж (ПЕМ). Основні функції управління системи керування РЕМ з ДРГ наведено в табл.1.4.

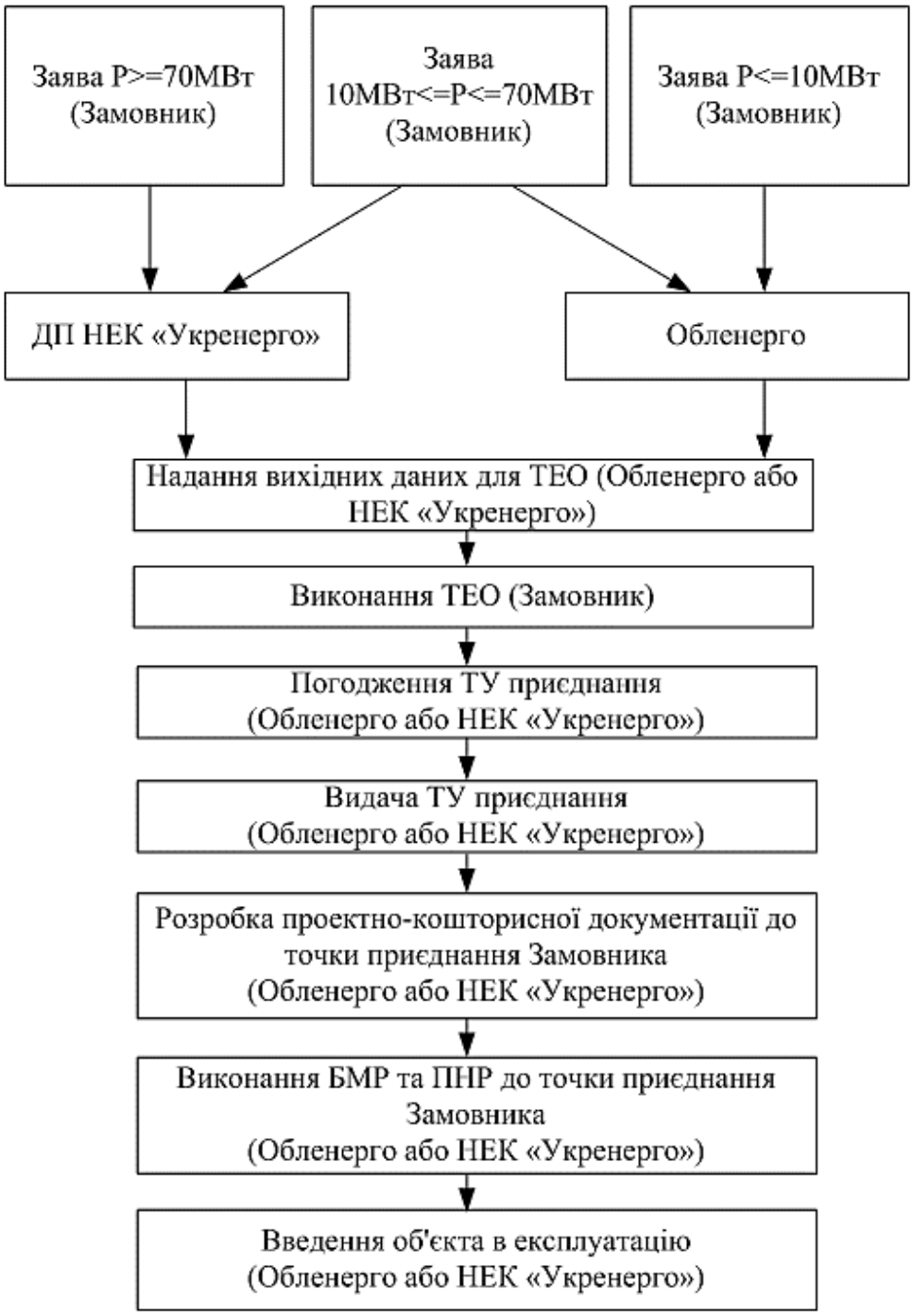
Таблиця 1.4

Функції управління для ДРГ

Функції управління	2 МВт < P < 25 МВт	P > 25 МВт
Регулювання напруги	+	+
Регулювання частоти	-	+
Регулювання реактивної потужності	+	+
Регулювання коефіцієнту потужності	+	+
Абсолютне обмеження генерації	+	+
Дельта-обмеження генерації	-	+
Обмеження градієнту потужності	+	+
Системний захист	+	+

Таким чином, інтеграція ДРГ до енергосистеми має як позитивний, так і негативний влив на роботу РЕМ.

З огляду на ряд проблем, що виникають при підключенні ДРГ до мережі (наведено вище), для приєднання нового ДРГ власнику станції слід дотримуватись алгоритму, який наведено на рис.1.5 [38].



ТУ – технічні умови; ТЕО – техніко-економічне обґрунтування схеми приєднання об’єкту до зовнішніх ЕМ; БМР – будівельно-монтажні роботи; ПНР – пусконалагоджувальні роботи; Р – потужність електроустановки

Рисунок 1.5 – Алгоритм підключення ДРГ до мережі:

Наведений алгоритм приєднання ДРГ (рис.1.6) базується на Міжнародній концепції приєднання ДРГ до РЕМ [2], згідно з якою особлива увага приділяється напрузі у вузлі підключення станції, яку при генеруванні потужності ДРГ необхідно підтримувати в допустимих межах. Але з часом в

РЕМ можливі ситуації відключення частки навантаження РЕМ або зміни конфігурації мережі, що може викликати порушення допустимих меж по напрузі, що, у свою чергу, може призвести до вимушеного зменшення потужності генерування ДРГ. В такому випадку виникає проблема, коли ДРГ не може працювати в режимі генерування максимальної активної потужності через порушення допустимих меж по напрузі в вузлах РЕМ. Таким чином, виникає необхідність вдосконалення існуючих методів регулювання напруги в вузлах мережі.

1.2 Аналіз вимог до роботи джерел розосередженого генерування

Для забезпечення надійної та безпечної роботи ДРГ необхідно виконання вимог, що для різних країн мають свою специфіку. Так, в нормативному документі США IEEE Standard 1547 [2] зазначено, що ДРГ потужністю менше 10 МВт забороняється приймати активну участь в регулюванні напруги. Такі джерела можуть лише постачати/споживати реактивну потужність на вимогу системного оператора або ж працювати з постійним коефіцієнтом потужності $\cos\varphi \geq 0{,}85$. Такий режим роботи обмежує вплив ДРГ на систему. При змінному генеруванні ДРГ коливання напруги не повинні перевищувати 5% від номінального значення напруги. Згідно наведених вимог кожне ДРГ повинно мати у своєму складі функцію моніторингу статусу підключення, вихідної активної та реактивної потужності та напруги в точці приєднання.

У вимогах [39] для Федеративної Республіки Німеччина вказано, що у нормальному режимі ДРГ може приймати участь в регулюванні напруги та працювати в режимах: з постійним коефіцієнтом потужності $\cos\varphi$; з постійною реактивною потужністю Q; підтримувати реактивну потужність у відповідності до зміни напруги – Q(U); підтримувати коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ у відповідності до зміни активної потужності – $\cos\varphi$(P). Згідно зазначених вимог ДРГ повинні працювати з коефіцієнтом потужності 0,9(ємнісний) $\leq \cos\varphi \leq$

0,8(індуктивний). При змінному генеруванні ДРГ коливання напруги не повинні перевищувати 3% від $U_{ном}$.

У вимогах [40] для Королівства Іспанія регламентується робота ДРГ з коефіцієнтом потужності cosφ=1, якщо мова йде про інверторне приєднання; cosφ≥0,8, якщо ДРГ побудовано на основі СГ та cosφ ≥ 0,86, якщо – АГ. При цьому підключення ДРГ на паралельну роботу з мережею можливе, якщо напруга не перевищує ±7% від $U_{ном}$, а $P_{кз}$ ≤ 5% (в точці приєднання). При змінному генеруванні ДРГ коливання напруги не повинні перевищувати 3-5% від номінального значення напруги.

Для Італійської Республіки визначено [40], що коефіцієнт потужності при роботі ДРГ повинен складати 0,8(індуктивний)≤ cosφ ≤ 1, якщо джерело приєднано через інвертор та cosφ ≥ 0.9 (індуктивний), якщо ДРГ побудовано на основі АГ.

В Україні питання стосовно вимог до роботи ДРГ розроблені частково в документах [34, 41], згідно з якими ДРГ повинні витримувати відхилення частоти і напруги в точці приєднання при робочих (та аварійних) умовах експлуатації. При цьому потужність генерації електростанції повинна зменшуватися на мінімально можливу величину.

В нормальних режимах напруга у вузлах систем повинна знаходитись в межах, визначених табл.1.5, а частота – в діапазоні від 49.6Гц (гранично допустиме зниження частоти) до 50.2 Гц (нормально допустиме підвищення частоти).

Загальні вимоги до генерації активної потужності, яких повинне дотримуватись ДРГ в разі відхилень частоти і напруги, зображено на рис.1.6.

Таблиця 1.5

Межі напруги в вузлах при роботі мережі з ДРГ в нормальному режимі

Клас напруги	Номінальна напруга $U_{ном}$, кВ	Мінімальна напруга $U_{мін}$, кВ	Максимальна напруга $U_{макс}$, кВ
Висока напруга	220	-	252
	150	138,6	169,4
	110	99	126
	35	31,5	38,5
Середня напруга	10	9	11
	6	5,4	6,6
Низька напруга	0,38	0,34	0,42

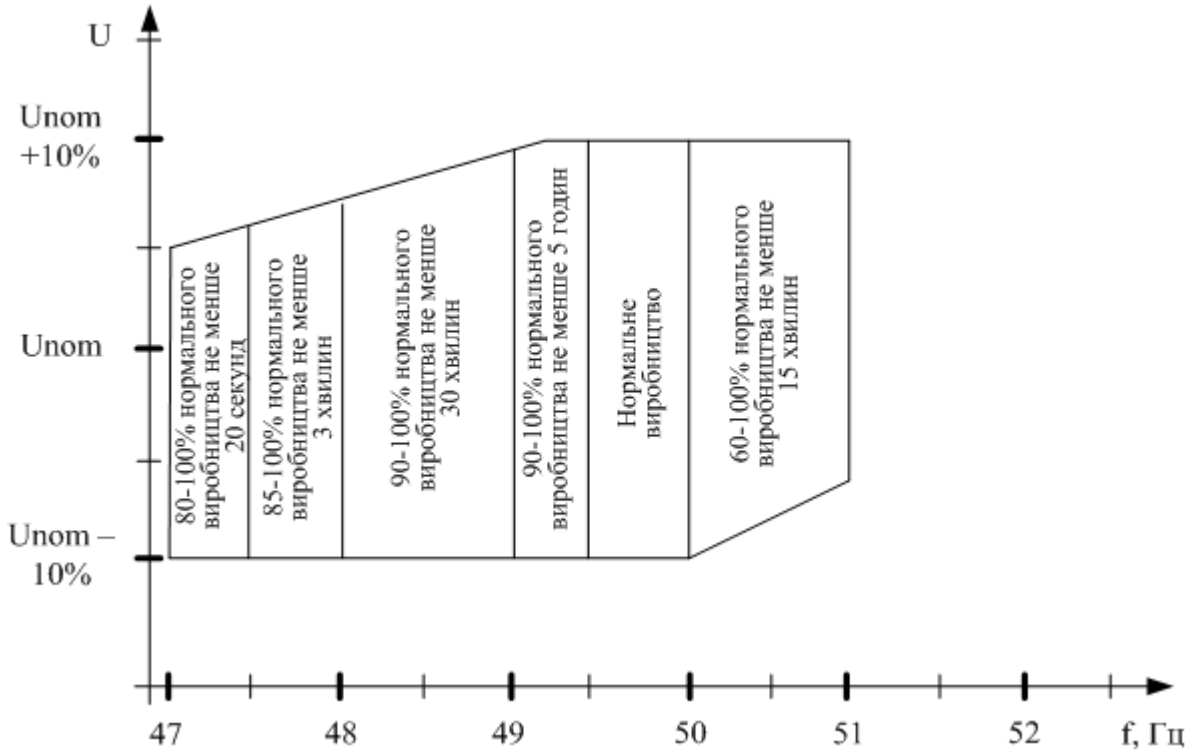


Рисунок 1.6 – Вимоги до генерації активної потужності ДРГ при змінах частоти/напруги

Власник мереж є відповідальним за розрахунки та погодження гранично допустимих показників якості електроенергії в точці приєднання ДРГ і повинен

скласти графік визначення показників якості електроенергії та погодити зі власником електростанції, яка приєднується.

Власник електростанції повинен переконатись, що електростанція спроектована, побудована та налаштована таким чином, що визначені граничні показники якості електроенергії [42, 43] можуть бути досягнуті без додаткової модернізації електричних мереж загального призначення (окрім тієї, яка необхідна для видачі потужності електростанції).

Показники якості електричної енергії в точці приєднання повинні відповідати міждержавному стандарту ГОСТ 13109-97 [44], згідно якого напруга у вузлах РЕМ не повинна порушувати допустимі межі: $0{,}95U_{ном} \leq U \leq 1{,}05U_{ном}$.

За необхідності ДРГ (потужністю більше 2 МВт) повинне бути оснащеним відповідними швидкодіючими засобами компенсації реактивної потужності з фільтрами вищих гармонік та повинне мати у своєму складі функції регулювання напруги, реактивної потужності, коефіцієнта потужності (рис.1.7), частоти [34].

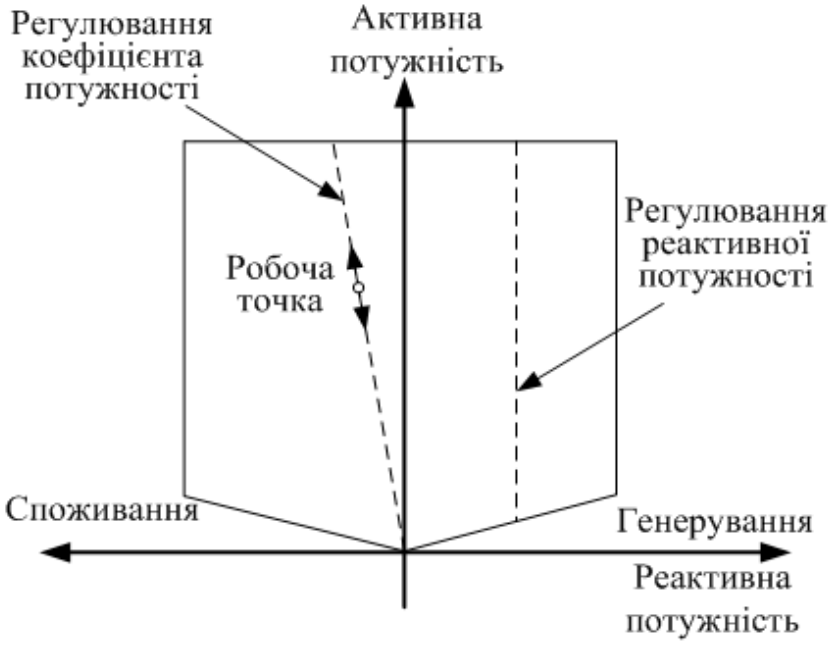


Рисунок 1.7 – Функції регулювання реактивної потужності та коефіцієнта потужності

Регулювання напруги може здійснюватися самим ДРГ або за рахунок додаткових пристроїв регулювання. Якщо уставка напруги для ДРГ потужністю більше 25 МВт змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання розпорядження змінити уставку.

1.3 Підходи, методи та засоби регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування

У вимогах, розглянутих в п.1.2 зазначено, що при порушенні допустимих меж по напрузі ±10% від номінального значення, ДРГ повинне бути відключеним від мережі [34]. Для вирішення даної проблеми застосовують ряд підходів, які мають свої переваги та недоліки.

Так, для зменшення відхилень та коливань напруги в РЕМ з ДРГ застосовують компенсацію реактивної потужності, яка може здійснюватися статичними компенсаторами реактивної потужності (СТАТКОМ) [45-48]. Такі засоби мають плавне регулювання, але економічно затратні та можуть збільшувати втрати потужності в РЕМ через додаткове споживання реактивної потужності. Тому використання СТАТКОМ ефективне в мережі напругою 110 кВ і вище.

Для зменшення відхилень напруги в РЕМ з ДРГ більш вигідне встановлення батарей статичних конденсаторів (БСК), але їх використання дає можливість лише генерувати реактивну потужність, що доцільно при роботі ДРГ, побудованих на основі АГ [49, 50]. У той же час змінність вихідної потужності ДРГ призводить до збільшення перемикань БСК (до декількох десятків), що призводить до швидкого скорочення терміну служби комутаційної системи. У такому випадку рекомендують використовувати синхронний компенсатор (СК), що має плавний характер регулювання. Його головна перевага – можливість як генерувати, так і споживати реактивну

потужність [49]. Але через високу вартість СК рідко використовуються на території України. У той же час, споживання реактивної потужності СК може призвести до збільшення втрат потужності в РЕМ. Обидва засоби встановлюють на напрузі 6-110 кВ і вище.

Статичні тиристорні компенсатори (СТК) можуть як генерувати так і споживати реактивну потужність [51-54]. Через споживання реактивної потужності СТК можливе збільшення втрат потужності в мережі. При цьому їх вартість менша, ніж СК. СТК зазвичай використовують на напрузі 110 кВ, але можливе використання таких пристроїв на напрузі 35 кВ.

Застосування РПН трансформаторів практично не призводить до збільшення втрат потужності в РЕМ. РПН зазвичай встановлюють на трансформаторах 35-110-220 кВ, рідше – 6-10 кВ.

Для силових трансформаторів загального призначення у переважній більшості випадків число перемикань пристрою РПН на добу не перевищує 10–20. Але при появі в мережі ДРГ зі змінним характером генерування можлива значно більша частота перемикань (до 30–60 протягом доби),що призводить до швидкого зменшення терміну служби системи. У той же час, заводські інструкції вітчизняних підприємств указують робити ревізію контакторів пристроїв РПН після 20 тис. перемикань. Для більш дорогих систем термін служби контакторів пристроїв РПН становить до 300–500 тис. перемикань. Тому до суттєвих недоліків трансформаторів з РПН відноситься їх висока вартість і обмежений ресурс перемикань. Для звичайних систем РПН перемикання відгалуження займає від 5 сек. до 2 хв.

Існує ряд досліджень застосування системи РПН трансформатора в різних варіантах [55-61]: збільшення часу затримки спрацювання системи, застосування нечіткої логіки, поєднання з прогнозуванням генерування потужності і т.п. Але результати проведених досліджень [56-61] показали, що застосування систем РПН в РЕМ при змінному характері генерування ДРГ доцільно поєднувати з іншими засобами регулювання напруги.

Джерела розосередженого генерування, приєднані через інвертор, можуть регулювати напругу в точці приєднання в нормальних режимах, так як інвертори потужністю вище 10 кВт зазвичай мають трифазне підключення до мережі та можуть працювати в усіх квадрантах площини PQ, тобто вони можуть генерувати та споживати реактивну потужність в режимі видачі активної потужності ДРГ в мережу. Це досягається за допомогою схем керування, що базуються на широтно-імпульсній модуляції, які забезпечують тимчасову синхронізацію трьох гілок інвертора та необхідний фазовий зсув відносно напруги мережі [62-63].

Існує декілька режимів роботи ДРГ:

1) З фіксованим коефіцієнтом потужності cosφ, що передбачає підтримку співвідношення P/Q постійним.

В даному випадку реактивна потужність ДРГ змінюється таким чином, щоб при зміні активної потужності станції cosφ залишався незмінним (рис.1.8).

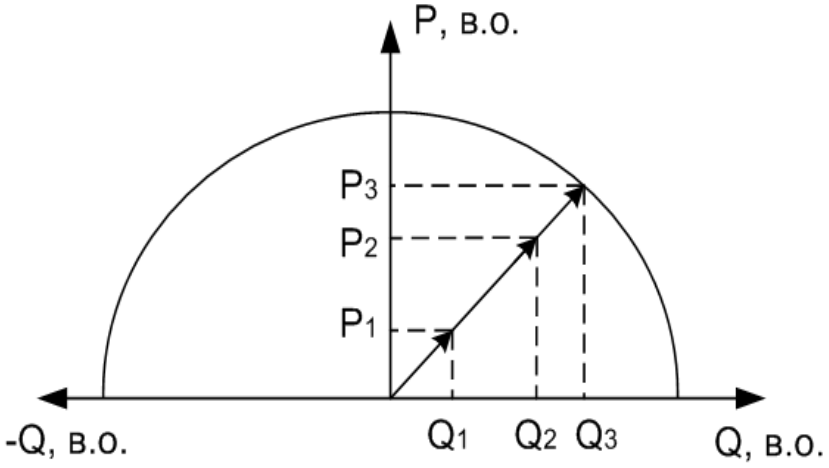


Рисунок 1.8 – Характеристика потужності ДРГ в режимі регулювання cosφ

Якщо cosφ має активно-ємнісний характер, то ДРГ споживає реактивну потужність з мережі, а якщо активно-індуктивний (як на рис.1.9), – генерує. Головна перевага даного підходу полягає в зменшенні негативного впливу ДРГ на інші засоби регулювання напруги [64].

Як видно з рис.1.8:

$$\frac{P_1}{Q_1} = \frac{P_2}{Q_2} = \frac{P_3}{Q_3} \qquad (1.1)$$

Реактивна потужність ДРГ при зміні його активної потужності визначається наступним чином [65]:

$$Q_{ДРГ} = P_{ДРГ}\sqrt{\frac{1}{(\cos\varphi)^2} - 1} \qquad (1.2)$$

Такий підхід зазвичай використовується у поєднанні з режимом регулювання реактивної потужності ДРГ [66, 67], коли в нормальному режимі ДРГ працює з фіксованим cosφ, а при порушеннях допустимих меж напруги переходить в режим регулювання реактивної потужності.

2) Регулювання реактивної потужності ДРГ при зниженому значенні активної потужності станції (рис.1.9).

Якщо ДРГ працює в режимі регулювання реактивної потужності, зникає необхідність встановлення додаткових компенсуючих пристроїв в зоні регулювання станції, що дозволяє знизити економічні витрати [68-71]. Як видно з рис.1.9, станція може генерувати (Q_2, Q_3) або споживати реактивну потужність ($-Q_1$). Регулювання відбувається плавно.

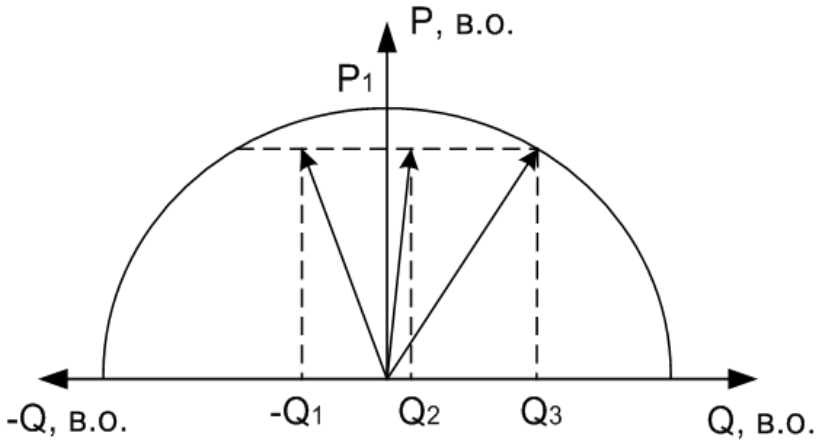


Рисунок 1.9 – Характеристика потужності ДРГ в режимі регулювання реактивної потужності

Головні недоліки такого режиму роботи полягають у збільшенні втрат при споживанні реактивної потужності ДРГ та зниженні вихідної активної потужності ДРГ у відповідності до співвідношення (1.3).

$$P_1 = \sqrt{S^2 - Q_3^2}\,, \tag{1.3}$$

де: P_1 – активна потужність ДРГ; S – повна потужність ДРГ; Q_3 – реактивна потужність, що генерує ДРГ.

Тоді:

$$-\sqrt{S^2 - P_1^2} \le Q_3 \le \sqrt{S^2 - P_1^2}\,, \tag{1.4}$$

Зниження вихідної активної потужності ДРГ призводить до зниження прибутку від реалізації потужності станції.

3) З фіксованим значенням реактивної потужності.

Даний підхід полягає в тому, що при зміні активної потужності станції, значення реактивної потужності ДРГ залишається незмінним (рис.1.10).

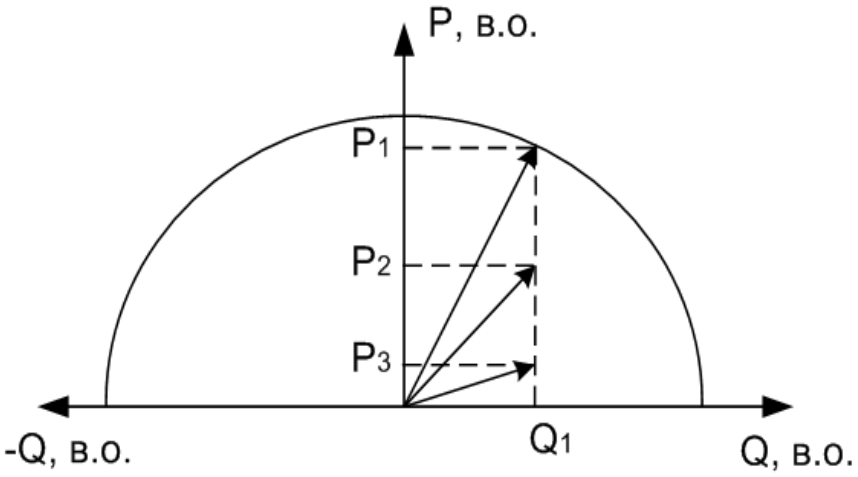


Рисунок 1.10 – Характеристика потужності ДРГ з фіксованим значенням реактивної потужності

Недолік даного підходу полягає у збільшенні втрат потужності в мережі через споживання реактивної потужності ДРГ.

4) Регулювання напруги у вузлі підключення ДРГ шляхом обмеження вихідної активної потужності ДРГ.

У випадках, коли інші методи та підходи не дають бажаного результату, або, коли їх реалізація з будь-яких причин неможлива, ДРГ переводиться в режим зниження активної потужності (рис.1.11) [72-77].

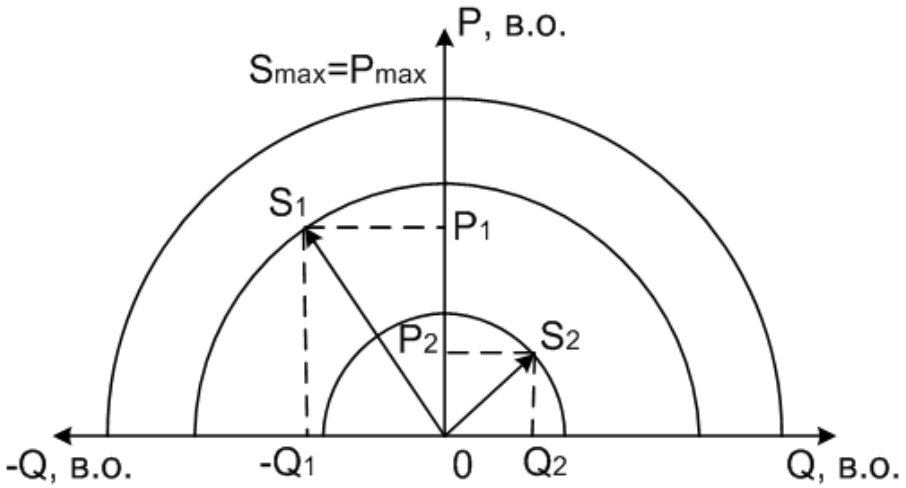


Рисунок 1.11 – Характеристика потужності ДРГ в режимі регулювання напруги

Головний недолік такого підходу – економічна недоцільність через зниження прибутку власника ДРГ від реалізації вихідної активної потужності станції (рис.1.12).

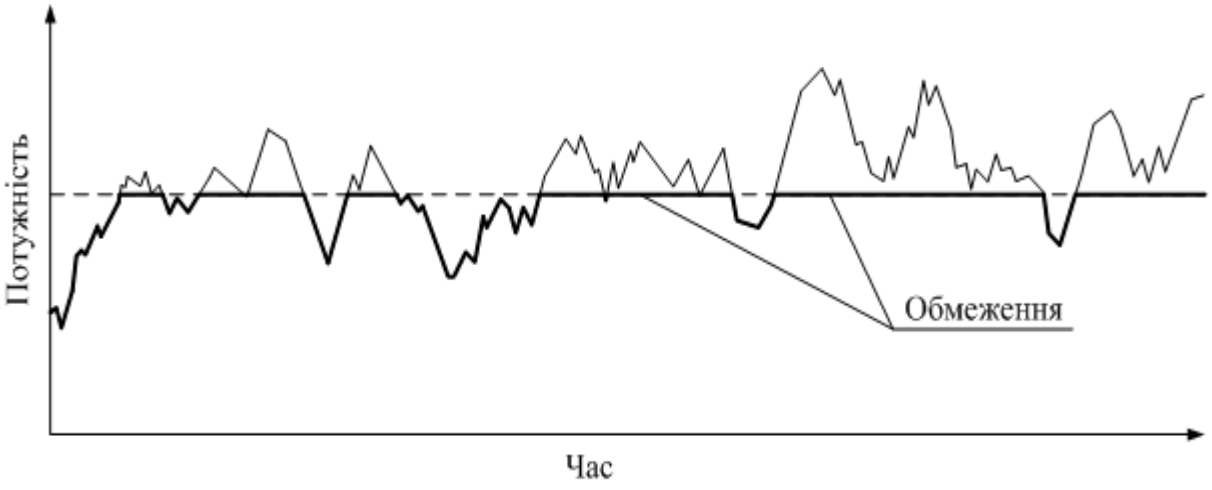


Рисунок 1.12 – Обмеження вихідної активної потужності ДРГ

Для зменшення відхилень та коливань напруги в РЕМ з ДРГ також застосовують акумулювання та накопичення електроенергії. Засоби акумулювання підключаються до мережі через інвертор та можуть споживати та генерувати як активну, так і реактивну потужність [78-80]. Очевидна перевага такого підходу полягає в реалізації вихідної актиуної потужності ДРГ, яку неможливо видати в мережу через порушення допустимих границь напруги. Головний недолік даного підходу полягає в високій вартості обладнання.

Поєднання (координування роботи) декількох, розглянутих вище, засобів дозволяє зменшити недоліки окремо взятих підходів. Так, в [81-83] пропонується координувати РПН трансформатора з регулюванням ДРГ, що дозволяє знизити втрати потужності в мережі та дозволяє станції працювати в режимі максимальної вихідної активної потужності. Головним недоліком запропонованого підходу виступає збільшення кількості перемикань положення РПН трансформаторів в умовах змінного генерування ДРГ, що призводить до скорочення терміну служби системи.

Для вирішення наведених вище проблем в [84-88] пропонують методи, що передбачають координування роботи системи РПН, компенсацію реактивної потужності БСК та регулювання ДРГ, причому в [88] керування відбувається на основі прогнозування зміни навантаження та генерування станції. Недолік наведеного підходу полягає в неможливості БСК споживати реактивну потужність, а отже, для зниження рівнів напруги у вузлах необхідно застосовувати керуючі властивості самих ДРГ, що унеможливлює роботу станції в режимі максимальної вихідної активної потужності.

Поєднання РПН трансформатора, регулювання ДРГ та компенсації реактивної потужності БСК і СТК [89, 90] дозволяє розширити можливості керування нормальними режимами роботи РЕМ та вирішити ряд проблем. В [91], з метою підвищення ефективності регулювання напруги, до роботи наведених засобів долучають шунтуючі реактори (ШР). Головні недоліки таких підходів - високі капіталовкладення та потреба в розширеній комунікаційній системі.

Незважаючи на високу вартість, для ефективного рішення проблем розглянутих методів координування встановлюють СТАТКОМ у поєднання з керуючими властивостями ДРГ [92].

Таким чином, координоване поєднання декількох засобів регулювання напруги дозволить зменшити недоліки окремо взятих підходів до регулювання напруги в РЕМ в умовах змінного генерування ДРГ.

Висновки по 1 розділу

1. Проведено аналіз проблем, що виникають в розподільних електричних мережах при підключенні джерел розосередженого генерування, серед яких порушення допустимих меж по напрузі у вузлах мережі, неконтрольована зміна перетоків потужності та збільшення втрат потужності в розподільній електричній мережі. Встановлено, що обмеження вихідної активної потужності джерела розосередженого генерування обумовлено порушенням допустимих меж по напрузі у вузлах мережі.

2. На основі аналізу вимог до роботи джерел розосередженого генерування встановлено, що такі джерела повинні бути оснащеними засобами регулювання напруги, використання яких забезпечує нормативні параметри якості електроенергії.

3. Встановлено, що використання існуючих підходів та методів регулювання напруги в розподільних електричних мережах з метою підвищення вихідної активної потужності генерування джерел розосередженого генерування призводить до підвищення втрат потужності в мережі та зменшення терміну експлуатації засобів регулювання напруги. Аналіз виявлених недоліків показав необхідність підвищення ефективності регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування шляхом координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги з залученням систем регулювання під навантаженням трансформаторів, засобів компенсації реактивної потужності та джерел розосередженого генерування.

РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ У СКЛАДІ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для дослідження роботи ДРГ розглянуто мережі радіального типу, які є типовими у складі електричних мереж України. РЕМ нараховують близько 1 млн.км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4-150 кВ, близько 200 тис.од. трансформаторних підстанцій напругою 6-110 кВ загальною встановленою потужністю понад 200 тис.МВА.

2.1 Математичні моделі елементів розподільної електричної мережі 110/35/10кВ

Математична модель мережі

Модель усталеного режиму ЕМ – графова структура, що об’єднує лінії електропередач, трансформатори, навантаження, тощо. Математична модель роботи мережі представляє собою систему алгебраїчних рівнянь усталеного режиму, які визначають аналітичну залежність між відомими і невідомими параметрами схеми мережі та режиму. Рівняння описують баланс струму або потужності у вузлах мережі.

В залежності від того, як задається навантаження у вузлі мережі: постійним струмом (I_i=const) або постійною потужністю (S_i=const), режим вузла описується лінійним рівнянням балансу струмів або потужностей, відповідно [93-95]:

$$U_i y_{ii} - \sum_{j=1}^{n} U_j y_{ij} = I_i , \qquad U_i y_{ii} - \sum_{j=1}^{n} U_j y_{ij} = \frac{\bar{S}_i}{\bar{U}_i} , \qquad (2.1)$$

де: $\dot{y}_{ii}$, $\dot{y}_{ij}$ - власні і взаємні провідності вузла; $\dot{U}_i$, $\dot{U}_j$– напруги і-го та суміжних вузлів; $\dot{I}_i$, $\dot{S}_i$ – задані у вузлі струм або потужність; n – кількість вузлів мережі, які безпосередньо зв’язані з i-м вузлом.

В даній роботі в дослідженнях використовувались рівняння балансу потужностей.

Математична модель лінії електропередачі

Лінія електропередач може бути заміщена Т-подібною або П-подібною схемою. Аналіз досліджень показав, що ЛЕП зазвичай представляється П-подібною схемою заміщення (рис.2.1), в якій враховуються її активний $R_Л$ і реактивний $x_Л$ опори, а також її активна $g_Л$ та реактивна $b_Л$ провідності [96].

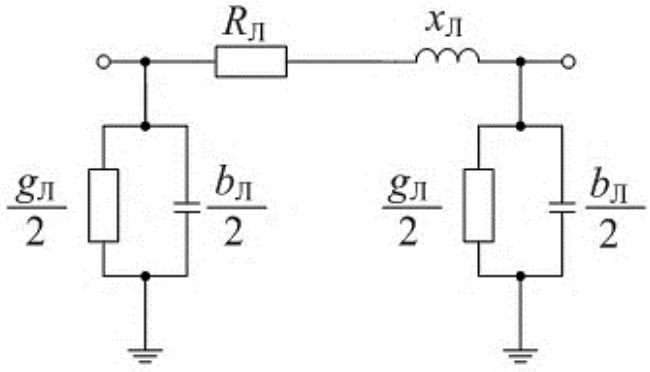


Рисунок 2.1 – П-подібна схема заміщення ЛЕП

Поздовжній повний опір схеми заміщення ЛЕП визначається за формулою, Ом:

$$\dot{Z}_Л = (r_0 + jx_0)l \qquad (2.2)$$

де: $\dot{Z}_Л$ - повний опір ЛЕП; r_0 – погонний активний опір ЛЕП, Ом/км; x_0 – погонний індуктивний опір ЛЕП, Ом/км; l – довжина лінії, км.

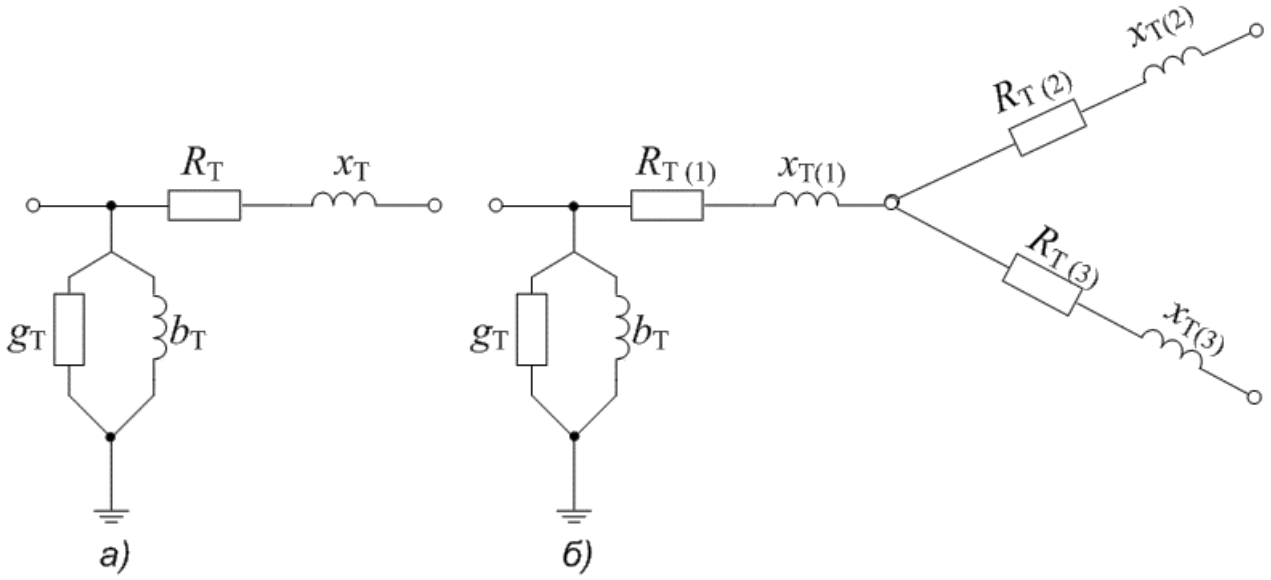
Повна провідність ЛЕП визначається за виразом, См:

$$Y_Л = (g_0 - jb_0)l, \qquad (2.3)$$

де: g_0 – погонна активна провідність ЛЕП, См/км; b_0 – погонна ємнісна провідність ЛЕП, См/км.

Математична модель трансформатора

Двообмотковий трансформатор представляється Г-подібною схемою заміщення (рис.2.2,а), а триобмотковий трансформатор і автотрансформатор – схемою трипроменевої зірки (рис.2.2,б), до одного з променів якої під'єднана гілка намагнічування [97, 98].



а - двообмоткового; б – триобмоткового

Рисунок 2.2 – Схеми заміщення трансформаторів:

Параметри схеми заміщення двообмоткових трансформаторів визначаються за наступними формулами (2.4 – 2.7).

Активний опір:

$$R_т = \Delta P_{КЗ} \frac{U^2_{ном}}{S^2_{ном}} \cdot 10^{-3} \quad (2.4)$$

Реактивний опір:

$$x_т = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}} \quad (2.5)$$

Активна провідність:

$$g_т = \frac{\Delta P_{хх}}{U^2_{ном}} \cdot 10^{-3} \quad (2.6)$$

Реактивна провідність:

$$b_т = \frac{i_{хх}}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U^2_{ном}} \tag{2.7}$$

де: $U_{ном}$ – номінальна лінійна напруга трансформатора, кВ; $S_{ном}$ – номінальна потужність трифазного трансформатора або трифазної групи однофазних трансформаторів, МВА; u_k – складова напруги КЗ трансформатора відносно номінальної напруги; $\Delta P_{кз}$ – втрати активної потужності КЗ (втрати у міді), кВт; $\Delta P_{хх}$ – втрати активної потужності холостого ходу (втрати у сталі), кВт; $i_{хх}$ – струм холостого ходу трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів індуктивні опори $x_{т(1)}$, $x_{т(2)}$, $x_{т(3)}$ схеми заміщення визначаються за формулами:

$$\begin{cases} x_{т(1)} = x_в = \dfrac{u_{k(вс)} + u_{k(вн)} - u_{k(сн)}}{2} \cdot \dfrac{U^2_{ном}}{100 S_{ном}} \\ x_{т(2)} = x_с = \dfrac{u_{k(вс)} + u_{k(сн)} - u_{k(вн)}}{2} \cdot \dfrac{U^2_{ном}}{100 S_{ном}} \\ x_{т(3)} = x_н = \dfrac{u_{k(вн)} + u_{k(сн)} - u_{k(вс)}}{2} \cdot \dfrac{U^2_{ном}}{100 S_{ном}} \end{cases} \tag{2.8}$$

В даній роботі регулювання напруги виконується двообмотковими трансформаторами з РПН, встановленими на підстанціях 35/10 кВ.

Математична модель РПН трансформатора

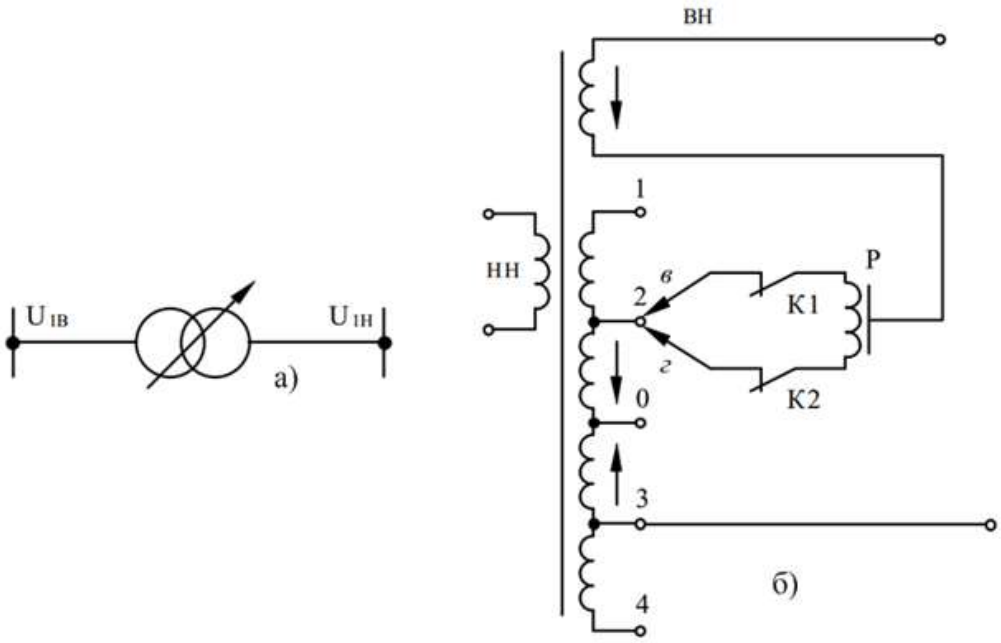
Трансформатори з РПН звичайно розраховані для регулювання напруги в межах 6–10% через 1,25–1,67%. При цьому перехід з одного ступеню на інший повинен відбуватися без розриву електричного кола.

На рис.2.3, б показано схему трансформатора з РПН, у якого обмотка високої напруги (ВН) складається з двох частин: регульованої та

нерегульованої. На регульованій частині є ряд відгалужень до нерухомих контактів 1-4, відгалуження 1-2 відповідають частині витків, які включено узгоджено з витками основної обмотки. При вмиканні відгалужень 1-2 коефіцієнт трансформації збільшується. Відгалуження 3-4 відповідають частині витків, які підключено зустрічно по відношенню до витків основної обмотки. Їх вмикання зменшує коефіцієнт трансформації, так як компенсує дію частини витків основної обмотки. Точка 0 – це основний вивод обмотки ВН трансформатора. Число витків, діючих узгоджено і зустрічно з витками основної обмотки, може бути різним [97, 99].

Одне перемикання РПН займає від декількох секунд (2-10 с) до 2 хвилин і залежить від встановленої затримки часу.

На вузлових підстанціях електричної мережі реалізується закон зустрічного регулювання напруги, у відповідності з яким на шинах підстанції підтримується номінальна напруга $U_{ном}$ при мінімальних навантаженнях. З метою компенсації втрат напруги в елементах мережі з ростом навантаження цю напругу підвищують до $1{,}05U_{ном}$ [97, 99].



а – умовне позначення; б – принципова схема; в-є – перемикання відгалужень

Рисунок 2.3 – Трансформатор з РПН

Для ступінчатого регулювання пристроями РПН такий закон записується у вигляді [100]:

$$u(t) = K_1\left(\left(U(t) - U_y\right) - K_2\left(I(t) - I_{min}\right)\right);$$

$$K_т = \begin{cases} \dfrac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } u(t) \le u_{н.з}; \\ \dfrac{U_i}{U_{н.н}}, \text{ при } u_{н.з} < u(t) < u_{в.з}; \\ \dfrac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } u(t) \ge u_{в.з}; \end{cases} \qquad (2.9)$$

де: $K_т$ – коефіцієнт трансформації трансформатора з РПН; u(t) – приведена напруга на шинах підстанції з урахуванням струмової компенсації; $u_{н.з}$, $u_{в.з}$ – нижня і верхня границі його зони нечутливості, які задаються з умов надійності; U_y – уставка регулятора, яка відповідає номінальній напрузі $U_{ном}$ на шинах підстанції; U(t) – поточне значення напруги; I_{min} – струм, який знімається з шин підстанції в режимі мінімуму навантаження; I(t) – поточне значення струму; $U_{н.н}$ – напруга на шинах низької напруги (НН) трансформатора; U_i – напруга, що індукується в обмотці ВН трансформатора при підключенні і-го відгалуження; K_1 – коефіцієнт, який характеризує чутливість регулятора; K_2 – коефіцієнт, який визначає нахил характеристики зустрічного регулювання [97, 99],

$$K_2 = \frac{0,05U_{ном}}{I_{max} - I_{min}}, \qquad (2.10)$$

де: I_{max} – струм в режимі максимуму навантаження.

В умовах експлуатації намагаються зменшувати кількість перемикань відгалужень трансформатора, що призводить до деякого зниження якості регулювання, але збільшує тим самим надійність. З цією метою закон регулювання синтезують нечутливим до короткочасних коливань напруги і направляють його тільки на відпрацювання відхилень, що досягається введенням у вираз (2.9) часової затримки $\tau_з$ і логічної умови.

На рис.2.4 наведено загальний алгоритм роботи РПН трансформатора з затримкою часу.

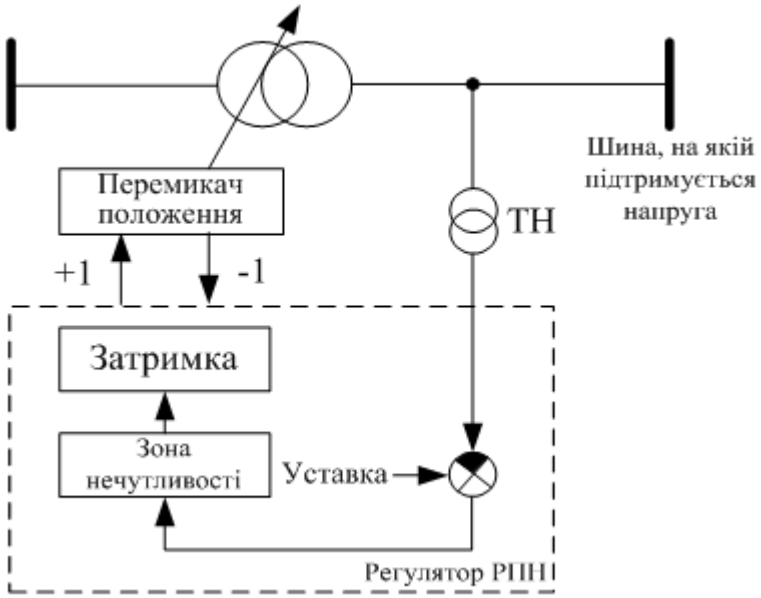


Рисунок 2.4 – Загальний алгоритм роботи РПН трансформатора з затримкою часу

Вираз (2.9) набуває вигляду [100]:

$$u(t) = K_1\Big(\big(U(t) - U_y\big) - K_2\big(I(t) - I_{min}\big)\Big);$$

$$K_т = \begin{cases} \dfrac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \le u_{н.з}; \\ u(t-\tau_з) \le u_{н.з}; \end{cases} \\ \dfrac{U_i}{U_{н.н}}, \text{ при } u_{н.з} < u(t) < u_{в.з}; \\ \dfrac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) \ge u_{в.з}; \\ u(t-\tau_з) \ge u_{в.з}; \end{cases} \end{cases} \tag{2.11}$$

Однак вищевказаний закон не передбачає швидкої реакції регулятора на відхилення контрольованої напруги в умовах змінності вихідної потужності генерування ДРГ, внаслідок чого тривалий час напруга має ненормоване значення через затримку сигналу керування на час $\tau_з$. При цьому змінюється режим роботи споживачів, що призводить до недовипуску продукції, зниження її якості [99].

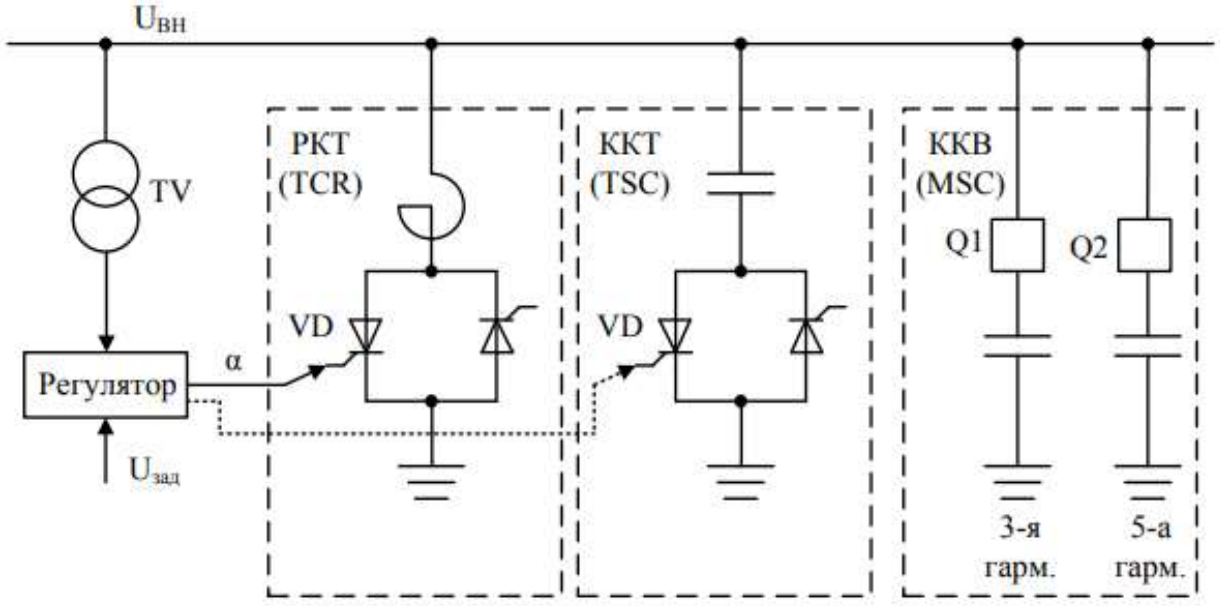
Модель статичного тиристорного компенсатора

Статичний тиристорний компенсатор – пристрій поперечної компенсації реактивної потужності, при цьому підтримання заданого значення напруги на системній шині (СШ) здійснюється зміною провідностей шунтуючого реактора або конденсатора, значення яких визначається кутом відмикання тиристорів α. Модель СТК представлено на рис.2.5.

Реактивна потужність СТК визначається як

$$Q_{СТК} = Q_{РКТ} + Q_{ККТ} + Q_{ККВ} \qquad (2.12)$$

де: $Q_{РКТ}$ - реактивна потужність реактора, що керується тиристорами; $Q_{ККТ}$ - реактивна потужність конденсаторів, що керуються тиристорами; $Q_{ККВ}$ - реактивна потужність конденсаторів, що комутуються вимикачами [101].



α – кут відмикання тиристорів; TV – трансформатор напруги; VD – тиристорний перемикач; Q1, Q2 – вимикачі; РКТ – реактор, що керується тиристорами (TCR – thyristor-controlled reactor); ККТ – конденсатор, що комутується тиристорами (TSC – thyristor-switched capacitor); ККВ – конденсатор, що комутується вимикачем (MSC – mechanically switched capacitor)

Рисунок 2.5 – Узагальнена структурна схема СТК

Математична модель навантаження

В даній роботі для розрахунків нормальних режимів навантаження заміщено постійною повною потужністю споживання $\dot{S}_н = P_н + jQ_н$ [96].

Значення опору $Z_н$ визначається з урахуванням заданої потужності навантаження і напругою вузла. Для аналітичних розрахунків приймається схема заміщення навантаження у вигляді послідовних сполучених активного $r_н$ і реактивного $x_н$ опорів (рис.2.6, а), причому:

$$\dot{Z}_н = r_н + jx_н = \frac{U^2}{S_н}(\cos\varphi_н + j\sin\varphi_н), \qquad (2.13)$$

де: $\cos\varphi_н$ – коефіцієнт потужності; $S_н$ – повна потужність навантаження.

При використанні моделей змінного струму навантаження зручніше представляти паралельно сполученими активними і реактивними опорами (рис.2.6, б), які дорівнюють [102]:

$$r_н = \frac{U^2}{P_н} \qquad (2.14)$$

та

$$x_н = \frac{U^2}{Q_н} \qquad (2.15)$$

За базисні величини при обчисленні опорів слід приймати номінальну напругу живлячої мережі і повну потужність навантаження $S_н$.

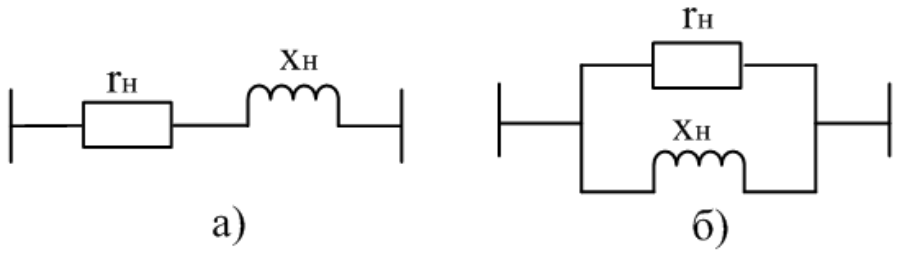


Рисунок 2.6 – Схема заміщення навантаження

Аналіз характеру споживання електроенергії в типових РЕМ показав, що в таких мережах переважає комунально-побутове навантаження, зміна якого протягом доби [103, 104] має вигляд, як показано на рис.2.7.

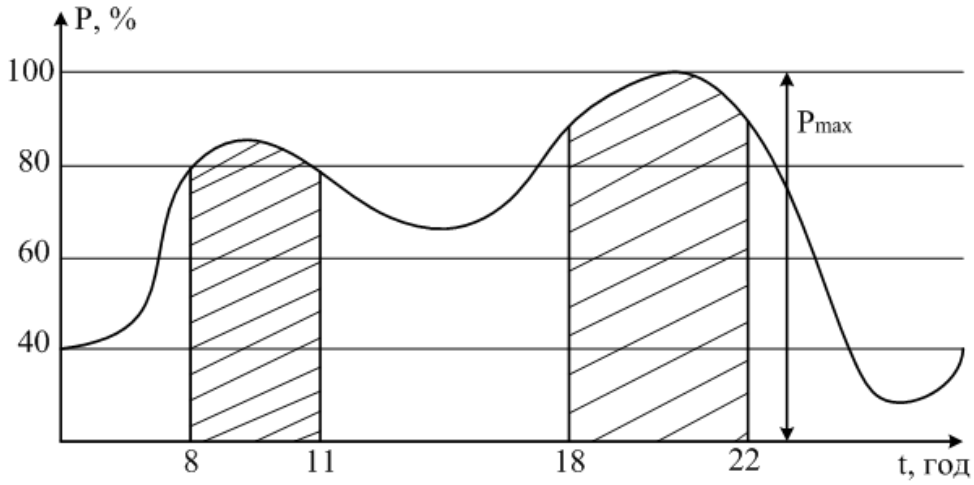


Рисунок 2.7 – Зміна навантаження протягом доби

Математична модель сонячної електростанції, приєднаної через інвертор

У зв’язку з активним розвитком сонячної енергетики на півдні України, в даній роботі розглядаються СЕС, а саме, станції побудовані на основі фотоелетричних модулів.

На основі реальних даних, отриманих з СЕС «Дунайська», побудовано графік залежності вихідної потужності СЕС від часу, який наведено на рис.2.8. Вихідні дані по зміні активної потужності СЕС наведено в додатку А.

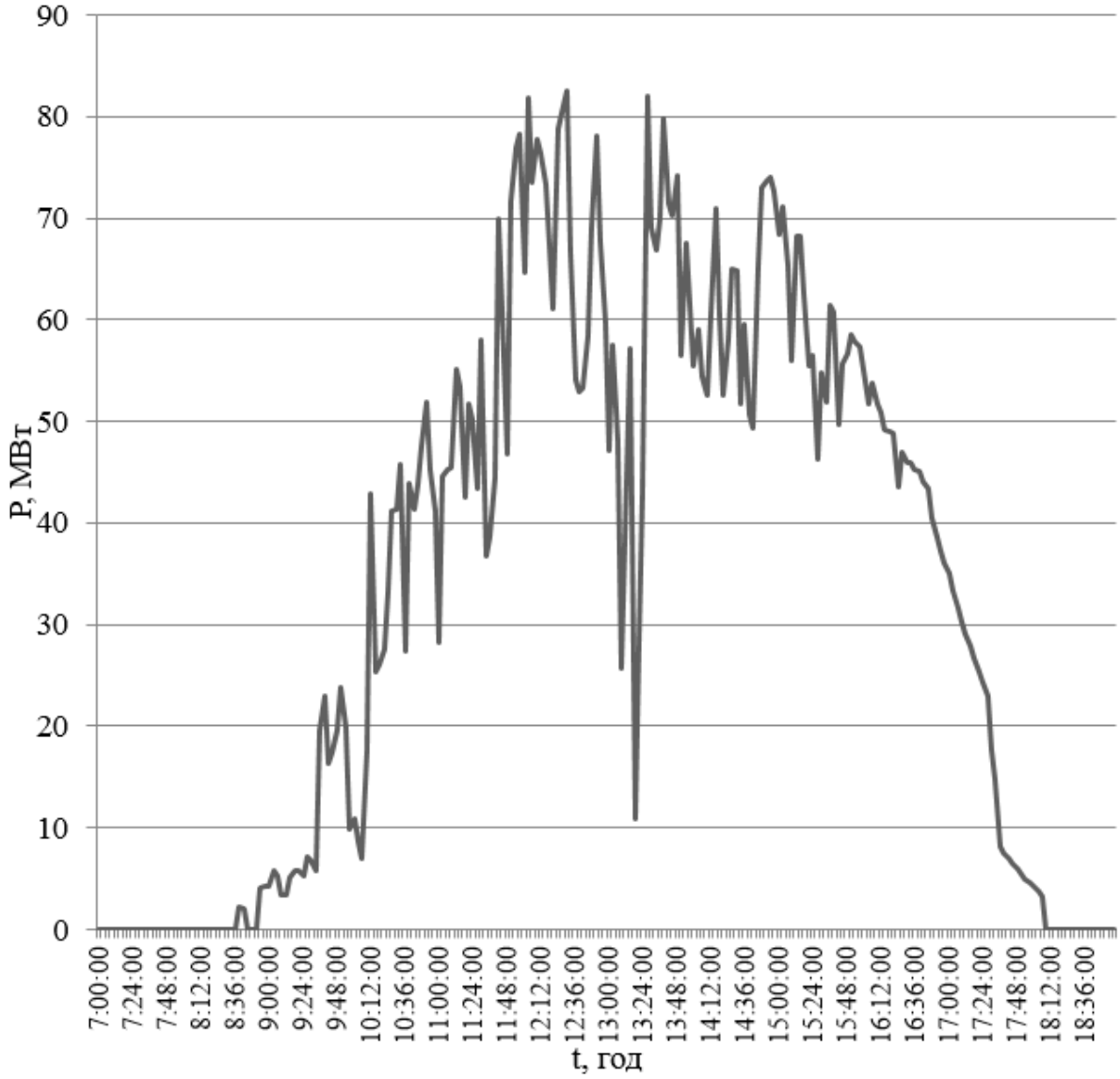


Рисунок 2.8 – Зміна активної потужності СЕС «Дунайська» за 25.09.2016р.

Типову модель фотоелектричної СЕС [105-107], яка найчастіше використовується для досліджень, наведено на рис.2.9. $n_{посл}$ сонячних модулів з'єднано у $n_{пар}$ ланцюгів. Таким чином, набір сонячних модулів формує сонячну батарею та приєднується через інвертор та трансформатор до електричної мережі.

Принцип перетворення потужності сонячного випромінювання з врахуванням температури навколишнього середовища в потужність генерування фотоелектричної станції наведено в (2.16-2.21).

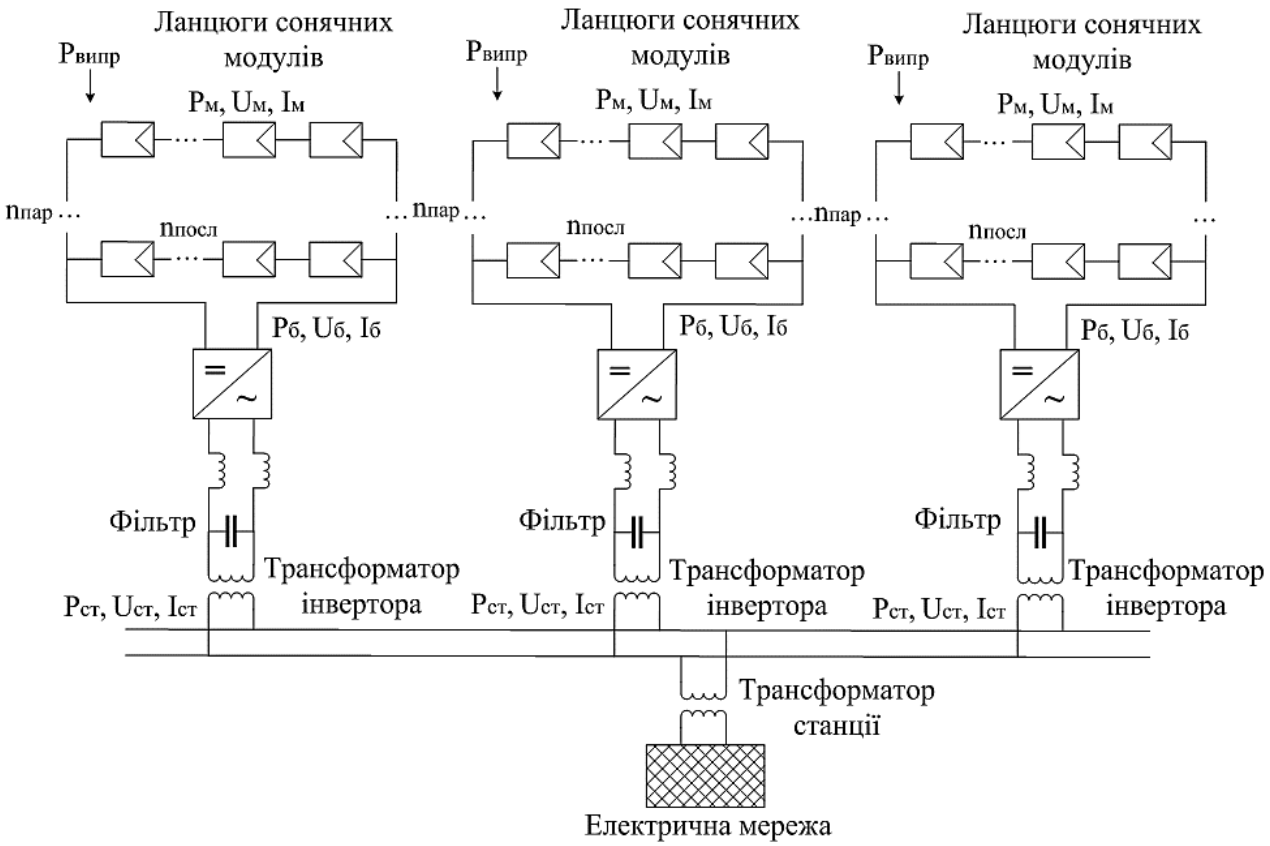


Рисунок 2.9 – Модель фотоелектричної СЕС

На вхід СЕС подаються такі параметри:

$P_{випр}$ – потужність сонячного випромінювання; $n_{пар}$, $n_{посл}$ – кількість паралельно та послідовно з'єднаних модулів; t – температура сонячної панелі.

Параметри сонячного модуля:

$P_м$ – потужність сонячного модуля; $U_м$ – напруга сонячного модуля; $I_м$ – струм сонячного модуля;

На виході сонячної батареї:

- Напруга сонячної батареї – залежить від температури та потужності сонячного випромінювання (по ВАХ – рис.2.10):

$$U_Б(t, P_{випр}) = (U_м(P_{випр}) - \Delta t \cdot 0,002) \cdot n_{посл} \quad (2.16)$$

де: $\Delta t = t - t_0$ ($t_0 = 25^0$C); 0,002 – відхилення напруги при зміні температури на 1^0C [106].

- Струм сонячної батареї:

$$I_Б = I_м(P_{випр}) \cdot n_{пар} \tag{2.17}$$

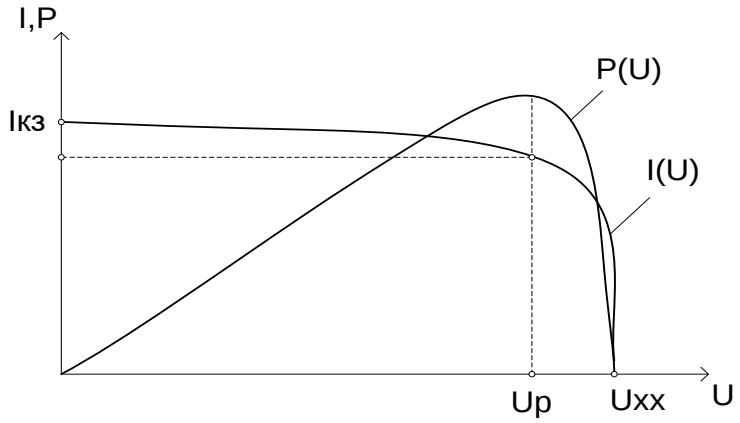


Рисунок 2.10 – Вольт-амперна характеристика фотоелектричного модуля

- Потужність сонячної батареї – залежить від потужності сонячного випромінювання (від часу, року та дня). Таким чином, в наступному рівнянні при знаходженні потужності станції враховані температура модуля та потужність сонячного випромінювання:

$$P_Б(P_{випр}) = I_Б \cdot U_Б(t, P_{випр}) \tag{2.18}$$

Ці величини в свою чергу є вхідними параметрами інвертора.
Тоді на виході станції:

- Потужність станції підтримується рівною потужності сонячної батареї:

$$P_{ст} = P_Б(P_{випр}) \tag{2.19}$$

- Напруга станції дорівнює напрузі сонячної батареї (залежить від напруги шини, до якої сонячна установка підключається):

$$U_{ст} \approx U_Б(t, P_{випр}) \tag{2.20}$$

- Струм станції не буде перевищувати значення струму сонячної батареї:

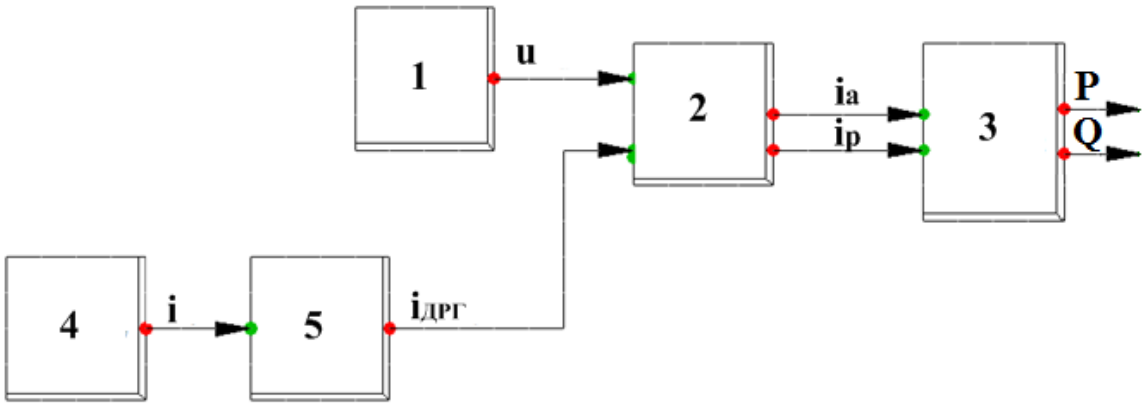
$$I_{ст} \approx I_Б \tag{2.21}$$

2.2 Розробка підсистем керування засобів регулювання напруги

2.2.1 Розробка підсистеми регулювання потужності джерела розосередженого генерування

Згідно з результатами, отриманими в п.1.3 встановлено, що ДРГ може працювати в двох основних режимах, а саме, в режимі регулювання коефіцієнта потужності або в режимі регулювання напруги шляхом обмеження вихідної активної потужності ДРГ, що дозволяє залучати ДРГ до регулювання напруги в мережі.

В підсистемі керування ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності (рис.2.11) для вимірювання значень напруги використовується блок 1. Блоки 4 і 5 формують сигнал відповідно з типовою зміною вихідної потужності генерування СЕС, як показано на рис.1.5. Блок 1 ідентифікує значення напруги в вузлі підключення ДРГ та передає цю інформацію на блок регулювання коефіцієнта потужності 2, після чого на вхід ДРГ (блок 3) подаються керуючі сигнали на зміну активного та реактивного струму. Таким чином, змінюється вихідна активна та реактивна потужності ДРГ.



1 - датчик напруги в вузлі підключення ДРГ; 2 - блок регулювання cosφ; 3 - ДРГ; 4 – блок синусоїдального сигналу; 5 - блок імітування змінності генерування ДРГ

Рисунок 2.11 – Структурна схема підсистеми керування потужністю ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності

Приріст активної та реактивної складової вихідного струму визначено:

$$\Delta x_{i+1} = \begin{cases} -T, & u > u_{ном} + \Delta u \\ i_{ДРГ} + 0.1 - x_i, & x_i > i_{ДРГ} + 0.1 \\ T, & (x_i < i_{ДРГ} - 0.1) \ \text{and.} (u < u_{ном} + \Delta u / 2) \\ 0 \end{cases}, \qquad x_{i+1} = x_i + \Delta x_{i+1}, \quad (2.22)$$

при цьому активна складова струму:

$$i_a = \begin{cases} x_{i+1} \cdot \cos\varphi, & x_{i+1} \geq 0 \\ 0, & x_{i+1} < 0 \end{cases}, \quad (2.23)$$

а реактивна складова струму:

$$i_p = \begin{cases} x_{i+1} \cdot \sin\varphi, & x_{i+1} \geq 0 \\ 0, & x_{i+1} < 0 \end{cases}, \quad (2.24)$$

де: Δx_{i+1} – поправка змінної стану x_i; x_i, x_{i+1} – змінні стану; T – постійна часу; u – сигнал напруги у вузлі підключення ДРГ; $u_{ном}$ – номінальна напруга; Δu – відхилення напруги; $i_{ДРГ}$ – сигнал вхідного струму; i_a – активна складова вихідного струму; i_p – реактивна складова вихідного струму; cosφ – коефіцієнт потужності.

За своєю побудовою та принципом роботи підсистема керування потужністю ДРГ в режимі регулювання напруги (обмеження вихідної активної потужності) ідентична до підсистеми керування ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності (рис.2.11). Відмінність полягає в роботі блоку 2, який представляє собою «Блок регулювання напруги». При цьому приріст активної складової вихідного струму визначено за (2.22), а активна складова струму визначається:

$$i_a = \begin{cases} x_{i+1}, & x_{i+1} \geq 0 \\ 0, & x_{i+1} < 0 \end{cases} \quad (2.25)$$

Алгоритми роботи підсистеми керування потужністю ДРГ в режимах регулювання коефіцієнта потужності та регулювання напруги (обмеження вихідної активної потужності ДРГ) наведено на рис.2.12-2.13.

Налаштування розроблених підсистем керування наведено в додатку Б. Фрагменти коду, що реалізують керуючі дії регуляторів наведено в додатку В.

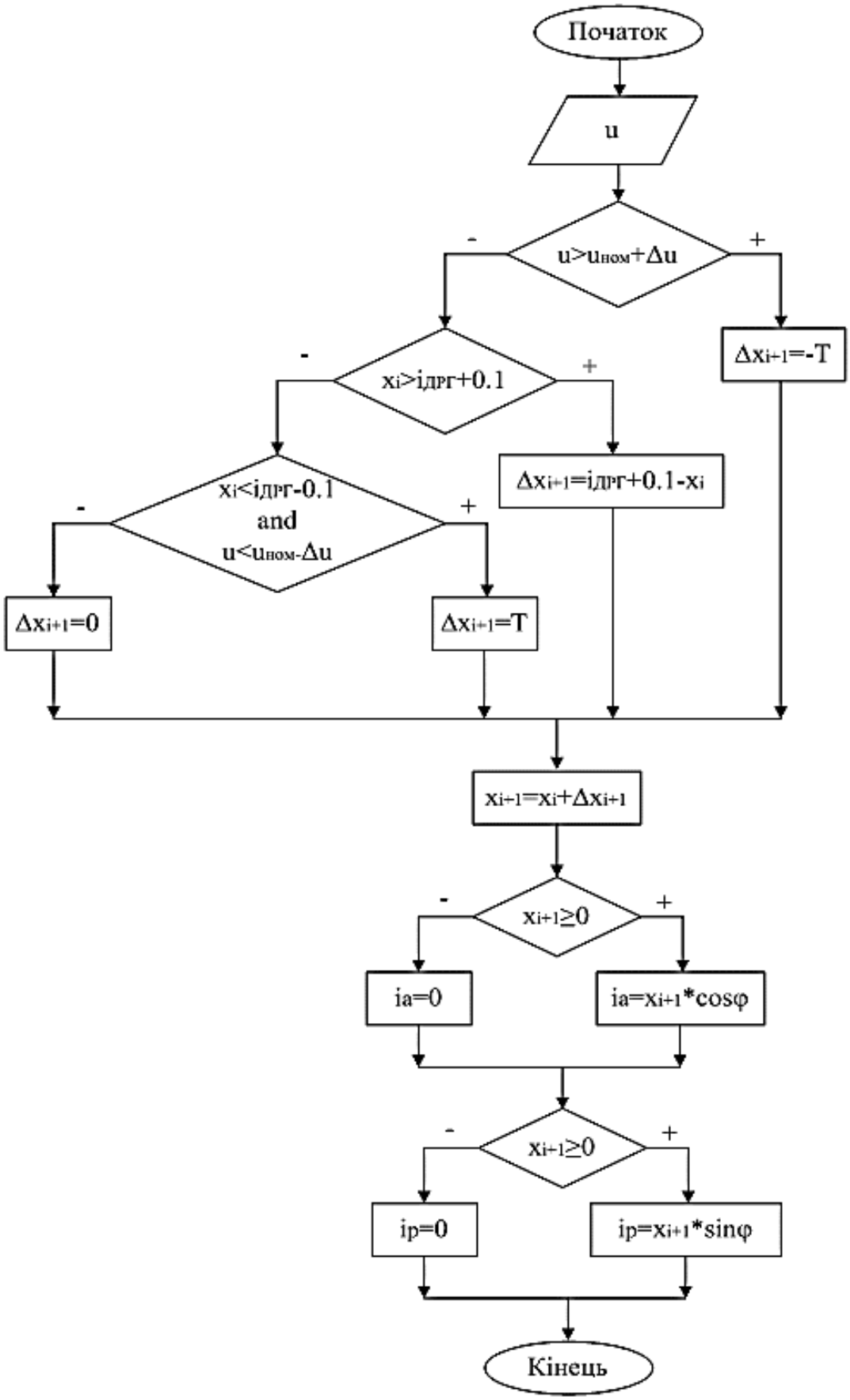


Рисунок 2.12 – Алгоритм роботи підсистеми керування потужністю ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності

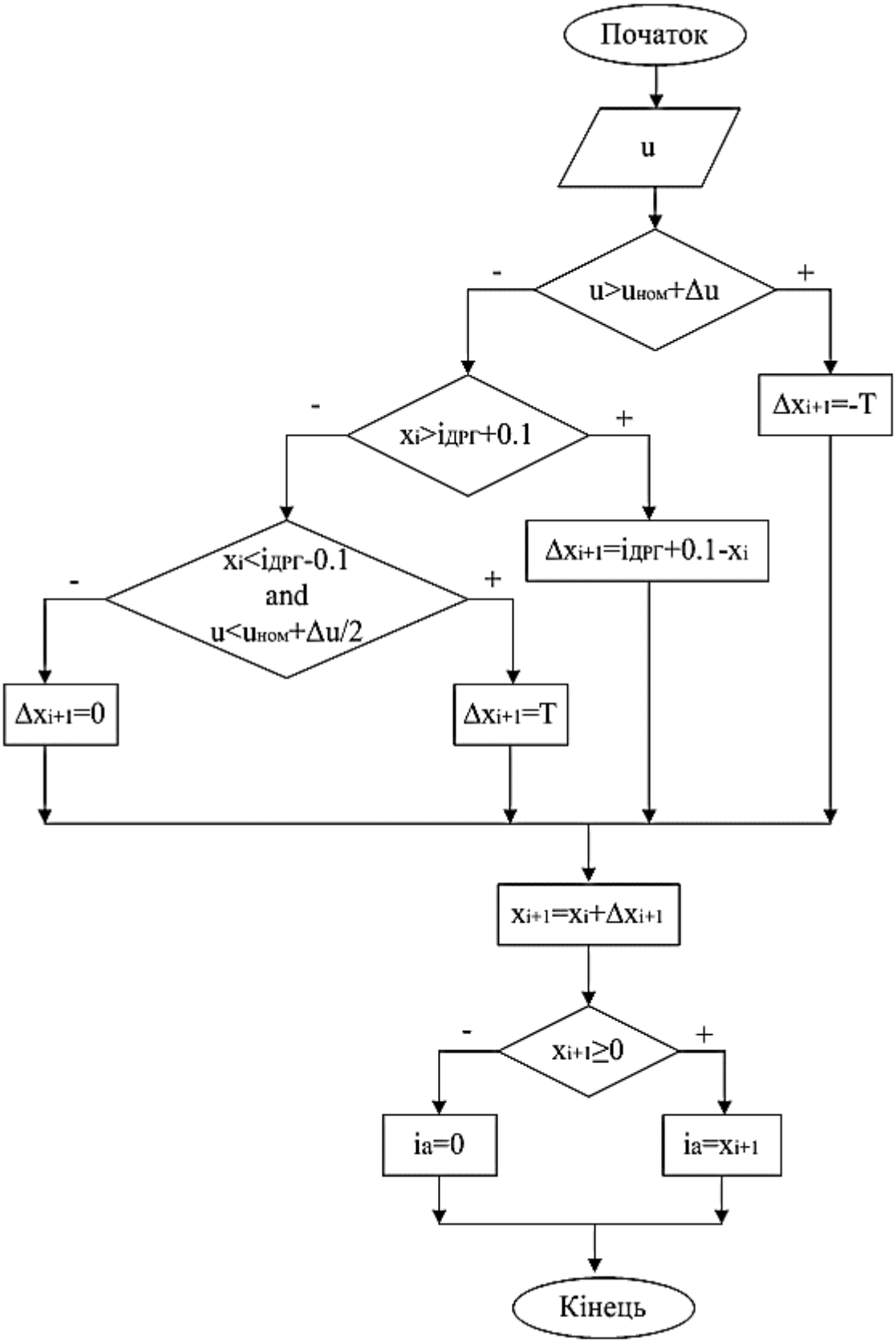
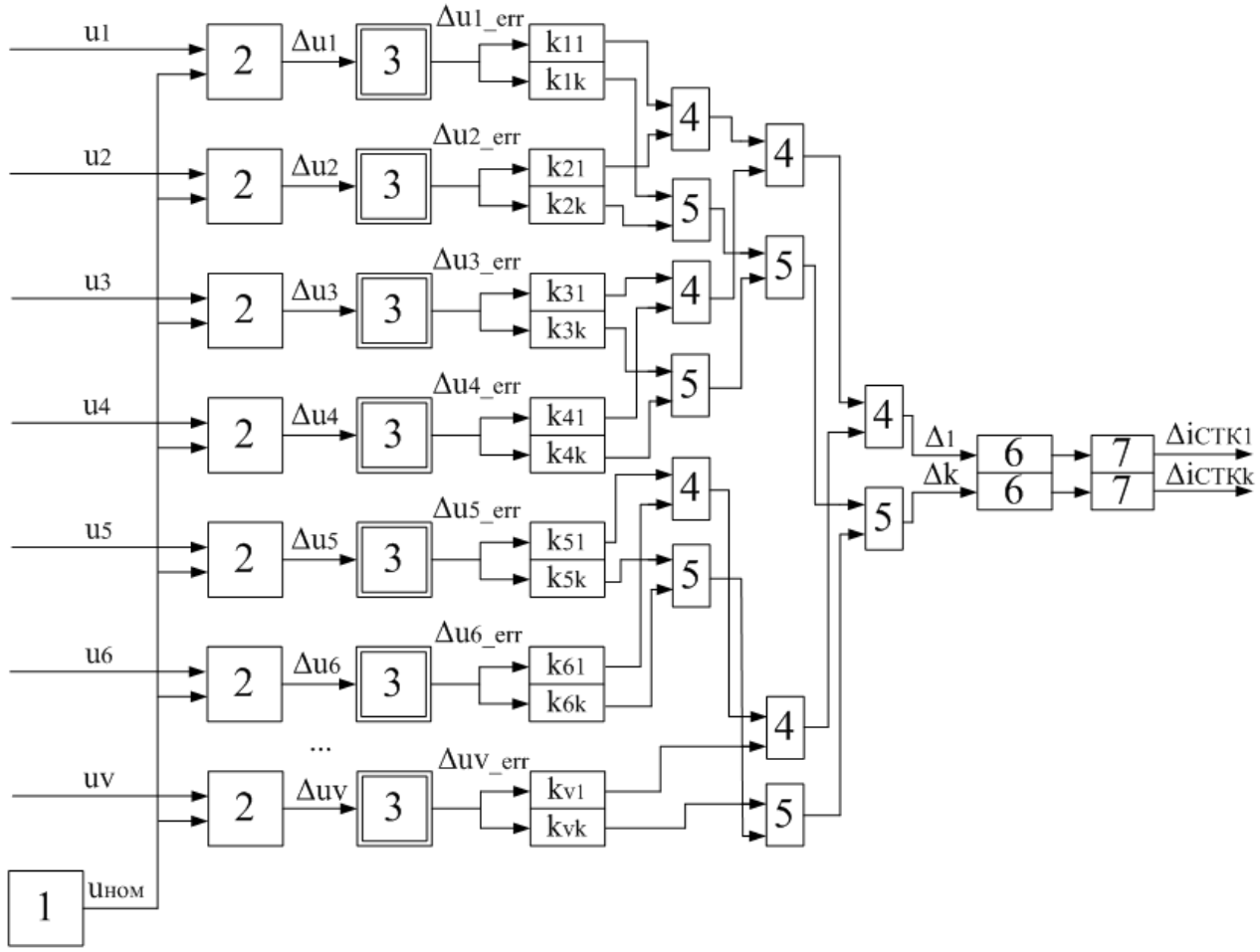


Рисунок 2.13 – Алгоритм роботи підсистеми керування потужністю ДРГ в режимі регулювання напруги

2.2.2 Розробка підсистеми регулювання реактивної потужності статичних тиристорних компенсаторів

Регулювання СТК пропонується виконувати, на основі «пріоритетності» регулювання. Це означає, що для регулювання напруги в конкретних вузлах РЕМ обирається той СТК, зміна реактивної потужності якого має найбільший вплив на напругу в цих вузлах. На основі описаного підходу розроблено структурну схему підсистеми регулювання реактивної потужності СТК, яка наведена на рис.2.14.



1 – уставка по напрузі; 2 – блоки визначення відхилення напруги у вузлах від уставки по напрузі; 3 – блоки визначення порушень допустимих границь по напрузі; k11,…,k7k – блоки визначення «пріоритетності» регулювання СТК; 4, 5 – логічні елементи, що визначають максимальне значення серед k отриманих сигналів; 6, 7 – блок інтегратора з обмеженням сигналу

Рисунок 2.14 – Структурна схема підсистеми регулювання реактивної потужності СТК

Визначення «пріоритетності» СТК пропонується виконувати на основі чутливості вузлів РЕМ [9, 108, 109] відносно зміни реактивної потужності СТК (2.26).

$$dU_w / dQ_{CTKk} = \left[dU_1 / dQ_{CTKk} \quad dU_2 / dQ_{CTKk} \quad ... \quad dU_{ДРГ} / dQ_{CTKk} \quad ... \quad dU_V / dQ_{CTKk} \right], \quad (2.26)$$

де: v – номер вузла мережі; V – кількість вузлів, що відслідковуються підсистемою керування; k – номер СТК.

В вузлах РЕМ вимірюються значення напруг u1…uv, після чого, ці сигнали передаються на 2, де порівнюються з уставкою напруги. Різниця поточного та номінального значення напруг Δu1…Δuv передаються на 3, де визначається, чи є порушення допустимих границь по напрузі (2.27) і, якщо такі порушення є, з 3 передаються сигнали Δu1_err…Δuv_err на блоки визначення «пріоритетності» регулювання СТК, де вони перемножуються на коефіцієнти k11,…,kvk та поступають на логічні елементи 4, 5, що визначають максимальне значення серед отриманих сигналів $\max\{kk * \Delta uv_err\}$. Таким чином, визначається, яким саме СТК слід здійснювати регулювання. В блоках 6, 7 перевіряється, чи має потрібний СТК запас діапазону регулювання реактивної потужності, після чого формується величина Δістк1 або Δісткk, на яку слід змінити реактивну потужність СТК. У випадку відсутності сигналу про наявність запасу реактивної потужності регулювання СТК не здійснюється.

В блоці 3 визначається відхилення напруги у вузлі РЕМ:

$$\Delta u_{v_err} = \begin{cases} \Delta u_v - \Delta u_{db}, & \Delta u_v > \Delta u_{db} \\ \Delta u_v + \Delta u_{db}, & \Delta u_v < -\Delta u_{db} \\ 0 \end{cases} \quad (2.27)$$

Алгоритм роботи підсистеми керування потужністю СТК наведено на рис.2.15. Налаштування підсистеми керування наведено в додатку Б. Фрагмент коду, що реалізує керуючі дії регулятора наведено в додатку В.

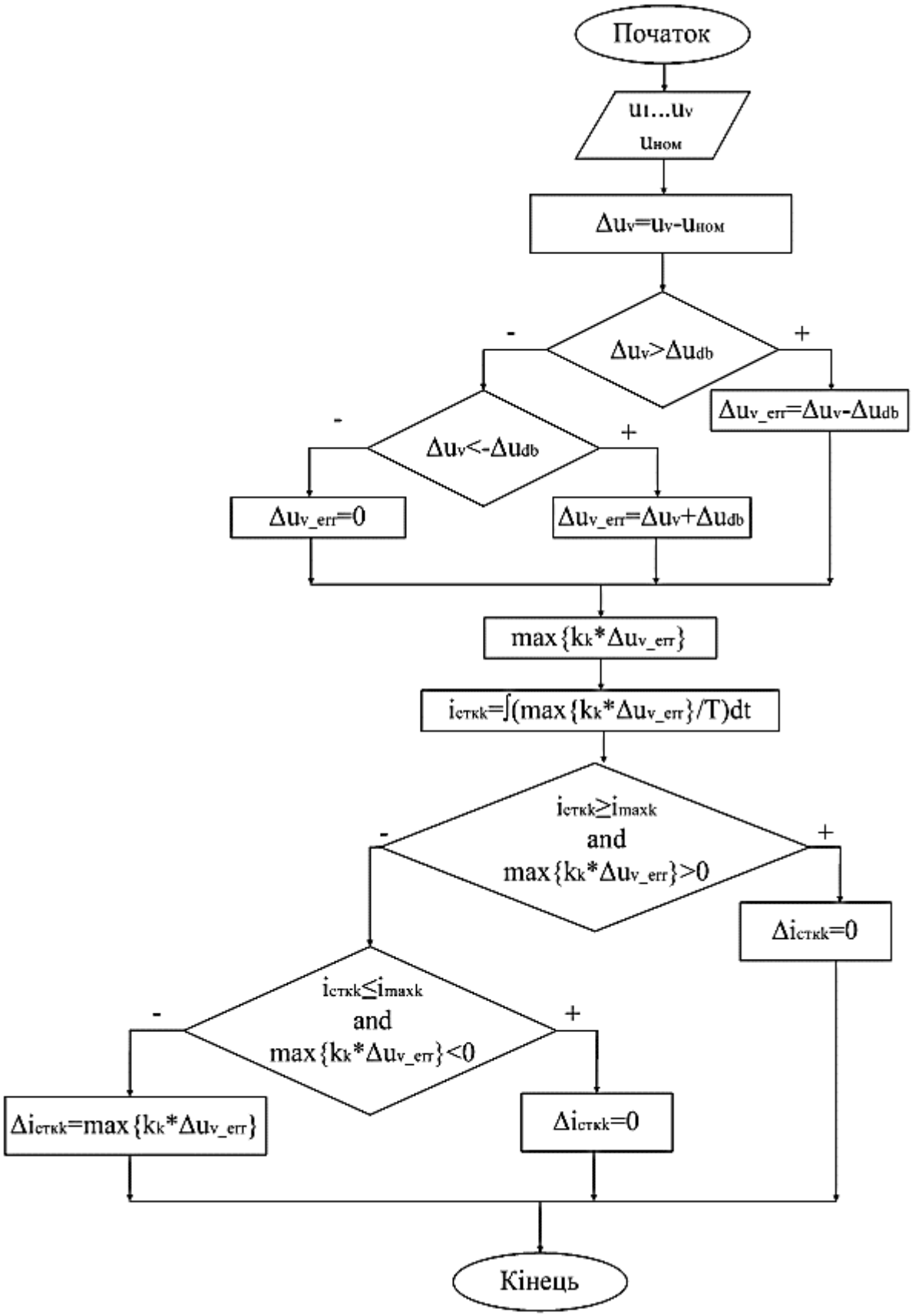


Рисунок 2.15 – Алгоритм роботи підсистеми регулювання реактивної потужності СТК

В блоках 6 та 7 формується реактивна складова вихідного струму:

$$\Delta i_{CTKk} = \begin{cases} 0, \ (i_{CTKk} \geq i_{max\,k}) \ \text{and} \ (\max\{k_k \cdot \Delta u_{v_err}\} > 0) \\ 0, \ (i_{CTKk} \leq i_{min\,k}) \ \text{and} \ (\max\{k_k \cdot \Delta u_{v_err}\} < 0) \\ \max\{k_k \cdot \Delta u_{v_err}\} \end{cases} \quad \begin{matrix} T > 0 \\ \\ \\ \end{matrix} \tag{2.28}$$

де: Δi_{CTKk} – реактивна складова вихідного струму k-го СТК; $u_1 \ldots u_v$ – сигнали напруг у вузлах РЕМ; Δu_v – різниця напруг: номінальної та напруги в v-му вузлі РЕМ; Δu_{db} – задана уставка напруги; i_{maxk}, i_{mink} – максимальна та мінімальна реактивна складова струму к-го СТК; k_k – коефіцієнт підсилення, який враховує міру впливу конкретного СТК на напругу в даному вузлі мережі.

Для досліджень потужності СТК визначено згідно (2.29):

$$Q_{СТК} = P_н (tg\varphi_Д - tg\varphi_б) \tag{2.29}$$

де: $P_н$ – потужність навантаження в режимі максимуму; $tg\varphi_Д$ - поточне (дійсне) значення; $tg\varphi_б$ - бажане значення.

Для визначення поточного (дійсного) значення $tg\varphi_Д$ застосовано формулу:

$$tg\varphi_Д = \frac{Q_н}{P_н} \tag{2.30}$$

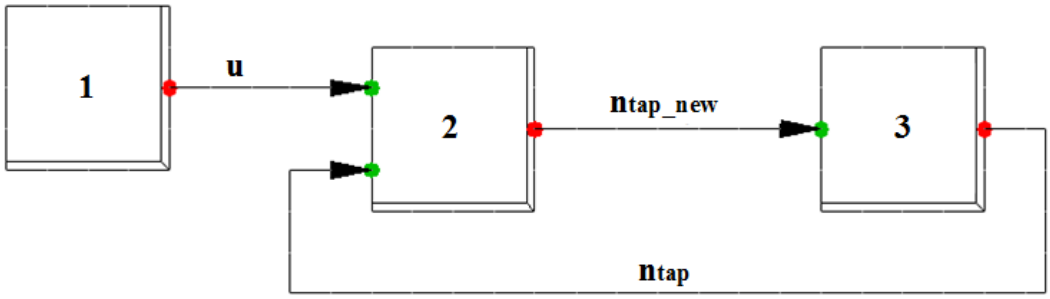
На основі бажаного значення коефіцієнта потужності $cos\varphi_б$ визначено:

$$tg\varphi_б = tg(\arccos(\varphi_б)) \tag{2.31}$$

На основі розрахунків згідно з (2.29)-(2.31) визначено потужності двох СТК: ±10 МВар.

2.2.3 Підсистема керування РПН трансформатора

Трансформатори в РЕМ зазвичай оснащені системою РПН та здійснюють регулювання напруги на рівнях 110/35/10 кВ. Як зазначалося раніше, підключення до РЕМ ДРГ зі змінним генеруванням призводить до збільшення частоти перемикань засобів регулювання напруги, які мають комутаційну частину. Таким чином, кількість перемикань положення системи РПН трансформатора збільшується, що призводе до швидкого скорочення терміну служби системи. Для дослідження даної проблеми використано підсистему керування РПН трансформатора [110, 111], структурну схему якої представлено на рис.2.16.



1 – шина, розташована на стороні низької напруги (НН) трансформатора з РПН; 2 – контролер положення системи РПН трансформатора; 3 – трансформатор з РПН

Рисунок 2.16 – Структурна схема підсистеми керування положенням РПН трансформатора

Сигнал напруги з вузла на стороні НН трансформатора (блок 1) подається на блок 2 одночасно з сигналом про положення системи РПН цього трансформатора [112]. В блоці 2 перевіряється факт порушення допустимих границь по напрузі та запас по перемиканням положення системи РПН, після чого на блок 3 подається сигнал на зміну положення системи РПН трансформатора (2.32):

$$n_{tap_new} = \begin{cases} T > 0 \\ n_{tap} - \Delta n_{tap}, u_v > u_{max} \\ n_{tap} + \Delta n_{tap}, u_v < u_{min} \\ 0 \end{cases} \quad (2.32)$$

де: n_{tap} – поточна позиція відгалуження РПН трансформатора; n_{tap_new} – нова позиція відгалуження РПН трансформатора; Δn_{tap} – кількість положень РПН трансформатора, на яку слід здійснити перемикання.

Налаштування підсистеми керування наведено в додатку Б. Фрагмент коду, що реалізує керуючі дії регулятора наведено в додатку В.

2.3 Дослідження впливу джерел розосередженого генерування на напругу у вузлах розподільної електричної мережі та роботу РПН трансформаторів

Для досліджень роботи ДРГ обрано типову РЕМ радіального типу на прикладі фрагменту РЕМ Запорізької області Молочанського району напругою 110/35/10 кВ, яка приєднана до основної мережі через підстанцію Фєдоровка 110 кВ.

В РЕМ встановлено дві фотоелектричні СЕС потужністю по 15 МВА. Потужність станцій обрано згідно з табл.1.3. В схемі наявні: 21 вузол, 8 двообмоткові та 1 триобмотковий трансформатори, 6 ЛЕП.

Типи повітряних ліній, їх довжини та типи трансформаторів, встановлених в Молочанській РЕМ наведено в додатку Г. Навантаження в схемі мають активну та реактивну складову, та також наведені в додатку Г.

Всі трансформатори оснащені системами РПН, які розраховані на ±7 ступенів по 1,5%. Положення РПН трансформаторів були встановлені таким чином, щоб напруга у вузлах знаходилась в допустимих межах (рис.2.17). Але при появі в РЕМ додаткового генерування у вигляді ДРГ напруга в вузлах РЕМ порушує допустимі межі.

Дослідження впливу ДРГ на напруги у вузлах РЕМ та на роботу РПН трансформаторів необхідно провести в наступних вихідних умовах – табл.2.1.

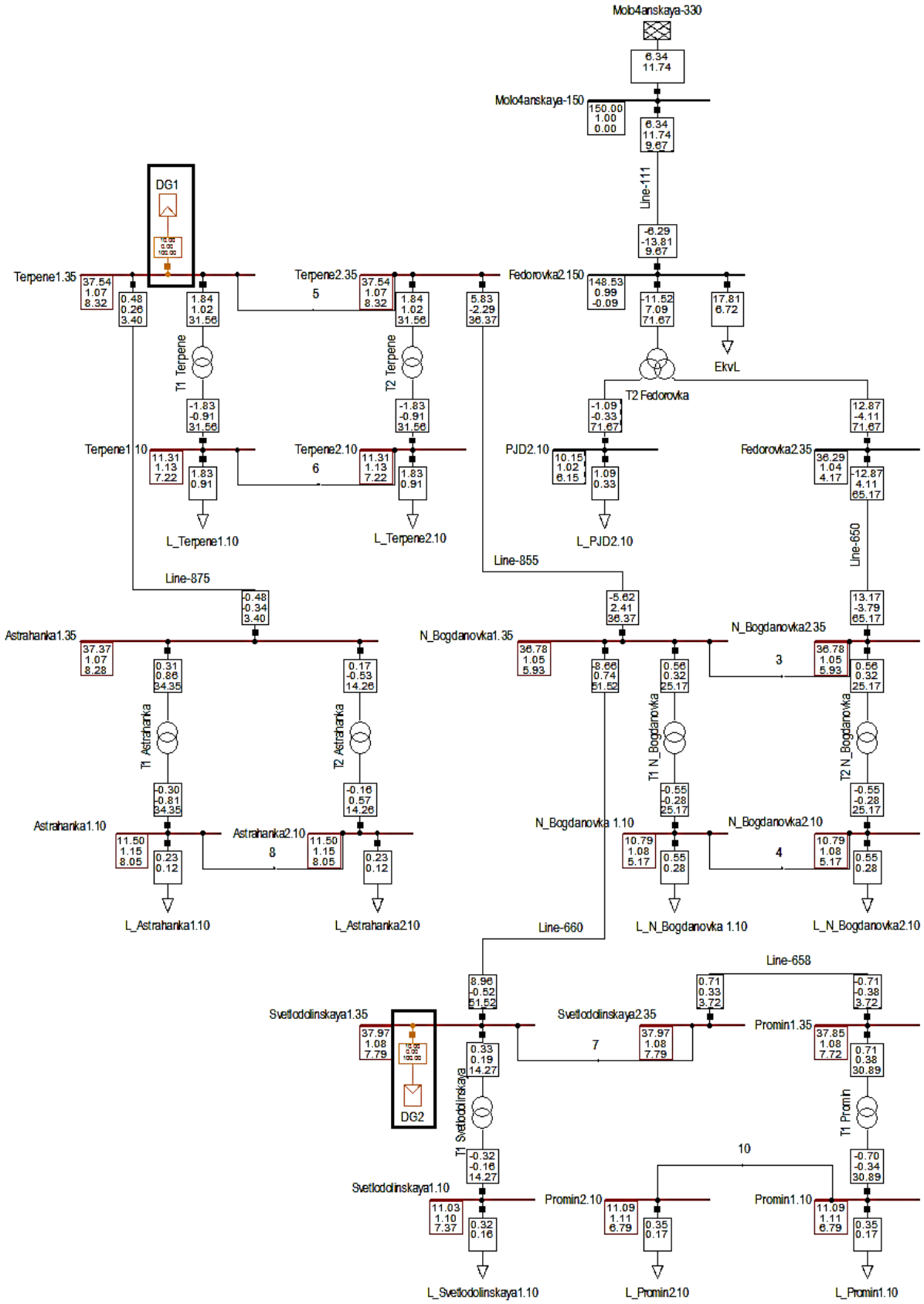


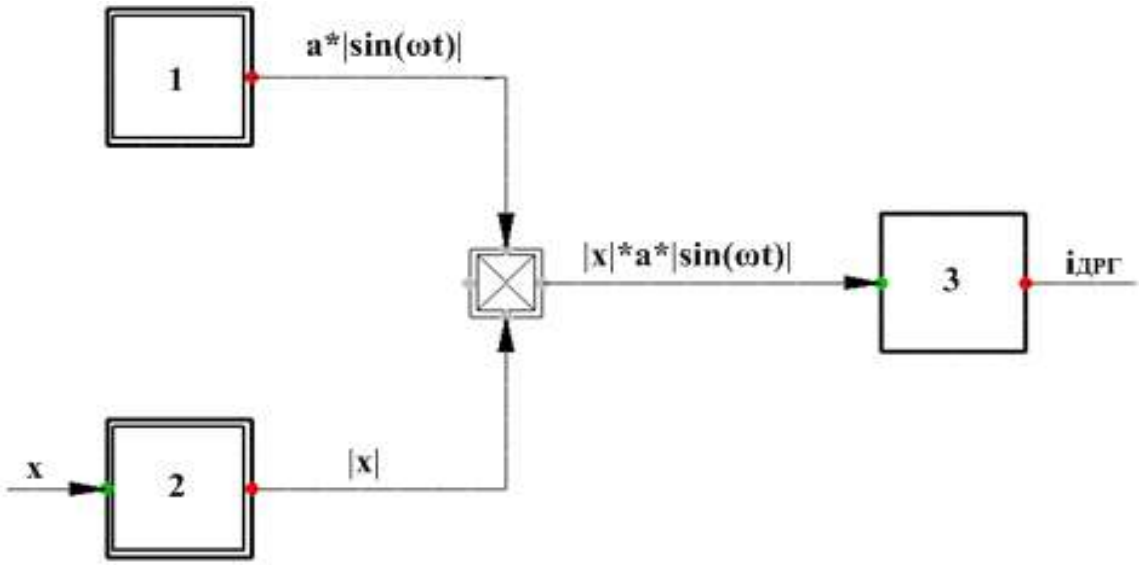
Рисунок 2.17 – Фрагмент РЕМ 110/35/10 кВ Молочанського району Запорізької області

Таблиця 2.1

Вихідні умови для дослідження впливу ДРГ на роботу РЕМ

Номер досліду	Поєднання засобів регулювання напруги
1	Робота РПН без регулювання ДРГ
2	Робота РПН сумісно з ДРГ в режимі регулювання напруги
3	Робота РПН сумісно з ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності

На основі аналізу реальних даних зміни потужності генерування, отриманих з Дунайської СЕС, розроблено контролер що формує криву змінного генерування ДРГ, який представлено на рис.2.18.



1 – генератор синусоїдального сигналу; 2 – блок перетворення випадкового сигналу в модуль; 3 – фільтр низьких частот

Рисунок 2.18 – Контролер, що формує криву змінного генерування ДРГ

Сигнал з блоку 1, що має два основних параметри: амплітуду та частоту, разом із сигналом блоку 2 подається на мультиплікатор. Результуючий сигнал проходить на блок 3, що являє собою аперіодичну ланку 1-го порядку з підсилювачем та дозволяє обмежувати швидкість зміни сигналу (2.33).

$$W(s) = k / (1+Ts) \qquad (2.33)$$

На виході контролера формується сигнал змінного генерування ДРГ, що відповідає графіку зміни потужності генерування СЕС (рис.2.8), побудованому на основі реальних даних, отриманих з ПС «Кілія» та ПС «Арциз» – рис.2.19.

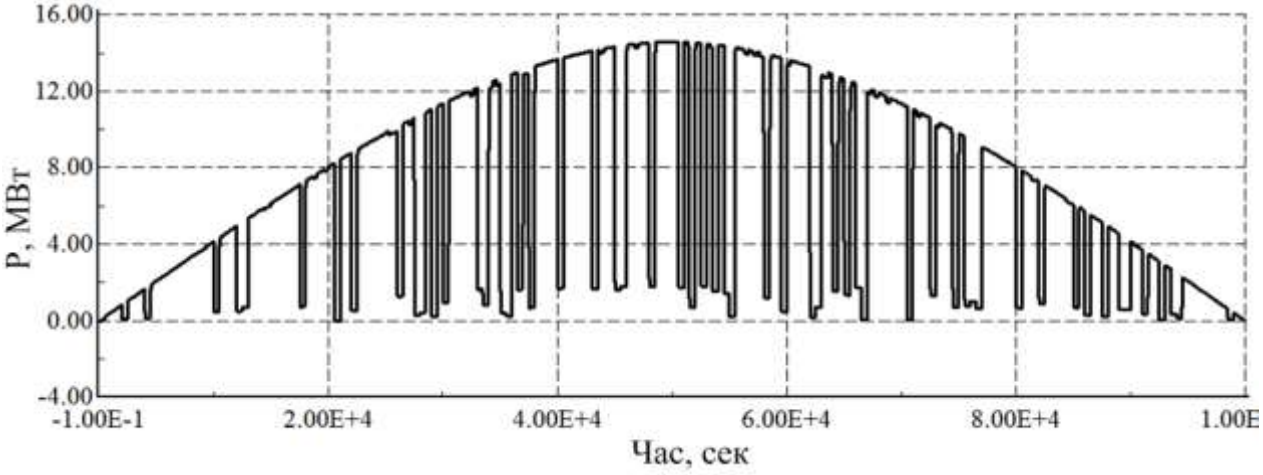


Рисунок 2.19 – Крива змінного генерування ДРГ

Налаштування контролера наведено в додатку Б. Фрагменти коду, що реалізує керуючі дії регулятора наведено в додатку В.

Дослідження впливу двох ДРГ потужністю по 15 МВА на напруги у вузлах мережі та на роботу систем РПН трансформаторів проводилися в моделі типової РЕМ, приведеної на рис.2.17. Зміну рівнів напруг у вузлах РЕМ після підключення ДРГ наведено на рис.2.20.

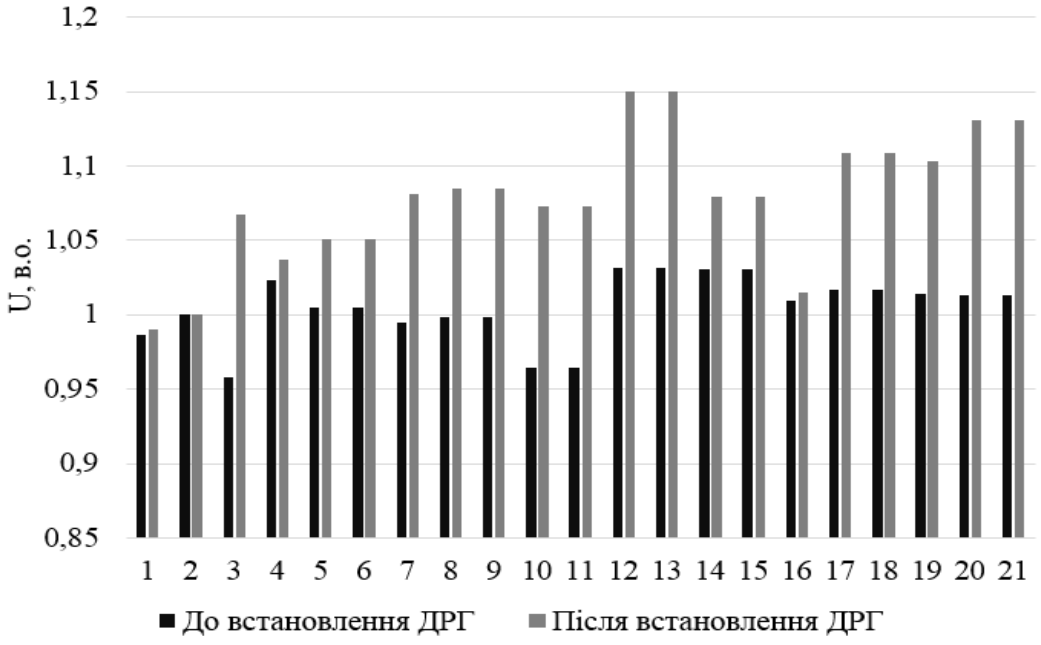


Рисунок 2.20 – Напруги в вузлах РЕМ до та після підключення ДРГ

Аналіз результатів дослідження впливу ДРГ на напруги в вузлах РЕМ (рис.2.20) показав, що після підключення ДРГ виникає проблема порушення допустимих меж по напрузі, причому в деяких вузлах напруга перевищує допустимі границі на 10%. Для вирішення даної проблеми необхідно обмежити вихідну активну потужність генерування ДРГ, або здійснювати регулювання напруги спеціальними засобами.

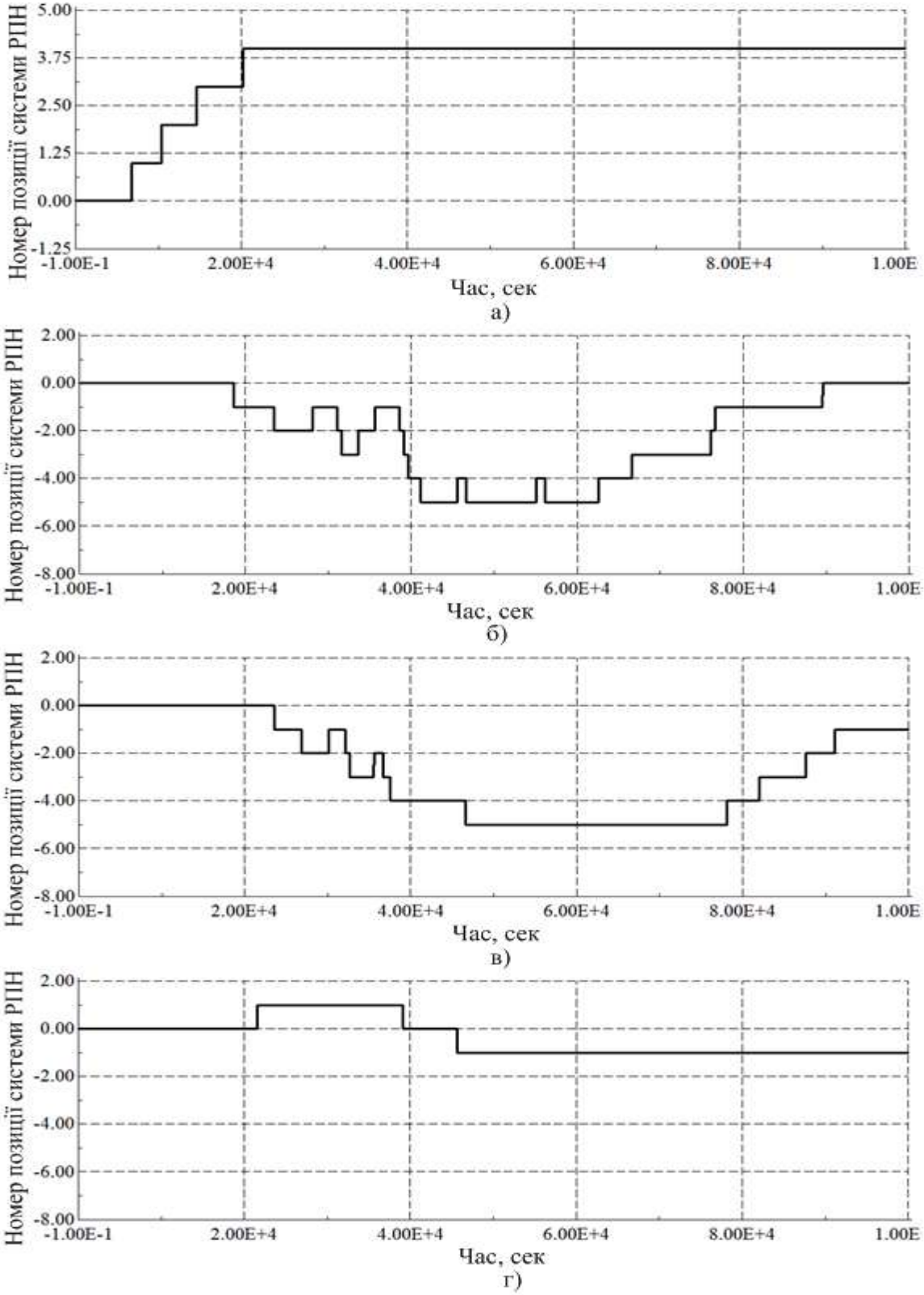
В п.1.3 встановлено, що ДРГ можуть регулювати параметри в точці приєднання. Для цього їх переводять в режим регулювання напруги (обмеження вихідної активної потужності генерування) або регулювання коефіцієнта потужності.

Для дослідження впливу ДРГ на роботу РПН трансформаторів розглянуто режими роботи ДРГ та РПН в поєднаннях, наведених в табл.2.1.

Регулювання положення системи РПН трансформатора здійснювалось на двох підстанціях 35/10 кВ (чотири трансформатори). При дослідженнях враховано добові зміни навантаження мережі. Добову зміну положення системи РПН трансформатора після підключення ДРГ показано на рис.2.21.

Результати аналізу роботи системи РПН трансформатора показали, що після підключення ДРГ до РЕМ, кількість спрацювань збільшилась. При роботі ДРГ в режимі регулювання напруги кількість спрацювань системи РПН трансформатора зменшується, а переведення ДРГ в режим регулювання коефіцієнта потужності дозволяє зменшити частоту перемикань положення системи РПН вдвічі.

Аналіз зміни сумарної кількості спрацювань систем РПН трансформаторів проведено, базуючись на рис.2.22.



а) ДРГ відсутнє; б) без регулювання ДРГ; в) ДРГ працює в режимі регулювання напруги; г) ДРГ працює в режимі регулювання коефіцієнта потужності

Рисунок 2.21 – Перемикання положення РПН трансформатора при зміні генерування ДРГ протягом доби

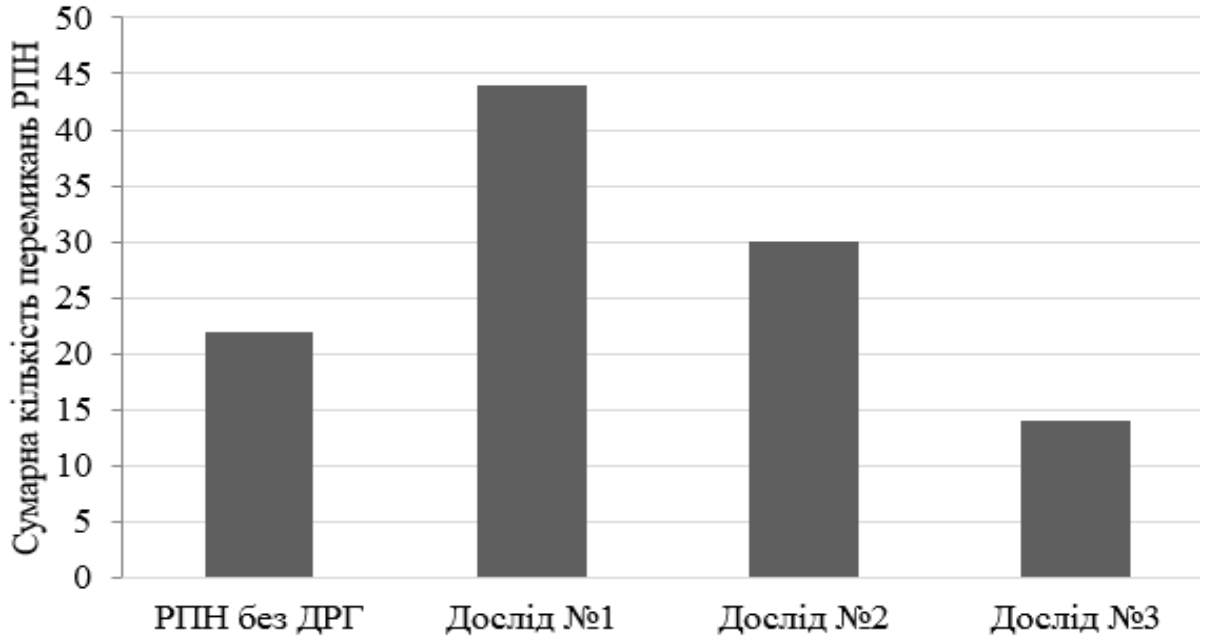
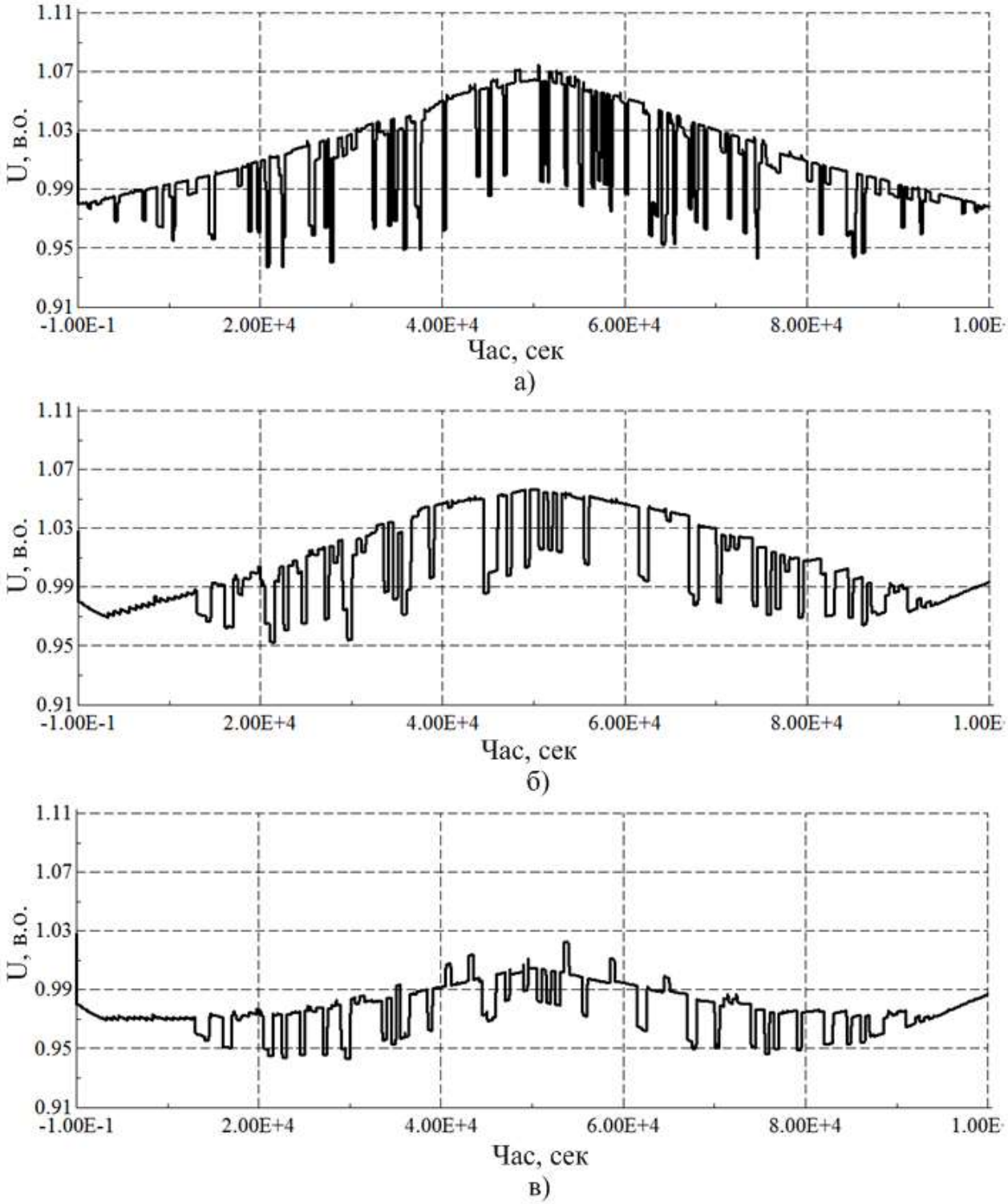


Рисунок 2.22 – Сумарна кількість спрацювань систем РПН трансформаторів

Встановлено, що після підключення ДРГ до РЕМ сумарна кількість спрацювань систем РПН трансформаторів збільшилась в 2 рази (Дослід №1). Як зазначалося раніше, при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги (Дослід №2) сумарна кількість спрацювань систем РПН трансформаторів зменшується на 30%, а при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності (Дослід №3) сумарна кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів зменшується ще на 50%.

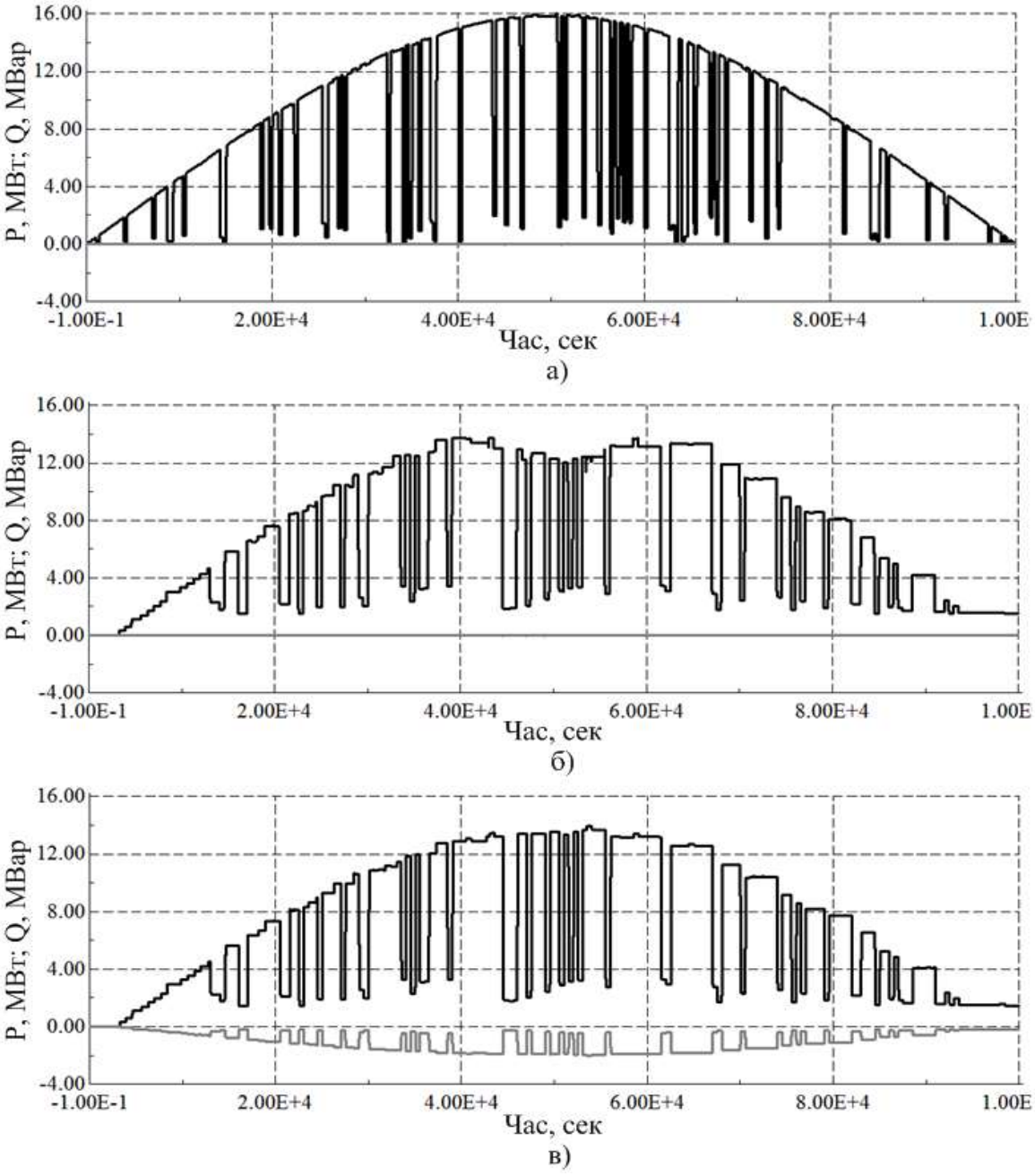
В результаті досліджень отримано графіки зміни напруги у вузлах мережі при роботі ДРГ без регулювання, в режимі регулювання напруги та в режимі регулювання коефіцієнта потужності. Графіки зміни напруги в одному з вузлів РЕМ наведено на рис.2.23. Графіки зміни напруги в інших вузлах мережі наведено в додатку Е.



а) без регулювання ДРГ; б) ДРГ працює в режимі регулювання напруги; в) ДРГ працює в режимі регулювання коефіцієнта потужності

Рисунок 2.23 – Зміна напруги в вузлі РЕМ з ДРГ при регулюванні положення РПН трансформаторів

Аналіз результатів дослідження зміни напруги показав, що у випадку роботи систем РПН трансформаторів без регулювання ДРГ напруга у вузлі РЕМ перевищує допустимі границі на 2%, а при переведенні ДРГ в режим регулювання напруги або режим регулювання коефіцієнта потужності напруга повертається в допустимі межі. Але у випадках регулювання ДРГ його вихідну активну потужність знижено, як показано на рис.2.24.



а) без регулювання ДРГ; б) ДРГ працює в режимі регулювання напруги; в) ДРГ працює в режимі регулювання коефіцієнта потужності

Рисунок 2.24 – Зміна потужності одного ДРГ

Аналіз зміни потужності ДРГ показав, що в режимі регулювання напруги активна потужність ДРГ обмежується (рис.2.24,б), а в режимі регулювання коефіцієнта потужності ДРГ споживає реактивну потужність з мережі, що призводить до зменшення його активної потужності генерування (рис.2.24, в).

Встановлено, що споживання реактивної потужності ДРГ може призводити до збільшення сумарних втрат активної енергії в мережі, що показано на рис.2.25.

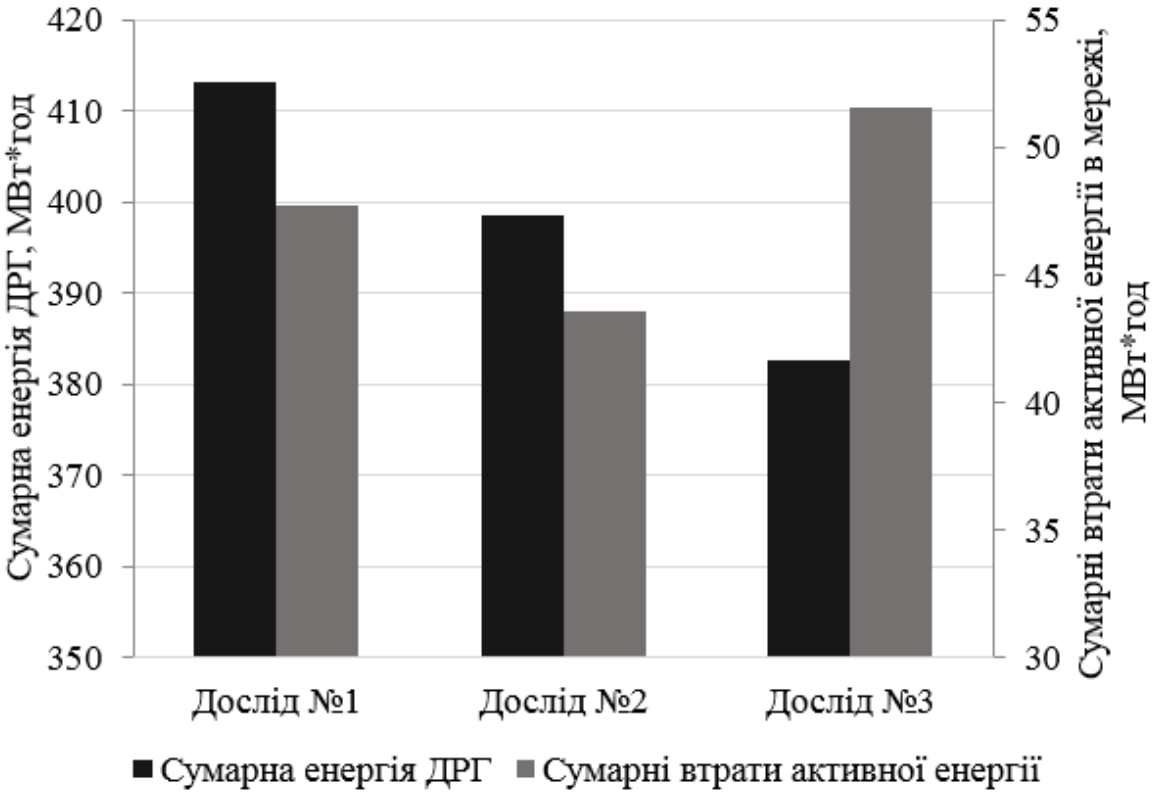


Рисунок 2.25 – Сумарні вироблена енергія ДРГ та втрати активної енергії в РЕМ

Аналіз результатів досліджень показав, що при залученні ДРГ до регулювання напруги одночасно зі зменшенням сумарної кількості перемикань положення систем РПН трансформаторів та поверненням напруг в допустимі межі спостерігається зменшення вихідної активної потужності ДРГ та зростання сумарних втрат активної енергії в мережі. Як видно з рис.2.25, сумарна вироблена енергія ДРГ в режимі обмеження активної потужності, що відповідає режиму регулювання напруги (Дослід №2), зменшується на 4% від

сумарної енергії ДРГ, яку можливо отримати без обмежень, а при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності (Дослід №3) сумарна енергія ДРГ зменшується на 8%.

У той же час при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги (Дослід №2) сумарні втрати активної енергії зменшуються на 9 %, але при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності (Дослід №3) сумарні втрати активної енергії збільшуються на 8%.

Результати проведених досліджень показали, що підключення ДРГ до РЕМ призводить до порушення допустимих меж по напрузі у вузлах мережі. А змінність вихідної потужності генерування ДРГ призводить до збільшення сумарної кількості перемикань положення систем РПН трансформаторів. Залучення ДРГ до регулювання напруги дозволяє повернути напруги в допустимі межі та знизити сумарну кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів, але при цьому спостерігається збільшення сумарних втрат активної енергії в мережі та зменшення вихідної активної потужності генерування ДРГ. Тому при роботі ДРГ виникає необхідність поєднання РПН трансформаторів не лише з можливістю регулювання самих ДРГ, але й з іншими засобами регулювання напруги, наприклад, з роботою СТК, як таких, що можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність (на відміну від БСК), а також мають меншу вартість, ніж інші засоби компенсації реактивної потужності (на відміну від СК та СТАТКОМ).

Висновки по 2 розділу

1. На основі досліджень властивостей елементів розподільних електричних мереж, розроблено математичні моделі, алгоритми роботи та структурні схеми підсистем керування потужністю джерел розосередженого генерування, реактивною потужністю статичних тиристорних компенсаторів та систем керування регулювання під навантаженням трансформаторів. За результатами аналізу топології розподільних мереж енергосистеми України

визначено узагальнену структурну схему мережі та вибрано для подальших досліджень типовий фрагмент розподільної електричної мережі радіального типу напругою 110/35/10 кВ.

2. Проведено дослідження впливу джерел розосередженого генерування на роботу систем регулювання під навантаженням трансформаторів та напругу у вузлах розподільної електричної мережі. Встановлено, що підключення джерел розосередженого генерування до розподільної електричної мережі збільшує сумарну кількість спрацювань систем регулювання під навантаженням трансформаторів в 2 рази та призводить до порушення допустимих меж по напрузі в контрольних вузлах. Аналіз результатів проведених досліджень показав, що залучення джерел розосередженого генерування до регулювання напруги дозволяє зменшити сумарну кількість перемикань положення систем регулювання під навантаженням трансформаторів на 30-50%. Встановлено, що при роботі джерел розосередженого генерування в режимі регулювання напруги сумарна вироблена енергія джерел зменшується на 4 %, сумарні втрати активної енергії зменшуються на 9 %. При роботі джерел розосередженого генерування в режимі регулювання коефіцієнта потужності сумарна вироблена енергія джерел зменшується на 8 %, сумарні втрати активної енергії збільшуються на 8%.

3. Результати дослідження впливу джерел розосередженого генерування на роботу розподільної електричної мережі обумовлюють необхідність поєднання роботи систем регулювання під навантаженням трансформаторів, регулювання потужності джерел розосередженого генерування та інших засобів регулювання напруги, таких як статичні тиристорні компенсатори. Для координованого керування вказаними засобами необхідно сформувати критерій оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування, який мінімізує сумарні втрати активної енергії в мережі та кількість перемикань положення систем регулювання під навантаженням трансформаторів при максимізації вихідної активної потужності джерел розосередженого генерування.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СИСТЕМИ КООРДИНОВАНОГО КЕРУВАННЯ РІЗНОТИПНИМИ ЗАСОБАМИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

3.1 Формування критерію оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелом розосередженого генерування

Оптимальне керування нормальними режимами в електроенергетичній системі полягає в тому, щоб за відрізок часу, що розглядається, забезпечити споживача електричною енергією необхідної якості (тобто при дотриманні необхідних обмежень) при мінімальних можливих експлуатаційних витратах [113, 114].

Основна задача оптимізації режиму напруги в районних електричних мережах полягає в забезпеченні живлення електричних мереж електроенергією при значеннях напруги [115, 116], що входять в допустимі межі згідно ГОСТ 13109-97.

Для цього застосовують підходи та методи регулювання напруги, розглянуті в п.1.3. На основі аналізу їх переваг та недоліків вирішено поєднувати РПН трансформаторів, компенсацію реактивної потужності (застосовуючи СТК) та функціональні можливості ДРГ.

При наявності ДРГ в РЕМ для одночасної реалізації максимальної активної потужності генерування ДРГ, зниження втрат потужності [117, 118] в мережі та зменшення кількості перемикань положень РПН трансформаторів в мережі необхідне виконання наступних цільових функцій:

1. $$\sum_{g=1}^{G}(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})) \to \max, \quad g = 1...G \tag{3.1}$$

при обмеженнях

$$Q_{ДРГg}^{\min} \le Q_{ДРГg} \le Q_{ДРГg}^{\max}, \quad g = 1...G \tag{3.2}$$

$$U^{min} \le U_v \le U^{max}, \qquad v = 1...V$$

де: g – номер ДРГ; G – кількість ДРГ; $P_{ДРГg}$ - активна потужність генерування g-го ДРГ; v – номер вузла РЕМ; V – кількість вузлів РЕМ; $\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})$ – величина активної потужності, на яку слід знизити поточну активну потужність генерування g-го ДРГ для генерування/споживання ним реактивної потужності $Q_{ДРГg}$ у відповідності до співвідношення (3.3):

$$Q_{ДРГg} = \sqrt{S^2_{ДРГg} - P^2_{ДРГg}}, \qquad g = 1...G \tag{3.3}$$

Згідно з (3.1-3.2) ДРГ повинно генерувати/споживати мінімальну кількість реактивної потужності для того, щоб його активна потужність генерування була максимальною (3.3).

2. Друга цільова функція має вигляд:

$$\Delta P_{РЕМ} + \sum_{k=1}^{K} \Delta P_k(Q_{СТКk}) + \sum_{g=1}^{G} \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg}) \to \min \tag{3.4}$$

$$g=1\ldots G; \qquad k=1\ldots K$$

при обмеженнях

$$Q^{min}_{СТКk} \le Q_{СТКk} \le Q^{max}_{СТКk}, \qquad k = 1...K \tag{3.5}$$

$$U^{min} \le U_v \le U^{max}, \qquad v = 1...V$$

де: k – номер СТК; K – кількість СТК; $\Delta P_{РЕМ}$ – втрати активної потужності в РЕМ; $\Delta P_k(Q_{СТКk})$ – втрати активної потужності в мережі, спричинені споживанням реактивної потужності СТК.

Таким чином, виконання критерію (3.4) можливе при зменшенні споживання реактивної потужності СТК, що спричиняє збільшення втрат активної потужності в мережі $\Delta P_k(Q_{СТКk})$. В свою чергу втрати в РЕМ $\Delta P_{РЕМ}$

пов’язані з порушенням допустимих меж показників якості електроенергії, з використанням застарілого обладнання і т.п.

3. Третя цільова функція направлена на зниження кількості перемикань положень РПН трансформаторів в РЕМ і має вигляд (3.6):

$$\sum_{n=1}^{N} N_{РПНn}(t) \to \min \tag{3.6}$$

при обмеженнях

$$\sum_{r=1}^{R}\sum_{t=1}^{24}\sum_{n=1}^{N} N_{РПНn}(t) \le \sum_{n=1}^{N} N_{РПНn}^{еквпл}$$

$$n=1\ldots N;\ \ t=1\ldots 24;\ \ r=1\ldots R$$

$$U^{min} \le U_v \le U^{max}, \tag{3.7}$$

де: n – номер трансформатора з РПН; N – кількість трансформаторів з РПН; t – поточний час доби в годинах (t = 1…24); r – період експлуатації РПН n-го трансформатора; R – перевірочний період експлуатації РПН n-го трансформатора; $N_{РПНn}(t-\Delta t)$ – кількість спрацювань системи РПН n-го трансформатора за попередню годину (t-Δt); $N_{РПНn}(t)$ – кількість спрацювань системи РПН n-го трансформатора за поточну годину (t-Δt); $N_{РПНn}^{еквпл}$ – загальна експлуатаційна кількість спрацювань системи РПН n-го трансформатора; T – період часу оптимізації; t_0 – початок оптимізації.

Задача оптимізації зводиться до вирішення трьох однокритеріальних задач. Оптимізація проводилась з дискретизацією по часу, рівному максимальній частоті зміни вихідної потужності генерування ДРГ [119]. Послідовність оптимізації представлено на рис.3.1.

Перш за все необхідно визначити рівень споживання реактивної потужності ДРГ, при якому цільова функція (3.1) досягає максимуму. З врахуванням визначеного значення реактивної потужності ДРГ визначається реактивна потужність СТК, мінімізуючи (3.4).

Використовуючи результати дослідження подібних задач [120-122], встановлено, що доцільно використати метод штрафних функцій. Тому вказаний метод застосовано для обчислення допустимого значення реактивної потужності ДРГ, що відповідає умові максимізації (3.1). Для цього обмеження (3.2) перетворено, враховуючи співвідношення (3.3):

$$\sqrt{S_{ДРГg}^2 - P_{ДРГg}^{2max}} \le \sqrt{S_{ДРГg}^2 - (P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg}))^2} \le \sqrt{S_{ДРГg}^2 - P_{ДРГg}^{2min}} \quad (3.8)$$

Враховуючи вплив активної та реактивної потужності на напругу в РЕМ через коефіцієнти чутливості вузлів мережі по напрузі відносно зміни активної та реактивної потужності, маємо:

$$U^{min} \le U_g + \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg}) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}} + \Delta Q_{ДРГg} \cdot \frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}} \le U^{max}, \quad (3.9)$$

$$g=1\ldots G$$

У відповідності до (3.3) вираз (3.9) записується наступним чином:

$$U^{min} \le U_g + \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg}) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}} + (\sqrt{S_{ДРГg}^2 - (P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg}))^2} -$$

$$-\sqrt{S_{ДРГg}^2 - P_{ДРГg}^2}) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}} \le U^{max}, \qquad g = 1...G \quad (3.10)$$

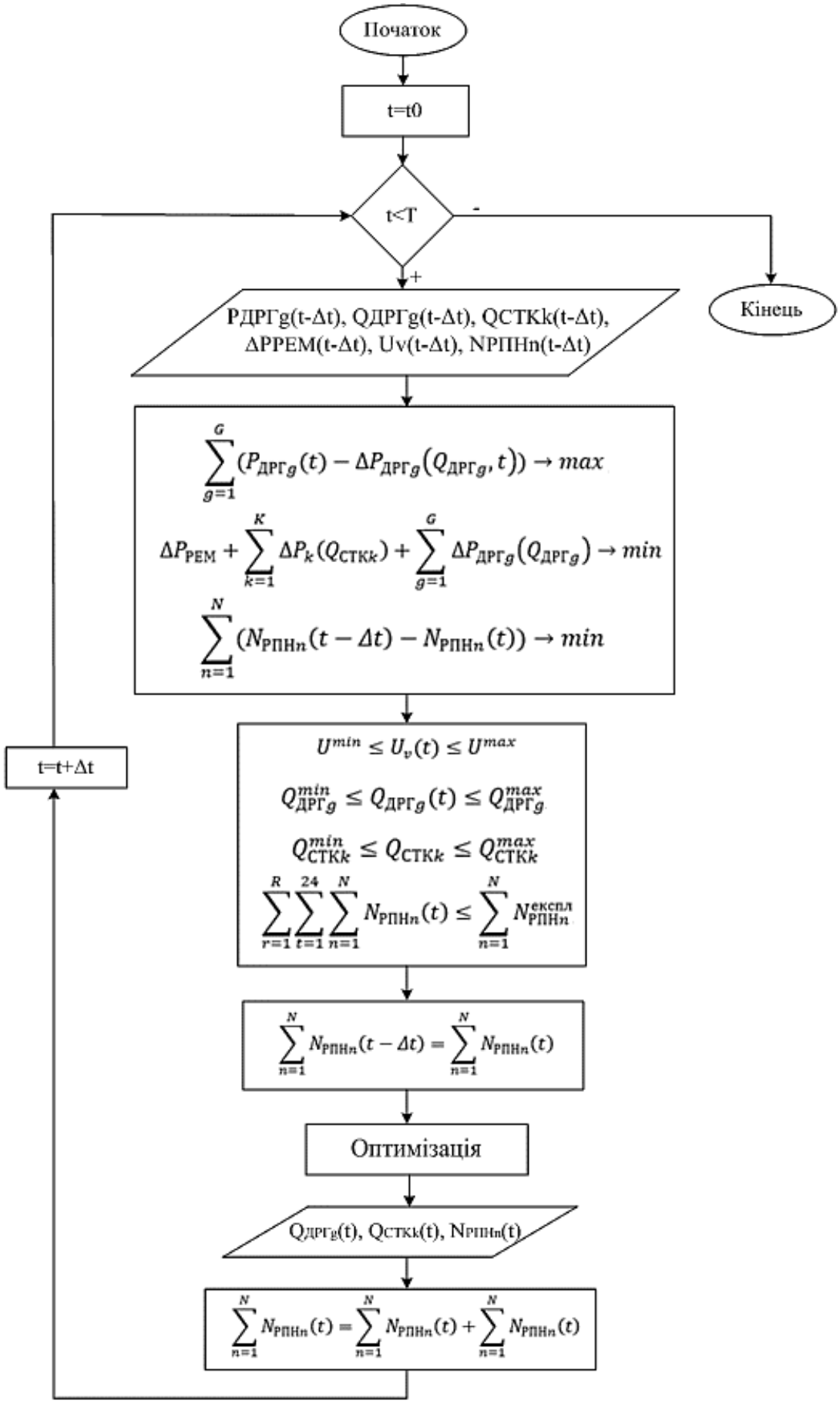


Рисунок 3.1 – Послідовність оптимізації роботи ДРГ

Для зручності врахування обмежень (3.8, 3.10) у вигляді штрафних функцій вони розбиваються на чотири обмеження:

$$\sqrt{S_{ДРГg}^2 - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^2} - \sqrt{S_{ДРГg}^2 - P_{ДРГg}^{2\,min}} \leq 0 \qquad (3.11)$$

$$\sqrt{S_{ДРГg}^2 - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^2} - \sqrt{S_{ДРГg}^2 - P_{ДРГg}^{2\,max}} \geq 0 \qquad (3.12)$$

$$U_g + \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}} + \left(\sqrt{S_{ДРГg}^2 - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^2} - \right.$$

$$\left. - \sqrt{S_{ДРГg}^2 - P_{ДРГg}^2}\right) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{max} \leq 0 \qquad (3.13)$$

$$U_g + \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}} + \left(\sqrt{S_{ДРГg}^2 - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^2} - \right.$$

$$\left. - \sqrt{S_{ДРГg}^2 - P_{ДРГg}^2}\right) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{min} \geq 0, g = 1 \ldots G \qquad (3.14)$$

Згідно з методом штрафних функцій необхідно сформовано допоміжну функцію, яка складається з самої цільової функції (3.1) та обмежень, які на неї накладаються (3.2). Так, для g-го ДРГ:

$$F\left(\Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right), r^m\right) = P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) +$$

$$+ \frac{r^m}{2} \cdot \left(\left(\max\left\{0, \sqrt{S_{ДРГg}^2 - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^2} - \sqrt{S_{ДРГg}^2 - P_{ДРГg}^{2\,min}}\right\}\right)^2 + \right.$$

$$\left. + \left(\min\left\{0, \sqrt{S_{ДРГg}^2 - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^2} - \sqrt{S_{ДРГg}^2 - P_{ДРГg}^{2\,max}}\right\}\right)^2 + \right.$$

$$+\left(\max\left\{0, U_g + \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg}) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}} + \left(\sqrt{S^2_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})\right)^2} - \sqrt{S^2_{ДРГg} - P^2_{ДРГg}}\right) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{max}\right\}\right)^2 + \left(\min\left\{0, U_g + \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg}) \cdot \frac{\partial g}{\partial P_{ДРГg}} + \right.\right.$$

$$\left.\left. + \left(\sqrt{S^2_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})\right)^2} - \sqrt{S^2_{ДРГg} - P^2_{ДРГg}}\right) \cdot \frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{min}\right\}\right)^2\Big),$$

(3.15)

де: r^m – параметр штрафу; m – ітерація.

Обмеження в допоміжній функції (3.15) враховуються, якщо порушується умова (3.11-3.14). Для того, щоб знайти безумовний максимум допоміжної функції (3.15) необхідно спочатку визначити допоміжну функцію при різних умовах (3.16), а потім знайти похідну функції по $\Delta P_{ДРГg}$ ($Q_{ДРГg}$) (3.17).

Слід зазначити, що допоміжна функція (3.15) сформована на основі цільової функції (3.1), величини в якій мають розмірність МВт, а також на основі обмежень, які мають розмірність МВт (для потужностей) та в.о. (для напруги) та пов’язані з цільовою функцією через величину $\Delta P_{ДРГg}$ ($Q_{ДРГg}$). Так як після формування допоміжної функції задача набуває математичного сенсу, то така ситуація з розмірностями допускається, але лише за умови приведення всіх одиниць вимірювання до спільного виміру.

В досліджуваній РЕМ встановлено два ДРГ. В кожний момент часу в систему (3.17) підставляється набір відомих величин: $S_{ДРГg}$, $P^{max}_{ДРГg}$, $P^{min}_{ДРГg}$, $Q^{min}_{ДРГg}$, $Q^{max}_{ДРГg}$, U^{max}, U^{min}, U_g, $\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}$, $\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}$. Після цього необхідно знайти оптимальне значення $\Delta P_{ДРГg}$ ($Q_{ДРГg}$, t). Але для цього виникає необхідність розв’язання системи нелінійних рівнянь (3.17), що може бути зроблено виключно чисельними методами, наприклад, методом Ньютона-Рафсона, Зейделя або методом простих ітерацій.

$$
F\left(\Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right), r^{m}\right) = \begin{cases}
P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right), \text{ якщо виконуються всі умови (3.11 – 3.14)} \\
P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) + \frac{r^{m}}{2} \cdot \left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2\ min}_{ДРГg}} \right)^{2}, \text{ не виконується умова (3.11)} \\
P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) + \frac{r^{m}}{2} \cdot \left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2\ max}_{ДРГg}} \right)^{2}, \text{ якщо не виконується умова (3.12)} \\
P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) + \frac{r^{m}}{2} \cdot (U_{g} + \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial P_{ДРГg}} + \\
+ \left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2}_{ДРГg}} \right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{max})^{2}, \text{ якщо не виконується умова (3.13)} \\
P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) + \frac{r^{m}}{2} \cdot (U_{g} + \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial P_{ДРГg}} + \\
+ \left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2}_{ДРГg}} \right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{min})^{2}, \text{ якщо не виконується умова (3.14)} \\
P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) + \frac{r^{m}}{2} \cdot (\left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2\ min}_{ДРГg}} \right)^{2} + \\
+ (U_{g} + \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial P_{ДРГg}} + \left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2}_{ДРГg}} \right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{max})^{2}), \text{ не виконуються умови (3.11,3.13)} \\
P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) + \frac{r^{m}}{2} \cdot (\left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2\ min}_{ДРГg}} \right)^{2} + \\
+ (U_{g} + \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial P_{ДРГg}} + \left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2}_{ДРГg}} \right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{min})^{2}), \text{ не виконуються умови (3.11,3.14)} \\
P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) + \frac{r^{m}}{2} \cdot (\left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2\ max}_{ДРГg}} \right)^{2} + \\
+ (U_{g} + \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial P_{ДРГg}} + \left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2}_{ДРГg}} \right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{max})^{2}), \text{ не виконуються умови (3.12,3.13)} \\
P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) + \frac{r^{m}}{2} \cdot (\left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2\ max}_{ДРГg}} \right)^{2} + \\
+ (U_{g} + \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial P_{ДРГg}} + \left(\sqrt{S^{2}_{ДРГg} - \left(P_{ДРГg} - \Delta P_{ДРГg}\left(Q_{ДРГg}\right)\right)^{2}} - \sqrt{S^{2}_{ДРГg} - P^{2}_{ДРГg}} \right) \cdot \frac{\partial U_{g}}{\partial Q_{ДРГg}} - U^{min})^{2}), \text{ не виконуються умови (3.12,3.14)}
\end{cases} \tag{3.16}
$$

$$\frac{dF(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg}),r^m)}{d\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})}=\begin{cases}-1,\ \text{якщо виконуються всі умови (3.11}-3.14)\\ \frac{r^m\cdot(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^{2\,min}_{ДРГg}}-\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2})\cdot(2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg})}{2\cdot\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}}-1,\ \text{якщо не виконується умова (3.11)}\\ \frac{r^m\cdot(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^{2\,max}_{ДРГg}}-\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2})\cdot(2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg})}{2\cdot\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}}-1,\text{якщо не виконується умова (3.12)}\\ r^m\cdot(\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot\frac{2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg}}{2\cdot\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})\cdot(U_g-U^{max}+\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}\cdot\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-\\ -\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^2_{ДРГg}}-\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}))-1\ ,\text{якщо не виконується умова (3.13)}\\ r^m\cdot(\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot\frac{2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg}}{2\cdot\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})\cdot(U_g-U^{min}+\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}\cdot\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-\\ -\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^2_{ДРГg}}-\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}))-1\ ,\text{якщо не виконується умова (3.14)}\\ \frac{r^m}{2}\cdot(2\cdot(\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot\frac{2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg}}{2\cdot\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})\cdot(U_g-U^{max}+\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}\cdot\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^2_{ДРГg}}-\\ -\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}))+\frac{(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^{2\,min}_{ДРГg}}-\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2})\cdot(2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg})}{\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})-1,\text{якщо не виконуються умов (3.11,3.13)}\\ \frac{r^m}{2}\cdot(2\cdot(\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot\frac{2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg}}{2\cdot\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})\cdot(U_g-U^{min}+\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}\cdot\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^2_{ДРГg}}-\\ -\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}))+\frac{(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^{2\,min}_{ДРГg}}-\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2})\cdot(2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg})}{\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})-1,\text{якщо не виконуються умов (3.11,3.14)}\\ \frac{r^m}{2}\cdot(2\cdot(\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot\frac{2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg}}{2\cdot\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})\cdot(U_g-U^{max}+\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}\cdot\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^2_{ДРГg}}-\\ -\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}))+\frac{(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^{2\,max}_{ДРГg}}-\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2})\cdot(2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg})}{\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})-1,\text{якщо не виконуються умов (3.12,3.13)}\\ \frac{r^m}{2}\cdot(2\cdot(\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot\frac{2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg}}{2\cdot\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})\cdot(U_g-U^{min}+\frac{\partial U_g}{\partial P_{ДРГg}}\cdot\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-\frac{\partial U_g}{\partial Q_{ДРГg}}\cdot(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^2_{ДРГg}}-\\ -\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}))+\frac{(\sqrt{S^2_{ДРГg}-P^{2\,max}_{ДРГg}}-\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2})\cdot(2\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-2P_{ДРГg})}{\sqrt{S^2_{ДРГg}-(\Delta P_{ДРГg}(Q_{ДРГg})-P_{ДРГg})^2}})-1,\text{якщо не виконуються умов (3.12,3.14)}\end{cases}\tag{3.17}$$

Зважаючи на те, що отримання оптимальних розв'язків недетерміновано в часі, створення регуляторів з використанням даного підходу ускладнено. Тому запропоновано задачу (3.1, 3.4, 3.6) звести до лінійної, при цьому враховано роботу ДРГ та СТК в режимі генерування та споживання реактивної потужності.

Для лінеаризації задачі [123] розглянуто характеристику роботи ДРГ, яку представлено на рис.3.2.

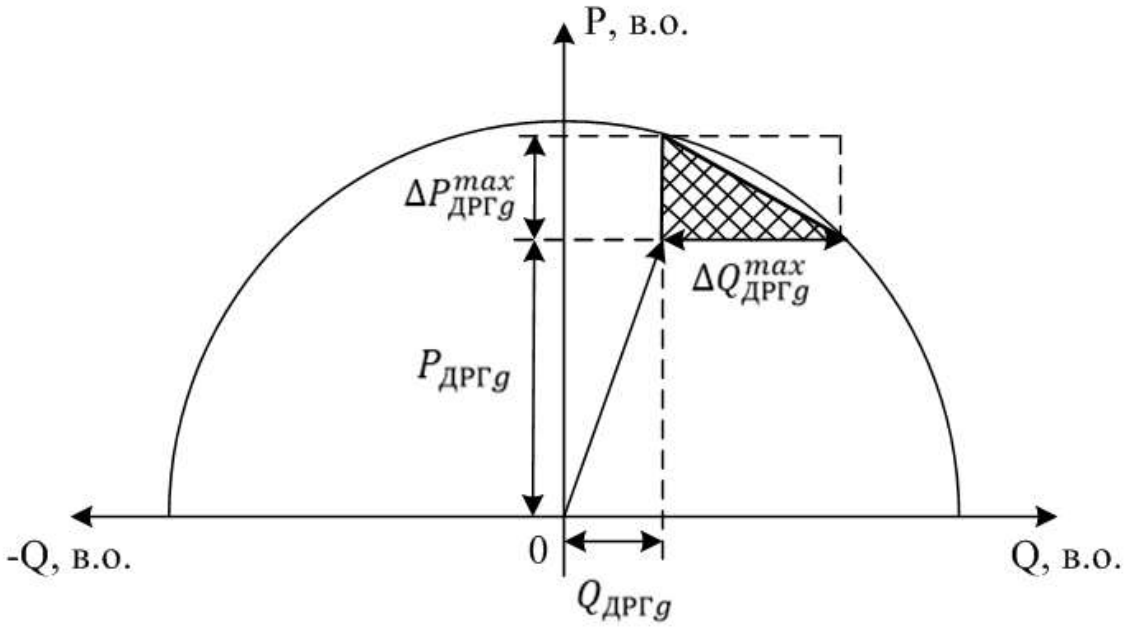


Рисунок 3.2 – Характеристика потужності ДРГ

На характеристиці потужності ДРГ (рис.3.2) показано точку роботи ДРГ, якій відповідає активна $P_{ДРГg}$ та реактивна $Q_{ДРГg}$ потужності. Для даної робочої точки можливе максимальне збільшення активної потужності, що становить $\Delta P^{max}_{ДРГg}$ та максимальне збільшення реактивної потужності $\Delta Q^{max}_{ДРГg}$. Тобто, ДРГ працює в заштрихованій області, яка обмежується нерівністю (3.18), що базується на використанні рівняння прямої:

$$\Delta P_{ДРГg} \le \Delta P^{max}_{ДРГg} - \frac{\Delta P^{max}_{ДРГg}}{\Delta Q^{max}_{ДРГg}} \cdot \Delta Q_{ДРГg}, \qquad (3.18)$$

Після лінеаризації загальна цільова функція має вигляд:

$$C_1 \cdot \sum_{g=1}^{G} \Delta P_{ДРГg} - C_2 \cdot (\sum_{g=1}^{G} (\Delta Q^{+}_{ДРГg} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГg}}{\partial Q_{ДРГg}} + \Delta Q^{-}_{ДРГg} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГg}}{\partial Q_{ДРГg}}) +$$
$$+ \sum_{k=1}^{K} (\Delta Q^{+}_{СТКk} \cdot \frac{\partial P_{lossСТКk}}{\partial Q_{СТКk}} + \Delta Q^{-}_{СТКk} \cdot \frac{\partial P_{СТКk}}{\partial Q_{СТКk}})) - \quad (3.19)$$
$$- C_3 \cdot \sum_{n=1}^{N} (\Delta N^{+}_{РПНn} + \Delta N^{-}_{РПНn}) \rightarrow \max$$

при обмеженнях:

$$0 \le \Delta P_{ДРГg} \le \Delta P^{max}_{ДРГg} - \frac{\Delta P^{max}_{ДРГg}}{\Delta Q^{max+}_{ДРГg}} \cdot \Delta Q^{+}_{ДРГg},$$

$$0 \le \Delta P_{ДРГg} \le \Delta P^{max}_{ДРГg} - \frac{\Delta P^{max}_{ДРГg}}{\Delta Q^{max-}_{ДРГg}} \cdot \Delta Q^{-}_{ДРГg},$$

$$Q_{СТКk} + \Delta Q^{+}_{СТКk} \le Q^{max}_{СТКk},$$

$$Q_{СТКk} - \Delta Q^{-}_{СТКk} \le Q^{min}_{СТКk}, \quad (3.20)$$

$$0 \le \Delta N^{+/-}_{РПНn} \le \Delta N^{+/-max}_{РПНn},$$

$$U_{min} \le U_v + \sum_{g=1}^{G} (\Delta P_{ДРГg} \cdot \frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГg}} + (\Delta Q^{+}_{ДРГg} - \Delta Q^{-}_{ДРГg}) \cdot \frac{\partial U_v}{\partial Q_{ДРГg}}) +$$
$$+ \sum_{k=1}^{K} \frac{\partial U_v}{\partial Q_{СТКk}} \cdot (\Delta Q^{+}_{СТКk} - \Delta Q^{-}_{СТКk}) + \sum_{n=1}^{N} \frac{\partial U_v}{\partial N_{РПНn}} \cdot (\Delta N^{-}_{РПНn} - \Delta N^{+}_{РПНn}) \le U_{max}$$

де: C_1 – ваговий коефіцієнт, який розраховується на основі тарифу на електроенергію для g-го ДРГ; C_2 – ваговий коефіцієнт, який визначено, як вартість втрат потужності для РЕМ, що розглядається; C_3 – ваговий коефіцієнт, що базуватися на основі вартості одного перемикання РПН трансформатора (визначено на основі вартості системи РПН трансформатора та гарантованої допустимої кількості її спрацювань); $P_{ДРГg}$ – активна потужність g-го ДРГ; $\Delta P_{ДРГg}$ – значення, на яке можливо збільшити активну потужність g-го ДРГ, завдяки регулюванню напруги; $P^{max}_{ДРГg}$ – максимальна активна потужність g-го ДРГ; $\Delta P^{max}_{ДРГg}$ – максимальна величина активної потужності, на яку можливо збільшити поточну активну потужність g-го ДРГ; $\Delta Q^{max}_{ДРГg}$ – максимальна величина реактивної потужності, на яку можливо змінити поточну реактивну

потужність g-го ДРГ; $Q_{ДРГg}$ – реактивна потужність g-го ДРГ; $\Delta Q^{+}_{ДРГg}$ – значення, на яке необхідно збільшити реактивну потужність g-го ДРГ; $\Delta Q^{-}_{ДРГg}$ – значення, на яке необхідно зменшити реактивну потужність g-го ДРГ; $Q^{max}_{ДРГg}$ – максимальна реактивна потужність g-го ДРГ; $Q^{min}_{ДРГg}$ – мінімальна реактивна потужність g-го ДРГ; g – номер ДРГ; g=1…G; G – кількість ДРГ; $Q_{СТКk}$ – реактивна потужність k-го СТК; $\Delta Q^{+}_{СТКk}$ – значення, на яке необхідно збільшити реактивну потужність k-го СТК; $\Delta Q^{-}_{СТКk}$ – значення, на яке необхідно зменшити реактивну потужність k-го СТК; $Q^{max}_{СТКk}$ – максимальна реактивна потужність k-го СТК; $Q^{min}_{СТКk}$ – мінімальна реактивна потужність k-го СТК; k – номер СТК; k=1…K; K – кількість СТК; $\Delta N^{+}_{РПНn}$, $\Delta N^{-}_{РПНn}$ – кількість перемикань системи РПН n-го трансформатора; $\Delta N^{+/-max}_{РПНn}$- максимальна допустима кількість перемикань системи РПН n-го трансформатора за проміжок часу, що розглядається; n – номер трансформатора з РПН; n=1…N; N – кількість трансформаторів з РПН; $\frac{\partial P_{lossДРГg}}{\partial Q_{ДРГg}}$, $\frac{\partial P_{lossСТКk}}{\partial Q_{СТКk}}$ – коефіцієнти чутливості втрат потужності в мережі відносно зміни реактивної потужності g-го ДРГ та k-го СТК, відповідно; U_{min} – мінімальне значення напруги, що становить 0,95 в.о.; U_{max} – максимальне значення напруги, що становить 1,05 в.о.; U_v – значення напруги в *v*-му вузлі; $\frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГg}}$ – коефіцієнт чутливості напруги в v-му вузлі відносно зміни активної потужності g-го ДРГ; $\frac{\partial U_v}{\partial Q_{ДРГg}}$ – коефіцієнт чутливості напруги в *v*-му вузлі відносно зміни реактивної потужності g-го ДРГ; $\frac{\partial U_v}{\partial Q_{СТКk}}$ – коефіцієнт чутливості напруги в *v*-му вузлі відносно зміни реактивної потужності k-го СТК; $\frac{\partial U_v}{\partial N_{РПНn}}$ – коефіцієнт чутливості напруги в v-му вузлі відносно зміни положення системи РПН n-го трансформатора; v – номер вузла РЕМ; v=1…V; V – кількість вузлів РЕМ.

В результаті оптимізації визначаються оптимальні значення зміни реактивної потужності ДРГ $\Delta Q^{+/-}_{ДРГg}$ та СТК $\Delta Q^{+/-}_{СТКk}$, а також оптимальну зміну положення систем РПН трансформаторів $\Delta N^{+/-}_{РПНn}$, при яких досягається максимальне значення цільової функції (3.19) при обмеженнях (3.20).

З огляду на лінійність наведеної задачі для її вирішення застосовано Симплекс-метод лінійного програмування, що є найбільш зручним у застосуванні [124].

Задачу оптимізації (3.19)- (3.20) сформовано у вигляді:

$$f(x_1, x_2, \ldots, x_n) \rightarrow \max$$

при обмеженнях виду:

$$g_1(x_1, x_2, \ldots, x_n) \leq b_1;$$

$$. \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad .$$

$$g_m(x_1, x_2, \ldots, x_n) \leq b_m;$$

де: $f(x_1, x_2, \ldots, x_n)$– цільова функція; $\mathbf{x}=\{x_1,\ldots, x_n\}$- змінні параметри; $g_1(\mathbf{x}),\ldots, g_m(x)$ - функції, що визначають обмеження.

Як зазначалося в п.2.3, в досліджуваній мережі встановлено два ДРГ потужністю по 15 МВА. Для регулювання напруги в РЕМ використовується два СТК та чотири трансформатори з РПН (дві підстанції по два трансформатори з РПН). Для роботи системи керування обрано сім вузлів РЕМ, в яких відслідковується рівень напруги. При цьому обов'язково повинні виконуватись умови $0 \leq \Delta P_{ДРГg}$ та $0 \leq \Delta N^{+/-}_{РПНn}$. Таким чином, (3.19)-(3.20) приймають вигляд:

$$C_1 \cdot (\Delta P_{ДРГ1} + \Delta P_{ДРГ2}) - C_2 \cdot ((\Delta Q^{+}_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГ1}}{\partial Q_{ДРГ1}} + \Delta Q^{-}_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГ1}}{\partial Q_{ДРГ1}} +$$

$$+\Delta Q^{+}_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГ2}}{\partial Q_{ДРГ2}} + \Delta Q^{-}_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГ2}}{\partial Q_{ДРГ2}}) + (\Delta Q^{+}_{СТК1} \cdot \frac{\partial P_{lossСТК1}}{\partial Q_{СТК1}} +$$

$$+\Delta Q^{-}_{СТК1} \cdot \frac{\partial P_{lossСТК1}}{\partial Q_{СТК1}} + \Delta Q^{+}_{СТК2} \cdot \frac{\partial P_{lossСТК2}}{\partial Q_{СТК2}} + \Delta Q^{-}_{СТК2} \cdot \frac{\partial P_{lossСТК2}}{\partial Q_{СТК2}})) -$$

$$-C_3 \cdot (\Delta N^{+}_{РПН1} + \Delta N^{-}_{РПН1} + \Delta N^{+}_{РПН2} + \Delta N^{-}_{РПН2}) \rightarrow \max \qquad (3.21)$$

при обмеженнях:

$$\Delta P_{ДРГ1} + \frac{\Delta P_{ДРГ1}^{max}}{\Delta Q_{ДРГ1}^{max+}} \cdot \Delta Q_{ДРГ1}^{+} \leq \Delta P_{ДРГ1}^{max}$$

$$\Delta P_{ДРГ2} + \frac{\Delta P_{ДРГ2}^{max}}{\Delta Q_{ДРГ2}^{max+}} \cdot \Delta Q_{ДРГ2}^{+} \leq \Delta P_{ДРГ2}^{max}$$

$$\Delta P_{ДРГ1} + \frac{\Delta P_{ДРГ1}^{max}}{\Delta Q_{ДРГ1}^{max-}} \cdot \Delta Q_{ДРГ1}^{-} \leq \Delta P_{ДРГ1}^{max}$$

$$\Delta P_{ДРГ2} + \frac{\Delta P_{ДРГ2}^{max}}{\Delta Q_{ДРГ2}^{max-}} \cdot \Delta Q_{ДРГ2}^{-} \leq \Delta P_{ДРГ2}^{max}$$

$$\Delta Q_{СТК1}^{+} \leq Q_{СТК1}^{max} - Q_{СТК1}$$

$$\Delta Q_{СТК2}^{+} \leq Q_{СТК2}^{max} - Q_{СТК2}$$

$$\Delta Q_{СТК1}^{-} \leq Q_{СТК1} - Q_{СТК1}^{min}$$

$$\Delta Q_{СТК2}^{-} \leq Q_{СТК2} - Q_{СТК2}^{min}$$

$$\Delta N_{РПН1}^{+} \leq \Delta N_{РПН1}^{+max}$$

$$\Delta N_{РПН1}^{-} \leq \Delta N_{РПН1}^{-max}$$

$$\Delta N_{РПН2}^{+} \leq \Delta N_{РПН2}^{+max}$$

$$\Delta N_{РПН2}^{-} \leq \Delta N_{РПН2}^{-max}$$

(3.22)

$$-\Delta P_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ1}} - \left(\Delta Q_{ДРГ1}^{+} - \Delta Q_{ДРГ1}^{-}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{ДРГ1}} - \Delta P_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ2}} -$$

$$-\left(\Delta Q_{ДРГ2}^{+} - \Delta Q_{ДРГ2}^{-}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{ДРГ2}} - \left(\Delta Q_{СТК1}^{+} - \Delta Q_{СТК1}^{-}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{СТК1}} -$$

$$-\left(\Delta Q_{СТК2}^{+} - \Delta Q_{СТК2}^{-}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{СТК2}} - \left(\Delta N_{РПН1}^{-} - \Delta N_{РПН1}^{+}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН1}} -$$

$$-\left(\Delta N_{РПН2}^{-} - \Delta N_{РПН2}^{+}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН2}} \leq U_1 - U_{min}$$

$$\Delta P_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ1}} + \left(\Delta Q_{ДРГ1}^{+} - \Delta Q_{ДРГ1}^{-}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{ДРГ1}} + \Delta P_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ2}} +$$

$$+\left(\Delta Q_{ДРГ2}^{+} - \Delta Q_{ДРГ2}^{-}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{ДРГ2}} + \left(\Delta Q_{СТК1}^{+} - \Delta Q_{СТК1}^{-}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{СТК1}} +$$

$$+\left(\Delta Q_{СТК2}^{+} - \Delta Q_{СТК2}^{-}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{СТК2}} + \left(\Delta N_{РПН1}^{-} - \Delta N_{РПН1}^{+}\right) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН1}} +$$

$$+(\Delta N^{-}_{РПН2} - \Delta N^{+}_{РПН2}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН2}} \leq U_{max} - U_1$$

…

Обмеження по напрузі для всіх вузлів подібні. Тому повний критерій оптимального регулювання напруги в РЕМ з ДРГ наведено в додатку Д.

Для зручності слід замінити:

$$\Delta P_{ДРГ1} = x_1$$

$$\Delta Q^{+}_{ДРГ1}, \Delta Q^{-}_{ДРГ1} = x_2, x_3$$

$$\Delta P_{ДРГ2} = x_4$$

$$\Delta Q^{+}_{ДРГ2}, \Delta Q^{-}_{ДРГ2} = x_5, x_6$$

$$\Delta Q^{+}_{СТК1}, \Delta Q^{-}_{СТК1} = x_7, x_8$$

$$\Delta Q^{+}_{СТК2}, \Delta Q^{-}_{СТК2} = x_9, x_{10}$$

$$\Delta N^{+}_{РПН1}, \Delta N^{-}_{РПН1} = x_{11}, x_{12}$$

$$\Delta N^{+}_{РПН2}, \Delta N^{-}_{РПН2} = x_{13}, x_{14}$$

При цьому, знаючи коефіцієнти чутливості та максимальні поточні значення активної та реактивної потужності ДРГ, реактивної потужності СТК, положення РПН трансформаторів, а також ціну в гривнях за 1 МВт*год електроенергії (5610 грн./МВт*год) [24], виробленої на сонячній електростанції, вартість 1 МВт*год втрат електроенергії в мережі (1200 грн./МВт*год) [125] та вартість одного перемикання системи РПН (165 грн./перем.) [126, 127], цільову функцію (3.21) та обмеження (3.22) для роботи ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності представлено нижче:

$$5610 \cdot (x_1 + x_4) - 1200 \cdot ((x_2 \cdot 0{,}085 + x_3 \cdot 0{,}085 + x_5 \cdot 0{,}05 + x_6 \cdot 0{,}05) + \\ +(x_7 \cdot 0{,}092 + x_8 \cdot 0{,}092 + x_9 \cdot 0{,}054 + x_{10} \cdot 0{,}054)) - 165 \cdot (x_{11} + x_{12} + \\ +x_{13} + x_{14}) \rightarrow max$$

при обмеженнях:

$$x_1 + 0{,}141 \cdot x_2 \leq 1{,}037$$

$$x_4 + 0{,}806 \cdot x_5 \leq 1{,}037$$

$$x_1 + 0{,}106 \cdot x_3 \le 0{,}773$$

$$x_4 + 0{,}793 \cdot x_6 \le 0{,}773$$

$$x_7 \le 10 + 0{,}885 \rightarrow x_7 \le 10{,}885$$

$$x_9 \le 10 + 0{,}924 \rightarrow x_9 \le 10{,}924$$

$$x_8 \le -0{,}924 + 5{,}5 \rightarrow x_8 \le 4{,}576$$

$$x_{10} \le -1{,}139 + 5{,}5 \rightarrow x_{10} \le 4{,}361$$

$$x_{11} \le 0 \qquad x_{12} \le 14$$

$$x_{13} \le 7 \qquad x_{14} \le 7$$

$$-x_1 \cdot 0{,}0074 - (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0167 - x_4 \cdot 0{,}00133 - (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0106 -$$
$$-(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0173 - (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}0111 - (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}0000056) -$$
$$-(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}0000007) \le 0{,}844 - 0{,}95$$

$$x_1 \cdot 0{,}0074 + (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0167 + x_4 \cdot 0{,}00133 + (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0106 +$$
$$+(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0173 + (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}0111 + (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}0000056) +$$
$$+(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}0000007) \le 1{,}05 - 0{,}844 \ldots$$

Повний запис критерію з заміною та підстановкою наведено в додатку Д.

Розширена форма задачі має вигляд:

$$x_1 + 0{,}141 \cdot x_2 + x_{15} = 1{,}037$$

$$x_4 + 0{,}806 \cdot x_5 + x_{16} = 1{,}037$$

$$x_1 + 0{,}106 \cdot x_3 + x_{17} = 0{,}773$$

$$x_4 + 0{,}793 \cdot x_6 + x_{18} = 0{,}773$$

$$x_7 + x_{19} = 10{,}885$$

$$x_9 + x_{21} = 10{,}924$$

$$x_8 + x_{20} = 4{,}576$$

$$x_{10} + x_{22} = 4{,}361$$

$$x_{11} + x_{23} = 0$$

$$x_{12} + x_{24} = 14$$

$$x_{13} + x_{25} = 7$$

$$x_{14} + x_{26} = 7$$

$$-x_1 \cdot 0{,}0074 - x_2 \cdot 0{,}0167 + x_3 \cdot 0{,}0167 - x_4 \cdot 0{,}00133 - x_5 \cdot 0{,}0106 +$$
$$+x_6 \cdot 0{,}0106 - x_7 \cdot 0{,}0173 + x_8 \cdot 0{,}0173 - x_9 \cdot 0{,}0111 + x_{10} \cdot 0{,}0111 +$$
$$+x_{12} \cdot 0{,}0000056 - x_{11} \cdot 0{,}0000056 + x_{14} \cdot 0{,}0000007 -$$
$$-x_{13} \cdot 0{,}0000007 + x_{27} = -0{,}106$$
$$x_1 \cdot 0{,}0074 + x_2 \cdot 0{,}0167 - x_3 \cdot 0{,}0167 + x_4 \cdot 0{,}00133 + x_5 \cdot 0{,}0106 -$$
$$-x_6 \cdot 0{,}0106 + x_7 \cdot 0{,}0173 - x_8 \cdot 0{,}0173 + x_9 \cdot 0{,}0111 - x_{10} \cdot 0{,}0111 -$$
$$-x_{12} \cdot 0{,}0000056 + x_{11} \cdot 0{,}0000056 - x_{14} \cdot 0{,}0000007 +$$
$$+x_{13} \cdot 0{,}0000007 + x_{28} = 0{,}206$$
$$\dots$$

Повний запис розширеної задачі наведено в додатку Д.

Для вирішення задачі Симплекс-методом сформовано симплекс-таблицю – табл.3.1. Розрахунки проведено в середовищі MatLab та наведено в табл.3.2.

Таблиця 3.2

Оптимальні значення зміни потужностей ДРГ, СТК та положення РПН трансформаторів

Оптимальне значення / Час		Режим регулювання cosφ, 8:00	Режим регулювання $U<U_{max}$, 13:00
x_1	$\Delta P_{ДРГ1}$	1,037	3,924
x_2	$\Delta Q^{+}_{ДРГ1}$	0	0
x_3	$\Delta Q^{-}_{ДРГ1}$	0	0
x_4	$\Delta P_{ДРГ2}$	0,773	4,813
x_5	$\Delta Q^{+}_{ДРГ2}$	0	0
x_6	$\Delta Q^{-}_{ДРГ2}$	0	0
x_7	$\Delta Q^{+}_{СК1}$	7,819	0
x_8	$\Delta Q^{-}_{СК1}$	0	0
x_9	$\Delta Q^{+}_{СК2}$	0,924	0
x_{10}	$\Delta Q^{-}_{СК2}$	0	3.663
x_{11}	$\Delta N^{+}_{РПН1}$	0	0
x_{12}	$\Delta N^{-}_{РПН1}$	0	0
x_{13}	$\Delta N^{+}_{РПН2}$	0	0
x_{14}	$\Delta N^{-}_{РПН2}$	0	1

Таблиця 3.1

Симплекс-таблиця

Ci			5610	-102	-102	5610	-60	-60	-110,4	-110,4	-64,8	-64,8	-165	-165	-165	-165	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B_x	A_{i0}	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_8	A_9	A_{10}	A_{11}	A_{12}	A_{13}	A_{14}	A_{15}	A_{16}	A_{17}	A_{18}	A_{19}	A_{20}	A_{21}	A_{22}	A_{23}	A_{24}	A_{25}	A_{26}	A_{27}	A_{28}	A_{29}	A_{30}	A_{31}	A_{32}	A_{33}	A_{34}	A_{35}	A_{36}
0	x_{15}	1,037	1	0,595	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{16}	1,037	0	0	0	0	0,385	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{17}	0,773	1	0	0,837	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{18}	0,773	0	0	0	1	0	0,715	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{19}	10,885	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{20}	4,576	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{21}	10,924	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{22}	4,361	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{23}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{24}	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{25}	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{26}	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	x_{27}	-0,106	-0,0074	-0,0167	0,0167	-0,00133	-0,0106	0,0106	-0,0173	0,0173	-0,0111	0,0111	-0,0000056	0,0000056	-0,0000007	0,0000007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продовження таблиці 3.1

| | | |

Оптимізація проводилась для моментів часу: мінімальне генерування ДРГ при максимальному споживанні електроенергії – 8 годин ранку; максимальне генерування ДРГ при денному провалі потужності споживання – 13 година дня. Для двох вказаних моментів часу проведено оптимізацію при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності та в режимі регулювання напруги, відповідно.

На основі отриманих значень, наведених в табл.3.2 розраховано поточні оптимальні значення потужності ДРГ та СТК, а також поточне оптимальне положення систем РПН трансформаторів, які наведено в табл.3.3.

Таблиця 3.3

Оптимальні значення потужностей ДРГ, СТК та положення РПН трансформаторів

Оптимальне значення / Час	Режим регулювання cosφ, 8:00	Режим регулювання $U<U_{max}$, 13:00
$P_{ДРГ1}$	5,067	9
$P_{ДРГ2}$	4,984	9
$Q_{ДРГ1}$	-3,023	0
$Q_{ДРГ2}$	-3,158	0
$Q_{СТК1}$	6,934	-0,97
$Q_{СТК2}$	-0,331	-4,67
$N_{РПН1}$	7	7
$N_{РПН2}$	0	2

Визначені значення потужності ДРГ та СТК, а також поточне положення систем РПН трансформаторів являються оптимальними для визначеного моменту часу та повинні перераховуватись при зміні генерування ДРГ та навантаження, а також при зміні конфігурації мережі.

3.2 Розробка системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування

Використовуючи сформований критерій оптимального регулювання напруги в РЕМ з ДРГ (3.21)-(3.22), розроблено систему координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги, до якої залучено системи РПН трансформаторів, СТК та функціональні можливості самих ДРГ, підсистеми керування яких розроблено в п.2.2.

Структурну схему системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги в РЕМ з ДРГ наведено на рис.3.3, де: U1…Uv – напруги в вузлах мережі, що відслідковуються системою керування; Uдрг1, Uдргg – напруги у вузлах підключення ДРГ; id1, idg, iq1, iqg – активний та реактивний струми ДРГ, що формують величини вихідної активної та реактивної потужності ДРГ; $\Delta P_{ДРГ1}$, $\Delta P_{ДРГg}$, $\Delta Q_{ДРГ1}$, $\Delta Q_{ДРГg}$ – величина зміни активної та реактивної потужності ДРГ; $U_{РПН1}$, $U_{РПНn}$ – напруги у вузлах на нижній стороні трансформаторів з РПН; U_{nom} – номінальна напруга, що становить 1 в.о.; $N_{РПН1}$, $N_{РПНn}$ – положення РПН трансформаторів; $\Delta N_{РПН1}$, $\Delta N_{РПНn}$ – кількість перемикань положення РПН трансформаторів, яку слід здійснити для повернення напруги в вузлах на нижній стороні трансформаторів в допустимі межі; $\Delta U_{РПН1}$, $\Delta U_{РПНn}$ – різниця між поточним значенням напруги на низькій стороні трансформатора та номінальним значенням напруги; ΔU1…ΔUv - різниця між поточним значенням напруги в вузлі РЕМ та номінальним значенням напруги; ΔU1err…ΔUverr – величина, на яку слід змінити напругу в вузлах РЕМ для досягнення необхідного значення; Δ11, Δ1k,… Δv1, Δvk – величини, розраховані з використанням коефіцієнтів налаштування СТК, що визначають міру впливу СТК на напруги в вузлах РЕМ; $\Delta Q_{СТК1}$, $\Delta Q_{СТКk}$ – величина зміни реактивної потужності СТК.

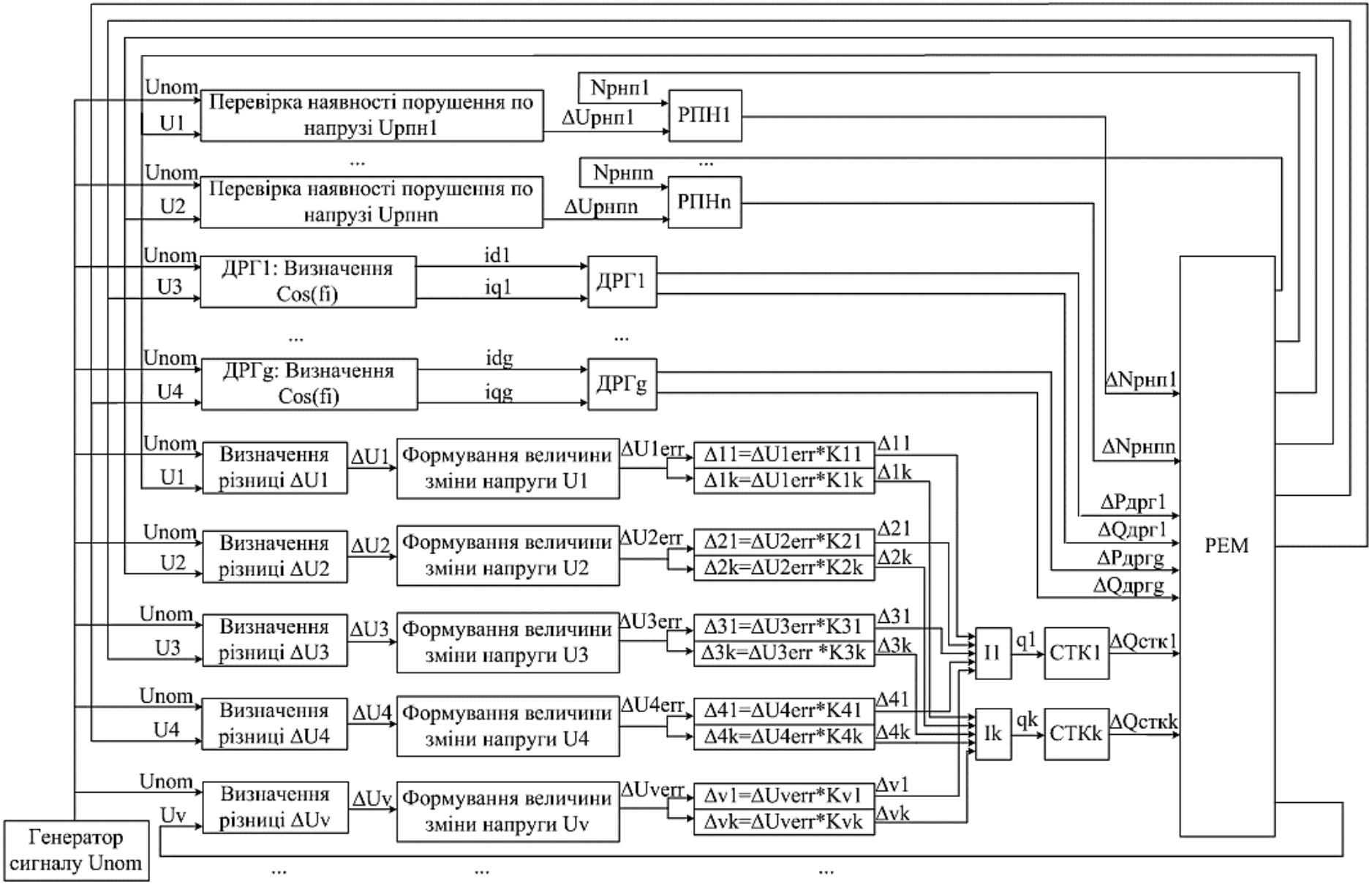


Рисунок 3.3 – Структурна схема системи координованого керування засобами регулювання в РЕМ з ДРГ

Узгодження роботи різнотипних засобів регулювання здійснюється на основі аналізу відхилення напруги у вузлах РЕМ. Значення напруги в вузлах порівнюється з номінальним, після чого проводиться перевірка наявності порушення допустимих меж по напрузі. У випадку порушень формуються керуючі сигнали, що подаються на ДРГ, РПН трансформаторів та СТК. При цьому, на основі заздалегідь визначених коефіцієнтів налаштувань СТК визначається яким саме пристроєм слід регулювати напругу в конкретному вузлі РЕМ.

Коефіцієнти налаштування для підсистеми керування реактивною потужністю СТК, що входить у склад розробленої системи, визначаються на основі аналізу чутливості. В якості вузлів, що відслідковуються системою керування обираються вузли підключення ДРГ, СТК та вузли на нижній стороні трансформаторів з РПН, що входять в систему керування.

Для врахування впливу СТК на втрати потужності в мережі та напруги у вузлах розраховано коефіцієнти чутливості втрат потужності в мережі відносно зміни реактивної потужності СТК для заданої ділянки РЕМ:

$$\frac{\partial P_{lossCTK1}}{\partial Q_{CTK1}} = 0{,}192 \text{ МВт/МВар;} \qquad \frac{\partial P_{lossCTK2}}{\partial Q_{CTK2}} = 0{,}124 \text{ МВт/МВар;}$$

та коефіцієнти чутливості по напрузі відносно зміни реактивної потужності СТК, які наведено в табл.3.4.

Таблиця 3.4

Коефіцієнти чутливості по напрузі відносно зміни реактивної потужності СТК

Вузол	$\frac{\partial U_v}{\partial Q_{CTK1}}$, в.о./МВар	$\frac{\partial U_v}{\partial Q_{CTK2}}$, в.о./МВар
Тєрпєніє 1.35	0,01720718	0,01159461
Свєтлодолінская 1.35	0,01224154	0,01198025
Тєрпєніє 1.10	0,02379317	0,01193037
Н_Богдановка 2.10	0,01266214	0,02551125
Тєрпєніє 2.10	0,02379317	0,01193037
Н_Богдановка 1.10	0,01266214	0,02551125
Астраханка 1.35	0,01708444	0,01151191

На основі розрахованих коефіцієнтів чутливості визначено коефіцієнти налаштування розробленої системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги за формулою:

$$k_{vkCTKk} = M \cdot \frac{\partial U_v}{\partial Q_{CTKk}} / \frac{\partial P_{lossCTKk}}{\partial Q_{CTKk}} \qquad (3.23)$$

де: k_{vkCTKk} - коефіцієнт налаштування системи керування СТК (k – номер СТК; v – номер вузла); M – нормувальна постійна [МВт/в.о. напруги]; $\frac{\partial U_v}{\partial Q_{CTKk}}$ - коефіцієнт чутливості v-го вузла по напрузі відносно зміни реактивної потужності k-го СТК.

Результати розрахунку коефіцієнтів налаштування системи керування наведено в табл.3.5.

Таблиця 3.5

Коефіцієнти налаштування системи керування

Вузол	k_{v1CTK1}	k_{v2CTK2}
Тєрпєніє 1.35	0,089621	0,093505
Свєтлодолінская 1.35	0,063758	0,096615
Тєрпєніє 1.10	0,123923	0,096213
Н_Богдановка 2.10	0,065949	0,205736
Тєрпєніє 2.10	0,123923	0,096213
Н_Богдановка 1.10	0,065949	0,205736
Астраханка 1.35	0,088981	0,092838

Використання розрахованих коефіцієнтів налаштування дозволяє координувати роботу засобів регулювання напруги таким чином, щоб зменшити втрати потужності в мережі при допустимих значеннях напруги у вузлах РЕМ.

3.3 Дослідження роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування

Для аналізу ефективності розробленого методу проведено дослідження роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги у вихідних умовах, які представлено в табл.3.6.

Таблиця 3.6

Умови для дослідження роботи системи керування

№ Досліду	Координована робота засобів	Режим регулювання ДРГ	Використання коефіцієнтів налаштування
1	-	-	-
2	-	регулювання напруги $U<U_{max}$	-
3	+	регулювання напруги $U<U_{max}$	-
4	+	регулювання напруги $U<U_{max}$	+
5	-	регулювання коефіцієнта потужності cosφ	-
6	+	регулювання коефіцієнта потужності cosφ	-
7	+	регулювання коефіцієнта потужності cosφ	+

Дослідження проводились в типовій РЕМ (рис.2.17) радіального типу з двома ДРГ потужністю по 15 МВА та двома СТК потужністю по ±10 МВар. При дослідженнях враховано добові зміни навантаження мережі. Регулювання здійснюється для усталеного режиму роботи РЕМ. Коефіцієнти налаштування розробленої системи керування визначаються з періодичністю, що відповідає максимальній частоті зміни вихідної потужності генерування ДРГ.

В результаті досліджень отримано графіки зміни напруги у вузлах мережі. Деякі з них наведено на рис.3.4-рис.3.6: у випадку без залучення ДРГ до регулювання (рис.3.4), при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги (рис.3.5) та в режимі регулювання коефіцієнта потужності (рис.3.6). Графіки зміни напруги в інших вузлах мережі наведено в додатку Е.

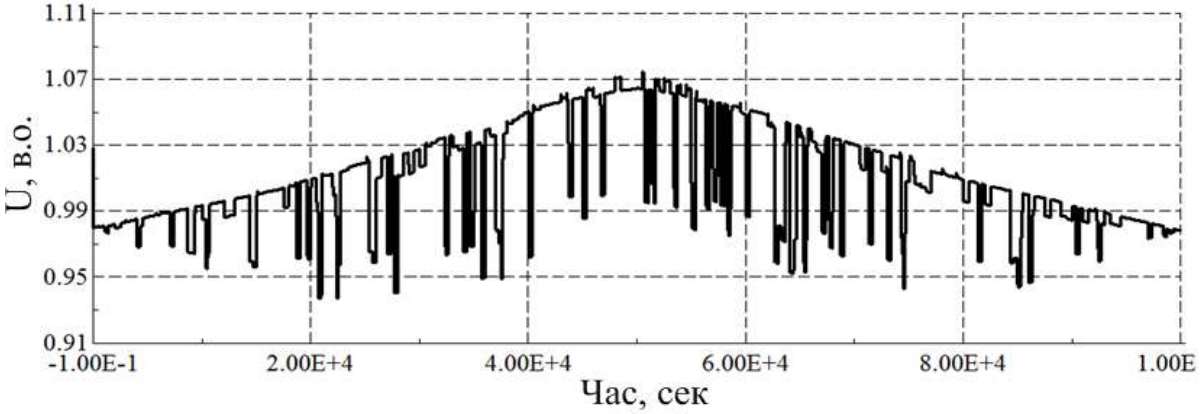
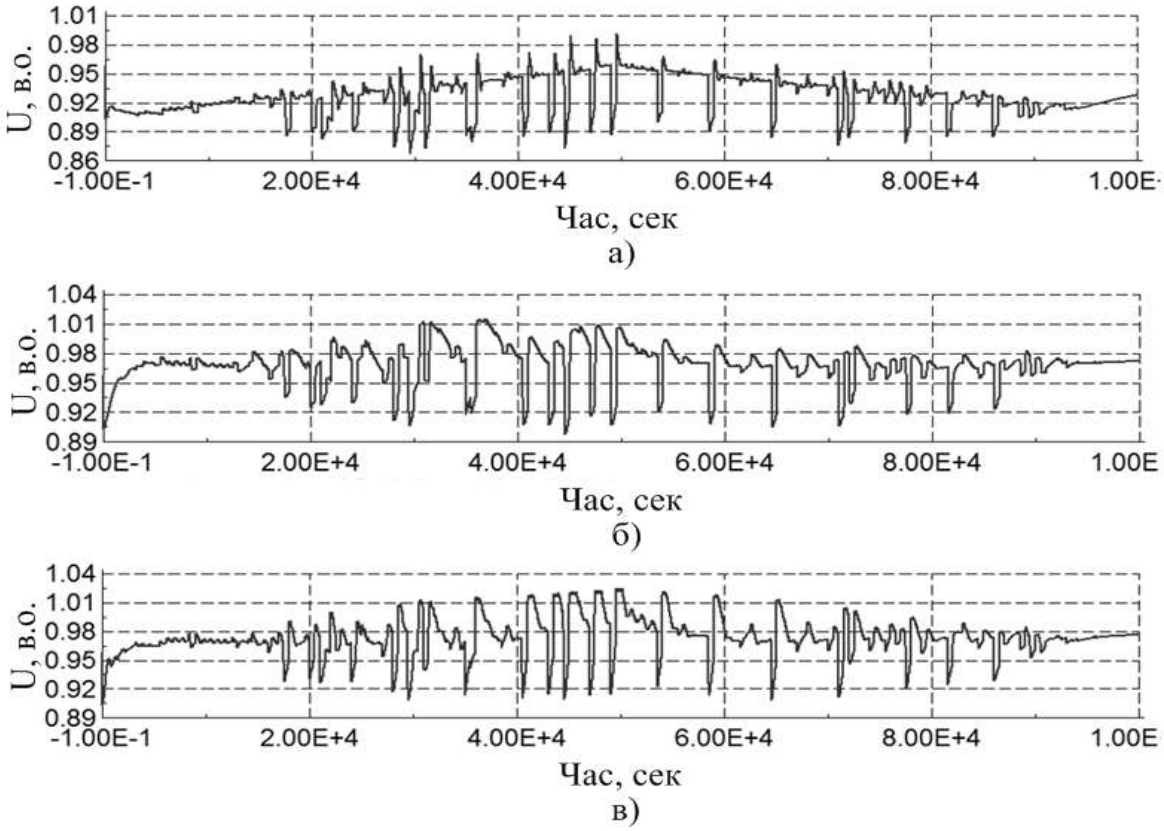


Рисунок 3.4 – Зміна напруги у вузлі РЕМ без залучення ДРГ до регулювання (Дослід№1)

Аналіз зміни напруги у вузлах РЕМ при роботі ДРГ без регулювання (Дослід №1) показав, що напруга у вузлах мережі перевищує допустимі границі (рис.3.4).



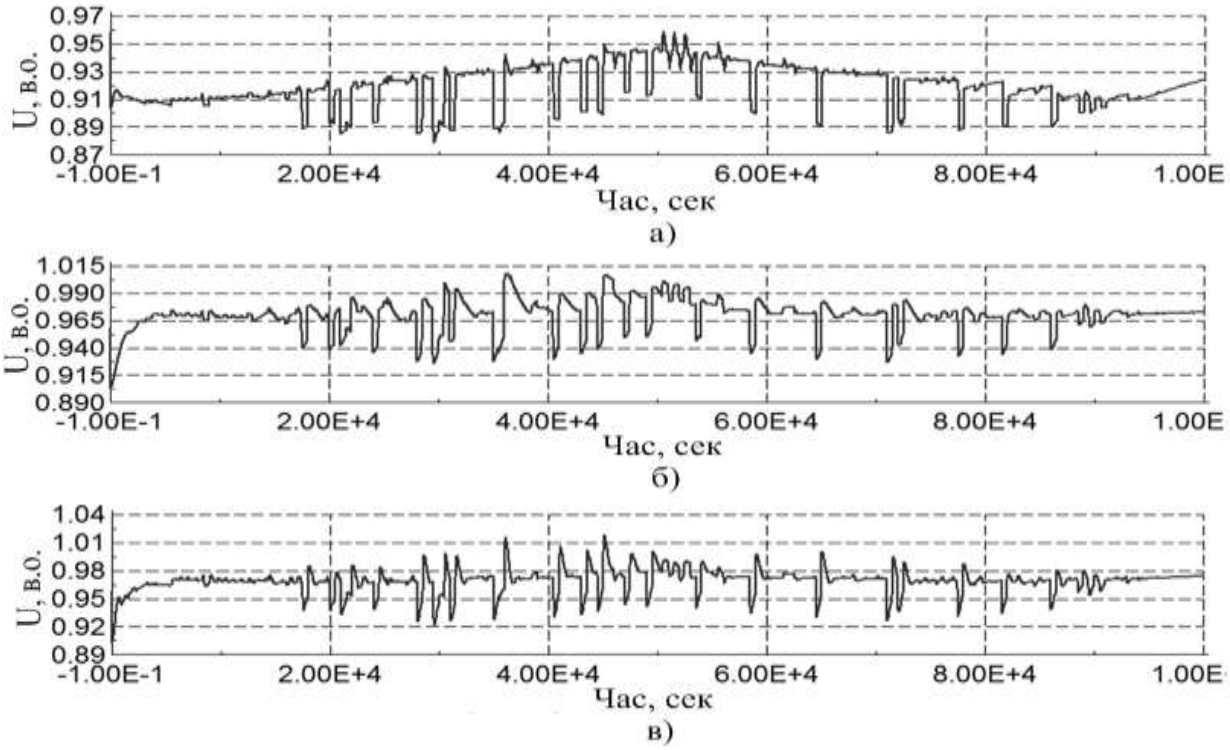
а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №2);

б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №3);

в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №4)

Рисунок 3.5 – Зміна напруги в вузлі РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги

Результати аналізу зміни напруги у вузлах РЕМ показав, що залучення ДРГ до регулювання напруги дозволяє зменшити напругу у вузлах мережі, але в результаті проведених досліджень встановлено, що при некоординованій роботі засобів регулювання та ДРГ, що працює в режимі регулювання напруги (Дослід №2) напруга знижується у вузлах РЕМ нижче допустимої границі (рис.3.5, а). Це пов'язано з тим, що засоби регулювання та ДРГ відслідковують напругу тільки у своїх вузлах, що спричиняє порушення допустимих меж по напрузі в інших вузлах мережі. При координованій роботі засобів регулювання та ДРГ без використання налаштувань (Дослід №3) в вузлі спостерігаються лише короткочасні порушення допустимих границь по напрузі (рис.3.5,б). У випадку координованої роботи засобів регулювання та ДРГ з використанням налаштувань (Дослід №4) напруга у вузлі РЕМ перебуває у допустимих межах, а короткочасні порушення мають меншу тривалість (рис.3.5,в).



а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №5);

б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №6);

в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №7)

Рисунок 3.6 – Зміна напруги в вузлі РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності

В результаті проведених досліджень встановлено, що при некоординованій роботі засобів регулювання та ДРГ, що працює в режимі регулювання коефіцієнта потужності (Дослід №5) напруга у вузлі мережі порушує нижню допустиму границю (рис.3.6, а). А при координованій роботі засобів регулювання та ДРГ без використання налаштувань (Дослід №6) порушення допустимих границь по напрузі відбуваються лише короткочасно (рис.3.6, б). Використання коефіцієнтів налаштувань (Дослід №7) дозволяє зменшити тривалість короткочасних порушень нижньої допустимої границі по напрузі у вузлі РЕМ (рис.3.6,в).

Порівняльна характеристика зміни сумарних втрат активної енергії в мережі та сумарної виробленої енергії ДРГ при різних вихідних умовах досліджень наведена на рис.3.7. Характеристику зміни сумарної кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів наведено на рис.3.8.

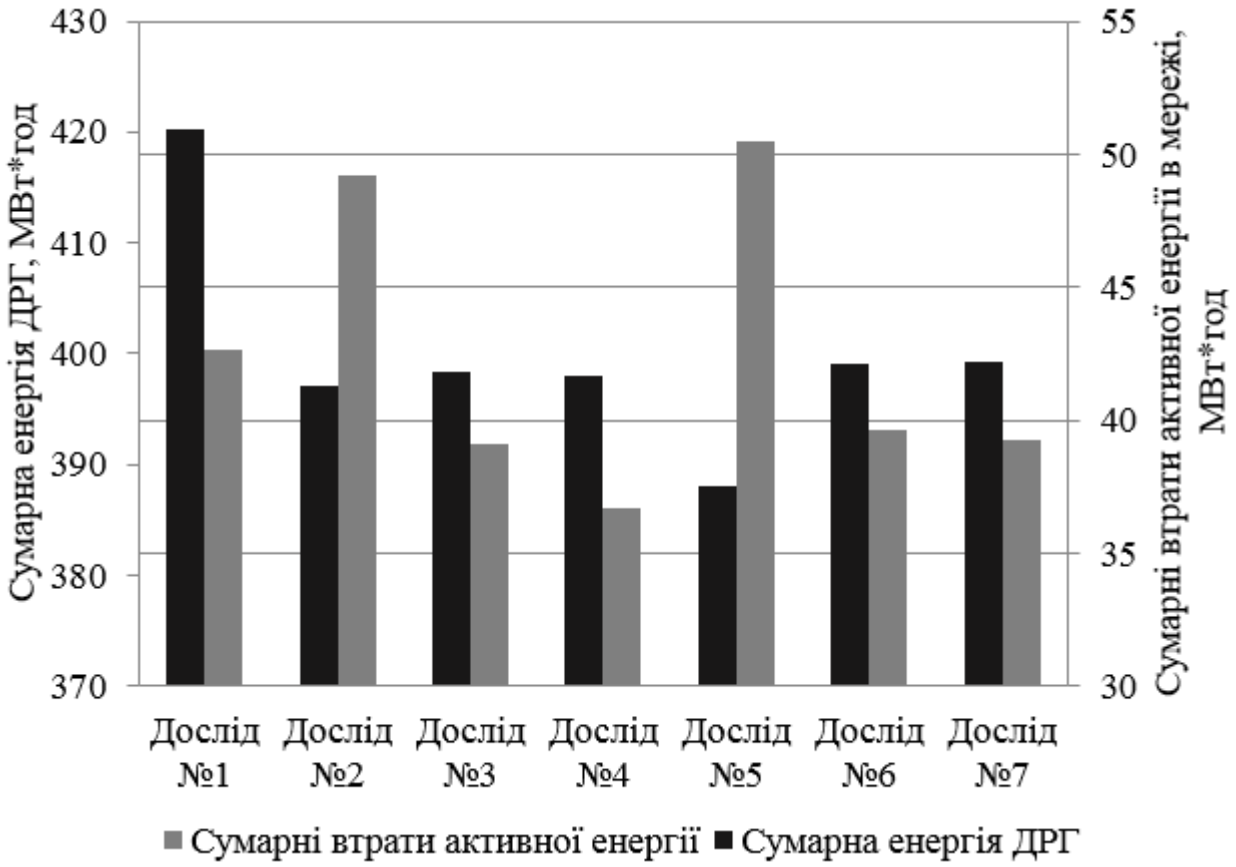


Рисунок 3.7 – Сумарні енергія ДРГ та втрати активної енергії в РЕМ, МВт*год

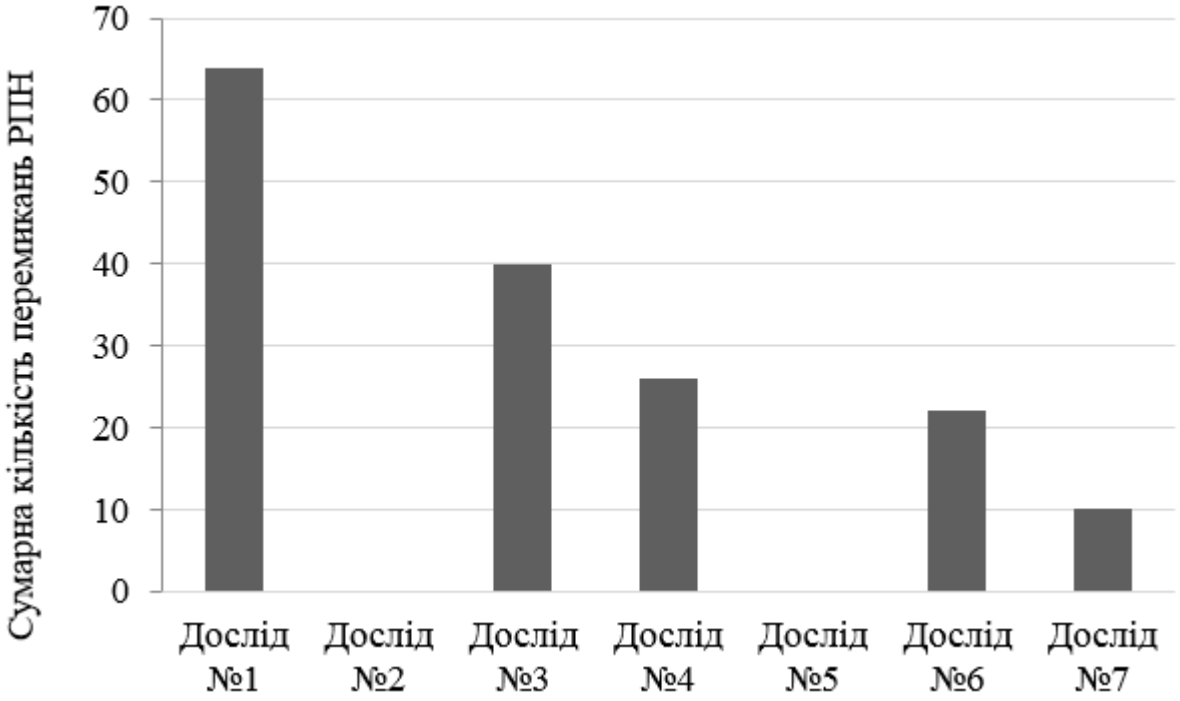


Рисунок 3.8 – Сумарна кількість перемикань положення РПН трансформаторів

На основі аналізу результатів проведених досліджень встановлено, що при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги або коефіцієнта потужності у випадках некоординованої роботи засобів регулювання (Досліди №2 та №5) сумарні втрати активної енергії в мережі зростають (у порівнянні з випадком без залучення ДРГ до регулювання напруги (Дослід №1)) майже на 18% (рис.3.7). Це пов’язано зі зменшенням активної потужності ДРГ в режимі регулювання напруги (сумарна енергія ДРГ зменшується на 5,5%) та збільшенням споживання реактивної потужності ДРГ у режимі регулювання коефіцієнта потужності (сумарна енергія ДРГ зменшується на 7,6%). Але при цьому залучення ДРГ до регулювання напруги дозволяє зменшити сумарну кількість перемикань систем РПН трансформаторів до нуля (рис.3.8). При цьому порушення допустимих границь по напрузі у вузлах РЕМ спостерігається в усіх випадках (Досліди №1, №2, №5) – рис.3.4-рис.3.6. Це пов’язано з тим, що кожен із залучених засобів регулювання керує напругою лише у своєму вузлі підключення.

Аналіз результатів досліджень показав, що при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань та роботою ДРГ в режимі

регулювання напруги (Дослід №3) сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 20,5% у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №2). За тих же умов, але з використанням налаштувань (Дослід №4) сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються ще на 6,7%. У той же час сумарна енергія ДРГ при координованій роботі засобів регулювання, як з використанням коефіцієнтів налаштувань, так і без налаштувань (Досліди №3 і №4), у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №2) майже не змінюється - рис.3.7.

При цьому координована робота системи керування різнотипними засобами регулювання напруги з використанням налаштувань (Дослід №4) дозволяє знизити сумарну кількість перемикань систем РПН трансформаторів на 14 перемикань, у порівнянні з випадком координованої роботи засобів регулювання без використання коефіцієнтів налаштувань (Дослід №3) - рис.3.8. Напруги у вузлах РЕМ в наведених випадках (Досліди №3 і №4) перебувають в допустимих межах.

Встановлено, що при координованій роботі засобів регулювання напруги при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності, як з використанням коефіцієнтів налаштувань, так і без налаштувань (Досліди №6 і №7) сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 22 % у порівнянні з випадком некоординованої роботи (Дослід №5). У той же час сумарна енергія ДРГ при координованій роботі засобів регулювання, як з використанням коефіцієнтів налаштувань, так і без налаштувань (Досліди №6 і №7), зростає на 3 % у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №5) - рис.3.7. При цьому координована робота системи керування різнотипними засобами регулювання напруги з налаштуваннями (Дослід №7) дозволяє знизити сумарну кількість перемикань систем РПН трансформаторів в 2 рази, у порівнянні з випадком координованої роботи засобів регулювання без налаштувань (Дослід №6) - рис.3.8. Напруги у вузлах РЕМ в наведених випадках (Досліди №6 і №7) перебувають в допустимих межах.

На основі проведеного аналізу результатів досліджень встановлено, що застосування розробленої системи координованого керування різнотипними

засобами регулювання напруги з налаштуваннями при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги або коефіцієнта потужності при допустимих рівнях напруги у вузлах РЕМ дозволяє одночасно зменшити втрати потужності в мережі, збільшити вихідну активну потужність генерування ДРГ та зменшити кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів, що свідчить про ефективність застосування розробленого методу.

З метою перевірки роботи розробленої системи керування за критерієм (3.19) результати роботи системи керування порівняно з розрахунками оптимальних значень потужності ДРГ, СТК та положення систем РПН трансформаторів Симплекс-методом, виконаних в п.3.1 – табл.3.7.

Таблиця 3.7

Порівняння результатів оптимізації з результатами роботи системи керування

Час / Оптимальне значення	Результати оптимізації: ДРГ в режимі регулювання cosφ, 8:00	Результати роботи системи керування: ДРГ в режимі регулювання cosφ, 8:00	Результати оптимізації: ДРГ в режимі регулювання $U<U_{max}$, 13:00	Результати роботи системи керування: ДРГ в режимі регулювання $U<U_{max}$, 13:00
$P_{ДРГ1}$	5,067	4,709	9	9
$P_{ДРГ2}$	4,984	4,641	9	8,2
$Q_{ДРГ1}$	-3,023	-3,532	0	0
$Q_{ДРГ2}$	-3,158	-3,48	0	0
$Q_{СТК1}$	6,934	7,536	-0,97	-1,2
$Q_{СТК2}$	-0,331	-0,236	-4,67	-5,08
$N_{РПН1}$	7	7	7	7
$N_{РПН2}$	0	0	2	1

Встановлено, що результати, отримані при роботі системи керування збігаються з оптимальними розв’язками. Розбіжності в потужності СТК до 8%, а також на одне положення РПН трансформатора пояснюються похибкою, отриманою при лінеаризації цільової функції (3.19).

3.4 Дослідження роботи системи керування з врахуванням місць встановлення обладнання для участі в регулюванні напруги в розподільній електричній мережі

Для того, щоб дослідити вплив місць розміщення засобів регулювання напруги та ДРГ на результати роботи розробленої системи координованого керування, визначено місця встановлення ДРГ, СТК та розроблено метод визначення трансформаторів з РПН серед встановлених в РЕМ, регулювання яких має найбільший ефект на напруги у вузлах мережі.

Пошук місця встановлення ДРГ в РЕМ

Ряд досліджень [128-130] показав, що вибір неправильного місця приєднання ДРГ в РЕМ замість зниження втрат потужності в мережі може викликати їх зростання, а також погіршення рівнів напруги в вузлах мережі. Тому для правильного вибору місця встановлення ДРГ застосовують спеціальні методи [131].

Результати аналізу підходів до визначення місць приєднання ДРГ до мережі показали, що для типових РЕМ радіального типу (як на рис.2.17) доцільно застосувати метод, описаний в [132], який є найбільш ефективним для мереж даного типу.

Згідно з вказаним методом визначено «багатокритеріальний показник», який базується на визначенні втрат активних та реактивних потужностей (3.24) і відхиленні напруги (3.25) в вузлах мережі в ЛЕП.

$$Lp^j = 1 - \frac{Re\{\Delta S^j\}}{Re\{\Delta S^o\}};\ Lp^j = 1 - \frac{Im\{\Delta S^j\}}{Im\{\Delta S^o\}} \qquad (3.24)$$

де: ΔS^j - втрати повної потужності в РЕМ j; ΔS^0 - втрати повної потужності в РЕМ без ДРГ.

$$U^j = 1 - \max\left(\frac{|U_0| - |U_v^j|}{|U_0|}\right)_{v=1}^{V-1} \quad (3.25)$$

де: U_0 - напруга головної підстанції; U_v^j - напруга вузла v РЕМ j; V – кількість вузлів.

«Багатокритеріальний показник» визначено на основі розрахованих параметрів (3.24 – 3.25):

$$F(x) = \lambda_1 f_1(x) + \lambda_2 f_2(x) + \lambda_3 f_3(x) = \lambda_1 Lp^j + \lambda_2 Lq^j + \lambda_3 V^j \quad (3.26)$$

де: $\sum_{v=1}^{5} \lambda_v = 1{,}0; \quad \lambda_v \epsilon [0,1]$ - вагові коефіцієнти, які приймаються рівними значенням, які вказані в [132] – табл.3.8.

Таблиця 3.8

Вагові коефіцієнти

$\lambda_1(Lp^j)$	$\lambda_2(Lp^j)$	$\lambda_3(Lp^j)$
0,4	0,1	0,5

На основі приведених розрахунків визначено, що приєднання ДРГ слід здійснювати до вузла напругою 35 кВ. Потужності ДРГ становлять 15 МВА та обрано згідно табл.1.3.

Результати розрахунку «багатокритеріальних показників» наведено в табл.3.9. Розрахунки проводились в програмному забезпеченні Power Factory.

Таблиця 3.9

Результати розрахунків

Вузол	Lp^k	Lq^k	V^k	F(x)
Астраханка1.35	-0,6364	0,2407	1,0814	0,3102
Фєдоровка 2.35	0,1818	0,6852	1,1295	0,7060
Н_Богдановка 1.35	0,2576	0,7500	1,0609	0,7085
Н_Богдановка 2.35	0,2576	0,7500	1,0603	0,7082
Промінь 1.35	-0,5303	0,2315	1,0609	0,3415
Свєтлодолінская 1.35	-0,1970	0,4907	1,0907	0,5156
Свєтлодолінская 2.35	-0,1970	0,4907	1,1115	0,5260
Тєрпєніє 1.35	0,1364	0,6944	1,0907	0,6693
Тєрпєніє 2.35	0,1364	0,6944	1,0814	0,6647

Аналіз розрахованих «багатокритеріальних показників» вказує на доцільність підключення ДРГ в вузлах Тєрпєніє 1.35 та Н_Богдановка 1.35.

Пошук місця встановлення СТК

Результати аналізу підходів до визначення місць приєднання СТК до мережі [61, 69] показали, що найбільш ефективним підходом для типових РЕМ радіального типу (як на рис.2.17) базується на методі аналізу чутливості. Для пошуку місць підключення СТК в досліджуваній РЕМ були розраховані коефіцієнти чутливості відносно зміни реактивної потужності кожного вузла РЕМ $\frac{\partial U_v}{\partial Q_v}$, де v – номер вузла РЕМ. Їх аналіз показав, що найбільший вплив на напругу в вузлах РЕМ відносно зміни реактивної потужності мають вузли на ПС Астраханка та ПС Тєрпєніє. Тому саме в цих вузлах встановлено СТК.

Визначення трансформаторів з РПН для ефективного регулювання напруги у вузлах мережі

Для підвищення ефективності регулювання напруги в РЕМ з ДРГ пропонується метод вибору трансформаторів з РПН серед вже встановлених в РЕМ, який має наступну послідовність:

1. Розрахунок чутливості напруг у вузлах РЕМ відносно зміни активної потужності ДРГ $\frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГg}}$ та визначення вузлів з максимальною чутливістю:

$$\frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГg}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ1}} & \frac{\partial U_2}{\partial P_{ДРГ1}} & \cdots & \frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГ1}} \\ \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ2}} & \frac{\partial U_2}{\partial P_{ДРГ2}} & \cdots & \frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГ2}} \\ & \cdots\cdots & & \\ \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГg}} & \frac{\partial U_2}{\partial P_{ДРГg}} & \cdots & \frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГg}} \end{bmatrix}, \qquad (3.27)$$

де: g – номер ДРГ; g=1…G; v – номер вузла РЕМ; v=1…V.

2. Розрахунок чутливості напруги в вузлах РЕМ відносно зміни положення РПН n-го трансформатора $\frac{\partial U_v}{\partial N_{РПНn}}$ (n – номер трансформатора), який знаходиться в заданій області РЕМ:

$$\frac{\partial U_v}{\partial N_{РПНn}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН1}} & \frac{\partial U_2}{\partial N_{РПН1}} & \cdots & \frac{\partial U_v}{\partial N_{РПН1}} \\ \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН2}} & \frac{\partial U_2}{\partial N_{РПН2}} & \cdots & \frac{\partial U_v}{\partial N_{РПН2}} \\ & \cdots\cdots & & \\ \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПНn}} & \frac{\partial U_2}{\partial N_{РПНn}} & \cdots & \frac{\partial U_v}{\partial N_{РПНn}} \end{bmatrix}, \quad (3.28)$$

де: n – номер трансформатора з РПН; n=1…N.

3. На основі аналізу розрахованих коефіцієнтів чутливості визначаються трансформатори з РПН, які мають вплив на найбільшу кількість вузлів серед чутливих вузлів відносно зміни потужності ДРГ;

Згідно розробленого методу в досліджуваній РЕМ визначено трансформатори з РПН, регулювання яких є найбільш ефективним. Саме ці трансформатори в подальших дослідженнях будуть залучені до системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги.

Вибір трансформаторів з РПН проводився з використанням виразу (3.27), згідно з яким визначено матрицю коефіцієнтів чутливості по напрузі відносно зміни активної потужності ДРГ1 та ДРГ2 виду:

$$\frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГg}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ1}} & \frac{\partial U_2}{\partial P_{ДРГ1}} & \cdots & \frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГ1}} \\ \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ2}} & \frac{\partial U_2}{\partial P_{ДРГ2}} & \cdots & \frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГ2}} \end{bmatrix}$$

Аналіз значень отриманої матриці показав найбільш чутливі вузли, серед наведених в табл.3.10.

Коефіцієнти чутливості відносно зміни положення РПН трансформаторів визначено згідно (3.28). Таким чином визначено, що серед встановлених в РЕМ трансформаторів з РПН найбільший вплив на напругу у чутливих вузлах РЕМ (табл.3.10) мають трансформатори на ПС Астраханка та Н_Богдановка.

Таблиця 3.10

Коефіцієнти чутливості вузлів РЕМ відносно зміни активної потужності ДРГ

Вузол	Чутливість до ДРГ	Коефіцієнт чутливості $\frac{\partial U_v}{\partial P_{ДРГg}}$, в.о./МВт
Астраханка 1.35	ДРГ2	0,0019
Н_Богдановка 1.35	ДРГ2	0,0018
Н_Богдановка 2.35	ДРГ2	0,0018
Промінь 1.35	ДРГ2	0,001822
Свєтлодолінская 1.35	ДРГ2	0,001816
Свєтлодолінская 2.35	ДРГ2	0,001816
Тєрпєніє 1.35	ДРГ2	0,001875
Тєрпєніє 2.35	ДРГ2	0,001875
Астраханка 1.10	ДРГ1	0,000324
	ДРГ2	0,002042
Астраханка 2.10	ДРГ1	0,000324
	ДРГ2	0,002042
Н_Богдановка 1.10	ДРГ1	0,000309
	ДРГ2	0,001946
Н_Богдановка 2.10	ДРГ1	0,000309
	ДРГ2	0,001946
Промінь 1.10	ДРГ1	0,000304
	ДРГ2	0,001914
Промінь 2.10	ДРГ1	0,000304
	ДРГ2	0,001914
Свєтлодолінская 1.10	ДРГ2	0,001868
Тєрпєніє 1.10	ДРГ1	0,000322
	ДРГ2	0,002029
Тєрпєніє 2.10	ДРГ1	0,000322
	ДРГ2	0,002029

Для обраних трансформаторів можна визначити коефіцієнти якості функціонування [133, 134], що дозволить уточнити вибір трансформаторів з РПН. У [133, 134] пропонують вибирати трансформатор з РПН для регулювання напруги, базуючись на визначенні його коефіцієнта якості функціонування, який враховує надійнісні характеристики трансформатора (зокрема залишковий ресурс), навантаження трансформатора та чутливість зміни втрат потужності в електричній мережі відносно перемикань РПН саме цього трансформатора. Тобто перемикання потрібно здійснювати таким трансформатором, у якого коефіцієнт якості функціонування найвищий. Таке уточнення дозволить запобігти виникненню проблеми виходу з ладу системи РПН трансформатора.

Слід зазначити, що регулювання положення РПН трансформаторів, що працюють паралельно повинно виконуватись одночасно, щоб запобігти збільшенню втрат потужності [124]. Тому регулювання здійснюється на обох трансформаторах ПС Астраханка та ПС Н_Богдановка.

Встановлено, що при зміні розміщення СТК та ДРГ, а також при залученні обраних трансформаторів з РПН змінюються напруги, втрати активної потужності та коефіцієнти чутливості вузлів РЕМ, тому розраховано нові коефіцієнти налаштування системи керування – табл.3.11

Таблиця 3.11

Коефіцієнти налаштування системи керування

Вузол	k_{v1CTK1}	k_{v2CTK2}
Тєрпєніє 1.35	0,169757	0,152316
Н_Богдановка 1.35	0,114375	0,101408
Тєрпєніє 2.10	0,260087	0,157455
Астраханка 2.10	0,165888	0,350003
Астраханка 1.10	0,165888	0,350003
Свєтлодолінская 1.10	0,112056	0,099352
Промінь 1.10	0,111981	0,099285

Для дослідження впливу місць розміщення засобів регулювання напруги та ДРГ на результати роботи розробленої системи координованого керування проведено дослідження у наступних вихідних умовах – табл.3.12.

Таблиця 3.12

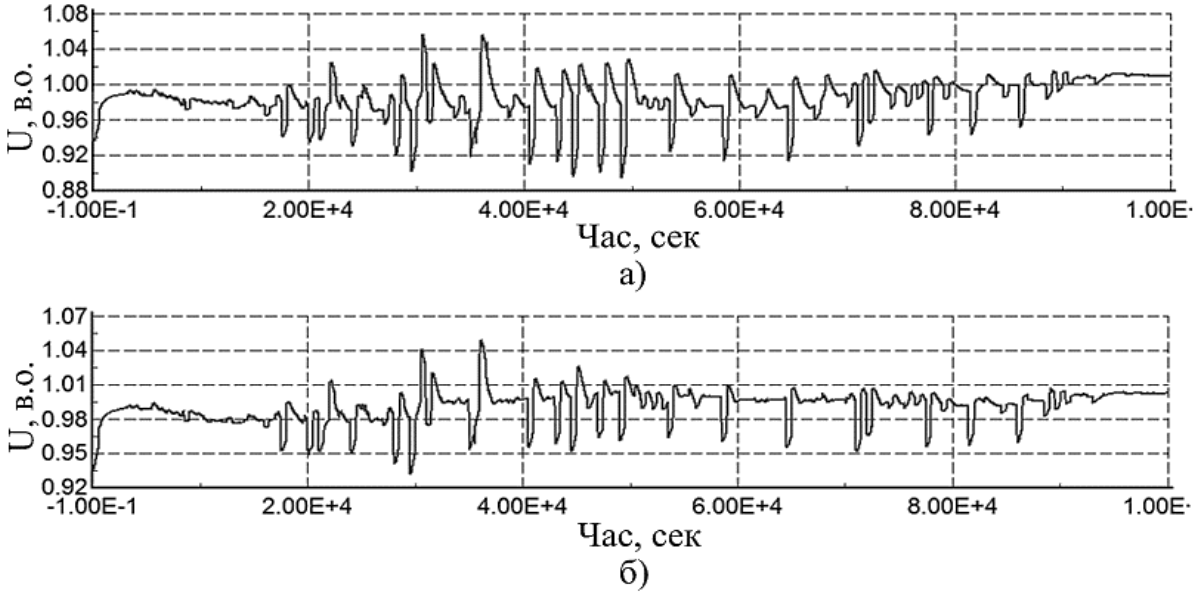
Вихідні умови для дослідження роботи системи керування

№ Досліду	Режим регулювання ДРГ	Визначення складу засобів регулювання та вузлів підключення СТК та ДРГ
1	регулювання напруги $U<U_{max}$	-
2	регулювання напруги $U<U_{max}$	+
3	регулювання коефіцієнта потужності cosφ	-
4	регулювання коефіцієнта потужності cosφ	+

При дослідженнях в системі координованого керування використовувались розраховані коефіцієнти налаштування, що наведені в табл.3.12, а засоби регулювання напруги працювали координовано.

В результаті досліджень отримано графіки зміни напруги у вузлах мережі при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги та в режимі регулювання коефіцієнта потужності при розміщенні засобів регулювання та ДРГ у вузлах, визначених на основі аналізу чутливості та за методом «Багатокритеріального показника», відповідно. Графіки зміни напруги в одному з вузлів РЕМ наведено на рис.3.9. Графіки зміни напруги в інших вузлах мережі наведено в додатку Е.

Встановлено, що при розміщенні СТК та ДРГ, у вузлах, визначених на основі аналізу чутливості та за методом «Багатокритеріального показника», відповідно, а також при обраних, на основі розробленого методу, трансформаторів з РПН, в обох режимах напруга перебуває в допустимих межах.



а) в режимі регулювання напруги (Дослід №2); б) в режимі регулювання коефіцієнта потужності (Дослід №4)

Рисунок 3.9 – Зміна напруги в РЕМ при координованій роботі засобів регулювання з налаштуваннями при роботі ДРГ

Порівняльна характеристика зміни сумарних втрат активної енергії в мережі та сумарної виробленої енергії ДРГ при різних вихідних умовах досліджень наведена на рис.3.10.

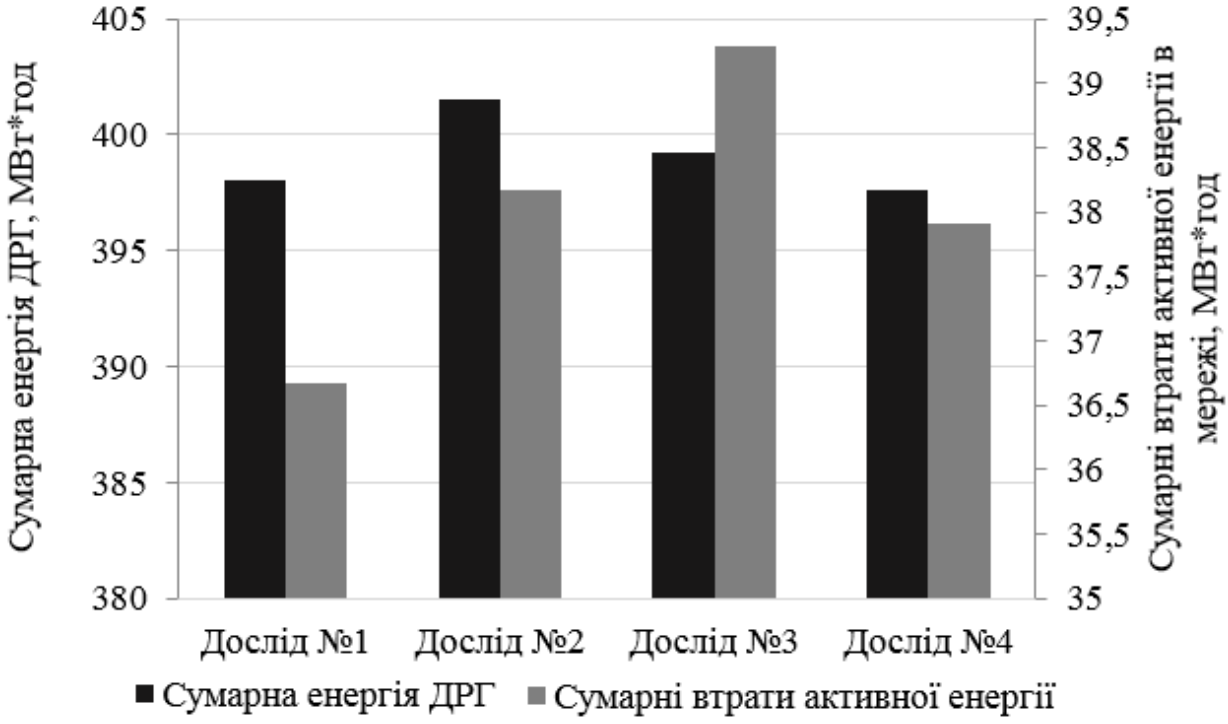


Рисунок 3.10 – Сумарні енергія ДРГ та втрати активної енергії при зміні місць розміщення ДРГ та СТК, МВт*год

Характеристику зміни сумарної кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів наведено на рис.3.11.

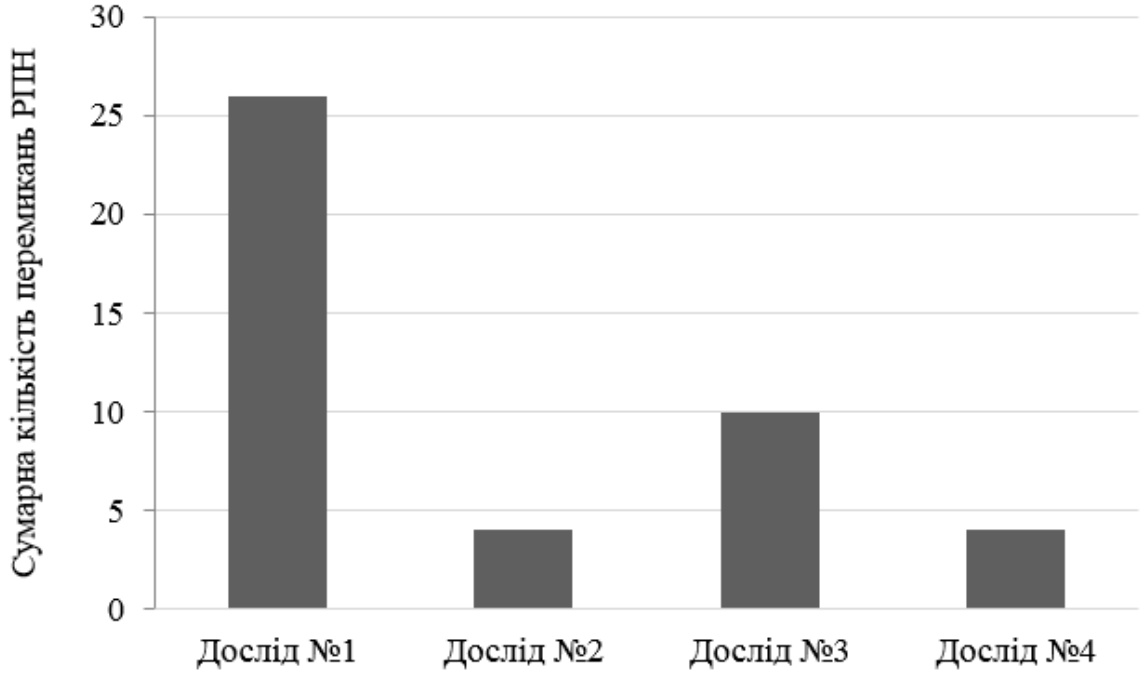


Рисунок 3.11 – Сумарна кількість перемикань положень РПН трансформаторів при зміні місць розміщення ДРГ та СТК

Аналіз результатів дослідження показав, що вибір та розміщення засобів регулювання напруги у вузлах, визначених на основі аналізу чутливості або за методом «Багатокритеріального показника», дозволяє збільшити сумарну вироблену енергію ДРГ на 1%, у випадку його роботи в режимі регулювання напруги (Дослід №2), але при цьому сумарні втрати активної енергії в мережі збільшуються на 4% (рис.3.10). Це пов'язано зі зміною споживання реактивної потужності СТК. У той же час вибір та розміщення засобів регулювання напруги у визначених вузлах, дозволяє зменшити сумарну кількість спрацювань систем РПН трансформаторів в 6 разів (рис.3.11).

На основі результатів подальших досліджень встановлено, що при виборі та розміщенні засобів регулювання у визначених вузлах у випадку роботи ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності (Дослід №4) сумарна енергія ДРГ майже не змінюється. При цьому сумарні втрати активної енергії в мережі

зменшуються на 3,5% (рис.3.10). Сумарна кількість спрацювань систем РПН трансформаторів зменшується більш, ніж в 2 рази (рис.3.11).

Проведений аналіз результатів досліджень дозволяє зробити висновок, що вибір та розміщення засобів регулювання напруги у визначених вузлах підвищує ефективність запропонованого підходу при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності. Встановлено, що при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги вибір та розміщення засобів регулювання у визначених вузлах якісно не впливає на сумарну вироблену енергію ДРГ та призводить до збільшення сумарних втрат активної енергії в мережі на 4% (що пов’язано зі зміною споживання реактивної потужності СТК та ДРГ), але при цьому сумарна кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів зменшується в 6 разів.

Висновки по 3 розділу

1. Сформовано критерій оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування, який мінімізує втрати потужності в мережі та кількість перемикань положення систем регулювання під навантаженням трансформаторів при максимізації вихідної активної потужності джерел розосередженого генерування. З використанням запропонованого критерію розроблено метод координованого керування, на основі якого розроблено систему керування різнотипними засобами регулювання напруги, такими як системи регулювання під навантаженням трансформаторів, статичні тиристорні компенсатори та джерела розосередженого генерування.

2. Аналіз результатів дослідження роботи розробленої системи керування показав, що при роботі джерел розосередженого генерування в режимі регулювання коефіцієнта потужності вихідна активна потужність генерування джерел збільшується на 3%, сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 22%, кількість перемикань систем регулювання під

навантаженням трансформаторів зменшується в 2 рази, що свідчить про ефективність розробленого методу.

3. На основі аналізу коефіцієнтів чутливості по напрузі розроблено метод пошуку трансформаторів, регулювання під навантаженням яких має найбільший вплив на напругу у вузлах мережі. Встановлено, що запропонований метод дозволяє зменшити сумарну кількість спрацювань систем регулювання під навантаженням трансформаторів.

4. Досліджено вплив місць розміщення джерел розосередженого генерування та засобів регулювання напруги на ефективність роботи розробленої системи керування. Встановлено, що використання розробленої системи при розміщенні засобів регулювання напруги у вузлах, визначених на основі аналізу чутливості або за методом «Багатокритеріального показника», дозволяє зменшити сумарні втрати активної енергії в мережі на 3,5% та сумарну кількість спрацювань систем регулювання під навантаженням трансформаторів в 2 рази при роботі джерел розосередженого генерування в режимі регулювання коефіцієнта потужності. При роботі джерел розосередженого генерування в режимі регулювання напруги вибір та розміщення засобів регулювання у визначених вузлах призводить до збільшення сумарних втрат активної енергії в мережі на 4% та зменшення сумарної кількості перемикань положення систем регулювання під навантаженням трансформаторів в 6 разів.

РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ КООРДИНОВАНОГО КЕРУВАННЯ ПРИ ЗМІНІ СКЛАДУ ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА СХЕМИ МЕРЕЖІ

4.1 Аналіз ефективності роботи системи координованого керування при зміні складу засобів регулювання напруги

Для аналізу ефективності роботи розробленої системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги пропонується оцінити вплив кількості трансформаторів з РПН на роботу запропонованого методу. Для цього проведено дослідження роботи системи координованого керування при регулюванні трансформаторів на чотирьох підстанціях в типовій РЕМ (рис.2.17) у наступних вихідних умовах – табл.4.1.

Таблиця 4.1

Вихідні умови для дослідження роботи системи керування

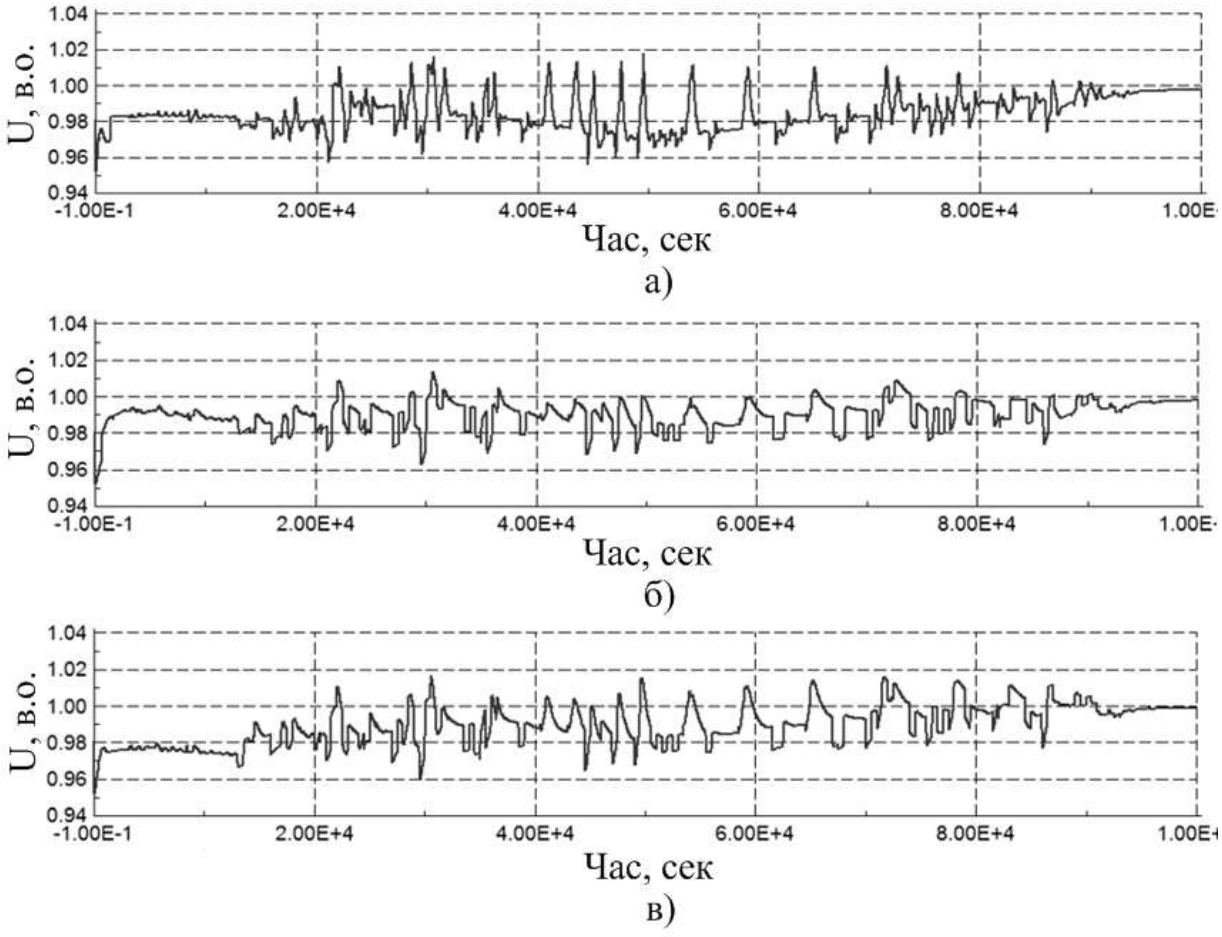
№ Досліду	Координована робота засобів	Режим регулювання ДРГ	Використання коефіцієнтів налаштування
1	-	регулювання напруги $U<U_{max}$	-
2	+	регулювання напруги $U<U_{max}$	-
3	+	регулювання напруги $U<U_{max}$	+
4	-	регулювання коефіцієнта потужності cosφ	-
5	+	регулювання коефіцієнта потужності cosφ	-
6	+	регулювання коефіцієнта потужності cosφ	+

Регулювання здійснюється на всіх паралельно працюючих трансформаторах з РПН на підстанції. ДРГ та СТК розміщено в місцях, визначених за методом «Багатокритеріального показника» та на основі аналізу чутливості, відповідно (п.3.4), а трансформатори з РПН, регулювання яких є

найбільш ефективним визначено згідно з розробленим методом в п.3.4.

При дослідженнях враховано добові зміни навантаження мережі. Регулювання здійснюється для усталеного режиму роботи РЕМ. Коефіцієнти налаштування розробленої системи керування визначались з періодичністю, що відповідає максимальній частоті зміни вихідної активної потужності генерування ДРГ.

В результаті досліджень отримано сукупність графіків зміни напруги у вузлах мережі при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги та в режимі регулювання коефіцієнта потужності (додаток Е), найбільш характерні з яких представлено на рис.4.1 та рис.4.2, відповідно.

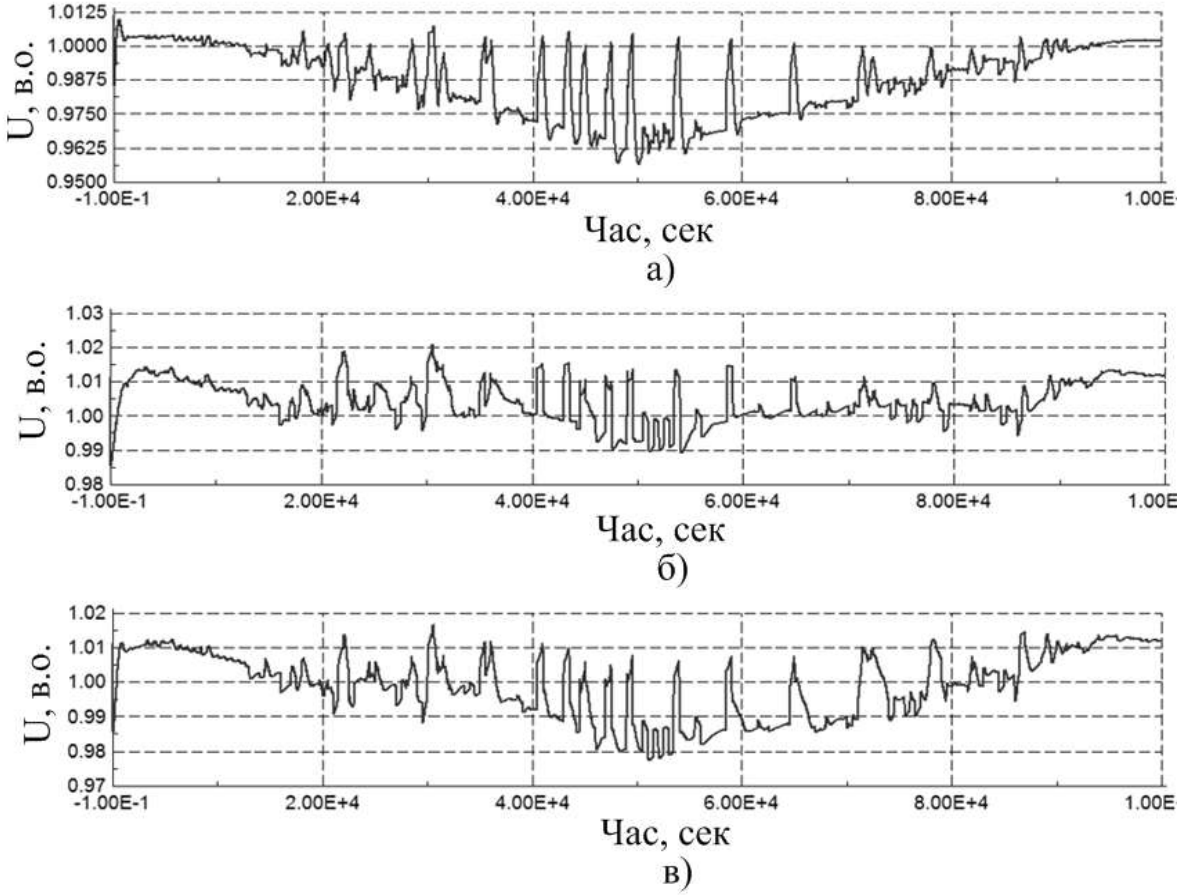


а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №1);

б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №2);

в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №3)

Рисунок 4.1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги



а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №4);

б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №5);

в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №6)

Рисунок 4.2 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності

В результаті проведених досліджень встановлено, що через збільшення кількості засобів регулювання, напруга в вузлах РЕМ змінюється в допустимих межах (рис.4.1-рис.4.2) в усіх розглянутих випадках: Дослід №1 - №6.

Порівняльна характеристика зміни сумарних втрат активної енергії в мережі та виробленої енергії ДРГ при різних вихідних умовах досліджень наведена на рис.4.3. Характеристику зміни сумарної кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів наведено на рис.4.4.

На основі аналізу результатів проведених досліджень встановлено, що при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №2 та №3) сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання

напруги, збільшується на 3 %, у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №1).

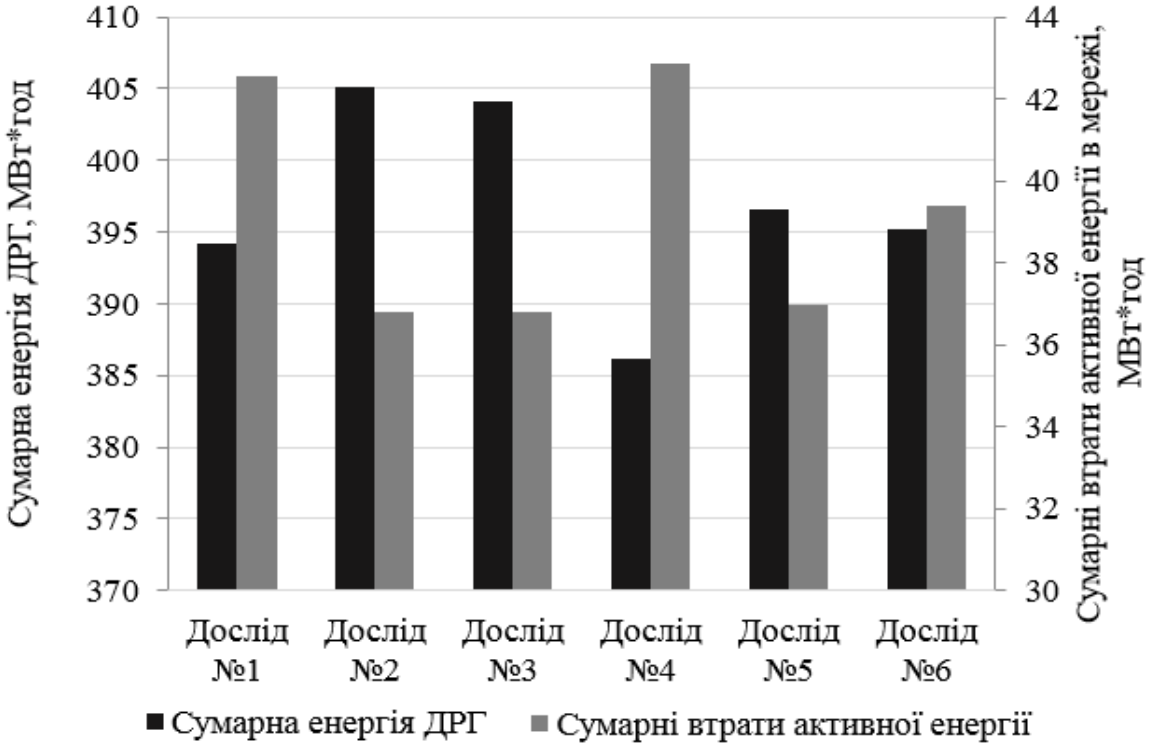


Рисунок 4.3 – Сумарні енергія ДРГ та втрати активної енергії в РЕМ, МВт*год

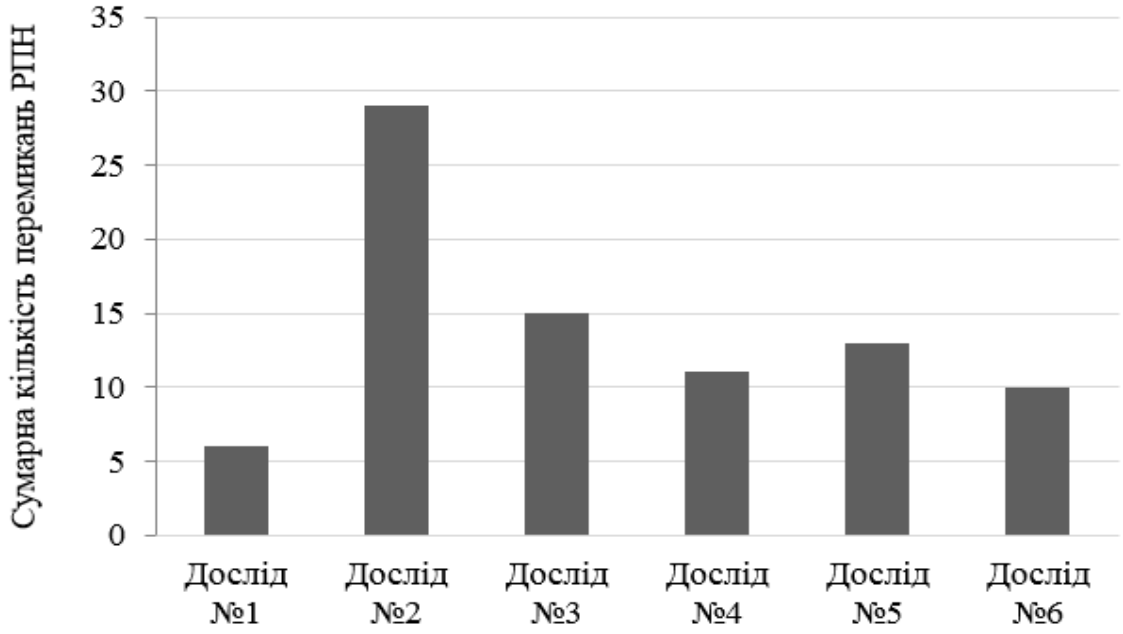


Рисунок 4.4 – Сумарна кількість перемикань положення РПН трансформаторів

У той же час, сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 13,5% - рис.4.3. Але при цьому координоване керування засобами регулювання призводить до збільшення на 23 перемикання сумарної кількості переключень

положення систем РПН трансформаторів (Дослід №2), яку знижено вдвічі використовуючи коефіцієнти налаштування (Дослід №3) - рис.4.4.

В результаті проведених досліджень встановлено, що при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №5 та №6), сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання коефіцієнта потужності, збільшується на 3%, у порівнянні з некоординованою роботою засобів регулювання та ДРГ (Дослід №4). При цьому, при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №5), сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 14%. Встановлено, що при використанні налаштувань (Дослід №6) сумарні втрати активної енергії зменшуються на 8%, відносно випадку некоординованої роботи (Дослід №4), але збільшуються, у порівнянні з випадком координованої роботи без налаштувань (Дослід №5) на 6% - рис.4.3. У той же час, при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №5), сумарна кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів збільшується на 2 перемикання, у порівнянні з випадком некоординованої роботи (Дослід №4). Використання налаштувань в системі керування (Дослід №6) дозволяє зменшити цю кількість на 3 перемикання - рис.4.4.

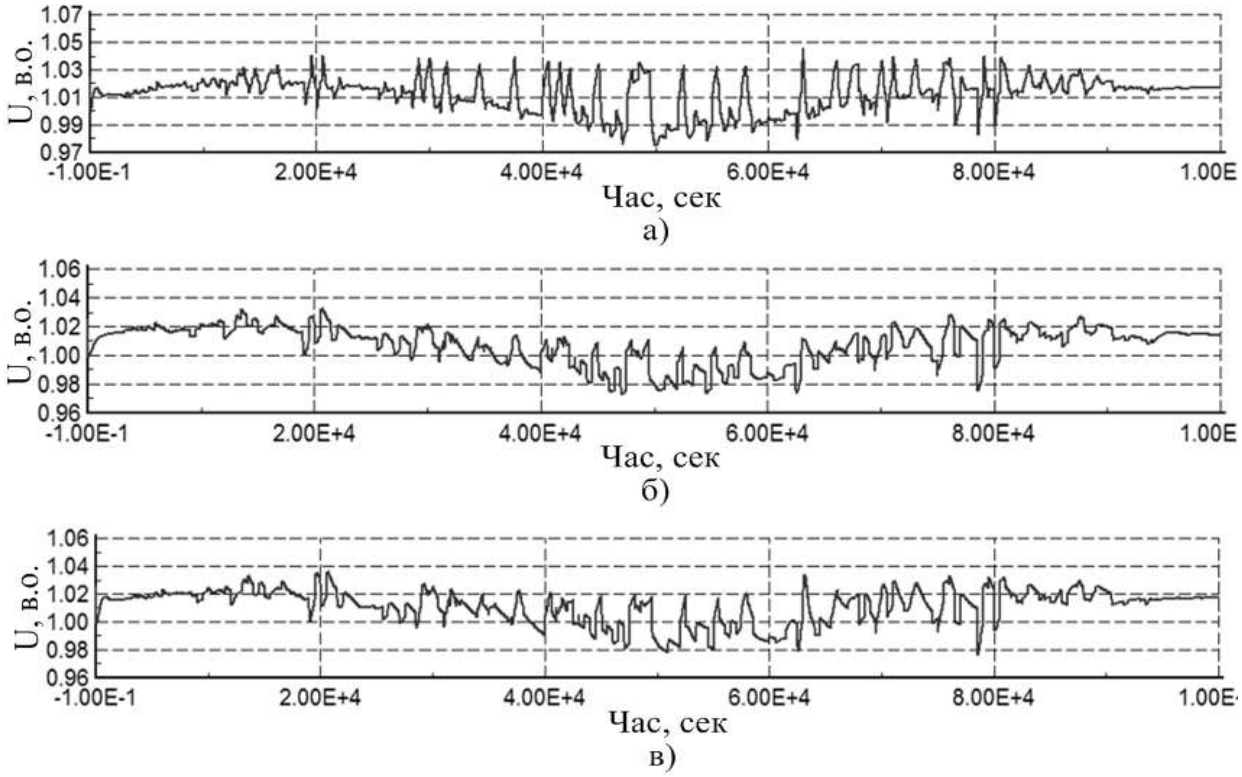
Отримані результати досліджень показали, що кількість трансформаторів з РПН, яку слід залучати до системи координованого регулювання напруги залежить від співвідношення потужності ділянки РЕМ та потужності ДРГ, приєднаних до неї.

Проведений аналіз результатів досліджень дозволяє підтвердити ефективність застосування розробленої системи координованого керування з налаштуваннями при збільшенні кількості засобів регулювання та роботі ДРГ в режимі регулювання напруги. Також встановлено, що застосування розробленої системи керування в умовах збільшення кількості засобів регулювання є ефективним і при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності, але в даному випадку сумарна кількість перемикань систем РПН трансформаторів суттєво не змінюється.

4.2 Дослідження впливу зміни кількості джерел розосередженого генерування на ефективність роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги

Для аналізу ефективності застосування розробленої системи координованого керування досліджено вплив кількості ДРГ на роботу запропонованого підходу. Дослідження роботи системи координованого керування проводилися з залученням трьох ДРГ потужністю по 15 МВА у вихідних умовах, наведених в табл.4.1.

На основі результатів досліджень отримано сукупність графіків зміни напруги у вузлах РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги та в режимі регулювання коефіцієнта потужності, які наведено в додатку Е. Найбільш характерні графіки зміни напруги наведено на рис.4.5 та рис.4.6, відповідно.



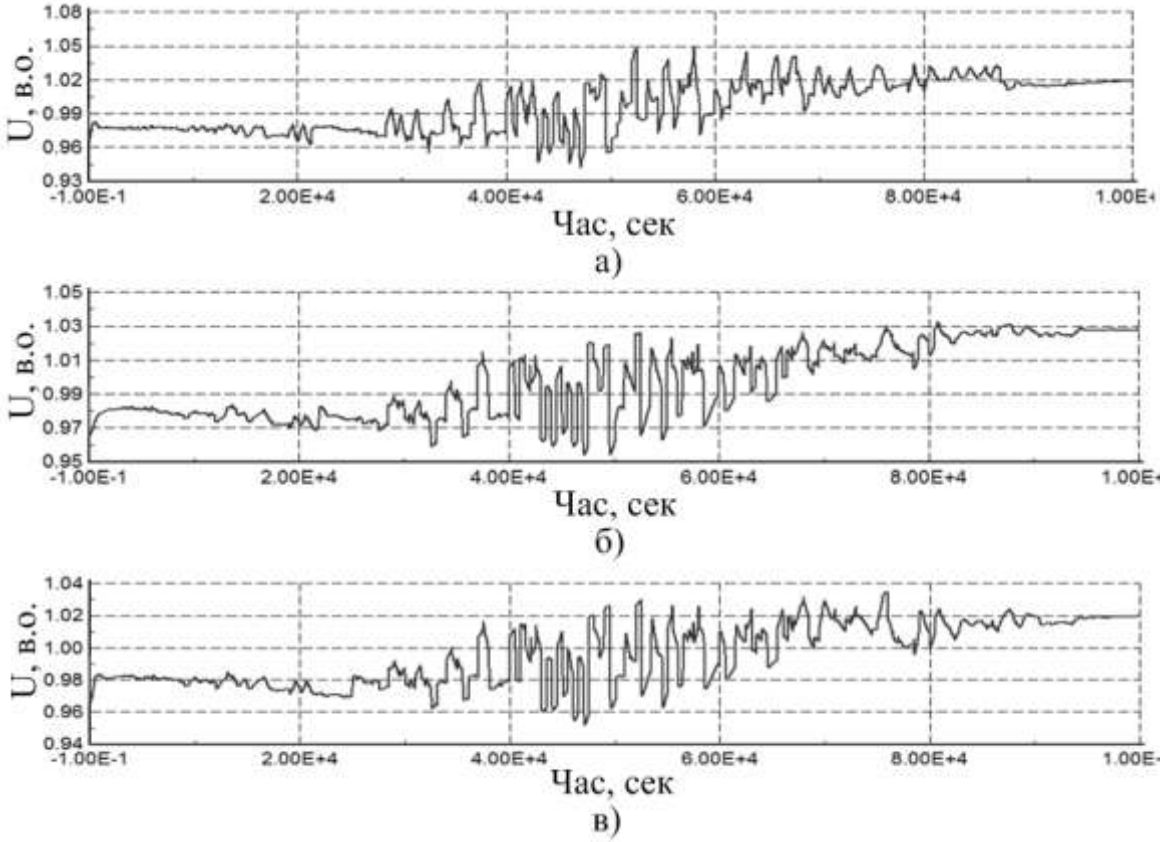
а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №1);

б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №2);

в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №3)

Рисунок 4.5 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги

Аналіз результатів проведених досліджень показав, що при збільшенні кількості ДРГ, залучених до регулювання, напруга в вузлах РЕМ змінюється в допустимих межах в усіх розглянутих випадках – рис.4.5-рис.4.6.



а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №4);

б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №5);

в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №6)

Рисунок 4.6 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності

Порівняльна характеристика зміни сумарних втрат активної енергії в мережі та сумарної виробленої енергії ДРГ при різних вихідних умовах досліджень наведена на рис.4.7. Характеристику зміни сумарної кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів наведено на рис.4.8.

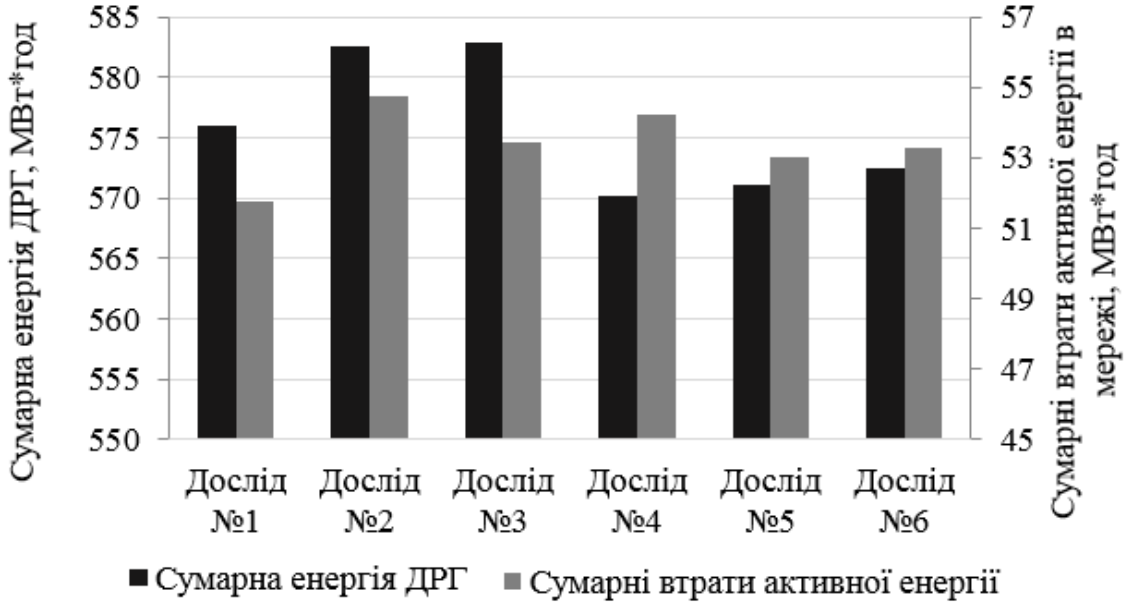


Рисунок 4.7 – Сумарні енергія ДРГ та втрати активної енергії в РЕМ, МВт*год

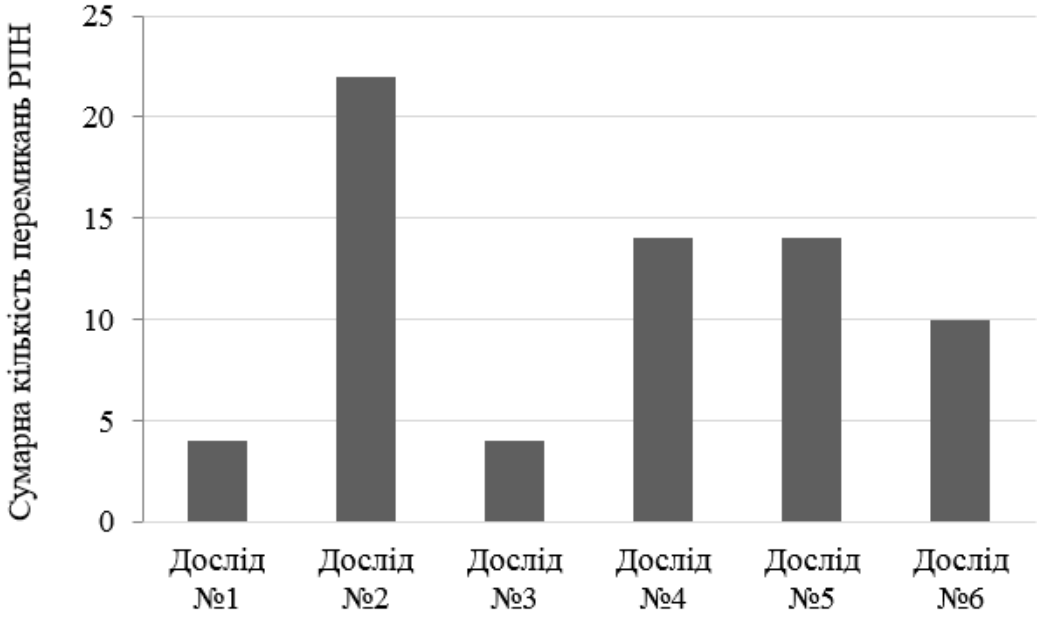


Рисунок 4.8 – Сумарна кількість перемикань положення РПН трансформаторів

Аналіз результатів проведених досліджень показав, що при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №2 та №3) сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання напруги, збільшується на 1%, у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №1). При цьому, сумарні втрати активної енергії в мережі при координованій роботі засобів регулювання (Дослід №2) збільшується на 6%, у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №1), що пов’язано зі зміною споживання реактивної потужності

СТК. Використання коефіцієнтів налаштування (Дослід №3) дозволяє знизити сумарні втрати активної енергії на 2,5%, у порівнянні з координованою роботою засобів без налаштувань (Дослід №2) - рис.4.7. У той же час, координоване керування засобами регулювання призводить до збільшення на 18 перемикань сумарної кількості переключень положення систем РПН трансформаторів (Дослід №2). Використовуючи коефіцієнти налаштувань (Дослід №3), сумарну кількість перемикань РПН знижено на 17 перемикань, у порівнянні з випадком без використання коефіцієнтів налаштувань (Дослід №2) - рис.4.8.

На основі результатів проведених досліджень встановлено, що при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №5 та №6), сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання коефіцієнта потужності, не змінюється. При цьому, при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №5 та №6), сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 2,2%, у порівнянні з випадком некоординованої роботи (Дослід №4) - рис.4.7. У той же час, при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №5), сумарна кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів не змінюється, у порівнянні з випадком некоординованої роботи (Дослід №4), а використання налаштувань в системі керування (Дослід №6) дозволяє зменшити кількість перемикань на 4 - рис.4.8.

Таким чином, проведений аналіз результатів досліджень показав ефективність застосування розробленої системи координованого керування з налаштуваннями при збільшенні кількості ДРГ в РЕМ, які працюють в режимі регулювання коефіцієнта потужності.

4.3 Дослідження роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги при зміні схеми розподільної електричної мережі

Для аналізу ефективності використання розробленої системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги

пропонується дослідити вплив зміни схеми мережі (рис.4.9) на роботу запропонованого методу у вихідних умовах, наведених в табл.4.1.

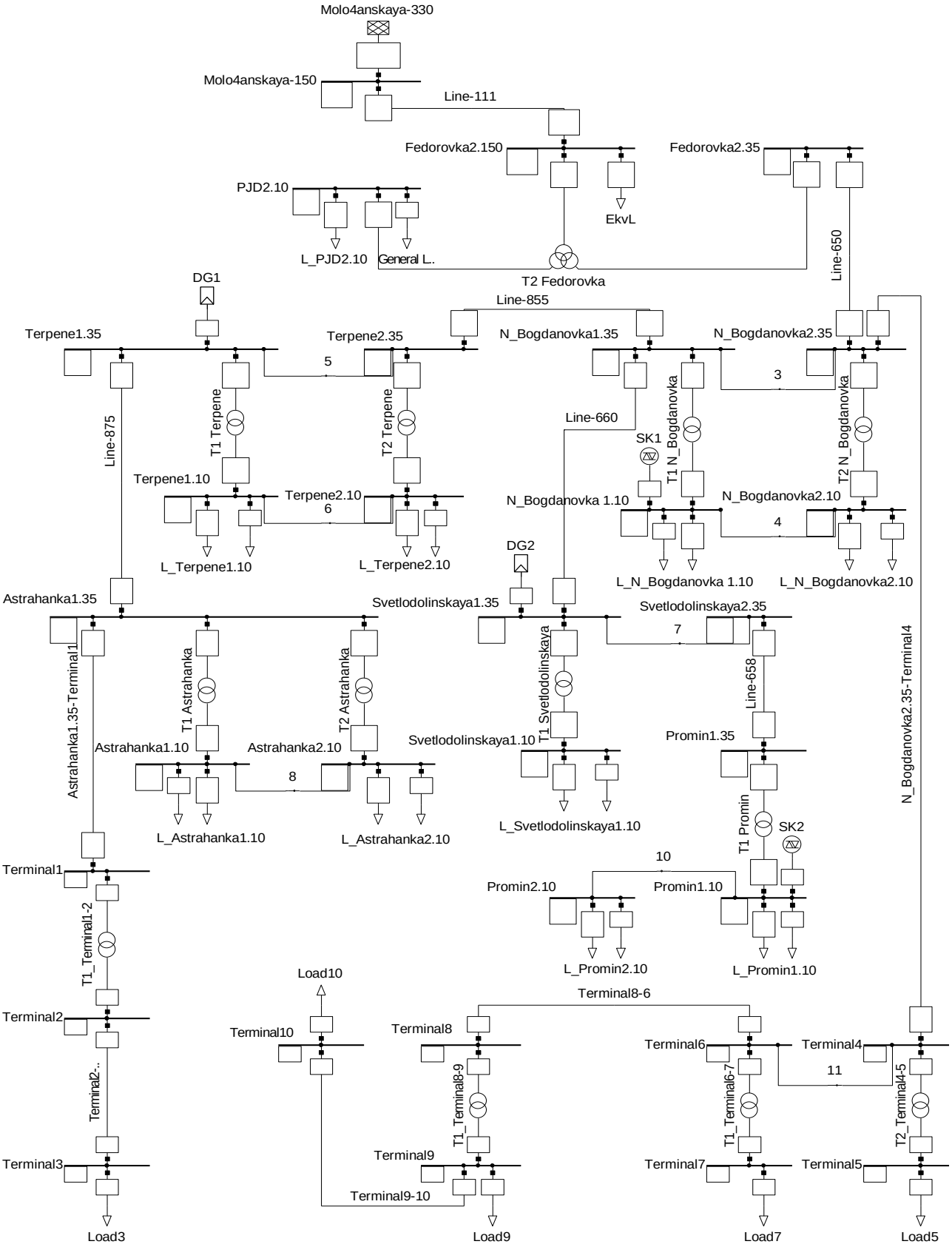
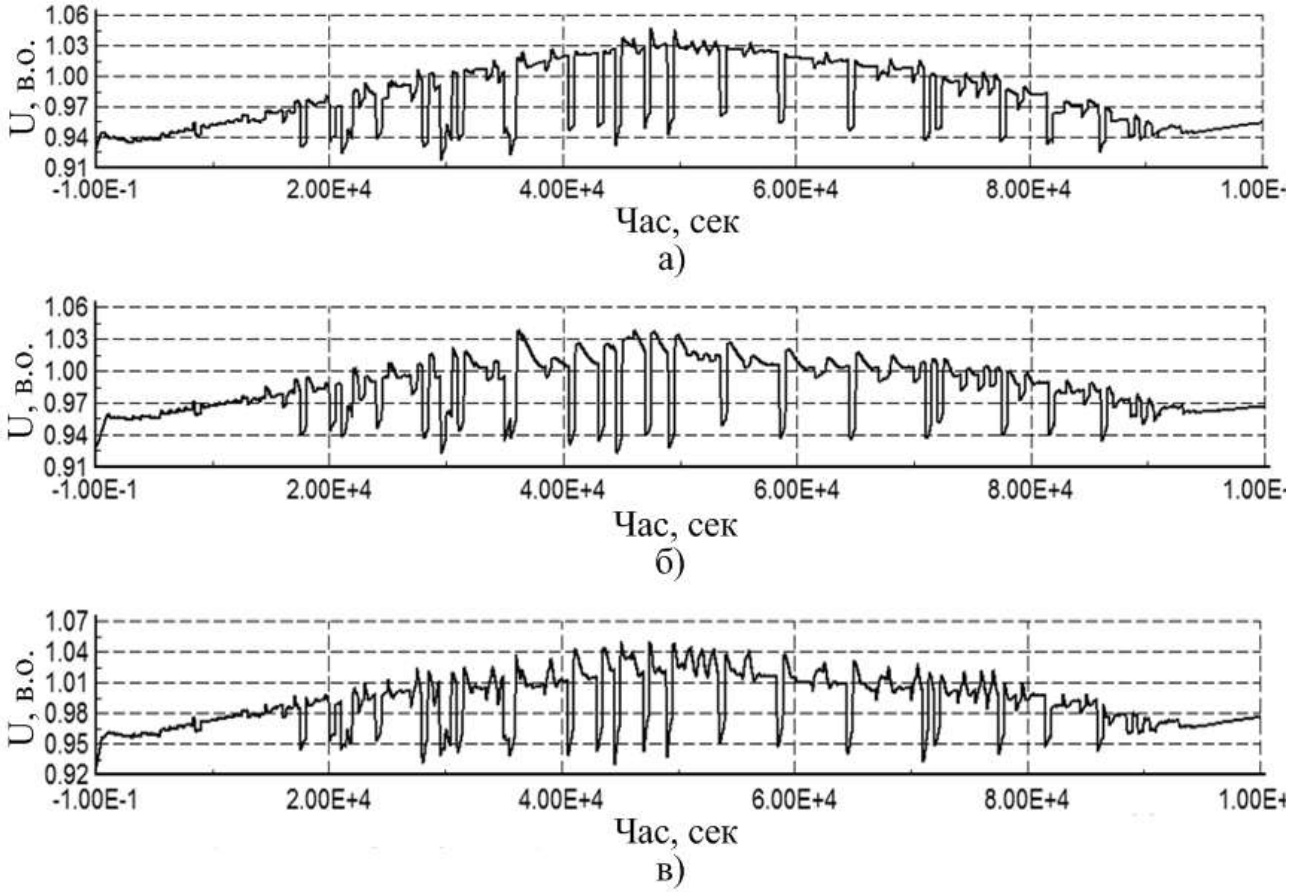


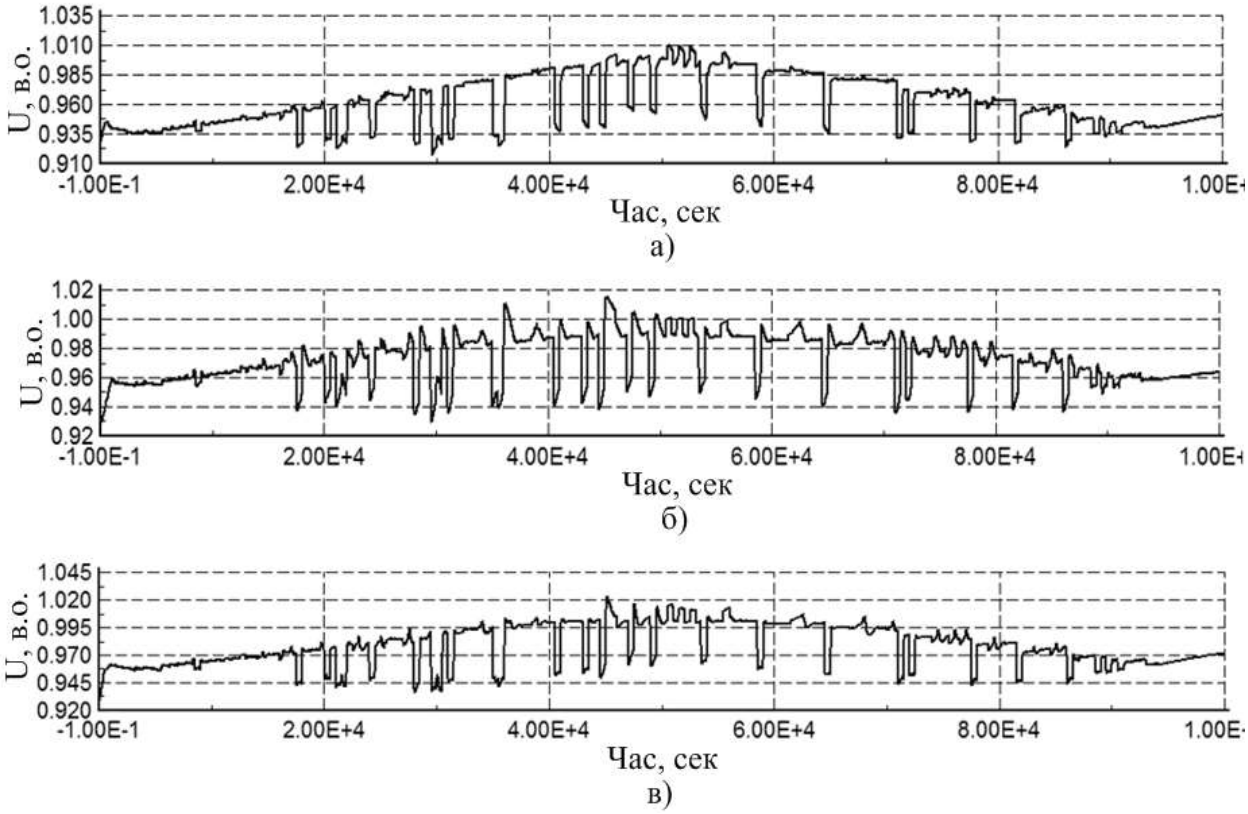
Рисунок 4.9 – Фрагмент РЕМ Молочанського району 110/35/10 кВ зі зміненою топологією

На основі результатів досліджень отримано сукупність графіків зміни напруги у вузлах РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги та в режимі регулювання коефіцієнта потужності, які наведено в додатку Е. Найбільш характерні графіки зміни напруги наведено на рис.4.10 та рис.4.11, відповідно.



а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №1); б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №2); в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №3)

Рисунок 4.10 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги



а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №4);

б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №5);

в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №6)

Рисунок 4.11 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності

Аналіз зміни напруги у вузлах РЕМ показав, що при некоординованій роботі ДРГ та засобів регулювання (Дослід №1 та №4), напруга у вузлі РЕМ перетинає нижню допустиму границю (рис.4.10, а та рис.4.11, а). Це пояснюється тим, що під час некоординованої роботи кожен засіб регулювання контролює напругу лише у вузлі підключення. При координованій роботі засобів регулювання (Досліди №2, №3 та Досліди №5, №6) напруга в вузлах РЕМ перебуває в допустимих границях з короткочасними порушеннями (рис.4.10, б, в та рис.4.11, б, в).

Порівняльна характеристика зміни сумарних втрат активної енергії в мережі та виробленої енергії ДРГ при різних вихідних умовах досліджень наведена на рис.4.12. Характеристику зміни сумарної кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів наведено на рис.4.13.

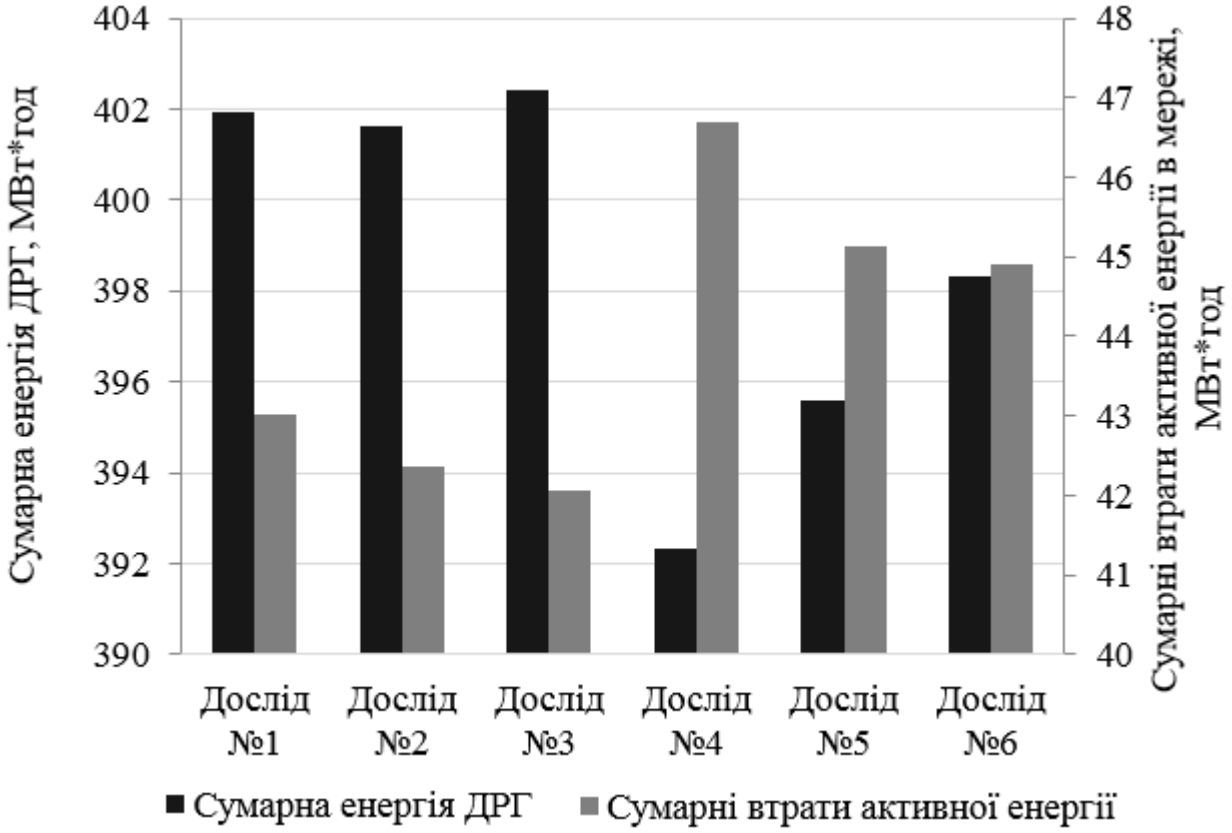


Рисунок 4.12 – Сумарні енергія ДРГ та втрати активної енергії в РЕМ, МВт*год

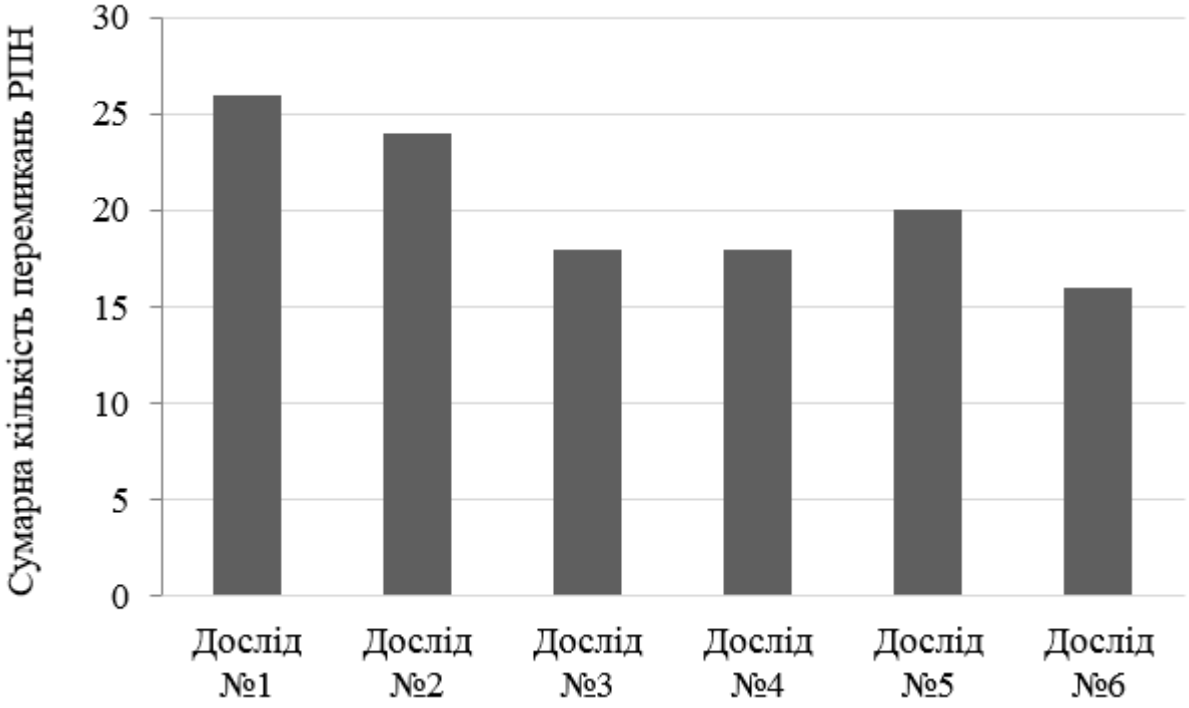


Рисунок 4.13 – Сумарна кількість перемикань положення РПН трансформаторів

На основі аналізу результатів проведених досліджень встановлено, що при

координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №2 та №3), сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання напруги, не змінюється. У той же час, при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №2) сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 1,4%, а з налаштуваннями (Дослід №3) – на 2,3%, у порівнянні з випадком некоординованої роботи (Дослід №1) - рис.4.12. При цьому, сумарна кількість спрацювань зменшується на 2 перемикання при роботі засобів регулювання координовано (Дослід №2), а при використанні налаштувань (Дослід №3) кількість перемикань зменшується ще на 6 перемикань - рис.4.13.

Аналіз результатів проведених досліджень показав, що при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №5) сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання коефіцієнта потужності, збільшується на 1%, а з використанням налаштувань (Дослід №6) – на 2%, у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №4). При цьому, сумарні втрати активної енергії в мережі при координованій роботі засобів регулювання, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №5 та №6) зменшуються на 4%, у порівнянні з некоординованою роботою засобів регулювання (Дослід №4) - рис.4.12. У той же час, координоване керування засобами регулювання призводить до збільшення сумарної кількості переключень положення систем РПН трансформаторів (Дослід №5) на 2 перемикання. Використовуючи коефіцієнти налаштувань (Дослід №6), сумарну кількість перемикань РПН знижено на 4 перемикання, у порівнянні з випадком без використання коефіцієнтів налаштувань (Дослід №5) - рис.4.13.

Проведений аналіз результатів досліджень підтвердив ефективність застосування розробленої системи координованого керування з налаштуваннями при зміні схеми мережі та роботі ДРГ в режимі регулювання напруги та регулювання коефіцієнта потужності.

Інформацію, необхідну для роботи розробленої системи координованого керування засобами регулювання напруги пропонується використовувати згідно з додатком Ж.

Висновки по 4 розділу

1. Аналіз ефективності роботи розробленої системи керування показав, що збільшення кількості трансформаторів з системами регулювання під навантаженням в 2 рази дозволяє збільшити сумарну вироблену енергію джерел розосередженого генерування на 3%, зменшити сумарні втрати активної енергії в мережі на 8-14%. Отримані результати досліджень показали, що кількість трансформаторів з системами регулювання під навантаженням, яку слід залучати до системи координованого регулювання напруги залежить від співвідношення потужності ділянки розподільної електричної мережі та потужності джерел розосередженого генерування, приєднаних до неї.

2. На основі результатів аналізу ефективності роботи розробленої системи керування встановлено, що при збільшенні кількості джерел розосередженого генерування, залучених до системи керування, на одну станцію, сумарна кількість перемикань систем регулювання під навантаженням трансформаторів зменшується на 30%, сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 2,2%. Також встановлено, що при зміні схеми розподільної електричної мережі застосування розробленої системи керування дозволяє збільшити сумарну енергію джерел розосередженого генерування на 2%, зменшити сумарні втрати активної енергії в мережі на 2,3% та сумарну кількість перемикань систем регулювання під навантаженням трансформаторів на 40%.

3. Сформовано вимоги до інформаційного забезпечення розробленої системи координованого регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. Встановлено, що технологічну інформацію доцільно поділяти на «базову» та «поточну». «Базова» інформація оновлюється з частотою, що відповідає частоті зміни стану обладнання та конфігурації мережі. «Поточна» інформація повинна оновлюватись з встановленою періодичністю, яку визначено виходячи зі ступеню важливості області розподільної електричної мережі, що контролюється системою керування.

ВИСНОВКИ

У роботі наведено нове вирішення актуального науково-прикладного завдання підвищення ефективності регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування шляхом координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги в умовах змінного генерування джерел розосередженого генерування.

Виконані дослідження дозволяють зробити наступні висновки:

1. Проведений аналіз існуючих підходів та методів регулювання напруги в розподільних електричних мережах з джерелами розосередженого генерування дозволив виділити їх основні недоліки, серед яких: підвищення втрат потужності в розподільній електричній мережі, зменшення терміну експлуатації засобів регулювання напруги та зменшення вихідної активної потужності джерел розосередженого генерування. Аналіз виявлених недоліків свідчить про необхідність підвищення ефективності регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування, шляхом координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги з залученням систем регулювання під навантаженням трансформаторів, засобів компенсації реактивної потужності та джерел розосередженого генерування.

2. На основі досліджень властивостей елементів розподільних електричних мереж, розроблено математичні моделі, алгоритми роботи та структурні схеми підсистем керування потужністю джерел розосередженого генерування, реактивною потужністю статичних тиристорних компенсаторів та систем керування регулювання під навантаженням трансформаторів. Аналіз результатів досліджень впливу джерел розосередженого генерування на роботу розподільної електричної мережі показав, що підключення джерел до електричної мережі збільшує сумарну кількість спрацювань систем регулювання під навантаженням трансформаторів в 2 рази та призводить до порушення допустимих меж по напрузі в контрольних вузлах. Результати проведених досліджень обумовлюють необхідність поєднання роботи систем

регулювання під навантаженням трансформаторів, регулювання потужності джерел розосередженого генерування та інших засобів регулювання напруги, таких як статичні тиристорні компенсатори.

3. Сформовано критерій оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування, який мінімізує втрати потужності в мережі та кількість перемикань положення систем регулювання під навантаженням трансформаторів при максимізації вихідної активної потужності джерел розосередженого генерування. З використанням запропонованого критерію розроблено метод координованого керування, на основі якого розроблено систему керування різнотипними засобами регулювання напруги, такими як системи регулювання під навантаженням трансформаторів, статичні тиристорні компенсатори та джерела розосередженого генерування.

4. На основі аналізу результатів дослідження роботи розробленої системи керування встановлено, що при роботі джерел розосередженого генерування в режимі регулювання коефіцієнта потужності вихідна активна потужність генерування джерел збільшується на 3%, сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 22%, кількість перемикань систем регулювання під навантаженням трансформаторів зменшується в 2 рази, що свідчить про ефективність розробленого методу.

5. З використанням аналізу коефіцієнтів чутливості по напрузі розроблено метод пошуку трансформаторів, системи регулювання під навантаженням яких має найбільший вплив на напругу у вузлах мережі. Встановлено, що запропонований метод дозволяє зменшити сумарну кількість спрацювань систем регулювання під навантаженням трансформаторів.

6. Проведений аналіз результатів дослідження впливу місць розміщення ДРГ та засобів регулювання напруги на ефективність роботи розробленої системи керування показав, що використання розробленої системи при розміщенні засобів регулювання напруги у вузлах, визначених на основі аналізу чутливості або за методом «Багатокритеріального показника», дозволяє

зменшити сумарні втрати активної енергії в мережі на 3,5% та сумарну кількість спрацювань систем регулювання під навантаженням трансформаторів в 2 рази при роботі джерел розосередженого генерування в режимі регулювання коефіцієнта потужності. При роботі джерел розосередженого генерування в режимі регулювання напруги вибір та розміщення засобів регулювання у визначених вузлах призводить до збільшення сумарних втрат активної енергії в мережі на 4% та зменшення сумарної кількості перемикань положення систем регулювання під навантаженням трансформаторів в 6 разів.

7. Аналіз ефективності роботи розробленої системи керування показав, що при збільшенні кількості трансформаторів з системами регулювання під навантаженням в 2 рази та збільшенні кількості джерел розосередженого генерування, залучених до системи керування, на одну станцію, сумарна вироблена енергія джерел збільшується на 3%, сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 2-14%, сумарна кількість перемикань систем регулювання під навантаженням трансформаторів зменшується на 30-50%. При зміні схеми розподільної електричної мережі застосування розробленої системи керування дозволяє збільшити сумарну енергію джерел розосередженого генерування на 2%, зменшити сумарні втрати активної енергії в мережі на 2,3% та кількість перемикань систем регулювання під навантаженням трансформаторів на 40%.

8. Сформовано вимоги до інформаційного забезпечення розробленої системи координованого регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Нова енергетична стратегія України до 2035 року: «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»: схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605. С. 66.

2. IEEE Std 1547-2003: 2003. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York: Standards Coordinating Committee, 2003. 27 p.

3. Марченко А.А., Труніна Г.О., Тимохіна А.О. Моделювання регулятора напруги розподільної електричної мережі. *Вісник Чернігівського державного Технологічного Університету*. *Технічні науки.* Чернігів, 2013. №2(65). С.209-215.

4. Яндульський О.С., Труніна Г.О. Підходи до оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженою генерацією. *Вісник Вінницького політехнічного Інституту.* Вінниця, 2013. №6. С.62-64.

5. Труніна Г.О. Зони ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням в розподільній електричній мережі. *Технічна електродинаміка.* Київ, 2014. №5. С. 50-52.

6. Яндульський О.С., Труніна Г.О. Визначення зон ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням в розподільній електричній мережі. *Наукові праці Вінницького національного технічного університету*. Вінниця, 2014. № 4. URL: https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/422/420 (дата звернення: 20.06.2018).

7. Яндульський О.С., Труніна Г.О. Підхід до оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелом розосередженої генерації з урахуванням їх належності одному або різним власникам. *Вісник Приазовського державного технічного університету. Технічні науки*. Маріуполь, 2015. №30 (Т.2). С. 121-129

8. Яндульський О.С., Тимохін О.В., Труніна Г.О., Нестерко А.Б. Визначення когерентних груп генераторів під час електромеханічних

перехідних процесів в електроенергетичній системі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту.* Вінниця, 2015. №6(123). С. 129-135.

9. Яндульський О.С., Нестерко А.Б., Труніна Г.О., Тимохін О.В. Зменшення кількості спрацювань системи РПН трансформатора в електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. *Вісник Вінницького політехнічного інституту.* Вінниця, 2017. №5. С.69-73.

10. Яндульський О.С., Нестерко А.Б., Труніна Г.О. Зменшення кількості перемикань системи РПН трансформатора в електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. *Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського*. Кременчук, 2017. №3(104).Частина 1. С. 33-38.

11. Яндульський О.С., Нестерко А.Б., Труніна Г.О. Координоване регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. *Вісник Приазовського державного технічного університету. Технічні науки*. Маріуполь, 2017. №35. С. 177-184.

12. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 1 жовт. 2014 р. №902-р. URL: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80 (20.01.2018).

13. Кудря С.О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. *Вісник НАН України*. Київ, 2015. № 12. С. 19-26.

14. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014. 205 с.

15. Ackermann T. Distributed resources and re-regulated electricity markets. *Electric Power Systems Research*. 2007. Vol.77, No 9. P. 1148-1159.

16. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах : монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. Вінниця : ВНТУ, 2014. 204 с.

17. Кузнєцов М.П., Лисенко О.В. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії. *Відновлювана енергетика*. Київ, 2017. №1. С. 25-31.

18. Білодід В.Д., Таранець К.В. Децентралізована генерація: світові тенденції. *Відновлювана енергетика XXI століття:* матеріали IX Міжнародної Науково-Практичної Конференції. 15-19 верес. 2008 р. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. С. 44-49.

19. Global Trends in Renewable Energy Investment: Frankfurt School – UNEP Collaborating Centre. URL: file:///C:/Users/trunina/Downloads/globaltrendsinrenewableenergyinvestment2017.pdf (дата звернення: 15.01.2018).

20. Робота ОЕС України: НЕК «УКРЕНЕРГО». URL: https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/robota-oes-ukrayiny-za-tyzhden/ (дата звернення: 14.01.2018).

21. Кудря С.О., Тучинський Б.Г., Дресвянніков В.Г., Рамазанова З.У. Структурні тенденції в енергетиці Європи і розвиток відновлюваної енергетики. *Відновлювана енергетика*. Київ, 2005. № 1. С. 36-40.

22. Конеченков А.Е. Возобновляемая энергетика в Украине. *Международный семинар «Региональные возможности и проблемы возобновляемой энергетики России»*. 14-15 апреля 2006. Киев, 2006. С.1-5.

23. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії: Закон України від 4 черв. 2015 р. № 514. *Відомості Верховної Ради (ВВР)*. 2015. №33. С.324.

24. Зелений тариф: впровадження систем на альтернативних джерелах енергії. URL: http://www.ecosvit.net/ua/zeleniy-tarif (дата звернення: 20.12.2017).

25. Кузнєцов М.П. Деякі особливості автономної роботи вітрової та сонячної електростанцій. *Відновлювана енергетика*. Київ, 2016. № 2 (45). С.15-21.

26. Паливно-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень / А.К. Шидловський та ін. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2004. 468 с.

27. Кириленко О.В., Праховник А.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск.* Київ, 2010. С. 10–16.

28. Яндульський О.С., Денисюк П.Л., Яндульський С.О. Особливості аналізу режимів електроенергетичних систем з вітровими електричними станціями. *Наукові праці Донецького національного університету*. Донецьк, 2011. №11(186). С.464-465.

29. Policy and Application forms for Connection and Operation of Distributed Generation: 2011. Connection and Operation of Distributed Generation. Gisborne: Eastland Network Ltd, 2011. 43 p.

30. Праховник В.А. Малая енергетика: распределенная генерация в системах электроснабжения. Киев: «Освита Украины», 2007. 448 с.

31. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. Київ, 2011. №1. С. 46-53.

32. Кириленко О.В., Павловський В. В., Лук'яненко Л.М., Трач І.В. Проблеми інтеграції відновлювальних джерел електроенергії в "слабкі" електричні мережі. *Технічна електродинаміка*. Київ, 2012. № 3. С. 25-26.

33. Козирський В.В., Тугай Ю.І., Бодунов В.М., Гай О.В. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів. Технічна електродинаміка. Київ, 2011. №5. С. 63–67.

34. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з Об’єднаною енергетичною системою України: проект / ДП «НЕК «Укренерго». URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/02/Vymogy-do-VES-ta-SES_2-red_08112017.pdf (дата звернення: 20.03.2018).

35. Системи режимно-технологічного управління електромережами та практика регулювання навантажень у енергосистемах зарубіжних країн з урахуванням розвитку поновлюваної енергетики: НТЦЕ НЕК «Укренерго». URL:https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Systemy-rezhymno-tehnologichnogo-upravlinnya.pdf (дата звернення: 25.02.2018).

36. Аюев Б.И. Методы и модели эффективного управления режимами единой электроэнергетической системы России: дис. … д-ра техн. наук: 05.14.02 / Уральский государственный технический университет. Екатеринбург, 2008. 417 с.

37. Авраменко В.М., Крилов В.О., Прихно В.Л., Черненко П.О. Методики і програмні засоби для забезпечення автоматичного та диспетчерського керування електроенергетичними системами. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2010. Вип. 26. С. 31-37.

38. Алгоритми приєднання до електричних мереж. URL: http://iknet.com.ua/uk/articles/useful-to-know/algorithm/ (дата звернення: 24.12.2017).

39. Technical Guideline: Generating Plants Connectedto the Medium-Voltage Network: BDEW Bundesverband der Energie (Germany). June 2008. 130 p.

40. Performance of Distributed Energy Resources During and After System Disturbance. Voltage and Frequency Ride-Through Requirements: a report by the Integration of Variable Generation Task Force. America, 2013. 28 p.

41. Правила приєднання когенераційних установок до електричних мереж: Постанова НКРЕ від 21 січ. 2006 р. №47.

42. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г., Тугай І.Ю. Использование динамических и нечетких математических моделей при анализе качества электрической энергии. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2014. № 38. С. 130-137.

43. Кузнецов В.Г., Шполянський О.Г., Яремчук Н.А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. *Технічна електродинаміка*. Київ, 2011. №3. С. 46-52.

44. ГОСТ 13109-97: 1998. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. [Действующий от 1998-08-28]. Москва, 1998. 29 с. (Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации).

45. Currie R. A. F., Ault G. W., Fordyce R. W., MacLeman D. F., Smith M., McDonald J. R. Actively Managing Wind Farm Power Output. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008. Vol.23, No 3. P.1523-1524.

46. Sumeet Trivedi, Chattopadhyay D. Voltage Sag Mitigation in the Distributed Generation System with STATCOM. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*. 2013. Vol.3, No 10. P.153-159.

47. Mahmud M.M.A., Pota H.R., Hossain M.J. Partial Feedback Linearizing Controller Design for a DSTATCOM to Enhance Voltage Stability of Distribution Network with Distributed Generation. *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 30 Oct.-2 Nov. 2012. Auckland, New Zealand, 2012. P.1-6.

48. Hossain M.J., Pota H.R., Mahmud M.A. Decentralized STATCOM/ESS Control for Wind Generators. *Smart Power Grids*. Heidelberg, 2012. P. 401–437.

49. Комбаров М.Н., Балгереев Ш.М. Способы регулирования напряжения в распределительных сетях с помощью ВЭС. *Вестник КазНТУ им. К.И. Сатпаева*. Казахстан, 2007. №5. С.1-5.

50. Лежнюк П.Д., Нікіторович О.В., Жан-П'єр Нгома. Компенсація реактивної потужності асинхронних генераторів на малих гідроелектростаціях. *Наукові праці ВНТУ*. Вінниця, 2008. № 2. С.1-6.

51. Conti S., Greco A., Messina N., Raiti S. Local voltage regulation in LV distribution networks with PV distributed generation. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*. 23-26 May 2006. Taormina, Italy, 2006. P. 519-524.

52. Mohamed Shawky El Moursi, Zeineldin H.H., James L. Kirtley, Khaled Alobeidli. A Dynamic Master/Slave Reactive PowerManagementScheme for Smart GridsWith Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Delivery. 2014. Vol.29, No 3. P. 1157–1167.

53. Кулик В.В., Магас Т.Є., Малогулко Ю.В. Оптимальне керування розосередженими джерелами електроенергії з асинхронними генераторами засобами SMART GRID. *Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка*. Вінниця, 2011. №4. С.1-6.

54. Сегеда М.С., Дончик В.В. Компенсація реактивної потужності в електричних мережах зі змінним навантаженням. *Вісник Державного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. Львів, 2000. № 400. С. 131-134.

55. Viawan Ferry A., Sannino Ambra, Daalder Jaap. Voltage control with on-load tap changers in medium voltage feeders in presence of distributed generation. *Electric Power Systems Research*. 2007. Vol.77, No.10. P.1314-1322.

56. Gao C. Redfern M. A. A review of voltage control techniques of networks with distributed generations using On-Load Tap Changer transformers. *45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. 31 Aug. - 3 Sep. 2010. Cardiff, UK United Kingdom, 2010. P. 1-6.

57. Hiscock J., Hiscock N., Kennedy A. Advanced Voltage Control for Networks with Distributed Generation. *19th International Conference on Electricity Distribution*. 21-24 May 2007. Vienna, 2007. P.1-4.

58. Kulmala A., Maki K., Repo S., Jarventausta P. Including active voltage level management in planning of distribution networks with distributed generation. *IEEE Bucharest PowerTech Conference Proceedings*. 28 June – 2 July 2009. Bucharest, Romania, 2009. P.1-6.

59. Li H. Y., Leite H. Increasing distributed generation using automatic voltage reference setting technique. *Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*: IEEE Power and Energy Society General Meeting. 1 Jul. 2008. Pittsburgh, 2008. P.1-7.

60. Kulmala A., Maki K., Repo S., Jarventausta P. Active Voltage Level Management of Distribution Networks with Distributed Generation using On Load Tap Changing Transformers. *IEEE Lausanne Power Tech*. Lausanne, Switzerland, July 1-5, 2007. Lausanne, Switzerland, 2007. P. 455-460.

61. Casavola A., Franze G., Menniti D., Sorrentino N. Voltage regulation in distribution networks in the presence of distributedgeneration: A voltage set-point reconfiguration approach. *Electric Power Systems Research*. 2011. Vol.81. P.25–34.

62. Гаєвський О.Ю., Магада В.В., Ужейко С.О. Методи гармонічного аналізу вихідної напруги інвертора в реальному часі. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. Київ, 2014. № 3. С. 72-77.

63. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2011. Ч.1. С. 5–20.

64. Kiprakis A. E., Wallace A. R. Maximising energy capture from distributed generators in weak networks. *IEE Proc. on Generation, Transmission and Distribution.* 2004. Vol.151, No 5. P. 611-618.

65. Mogos F., Guillaud X. A voltage regulation system for distributed generation. *IEEE Power Systems Conference and Exposition*. 2004. Vol.2. P.787-794.

66. Vovos P. N., Kiprakis A. E., Wallace A. R., Harrison G. P. Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol.22, No 1. P.476-483.

67. Gaonkar D.N., Rao P.C., Patel R.N. Hybrid Method for Voltage Regulation of Distribution System with Maximum Utilization of Connected Distributed Generation Source. *2006 IEEE Power India Conference*. 10-12 April 2006. New Delhi, India, 2006. P.1-5.

68. Turitsyn K., Sulc P., Backhaus S., Chertkov M. Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators. *First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*. 4-6 Oct. 2010. Gaithersburg, USA, 2010. P. 79-84.

69. Tran-Quoc T., Monnot E., Rami G., Almeida A., Kieny Ch., Hadjsaid N. Intelligent voltage control in distribution network with distributed generation. *19th International Conference on Electricity Distribution*. 21-24 May 2007. Vienna, 2007. P.1-4.

70. Turitsyn K., Sulc P., Backhaus S., Chertkov M. Options for Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators. *Proceedings of the IEEE*. 2011. Vol.99, No 6, P. 1063- 1073.

71. Huijuan Li, Fangxing Li, Yan Xu, Tom Rizy D., John Kueck D. Adaptive Voltage Control With Distributed Energy Resources: Algorithm, Theoretical

Analysis, Simulation, and Field Test Verification. *IEEE Transactions On Power Systems*. 2010. Vol.25, No 3. P. 1638 – 1647.

72. Sansawatt T., Ochoa L.F., Harrison G.P. Integrating distributed generation using decentralised voltage regulation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 25 Jul. 2010. Pittsburgh, 2010. P.1-6.

73. Zhou Q., Bialek J. W. Generation curtailment to manage voltage constraints in distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2007. Vol.1, No 3. P. 492-498.

74. An D.T. Le, Kashem M.A., Negnevitsky M., Ledwich G. Control Strategy of Distributed Generation for Voltage Support in Distribution Systems. *2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems*. 12-15 Dec. 2006. New Delhi, India, 2006. P.1-6.

75. Mogos F., X. Guillaud. A voltage regulation system for distributed generation. *IEEE Power Systems Conference and Exposition*. 2004. Vol.2, P.787–794.

76. Kupzog F., Brunner H., Pruggler W., Pfajfar T., Lugmaier A., DG Demo Net-Concept - A new Algorithm for active Distribution Grid Operation facilitating high DG penetration. *5th IEEE International Conference on Industrial Informatics*. 23-27 Jul. 2007. Vienna, Austria, 2007. P. 1197-1202.

77. Сивокобыленко В.Ф., Никифоров А.П., Бурлака В.В., Поднебенная С.К. Анализ методов предотвращения автономной работы участков сети Smart Grid 0.4 кВ. *Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика*. Минск, 2015. № 6, Том 2. С. 26-34.

78. Kojovic L.A. Coordination of Distributed Generation and Step Voltage Regulator Operations for Improved Distribution System Voltage Regulation. *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. 18-22 Jun. 2006. Montreal, Canada, 2006. P.1-6.

79. An D.T. Le, Muttaqi K.M., Negnevitsky M., Ledwich G. Response Coordination of Distributed Generation and Tap Changers for Voltage Support. *Proceedings Australasian Universities Power Engineering Conference*. Jan. 2008. Perth, Western Australia, 2008. P. 705-711.

80. Carvalho P. M. S., Correia P. F., Ferreira L. A. F. Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008. Vol.23, No 2. P. 766-772.

81. Shivarudraswamy R., Gaonkar D.N. Coordinated Voltage Control with Reactive Power of the Distributed Generators using Genetic Algorithm. *International Journal of Scientific & Engineering Research*. 2012. Vol.3, No 6. P.1-7.

82. Yashodhan P. Agalgaonkar, Bikash C. Pal, Rabih A. Jabr. Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014. Vol.29, No.1. P.182-191.

83. Shady A. El-Kashlan, Hussien El-Desouki Saied. Power quality assessment via coordinated voltage control in distributed power generation. *Power International Jornal of Electrical and Power Engineering*. 2009. №3(6). P.289-295.

84. Young-Jin Kim, Seon-Ju Ahn, Pyeong-Ik Hwang, Gi-Chan Pyo, Seung-Il Moon. Coordinated Control of a DG and Voltage Control Devices Using a Dynamic Programming Algorithm. *IEEE Transactions On Power Systems, February*. 2013. Vol.28, No.1. P.42-51.

85. Ki-Seok Jeong, Hyun-Chul Lee, Young-Sik Baek, Ji-Ho Park. Coordinated Voltage and Reactive Power Control Strategy with Distributed Generator for Improving the Operational Efficiency. *Journal of Electrical Engineering and Technology*. 2013. Vol.8, No 6. P. 742-749.

86. Mohd Khairun Nizam Mohd Sarmin, Worawat Nakawiro, Mohd Zamri Che Wanik, Mohd FadzilMohd Siam, ZahrulFaiziHussien, Ahmad Asru Ibrahim, Ahmad Kamil Mat Hussin. Coordinated Voltage Control in Distribution Network with Renewable Energy Based Distributed Generation. *Engineering*. 2013. Vol.5. P.208-214.

87. Shivarudraswamy R., Gaonkar D.N. Coordinated Voltage Control using Multiple Regulators in Distribution System with Distributed Generators. *Engineering and Technology*. 2011. Vol.50. P. 568-572.

88. Viawan F.A., Karlsson D. Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation. *Conversion and Delivery of*

Electrical Energy in the 21st Century: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 20-24 Jul. 2008. Pittsburgh, USA, 2008. P.1-6.

89. Nagendra Rao P.S., Ravi Shankar Deekshit. Radial Load Flow for Systems Having DistributedGeneration and Controlled Q Sources. *Electric Power Components and Systems*. 2005. Vol.33. P. 641–655.

90. Баасан Бат-Ундрал. Методы комплексного исследования нормальных и послеаварийных режимов систем электроснабжения с распределенной генерацией: дис. … канд. техн. наук: 05.14.02 / Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. Иркутск, 2009. 118 с.

91. Senjyu T., Miyazato Y., Yona A., Urasaki N., Funabashi T. Optimal Distribution Voltage Control and Coordination With Distributed Generation. *IEEE Trans on Power Delivery*. 2008. Vol.23, No 2. P. 1236-1242.

92. Thanh Hai Nguyen, Dong-Chon Le, Tan Luong Van, Jong-Ho Kang. Cordinated Control of Reactive Power betwen STATCOMs and Wind Farms for PCC Voltage Regulation. *Journal of Power Electronics*. 2013. Vol.13, No 5. P.909-918.

93. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Астахов Ю. Н. и др.; под ред. В. А. Веникова. Москва: Энергоатомиздат, 1983. 504 с.

94. Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці: підручник. Львів: Національний університет «Львівська політехніка», 2010. 608 с.

95. Ambriz-Perez H., Acha E., Fuerte-Esquivel C.R. Advanced SVC models for Newton-Raphson load flow and Newton optimal power flow studies. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2000. Vol. 15, No 1. P. 129–136.

96. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. Москва: ЭНАС, 2009. 213 с.

97. Зорін В.В., Штогрин Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навч. посіб. Ніжин: ТОВ “Видавництво “Аспект-Поліграф”, 2011. 248 с.

98. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. Москва: Энергоатомиздат, 1985. 216 с.

99. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи : підручник. Львів: Видавництво національного університету «Львівська політехніка», 2009. 488с.

100. Грабко В. В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН: монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. 109 с.

101. Kundur P. Power system stability and control. New York: McGraw-hill, 1994. 1176 p.

102. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі та системи. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.

103. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

104. Макоклюев Б.И., Антонов А.В., Ущаповский К.В., Грабчак Р.В. Прогнозирование электрической нагрузки ОЭС Украины. *Электрические сети и системы*. 2010. №4. С. 4–12.

105. Шевчук В.І. Перспективи використання сонячних елементів для комбінованих фотоелектричних модулів. *Відновлювана енергетика*. Київ, 2016. №4 (47). С.47-55.

106. Sachin Soni. Solar PV Plant Model Validation for Grid Integration Studies: A Thesis for the Degree Master of Science / Arizona State University. Arizona, 2014. 150 p.

107. Ратнер В.М., Кириенко А.С., Килименчук Ю.А. Солнечная электростанция – объект энергосистемы. *Енергетика та електрифікація*. 2011. № 11. С. 38– 46.

108. Лежнюк П. Д., Острая Н.В. Решение обратной задачи чувствительности и распределения допусков на параметры критериальным методом. *Вісник Черкаського державного технологічного університету*. Черкаси, 2005. №3. С. 34-36.

109. Лежнюк П. Д., Остра Н. В., Зелінський В. Ц. Оцінювання чутливості оптимального керування режимами електроенергетичних систем критеріальним методом. Вінниця: ВНТУ, 2008. 131 с.

110. Баландин Д.В., Городецкий С.Ю. Классические и современные методы построения регуляторов в примерах: электронное учебно-методическое пособие. Нижний Новгород: Нижегородский гос университет, 2012. 122 с.

111. ГОСТ 24.104-85: 2003. Автоматизированные системы управления. Общие требования. [Действующий от 2003-08-01]. Москва, 2003. 18 с. (Единая система стандартов автоматизированных систем управления).

112. Zecchino A., Hu J., Coppo M., Marinelli M. Experimental Testing and Model Validation of a Decoupled-Phase On-Load Tap Changer Transformer in an Active Network. *IET Generation Transmission and Distribution*. 2016. Vol. 10, No 15. P. 3834-3843.

113. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.И., Баженов В.А. Оптимизация режимов электрических сетей. Київ: Наукова думка, 1992. 216 с.

114. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Бурикін О. Б. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. 122 с.

115. Кулик В.В., Вишневський С.Я. Умови оптимальності нормальних режимів електричних системи з довгими лініями електропередачі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця, 2013. № 5. С. 37–43.

116. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах: учеб. пособие. Москва: Высшая школа, 2005. 544 с.

117. Кулик В.В., Пискляров Д.С., Писклярова А.В. Методи та засоби підвищення точності визначення втрат електроенергії в розподільних мережах 10(6)кВ з використанням нечітких множин: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2011. 146 с.

118. Карасев Д.Д., Солопов Р.В. Минимизация потерь мощности в электрических сетях свысокой степенью неоднородности. *Электричество*. 2002. № 10. С. 25-30.

119. Черненко П.А., Прихно В.Л., Трубицын В.В. Определение эффективных управляющих воздействий впроцессе оперативной оптимизации режима электроэнергетической системы по напряжению и реактивной мощности. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2012. Вип. 31. С. 12–21.

120. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2011. Ч.1. С. 48-55.

121. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А. Автоматизація оптимального керування відновлюваними джерелами енергії в електричних мережах. *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*. Київ, 2010. С.131–134.

122. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А. Оптимізація режиму розподільних електричних мереж зрозосередженими джерелами електроенергії. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Електротехніка і енергетика.* 2011. № 8 (162). С. 151-154.

123. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горнштейн и др. Москва: Энергоиздат, 1981. 336 с.

124. Директор Л.Б., Майков И.Л. Решение задач оптимизации сложных энергетических систем. *Управление большими системами*. 2011. Вып.28. С.274-292. URL: https://cyberleninka.ru/article/v/reshenie-zadach-optimizatsii-slozhnyh-energeticheskih-sistem (дата звернення: 20.01.2018).

125. Втрати електроенергії в розподільних електричних мережах: Державне підприємство Енергоринок. URL: http://www.er.gov.ua/ (дата звернення: 09.01.2018).

126. On-Load Tap-Changer Type CM Operating Instructions. HM 0.460.301-03.04/2015. Shanghai Huaming Power Equipment. 2012. P. 66.

127. Vacuum On-Load Tap Changer Operation Instructions. HM 0.460.1101. Shanghai Huaming Power Equipment. 2012. P.34.

128. Carmen L.T.B., Djalma M.F. Impact of Distributed Generation Allocation and Sizing on Reliability. *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings.* 23-26 Jun. 2003. Bologna, Italy, 2003. P.1-5.

129. Alvarado F.L. Locational Aspects of Distributed Generation. *Proceedings of IEEE.* 2001. Vol.1, P.140-147.

130. Раштчизаде А., Гашимов А.М., Рахманов Н.Р., Ахмедова С.Т. Применение генетического алгоритма для оптимального распределения источников генерации с целью уменьшения потерь и улучшения уровня напряжения. *Проблемы энергетики*. 2008. №4. С. 24-31.

131. Aref A., Davoudi M., Davoodi M. Optimal placement and estimation of DG capacity in distribution network's using Genetic Algorithm-based method. *Indian Journal of Science and Technology*. 2012. Vol.5, No 3. P. 2258-2264.

132. Ерошенко С.А., Дмитриев С.А., Кузнецов Д.В., Кокин С.Е., Паздерин А.В. Вопросы размещения источников распределенной генерации в электрических сетях мегаполисов. *Вестник Самарского государственного техни-ческого университета*. Самара, 2011. № 4. С. 126-134.

133. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Рубаненко О.О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з врахуванням нормативного значення технічних втрат електроенергії та технічного стану трансформаторів з РПН. *Наукові праці ДонНТУ. Електротехніка і енергетика*. Донецьк, 2013. №1(14). С.168-172.

134. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Казьмірук О.І. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з урахуванням технічного стану трансформаторів із РПН. *Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка*. Київ, 2012. № 4.

Додаток А Вихідні дані по зміні генерації активної потужності сонячної електростанції «Дунайська» Одеської енергосистеми

Таблиця А.1 – Зміна генерації активної потужності СЕС «Дунайська»

Час	Р, кВт (20.09.2016)	Р, кВт (25.09.2016)
1	2	3
7:00:00	0	0
7:03:00	0	0
7:06:00	0	0
7:09:00	0	0
7:12:00	0	0
7:15:00	0	0
7:18:00	0	0
7:21:00	0	0
7:24:00	0	0
7:27:00	0	0
7:30:00	0	0
7:33:00	0	0
7:36:00	0	0
7:39:00	0	0
7:42:00	2177,13	0
7:45:00	4208,05	0
7:48:00	4580,28	0
7:51:00	4719,79	0
7:54:00	4757,82	0
7:57:00	5042,56	0
8:00:00	5371,19	0
8:03:00	5706,04	0
8:06:00	6101,27	0
8:09:00	6446,34	0
8:12:00	6682,65	0
8:15:00	4882,95	0
8:18:00	9006,55	0
8:21:00	10214,72	0
8:24:00	11071,37	0
8:27:00	8273,75	0
8:30:00	4052,41	0
8:33:00	11296,5	0
8:36:00	11812,08	0
8:39:00	12191,84	2134,36
8:42:00	12633,84	2065,41
8:45:00	13232,57	0
8:48:00	14809,86	0
8:51:00	15844,08	0
8:54:00	16511,07	4059,54
8:57:00	11540,68	4262,66
9:00:00	6480,06	4184,25

Продовження таблиці А.1

1	2	3
9:03:00	6419,26	5801,32
9:06:00	5658,89	5182,4
9:09:00	5522,01	3437,13
9:12:00	4923,77	3424,99
9:15:00	3755,2	5163,19
9:18:00	7048,45	5785,28
9:21:00	3572,29	5695
9:24:00	16012,96	5320,14
9:27:00	16814,04	7193,61
9:30:00	16934,63	6800,85
9:33:00	17102,55	5702,59
9:36:00	17307,53	19514,54
9:39:00	17668,65	22930,52
9:42:00	18208,99	16305,59
9:45:00	18620,03	17353,08
9:48:00	18860,94	19631,9
9:51:00	19099,7	23792,66
9:54:00	19478,22	19946,9
9:57:00	19701,76	9800,39
10:00:00	19815,37	10818,36
10:03:00	20031,17	8598,91
10:06:00	21081,84	6921,96
10:09:00	22337,51	8717,64
10:12:00	21246,54	25652,71
10:15:00	18204,51	6598,54
10:18:00	12092,47	7393,78
10:21:00	8921,9	27614,16
10:24:00	9832,73	27075,48
10:27:00	25230,81	27079,95
10:30:00	24875,04	27332,61
10:33:00	24419,74	27515,37
10:36:00	24081,67	27322,67
10:39:00	23947,34	27739,1
10:42:00	23954,65	27732,62
10:45:00	24155,89	28205,62
10:48:00	24053,61	27918,33
10:51:00	24411,19	28562,76
10:54:00	23855,24	28069,39
10:57:00	25213,42	28507,27
11:00:00	25664,04	28308,41
11:03:00	25375,77	29079,85
11:06:00	25987,8	29213,75
11:09:00	25301,61	28417,6
11:12:00	26685,87	29738,35
11:15:00	27010,19	30169,91

Продовження таблиці А.1

1	2	3
11:18:00	27287,2	21317,24
11:21:00	26696,56	30687,81
11:24:00	28420,95	27306,37
11:27:00	28010,96	24567,43
11:30:00	27518,41	32002,87
11:33:00	28559,15	19398,41
11:36:00	26987,18	16068,77
11:39:00	28280,91	13913,84
11:42:00	27524,03	23507,95
11:45:00	17870,51	27143,94
11:48:00	30561,15	26731,87
11:51:00	31787,79	33204,17
11:54:00	31934,24	28916,86
11:57:00	14163,01	30853,52
12:00:00	14864,59	33039,68
12:03:00	20896,78	33418,61
12:06:00	32230,39	30189,4
12:09:00	5197,2	32682,38
12:12:00	31690,81	29811,44
12:15:00	20197,69	30826,01
12:18:00	11358,06	17762,36
12:21:00	33200,47	32532,34
12:24:00	33973,91	34156,62
12:27:00	34052,23	31524,28
12:30:00	33424,5	34734,93
12:33:00	30494,02	32141,27
12:36:00	9902,19	8537,37
12:39:00	6752,02	31721,28
12:42:00	27861,85	11249,91
12:45:00	23351,47	13171,43
12:48:00	10308,42	20030,12
12:51:00	23460,01	28577,06
12:54:00	33828,39	32043,06
12:57:00	33600,97	23227,96
13:00:00	11732,98	10265,73
13:03:00	7599,64	11388,89
13:06:00	23824,55	22575,31
13:09:00	33110,45	9012,05
13:12:00	32668,1	13312,64
13:15:00	34052,36	19716,17
13:18:00	18990,63	10835,32
13:21:00	4618,87	27910,73
13:24:00	19403,38	7580,57
13:27:00	18837,39	35569,74
13:30:00	19456,92	20951

Продовження таблиці А.1

1	2	3
13:33:00	24920,85	29916,5
13:36:00	31826,32	21774,03
13:39:00	32365,32	34224,05
13:42:00	32346,56	26175,49
13:45:00	32468,37	24288,7
13:48:00	30397,22	29521,38
13:51:00	28612,89	13593,96
13:54:00	31027,15	21043,89
13:57:00	31276,93	14780,99
14:00:00	32374,08	9677,87
14:03:00	13735,39	14348,64
14:06:00	17092,95	8877,78
14:09:00	33397,69	8466,88
14:12:00	30879,47	17424,06
14:15:00	31826,82	28005,38
14:18:00	29831,99	22207,77
14:21:00	28899,73	10381,53
14:24:00	22700,66	16123,25
14:27:00	30520,71	23199,13
14:30:00	30551,18	23296,59
14:33:00	29118,19	10274,17
14:36:00	29238,81	18513,07
14:39:00	29888,95	10040,91
14:42:00	25573,86	8782,45
14:45:00	29627	25085,04
14:48:00	13277,6	33267,89
14:51:00	17692,15	34103,82
14:54:00	6109,28	34724,54
14:57:00	13149,93	33753,8
15:00:00	18589,68	30053,07
15:03:00	29401,99	32943,11
15:06:00	17238,32	27731,2
15:09:00	8367,27	18721,7
15:12:00	11834,69	31085,01
15:15:00	22278,07	31555,23
15:18:00	23091,81	26228,01
15:21:00	18913,4	19490,08
15:24:00	7892,62	20862,01
15:27:00	6412,94	11055,34
15:30:00	14230,5	19915,91
15:33:00	8920,75	17305,1
15:36:00	7012,68	27101,26
15:39:00	5211,43	26826,91
15:42:00	7463,82	16601,79
15:45:00	13178,7	23036,9

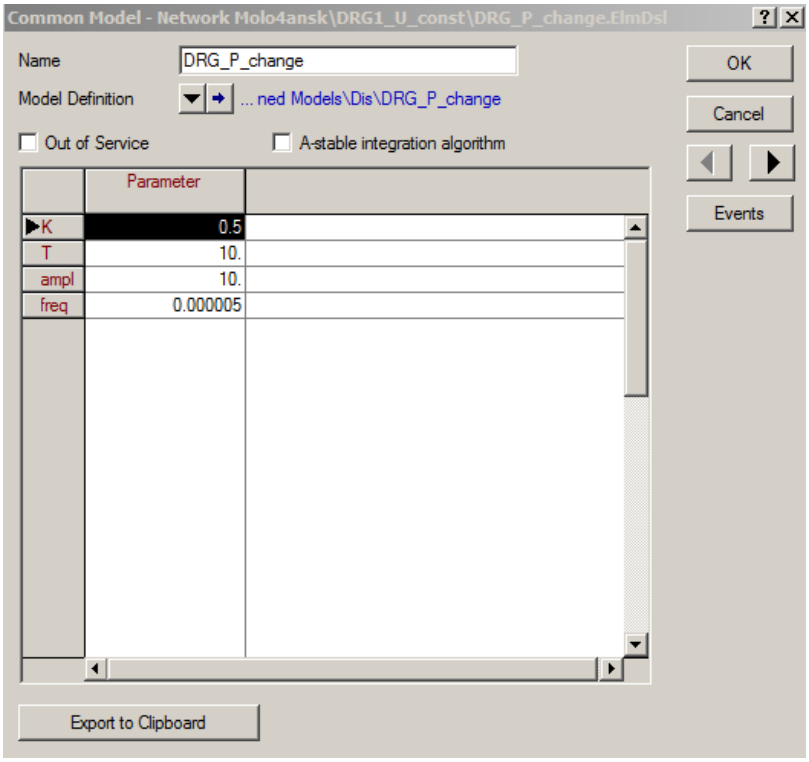
Продовження таблиці А.1

1	2	3
15:48:00	8905,15	24448,88
15:51:00	5699,41	26613,71
15:54:00	6501,8	26410,51
15:57:00	18089,93	26503,1
16:00:00	9822,34	24749,79
16:03:00	11581,74	21949,78
16:06:00	5089,09	24273,94
16:09:00	8943,28	22930,27
16:12:00	11535,04	22445,01
16:15:00	19390,43	21643,76
16:18:00	17323,65	21241,81
16:21:00	0	21093,93
16:24:00	0	16480,32
16:27:00	17834,11	20247,45
16:30:00	17446,54	19773,55
16:33:00	14609,79	20347,49
16:36:00	15009,23	20319,69
16:39:00	16125,5	20754,54
16:42:00	15702,29	20322,98
16:45:00	7741,58	20283,01
16:48:00	13269,11	18038,96
16:51:00	14892,94	16830,71
16:54:00	12567,64	16119,69
16:57:00	6586,29	15529,9
17:00:00	7425,14	15098,79
17:03:00	12739,56	14131,1
17:06:00	12035,49	13230,27
17:09:00	11299,48	12647,27
17:12:00	0	12179,19
17:15:00	8372,54	11665,23
17:18:00	0	11149,23
17:21:00	0	10483,48
17:24:00	0	10147,07
17:27:00	5659,31	9568,1
17:30:00	8319,08	9131,69
17:33:00	7801,89	8605,66
17:36:00	7395,36	8093,35
17:39:00	6973,06	7534,68
17:42:00	6476,31	7036,95
17:45:00	6028,84	6522,26
17:48:00	5534,97	5989,71
17:51:00	5186,35	5495,6
17:54:00	4756,02	4998,09
17:57:00	4382,96	4536,84
18:00:00	3960,58	4155,23

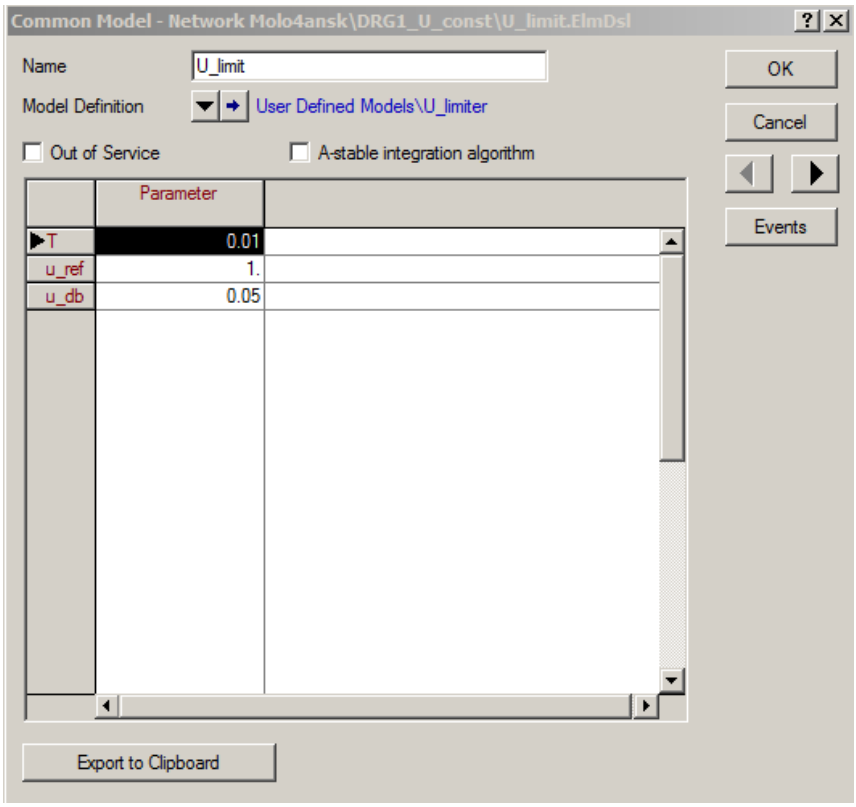
Продовження таблиці А.1

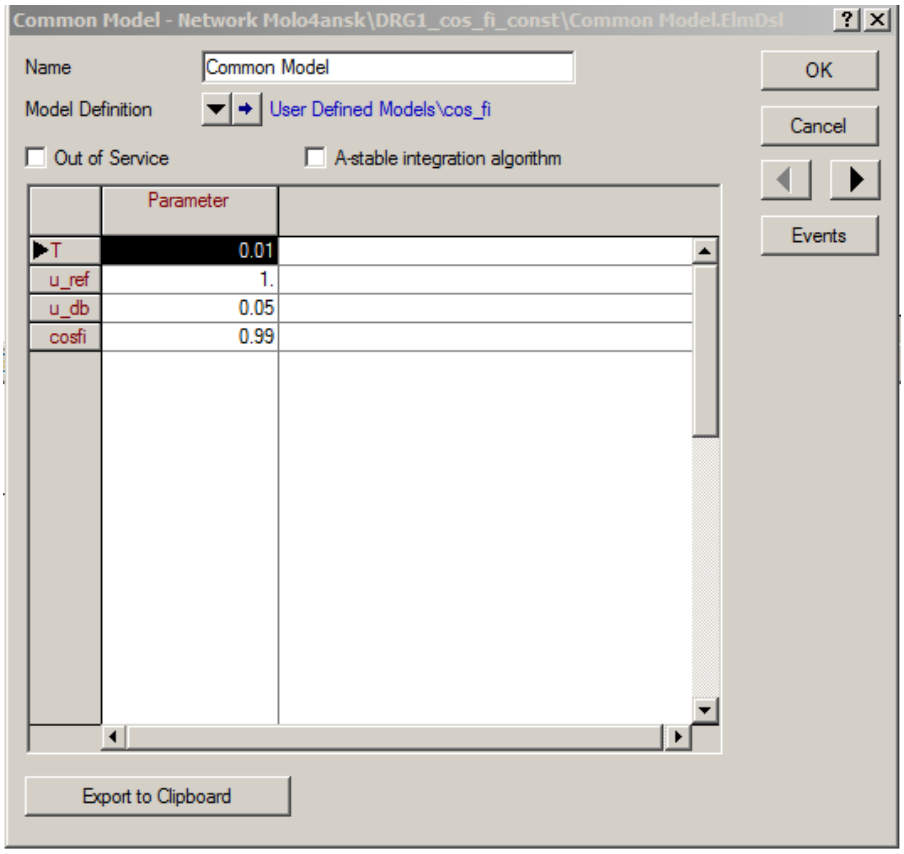
1	2	3
18:03:00	3619,79	3696,87
18:06:00	3300,03	3273,82
18:09:00	0	0
18:12:00	0	0
18:15:00	0	0
18:18:00	0	0
18:21:00	0	0
18:24:00	0	0
18:27:00	0	0
18:30:00	0	0
18:33:00	0	0
18:36:00	0	0
18:39:00	0	0
18:42:00	0	0
18:45:00	0	0
18:48:00	0	0
18:51:00	0	0
18:54:00	0	0
18:57:00	0	0

Додаток Б Налаштування підсистем керування засобами регулювання напруги
Налаштування підсистеми керування потужності ДРГ:

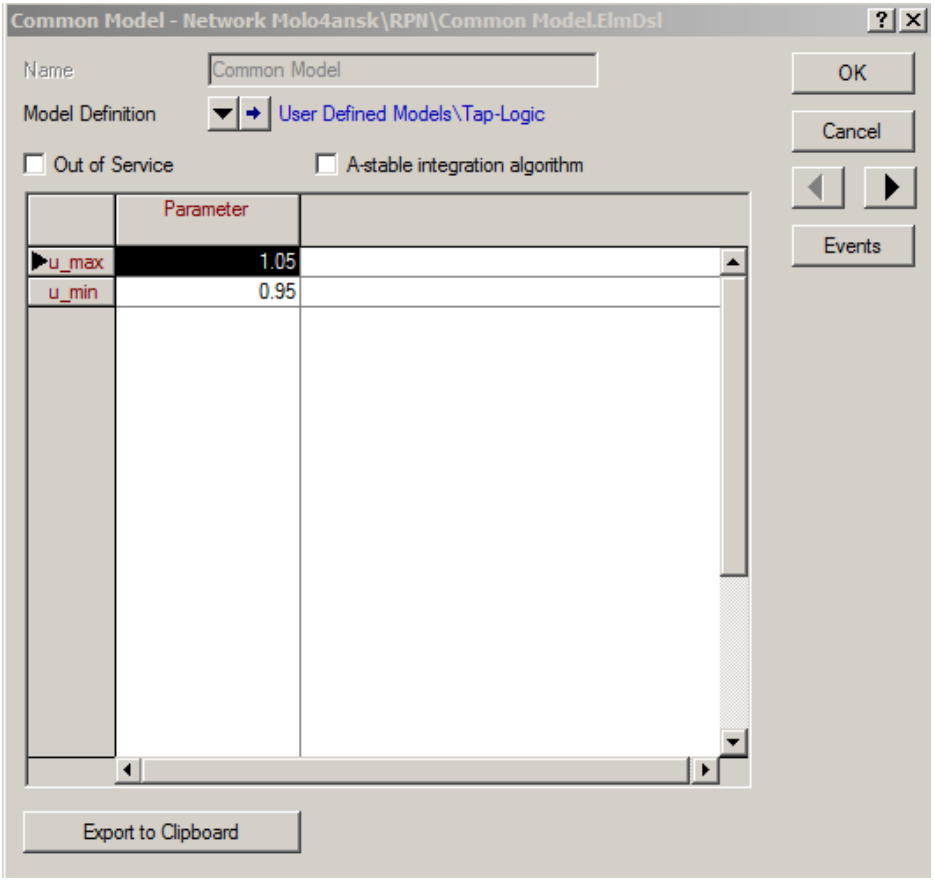


Налаштування підсистеми керування потужності ДРГ в режимі регулювання напруги та коефіцієнта потужності:

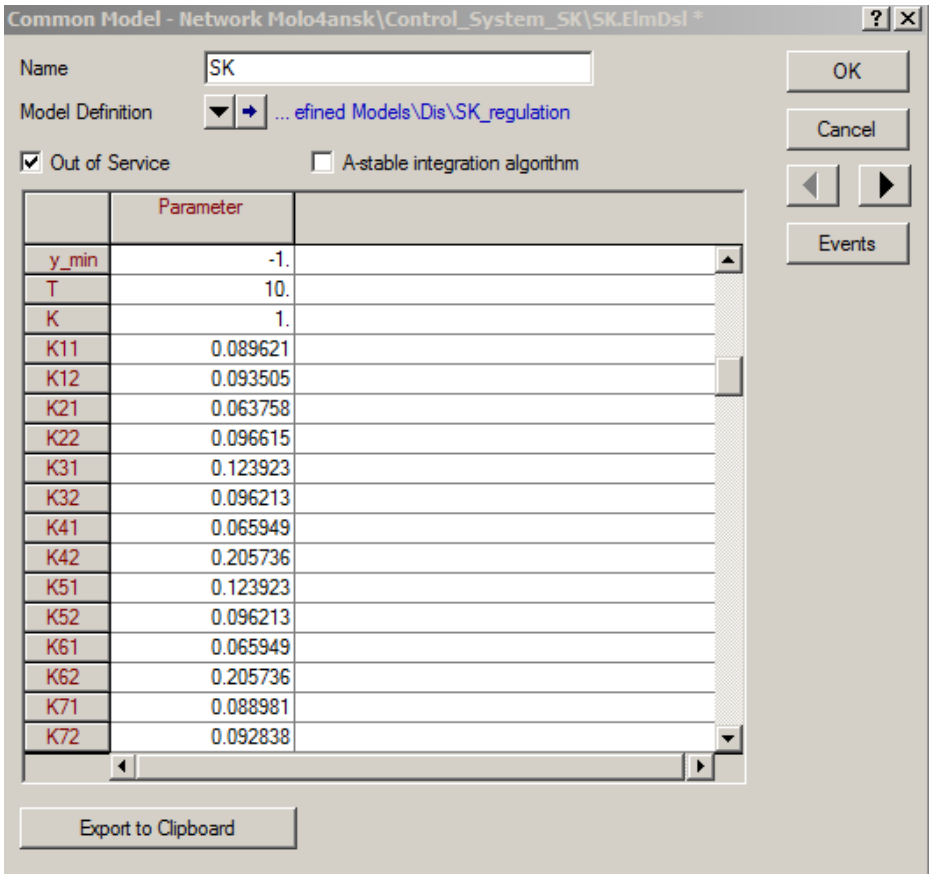




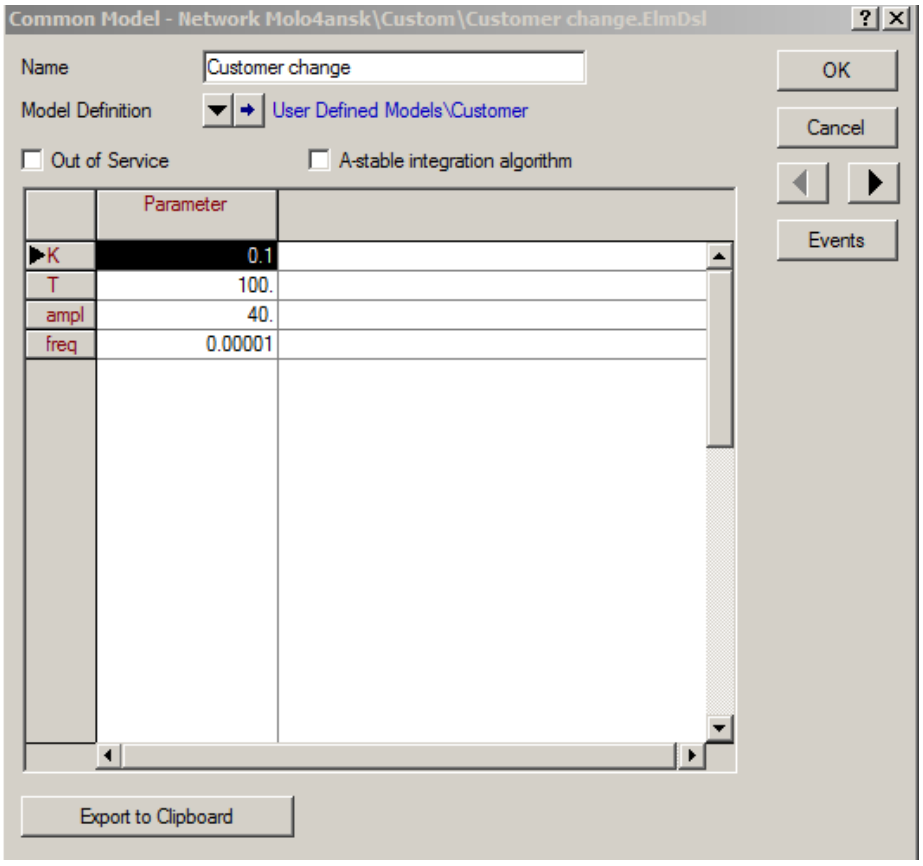
Налаштування підсистеми керування положення системи РПН трансформатора:



Налаштування підсистеми керування реактивною потужністю СТК:



Налаштування підсистеми керування потужністю навантаження мережі:



Додаток В Фрагменти коду, що реалізують керуючі дії регуляторів (на мові DSL в Power Factory)

Логіка роботи «Блока регулювання напруги» підсистеми регулювання потужності ДРГ в режимі регулювання напруги описується наступним чином:

```
x.=select(in_u>u_ref+u_db,-T,select(x>i_setp+0.1,i_setp+0.1-
x,select({x<i_setp-0.1}.and.{in_u<u_ref+u_db/2},T,0)));
x=x+x.
out_id=select(x>=0,x,0)
```

Логіка роботи «Блока регулювання cosφ» підсистеми регулювання потужності ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності описується наступним чином:

```
x.=select(in_u>u_ref+u_db,-T,select(x>i_setp+0.1,i_setp+0.1-
x,select({x<i_setp-0.1}.and.{in_u<u_ref+u_db/2},T,0)));
x=x+x.
out_id=(select(x>=0,x,0))*cosfi
out_iq=(select(x>=0,x,0))*sin(acos(cosfi))
```

Система керування положення системи РПН трансформатора функціонує згідно наведеної логіки:

Початкові значення:

```
inc(tap_position)=0
inc(picdro_up)=0
inc(picdro_down)=0
inc(picdro_out_down)=-1
inc(picdro_out_up)=-1
inc(event_trigger_down)=-1
inc(event_trigger_up)=-1
inc(xclock)=0
tap_position.=0;
```

Перевірка порушень напруги та формування керуючого сигналу:

```
picdro_up=select(u<u_min,1,0);
picdro_out_up=select({xclock>=0.99}.and.{picdro_up=1},1,0);
event_trigger_up=select(picdro_out_up>0.99,1,-1);
tap_next_up= tap_position_in-1;
event(1,event_trigger_up,'name=this value=tap_next_up
variable=tap_position')
picdro_down=select(u>u_max,1,0);
picdro_out_down=select({xclock>=0.99}.and.{picdro_down=1},1,0);
event_trigger_down=select(picdro_out_down>0.99,1,-1);
tap_next_down= tap_position_in+1;
event(1,event_trigger_down,'name=this value=tap_next_down
variable=tap_position')
xclock.=select(u>u_max,1/500,select(u<u_min,1/500,-100*xclock));
reset_clock=select(xclock>1,1,-1);
event(1,reset_clock,'name=this value=0 variable=xclock')
tap_position_out= tap_position;
```

Логіка роботи системи керування реактивної потужності СТК описується наступним чином:

«Блок визначення порушення допустимих границь по напрузі»:

```
yo=select(yi>db,yi-db,select(yi<-db,yi+db,0))
```

«Блок коефіцієнтів «пріоритетності» регулювання»:

```
yo=K*yi
```

«Обмежувач сигналів»:

```
inc(x)=0
limits(T)=(0,]
x.=select(abs(yi)<0.0001,0,select(yo>=y_max.and.yi>0,0,select(yo<=y_min.a
nd.yi<0,0,yi/T)))
yo=x*K
```

Логіка роботи «Блока імітування зміни навантаження» описується наступним чином:

«Генератор синусоїдального сигналу»:

```
inc(yo)=ampl*sin(time()*freq*2*pi())
t=time()
yo=abs(ampl*sin(t*freq*2*pi()))
```

«Випадковий сигнал»:

```
yo=select(abs(yi)>0.03,0.2,abs(yi))
```

«Фільтр низьких частот»:

```
limits(T)=[0,)
x.=select(T>0,(K*yi-x)/T,0.0)
yo=select(T>0,x,K*yi)
```

Додаток Г Дані по навантаженням, типам ліній електропередач та трансформаторів, які використовуються в моделі розподільної електричної мережі

Таблиця Г.1 – Навантаження в Молочанській РЕМ

Навантаження	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВар
Еквівалентне навантаження	17,81	6,72
Н_Богдановка 1.10	0,55	0,28
Н_Богдановка 2.10	0,55	0,28
Н_Астраханка 1.10	0,23	0,12
Н_Астраханка 2.10	0,23	0,12
Н_ПЖД-2012 2.10	1,09	0,33
Н_ Тєрпєніє 1.10	1,83	0,91
Н_ Тєрпєніє 2.10	1,83	0,91
Н_Свєтлодолінская 1.10	0,32	0,16
Н_Промінь 1.10	0,35	0,17
Н_Промінь 2.10	0,35	0,17

Таблиця Г.2 – Типи та довжини повітряних ліній в Молочанській РЕМ

Лінія	Напруга, кВ	Тип	Довжина, км
Молочанская 1.150 – Фєдоровка 2.150	150	АС-240	35,9
Фєдоровка 2.35 – Н_Богдановка 2.35	35	АС-95	6,49
Н_Богдановка 1.35 – Тєрпєніє 2.35	35	АС-70	17,3
Н_Богдановка 1.35 – Свєтлодолінская 1.35	35	АС-70	12
Тєрпєніє 1.35 – Астраханка 1.35	35	АС-70	20,1
Свєтлодолінская 2.35 – Промінь 1.35	35	АС-95	12,2

Таблиця Г.3 – Типи трансформаторів в Молочанській РЕМ

Трансформатор	Сторона ВН/НН (ВН/СН/НН)	ВН/НН, кВ (ВН/СН/НН)	Тип
Т2 Фєдоровка	Фєдоровка 2.150/ Фєдоровка 2.35/ ПЖД-2012 2.10	150/38/11	ТДТГ-15000/150
Т1 Н_Богдановка	Н_Богдановка 1.35/ Н_Богдановка 1.10	35/10,5	ТМН-2500/35
Т2 Н_Богдановка	Н_Богдановка 2.35/ Н_Богдановка 2.10	35/10,5	ТМН-2500/35
Т1 Тєрпєніє	Тєрпєніє 1.35/ Тєрпєніє 1.10	35/11	ТМН-6300/35
Т2 Тєрпєніє	Тєрпєніє 2.35/ Тєрпєніє 2.10	35/11	ТМН-6300/35
Т1 Астраханка	Астраханка 1.35/ Астраханка 1.10	35/10,5	ТМН-2500/35
Т2 Астраханка	Астраханка 1.35/ Астраханка 2.10	35/10,5	ТМН-4000/35
Т1 Свєтлодолінская	Свєтлодолінская 1.35/ Свєтлодолінская 1.10	35/10	ТМН-2500/35
Т1 Промінь	Промінь 1.35/ Промінь 1.10	35/10	ТМН-2500/35

Додаток Д Лінійний критерій оптимального регулювання напруги в РЕМ з ДРГ

$$C_1 \cdot (\Delta P_{ДРГ1} + \Delta P_{ДРГ2}) - C_2 \cdot ((\Delta Q^{+}_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГ1}}{\partial Q_{ДРГ1}} + \Delta Q^{-}_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГ1}}{\partial Q_{ДРГ1}} +$$

$$+\Delta Q^{+}_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГ2}}{\partial Q_{ДРГ2}} + \Delta Q^{-}_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial P_{lossДРГ2}}{\partial Q_{ДРГ2}}) + (\Delta Q^{+}_{СТК1} \cdot \frac{\partial P_{lossСТК1}}{\partial Q_{СТК1}} +$$

$$+\Delta Q^{-}_{СТК1} \cdot \frac{\partial P_{lossСТК1}}{\partial Q_{СТК1}} + \Delta Q^{+}_{СТК2} \cdot \frac{\partial P_{lossСТК2}}{\partial Q_{СТК2}} + \Delta Q^{-}_{СТК2} \cdot \frac{\partial P_{lossСТК2}}{\partial Q_{СТК2}})) -$$

$$-C_з \cdot (\Delta N^{+}_{РПН1} + \Delta N^{-}_{РПН1} + \Delta N^{+}_{РПН2} + \Delta N^{-}_{РПН2}) \rightarrow \max$$

при обмеженнях:

$$\Delta P_{ДРГ1} + \frac{\Delta P^{max}_{ДРГ1}}{\Delta Q^{max+}_{ДРГ1}} \cdot \Delta Q^{+}_{ДРГ1} \leq \Delta P^{max}_{ДРГ1}$$

$$\Delta P_{ДРГ2} + \frac{\Delta P^{max}_{ДРГ2}}{\Delta Q^{max+}_{ДРГ2}} \cdot \Delta Q^{+}_{ДРГ2} \leq \Delta P^{max}_{ДРГ2}$$

$$\Delta P_{ДРГ1} + \frac{\Delta P^{max}_{ДРГ1}}{\Delta Q^{max-}_{ДРГ1}} \cdot \Delta Q^{-}_{ДРГ1} \leq \Delta P^{max}_{ДРГ1}$$

$$\Delta P_{ДРГ2} + \frac{\Delta P^{max}_{ДРГ2}}{\Delta Q^{max-}_{ДРГ2}} \cdot \Delta Q^{-}_{ДРГ2} \leq \Delta P^{max}_{ДРГ2}$$

$$\Delta Q^{+}_{СТК1} \leq Q^{max}_{СТК1} - Q_{СТК1}$$

$$\Delta Q^{+}_{СТК2} \leq Q^{max}_{СТК2} - Q_{СТК2}$$

$$\Delta Q^{-}_{СТК1} \leq Q_{СТК1} - Q^{min}_{СТК1}$$

$$\Delta Q^{-}_{СТК2} \leq Q_{СТК2} - Q^{min}_{СТК2}$$

$$\Delta N^{+}_{РПН1} \leq \Delta N^{+max}_{РПН1}$$

$$\Delta N^{-}_{РПН1} \leq \Delta N^{-max}_{РПН1}$$

$$\Delta N^{+}_{РПН2} \leq \Delta N^{+max}_{РПН2}$$

$$\Delta N^{-}_{РПН2} \leq \Delta N^{-max}_{РПН2}$$

$$-\Delta P_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ1}} - (\Delta Q^{+}_{ДРГ1} - \Delta Q^{-}_{ДРГ1}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{ДРГ1}} - \Delta P_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ2}} -$$

$$-(\Delta Q^{+}_{ДРГ2} - \Delta Q^{-}_{ДРГ2}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{ДРГ2}} - (\Delta Q^{+}_{СТК1} - \Delta Q^{-}_{СТК1}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{СТК1}} -$$

$$-(\Delta Q^{+}_{СТК2} - \Delta Q^{-}_{СТК2}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{СТК2}} - (\Delta N^{-}_{РПН1} - \Delta N^{+}_{РПН1}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН1}} -$$

$$-(\Delta N^{-}_{РПН2} - \Delta N^{+}_{РПН2}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН2}} \leq U_1 - U_{min}$$

$$\Delta P_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ1}} + (\Delta Q^{+}_{ДРГ1} - \Delta Q^{-}_{ДРГ1}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{ДРГ1}} + \Delta P_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial U_1}{\partial P_{ДРГ2}} +$$

$$+(\Delta Q^{+}_{ДРГ2} - \Delta Q^{-}_{ДРГ2}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{ДРГ2}} + (\Delta Q^{+}_{СТК1} - \Delta Q^{-}_{СТК1}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{СТК1}} +$$

$$+(\Delta Q^{+}_{СТК2} - \Delta Q^{-}_{СТК2}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial Q_{СТК2}} + (\Delta N^{-}_{РПН1} - \Delta N^{+}_{РПН1}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН1}} +$$

$$+(\Delta N^{-}_{РПН2} - \Delta N^{+}_{РПН2}) \cdot \frac{\partial U_1}{\partial N_{РПН2}} \leq U_{max} - U_1$$

$$-\Delta P_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial U_2}{\partial P_{ДРГ1}} - (\Delta Q^{+}_{ДРГ1} - \Delta Q^{-}_{ДРГ1}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial Q_{ДРГ1}} - \Delta P_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial U_2}{\partial P_{ДРГ2}} -$$

$$-(\Delta Q^{+}_{ДРГ2} - \Delta Q^{-}_{ДРГ2}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial Q_{ДРГ2}} - (\Delta Q^{+}_{СТК1} - \Delta Q^{-}_{СТК1}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial Q_{СТК1}} -$$

$$-(\Delta Q^{+}_{СТК2} - \Delta Q^{-}_{СТК2}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial Q_{СТК2}} - (\Delta N^{-}_{РПН1} - \Delta N^{+}_{РПН1}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial N_{РПН1}} -$$

$$-(\Delta N^{-}_{РПН2} - \Delta N^{+}_{РПН2}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial N_{РПН2}} \leq U_2 - U_{min}$$

$$\Delta P_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial U_2}{\partial P_{ДРГ1}} + (\Delta Q^{+}_{ДРГ1} - \Delta Q^{-}_{ДРГ1}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial Q_{ДРГ1}} + \Delta P_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial U_2}{\partial P_{ДРГ2}} +$$

$$+(\Delta Q^{+}_{ДРГ2} - \Delta Q^{-}_{ДРГ2}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial Q_{ДРГ2}} + (\Delta Q^{+}_{СТК1} - \Delta Q^{-}_{СТК1}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial Q_{СТК1}} +$$

$$+(\Delta Q^{+}_{СТК2} - \Delta Q^{-}_{СТК2}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial Q_{СТК2}} + (\Delta N^{-}_{РПН1} - \Delta N^{+}_{РПН1}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial N_{РПН1}} +$$

$$+(\Delta N^{-}_{РПН2} - \Delta N^{+}_{РПН2}) \cdot \frac{\partial U_2}{\partial N_{РПН2}} \leq U_{max} - U_2$$

$$-\Delta P_{ДРГ1} \cdot \frac{\partial U_3}{\partial P_{ДРГ1}} - (\Delta Q^{+}_{ДРГ1} - \Delta Q^{-}_{ДРГ1}) \cdot \frac{\partial U_3}{\partial Q_{ДРГ1}} - \Delta P_{ДРГ2} \cdot \frac{\partial U_3}{\partial P_{ДРГ2}} -$$

$$-\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ2}-\Delta Q^{-}_{ДРГ2}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial Q_{ДРГ2}}-\left(\Delta Q^{+}_{СТК1}-\Delta Q^{-}_{СТК1}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial Q_{СТК1}}-$$

$$-\left(\Delta Q^{+}_{СТК2}-\Delta Q^{-}_{СТК2}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial Q_{СТК2}}-\left(\Delta N^{-}_{РПН1}-\Delta N^{+}_{РПН1}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial N_{РПН1}}-$$

$$-\left(\Delta N^{-}_{РПН2}-\Delta N^{+}_{РПН2}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial N_{РПН2}}\le U_3-U_{min}$$

$$\Delta P_{ДРГ1}\cdot\frac{\partial U_3}{\partial P_{ДРГ1}}+\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ1}-\Delta Q^{-}_{ДРГ1}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial Q_{ДРГ1}}+\Delta P_{ДРГ2}\cdot\frac{\partial U_3}{\partial P_{ДРГ2}}+$$

$$+\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ2}-\Delta Q^{-}_{ДРГ2}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial Q_{ДРГ2}}+\left(\Delta Q^{+}_{СТК1}-\Delta Q^{-}_{СТК1}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial Q_{СТК1}}+$$

$$+\left(\Delta Q^{+}_{СТК2}-\Delta Q^{-}_{СТК2}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial Q_{СТК2}}+\left(\Delta N^{-}_{РПН1}-\Delta N^{+}_{РПН1}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial N_{РПН1}}+$$

$$+\left(\Delta N^{-}_{РПН2}-\Delta N^{+}_{РПН2}\right)\cdot\frac{\partial U_3}{\partial N_{РПН2}}\le U_{max}-U_3$$

$$-\Delta P_{ДРГ1}\cdot\frac{\partial U_4}{\partial P_{ДРГ1}}-\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ1}-\Delta Q^{-}_{ДРГ1}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial Q_{ДРГ1}}-\Delta P_{ДРГ2}\cdot\frac{\partial U_4}{\partial P_{ДРГ2}}-$$

$$-\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ2}-\Delta Q^{-}_{ДРГ2}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial Q_{ДРГ2}}-\left(\Delta Q^{+}_{СТК1}-\Delta Q^{-}_{СТК1}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial Q_{СТК1}}-$$

$$-\left(\Delta Q^{+}_{СТК2}-\Delta Q^{-}_{СТК2}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial Q_{СТК2}}-\left(\Delta N^{-}_{РПН1}-\Delta N^{+}_{РПН1}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial N_{РПН1}}-$$

$$-\left(\Delta N^{-}_{РПН2}-\Delta N^{+}_{РПН2}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial N_{РПН2}}\le U_4-U_{min}$$

$$\Delta P_{ДРГ1}\cdot\frac{\partial U_4}{\partial P_{ДРГ1}}+\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ1}-\Delta Q^{-}_{ДРГ1}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial Q_{ДРГ1}}+\Delta P_{ДРГ2}\cdot\frac{\partial U_4}{\partial P_{ДРГ2}}+$$

$$+\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ2}-\Delta Q^{-}_{ДРГ2}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial Q_{ДРГ2}}+\left(\Delta Q^{+}_{СТК1}-\Delta Q^{-}_{СТК1}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial Q_{СТК1}}+$$

$$+\left(\Delta Q^{+}_{СТК2}-\Delta Q^{-}_{СТК2}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial Q_{СТК2}}+\left(\Delta N^{-}_{РПН1}-\Delta N^{+}_{РПН1}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial N_{РПН1}}+$$

$$+\left(\Delta N^{-}_{РПН2}-\Delta N^{+}_{РПН2}\right)\cdot\frac{\partial U_4}{\partial N_{РПН2}}\le U_{max}-U_4$$

$$-\Delta P_{ДРГ1}\cdot\frac{\partial U_5}{\partial P_{ДРГ1}}-\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ1}-\Delta Q^{-}_{ДРГ1}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial Q_{ДРГ1}}-\Delta P_{ДРГ2}\cdot\frac{\partial U_5}{\partial P_{ДРГ2}}-$$

$$-\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ2}-\Delta Q^{-}_{ДРГ2}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial Q_{ДРГ2}}-\left(\Delta Q^{+}_{СТК1}-\Delta Q^{-}_{СТК1}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial Q_{СТК1}}-$$

$$-\left(\Delta Q^{+}_{СТК2}-\Delta Q^{-}_{СТК2}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial Q_{СТК2}}-\left(\Delta N^{-}_{РПН1}-\Delta N^{+}_{РПН1}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial N_{РПН1}}-$$

$$-\left(\Delta N^{-}_{РПН2}-\Delta N^{+}_{РПН2}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial N_{РПН2}}\le U_5-U_{min}$$

$$\Delta P_{ДРГ1}\cdot\frac{\partial U_5}{\partial P_{ДРГ1}}+\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ1}-\Delta Q^{-}_{ДРГ1}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial Q_{ДРГ1}}+\Delta P_{ДРГ2}\cdot\frac{\partial U_5}{\partial P_{ДРГ2}}+$$

$$+\left(\Delta Q^{+}_{ДРГ2}-\Delta Q^{-}_{ДРГ2}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial Q_{ДРГ2}}+\left(\Delta Q^{+}_{СТК1}-\Delta Q^{-}_{СТК1}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial Q_{СТК1}}+$$

$$+\left(\Delta Q^{+}_{СТК2}-\Delta Q^{-}_{СТК2}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial Q_{СТК2}}+\left(\Delta N^{-}_{РПН1}-\Delta N^{+}_{РПН1}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial N_{РПН1}}+$$

$$+\left(\Delta N^{-}_{РПН2}-\Delta N^{+}_{РПН2}\right)\cdot\frac{\partial U_5}{\partial N_{РПН2}}\le U_{max}-U_5$$

З заміною та підстановкою відомих коефіцієнтів:

$$5610\cdot(x_1+x_4)-1200\cdot((x_2\cdot 0{,}085+x_3\cdot 0{,}085+x_5\cdot 0{,}05+x_6\cdot 0{,}05)+$$
$$+(x_7\cdot 0{,}092+x_8\cdot 0{,}092+x_9\cdot 0{,}054+x_{10}\cdot 0{,}054))-165\cdot(x_{11}+x_{12}+$$
$$+x_{13}+x_{14})\to max$$

при обмеженнях:

$$x_1+0{,}141\cdot x_2\le 1{,}037$$

$$x_4+0{,}806\cdot x_5\le 1{,}037$$

$$x_1+0{,}106\cdot x_3\le 0{,}773$$

$$x_4+0{,}793\cdot x_6\le 0{,}773$$

$$x_7\le 10+0{,}885\to\ x_7\le 10{,}885$$

$$x_9\le 10+0{,}924\ \to\ x_9\le 10{,}924$$

$$x_8\le -0{,}924+5{,}5\ \ \to x_8\le 4{,}576$$

$$x_{10}\le -1{,}139+5{,}5\to x_{10}\le 4{,}361$$

$$x_{11} \le 0 \qquad x_{12} \le 14$$

$$x_{13} \le 7 \qquad x_{14} \le 7$$

$$-x_1 \cdot 0{,}0074 - (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0167 - x_4 \cdot 0{,}00133 - (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0106 -$$
$$-(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0173 - (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}0111 - (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}0000056) -$$
$$-(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}0000007) \le 0{,}844 - 0{,}95$$

$$x_1 \cdot 0{,}0074 + (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0167 + x_4 \cdot 0{,}00133 + (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0106 +$$
$$+(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0173 + (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}0111 + (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}0000056) +$$
$$+(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}0000007) \le 1{,}05 - 0{,}844$$

$$-x_1 \cdot 0{,}00737 - (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0166 - x_4 \cdot 0{,}00133 - (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0106 -$$
$$-(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0173 - (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}011 - (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}0000056) -$$
$$-(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}0000007) \le 0{,}859 - 0{,}95$$

$$x_1 \cdot 0{,}00737 + (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0166 + x_4 \cdot 0{,}00133 + (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0106 +$$
$$+(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0173 + (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}011 + (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}0000056) +$$
$$+(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}0000007) \le 1{,}05 - 0{,}859$$

$$-x_1 \cdot 0{,}00153 - (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0117 - x_4 \cdot 0{,}00141 - (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0113 -$$
$$-(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0121 - (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}0271 - (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}0000042) -$$
$$-(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}007714) \le 0{,}955 - 0{,}95$$

$$x_1 \cdot 0{,}00153 + (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0117 + x_4 \cdot 0{,}00141 + (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0113 +$$
$$+(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0121 + (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}0271 + (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}0000042) +$$
$$+(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}007714) \le 1{,}05 - 0{,}955$$

$$-x_1 \cdot 0{,}00148 - (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0113 - x_4 \cdot 0{,}0056 - (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0148 -$$
$$-(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0117 - (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}0114 - (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}000004) -$$
$$-(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}0000007) \le 0{,}897 - 0{,}95$$

$$x_1 \cdot 0{,}00148 + (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0113 + x_4 \cdot 0{,}0056 + (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0148 +$$
$$+(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0117 + (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}0114 + (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}000004) +$$
$$+(x_{14} - x_{13}) \cdot (-0{,}0000007) \le 1{,}05 - 0{,}897$$

$$-x_1 \cdot 0{,}00145 - (x_2 - x_3) \cdot 0{,}0111 - x_4 \cdot 0{,}0054 - (x_5 - x_6) \cdot 0{,}0145 -$$
$$-(x_7 - x_8) \cdot 0{,}0115 - (x_9 - x_{10}) \cdot 0{,}0111 - (x_{12} - x_{11}) \cdot (-0{,}0000039) -$$

$$-(x_{14}-x_{13})\cdot(-0{,}0000007)\le 0{,}897-0{,}95$$

$$x_1\cdot 0{,}00145+(x_2-x_3)\cdot 0{,}0111+x_4\cdot 0{,}0054+(x_5-x_6)\cdot 0{,}0145+$$
$$+(x_7-x_8)\cdot 0{,}0115+(x_9-x_{10})\cdot 0{,}0111+(x_{12}-x_{11})\cdot(-0{,}0000039)+$$
$$+(x_{14}-x_{13})\cdot(-0{,}0000007)\le 1{,}05-0{,}897$$

Розширена форма задачі має вигляд:

$$x_1+0{,}141\cdot x_2+x_{15}=1{,}037$$
$$x_4+0{,}806\cdot x_5+x_{16}=1{,}037$$
$$x_1+0{,}106\cdot x_3+x_{17}=0{,}773$$
$$x_4+0{,}793\cdot x_6+x_{18}=0{,}773$$
$$x_7+x_{19}=10{,}885$$
$$x_9+x_{21}=10{,}924$$
$$x_8+x_{20}=4{,}576$$
$$x_{10}+x_{22}=4{,}361$$
$$x_{11}+x_{23}=0$$
$$x_{12}+x_{24}=14$$
$$x_{13}+x_{25}=7$$
$$x_{14}+x_{26}=7$$
$$-x_1\cdot 0{,}0074-x_2\cdot 0{,}0167+x_3\cdot 0{,}0167-x_4\cdot 0{,}00133-x_5\cdot 0{,}0106+$$
$$+x_6\cdot 0{,}0106-x_7\cdot 0{,}0173+x_8\cdot 0{,}0173-x_9\cdot 0{,}0111+x_{10}\cdot 0{,}0111+$$
$$+x_{12}\cdot 0{,}0000056-x_{11}\cdot 0{,}0000056+x_{14}\cdot 0{,}0000007-$$
$$-x_{13}\cdot 0{,}0000007+x_{27}=-0{,}106$$
$$x_1\cdot 0{,}0074+x_2\cdot 0{,}0167-x_3\cdot 0{,}0167+x_4\cdot 0{,}00133+x_5\cdot 0{,}0106-$$
$$-x_6\cdot 0{,}0106+x_7\cdot 0{,}0173-x_8\cdot 0{,}0173+x_9\cdot 0{,}0111-x_{10}\cdot 0{,}0111-$$
$$-x_{12}\cdot 0{,}0000056+x_{11}\cdot 0{,}0000056-x_{14}\cdot 0{,}0000007+$$
$$+x_{13}\cdot 0{,}0000007+x_{28}=0{,}206$$
$$-x_1\cdot 0{,}00737-x_2\cdot 0{,}0166+x_3\cdot 0{,}0166-x_4\cdot 0{,}00133-x_5\cdot 0{,}0106+$$
$$+x_6\cdot 0{,}0106-x_7\cdot 0{,}0173+x_8\cdot 0{,}0173-x_9\cdot 0{,}011+x_{10}\cdot 0{,}011+$$
$$+x_{12}\cdot 0{,}0000056-x_{11}\cdot 0{,}0000056+x_{14}\cdot 0{,}0000007-$$

$$-x_{13} \cdot 0{,}0000007 + x_{29} = -0{,}091$$

$$x_1 \cdot 0{,}00737 + x_2 \cdot 0{,}0166 - x_3 \cdot 0{,}0166 + x_4 \cdot 0{,}00133 + x_5 \cdot 0{,}0106 -$$
$$-x_6 \cdot 0{,}0106 + x_7 \cdot 0{,}0173 - x_8 \cdot 0{,}0173 + x_9 \cdot 0{,}011 - x_{10} \cdot 0{,}011 -$$
$$-x_{12} \cdot 0{,}0000056 + x_{11} \cdot 0{,}0000056 - x_{14} \cdot 0{,}0000007 +$$
$$+x_{13} \cdot 0{,}0000007 + x_{30} = 0{,}191$$

$$-x_1 \cdot 0{,}00153 - x_2 \cdot 0{,}0117 + x_3 \cdot 0{,}0117 - x_4 \cdot 0{,}00141 - x_5 \cdot 0{,}0113 +$$
$$+x_6 \cdot 0{,}0113 - x_7 \cdot 0{,}0121 + x_8 \cdot 0{,}0121 - x_9 \cdot 0{,}0271 + x_{10} \cdot 0{,}0271 +$$
$$+x_{12} \cdot 0{,}0000042 - x_{11} \cdot 0{,}0000042 + x_{14} \cdot 0{,}007714 -$$
$$-x_{13} \cdot 0{,}007714 + x_{31} = 0{,}005$$

$$x_1 \cdot 0{,}00153 + x_2 \cdot 0{,}0117 - x_3 \cdot 0{,}0117 + x_4 \cdot 0{,}00141 + x_5 \cdot 0{,}0113 -$$
$$-x_6 \cdot 0{,}0113 + x_7 \cdot 0{,}0121 - x_8 \cdot 0{,}0121 + x_9 \cdot 0{,}0271 - x_{10} \cdot 0{,}0271 -$$
$$-x_{12} \cdot 0{,}0000042 + x_{11} \cdot 0{,}0000042 - x_{14} \cdot 0{,}007714 +$$
$$+x_{13} \cdot 0{,}007714 + x_{32} = 0{,}095$$

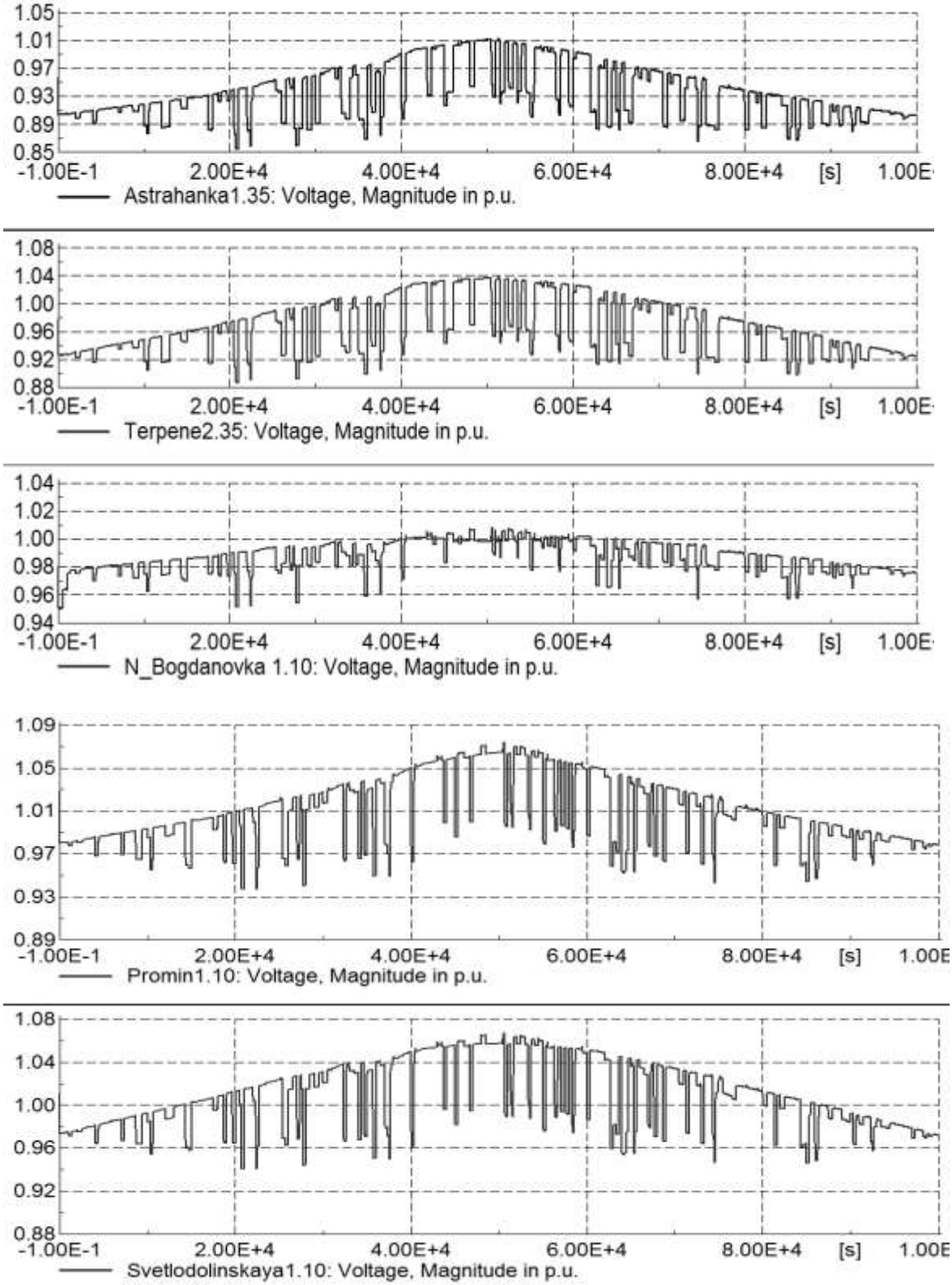
$$-x_1 \cdot 0{,}00148 - x_2 \cdot 0{,}0113 + x_3 \cdot 0{,}0113 - x_4 \cdot 0{,}0056 - x_5 \cdot 0{,}0148 +$$
$$+x_6 \cdot 0{,}0148 - x_7 \cdot 0{,}0117 + x_8 \cdot 0{,}0117 - x_9 \cdot 0{,}0114 + x_{10} \cdot 0{,}0114 +$$
$$+x_{12} \cdot 0{,}000004 - x_{11} \cdot 0{,}000004 + x_{14} \cdot 0{,}0000007 -$$
$$-x_{13} \cdot 0{,}0000007 + x_{33} = -0{,}053$$

$$x_1 \cdot 0{,}00148 + x_2 \cdot 0{,}0113 - x_3 \cdot 0{,}0113 + x_4 \cdot 0{,}0056 + x_5 \cdot 0{,}0148 -$$
$$-x_6 \cdot 0{,}0148 + x_7 \cdot 0{,}0117 - x_8 \cdot 0{,}0117 + x_9 \cdot 0{,}0114 - x_{10} \cdot 0{,}0114 -$$
$$-x_{12} \cdot 0{,}000004 + x_{11} \cdot 0{,}000004 - x_{14} \cdot 0{,}0000007 +$$
$$+x_{13} \cdot 0{,}0000007 + x_{34} = 0{,}153$$

$$-x_1 \cdot 0{,}00145 - x_2 \cdot 0{,}0111 + x_3 \cdot 0{,}0111 - x_4 \cdot 0{,}0054 - x_5 \cdot 0{,}0145 +$$
$$+x_6 \cdot 0{,}0145 - x_7 \cdot 0{,}0115 + x_8 \cdot 0{,}0115 - x_9 \cdot 0{,}0111 + x_{10} \cdot 0{,}0111 +$$
$$+x_{12} \cdot 0{,}0000039 - x_{11} \cdot 0{,}0000039 + x_{14} \cdot 0{,}0000007 -$$
$$-x_{13} \cdot 0{,}0000007 + x_{35} = -0{,}053$$

$$x_1 \cdot 0{,}00145 + x_2 \cdot 0{,}0111 - x_3 \cdot 0{,}0111 + x_4 \cdot 0{,}0054 + x_5 \cdot 0{,}0145 -$$
$$-x_6 \cdot 0{,}0145 + x_7 \cdot 0{,}0115 - x_8 \cdot 0{,}0115 + x_9 \cdot 0{,}0111 - x_{10} \cdot 0{,}0111 -$$
$$-x_{12} \cdot 0{,}0000039 + x_{11} \cdot 0{,}0000039 - x_{14} \cdot 0{,}0000007 +$$
$$+x_{13} \cdot 0{,}0000007 + x_{36} = 0{,}153$$

Додаток Е Графіки зміни напруги у вузлах розподільної електричної мережі



а) без регулювання ДРГ; б) ДРГ працює в режимі регулювання напруги; в) ДРГ працює в режимі регулювання коефіцієнта потужності

Рисунок Е.1, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ з ДРГ при регулюванні положення РПН трансформаторів

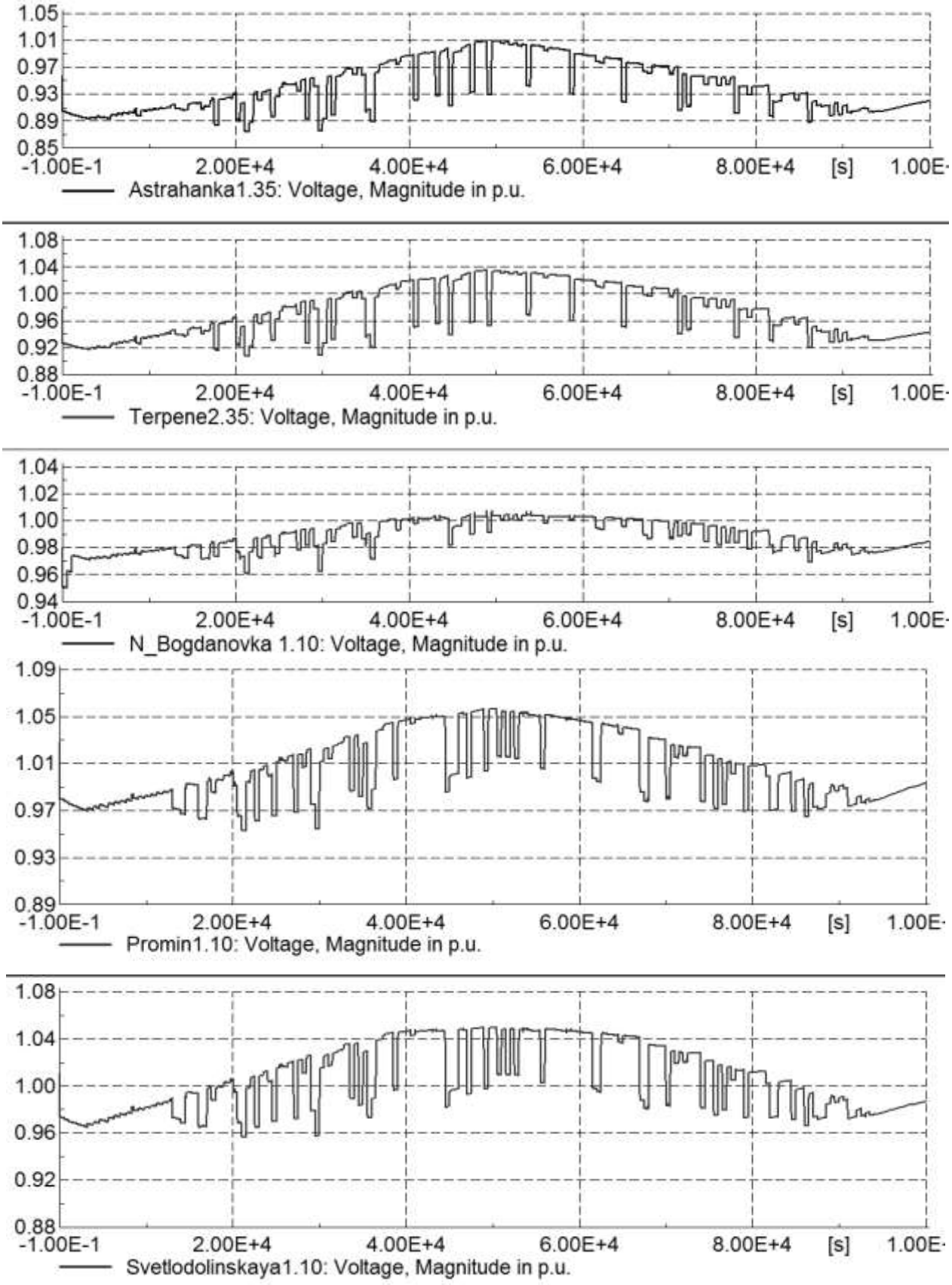


Рисунок Е.1, аркуш 2

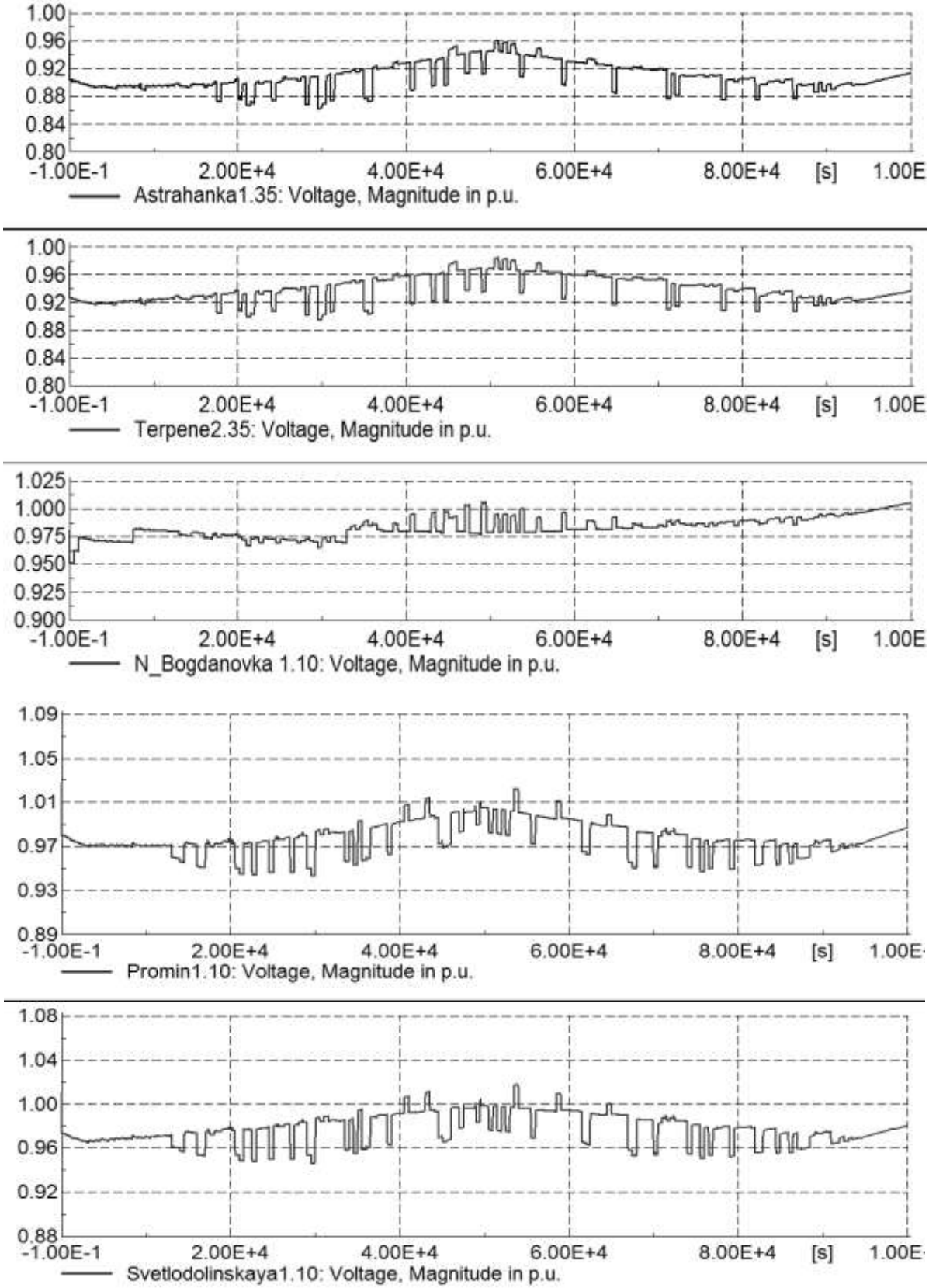
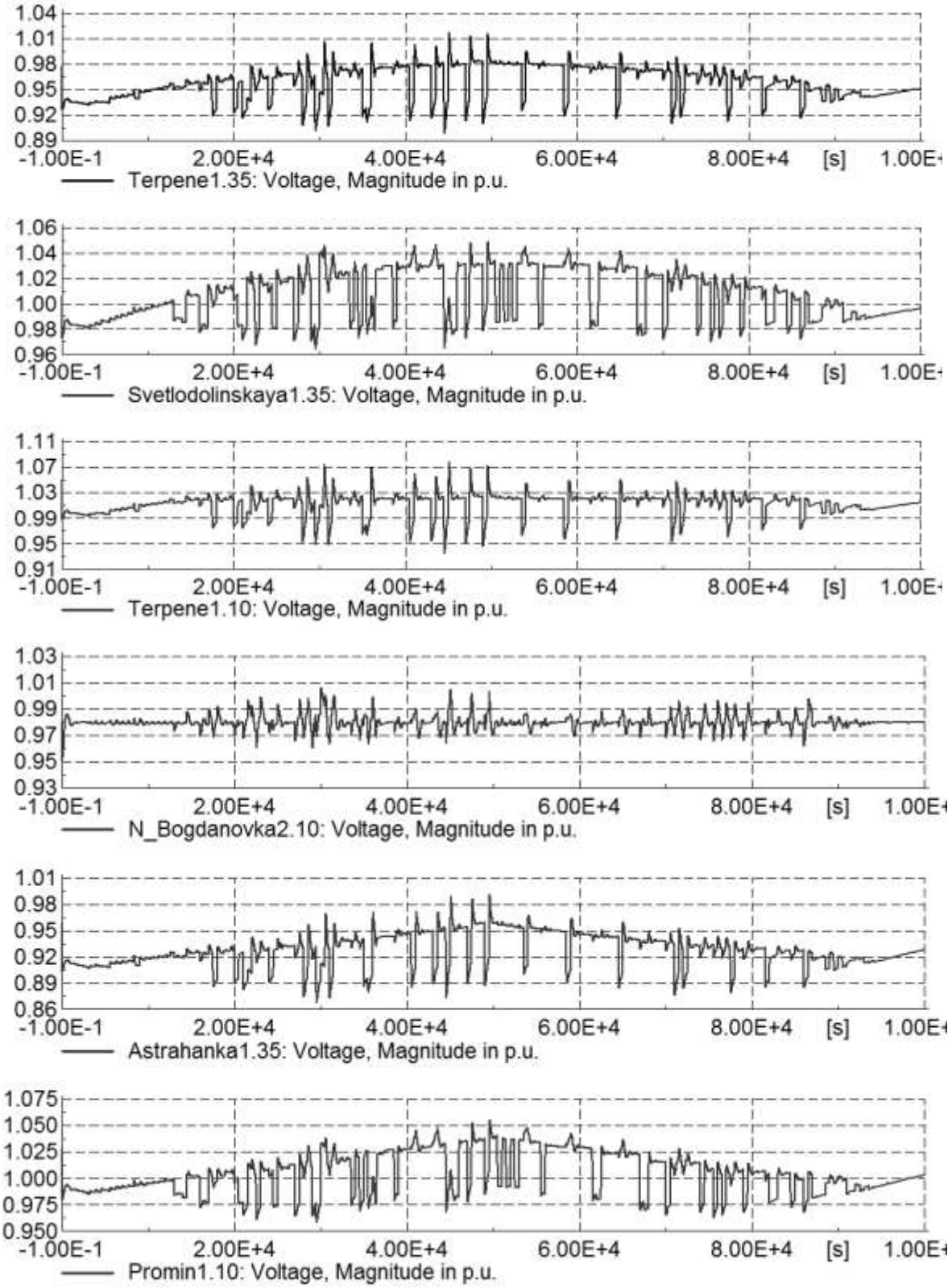


Рисунок Е.1, аркуш 3



а) некоординована робота засобів регулювання напруги; б) координована робота засобів регулювання з СТК без налаштувань; в) координована робота засобів регулювання з налаштованими СТК

Рисунок Е.2, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі РПН трансформаторів у поєднанні з ДРГ в режимі регулювання напруги та роботою двох СТК

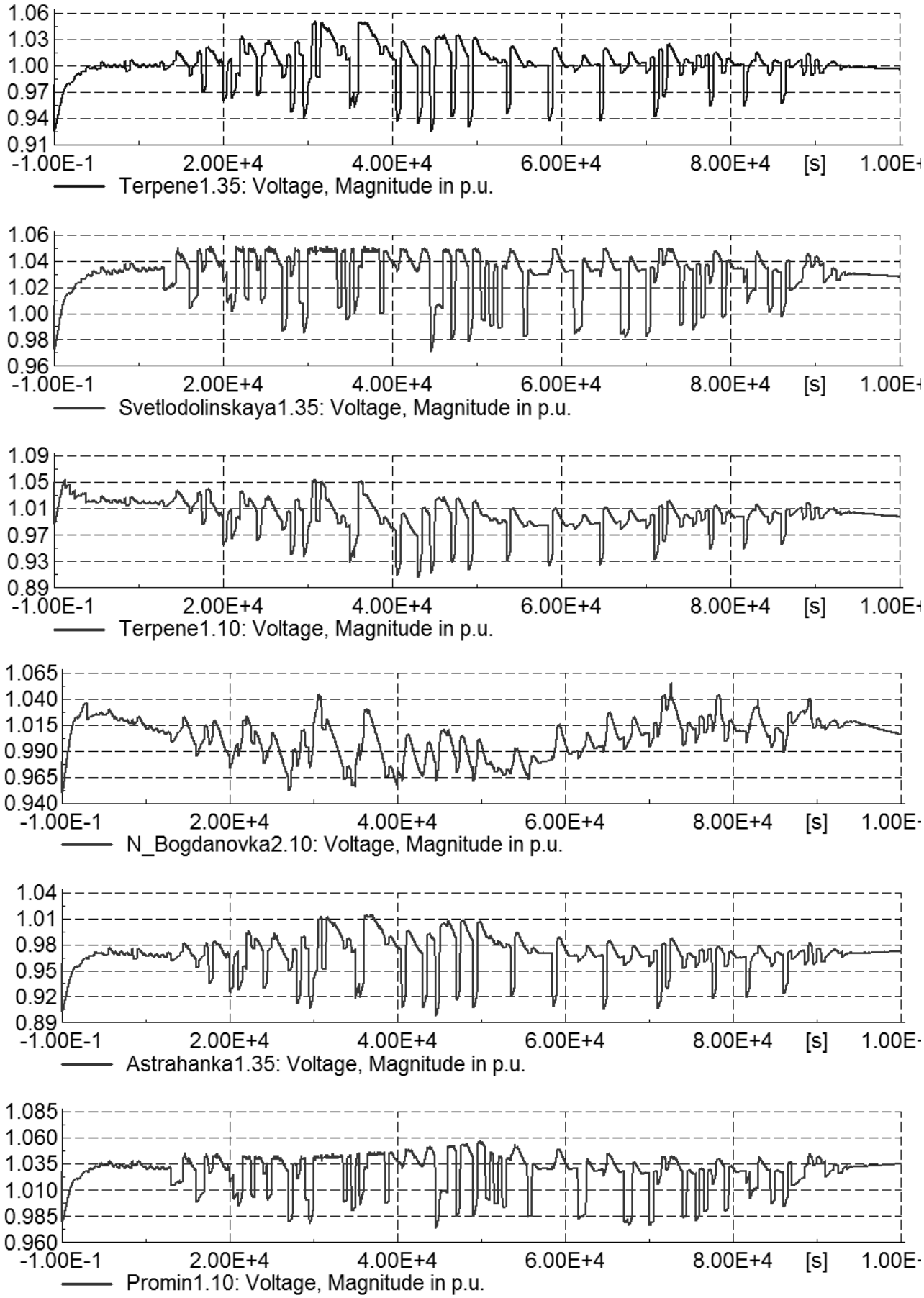


Рисунок Е.2, аркуш 2

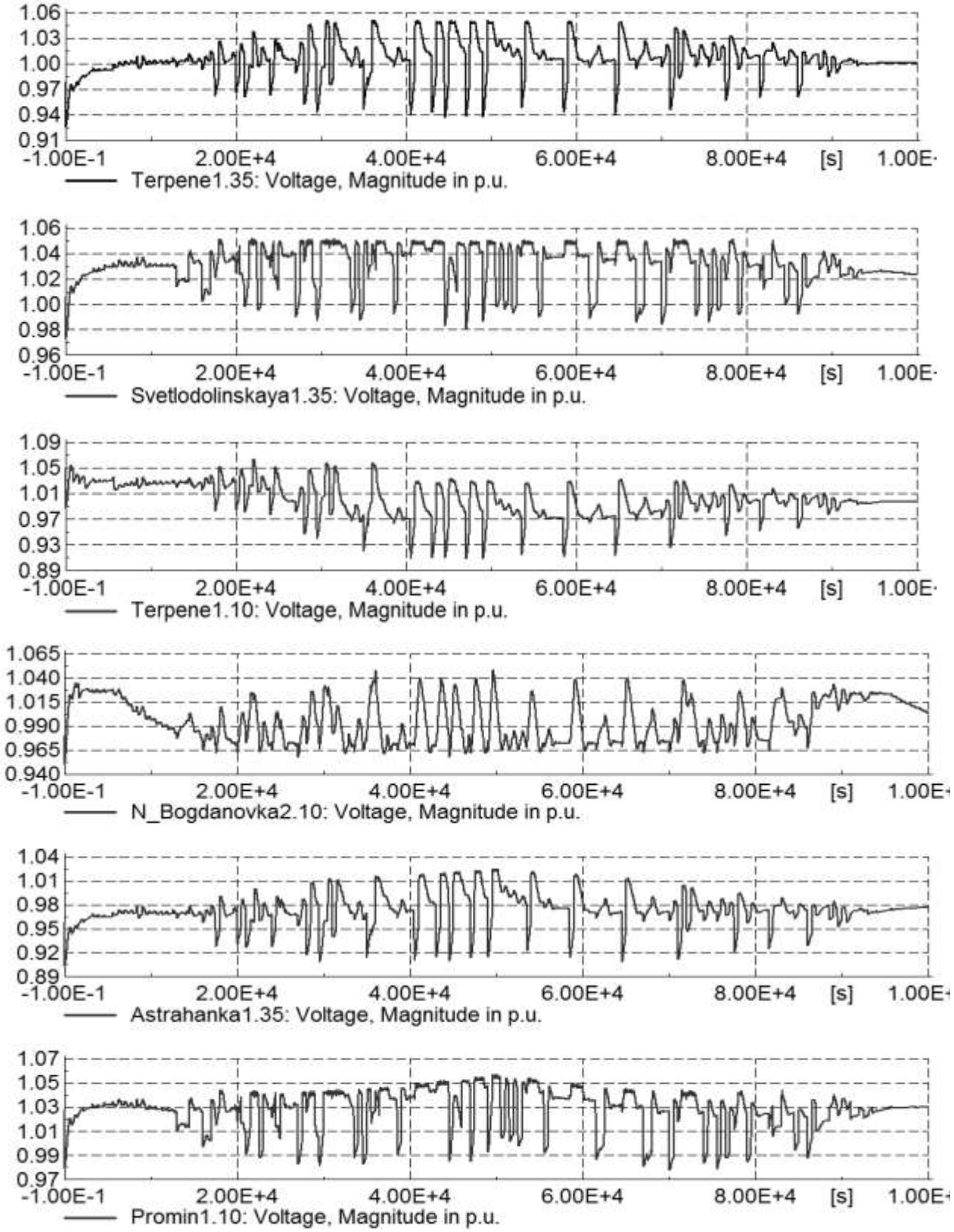
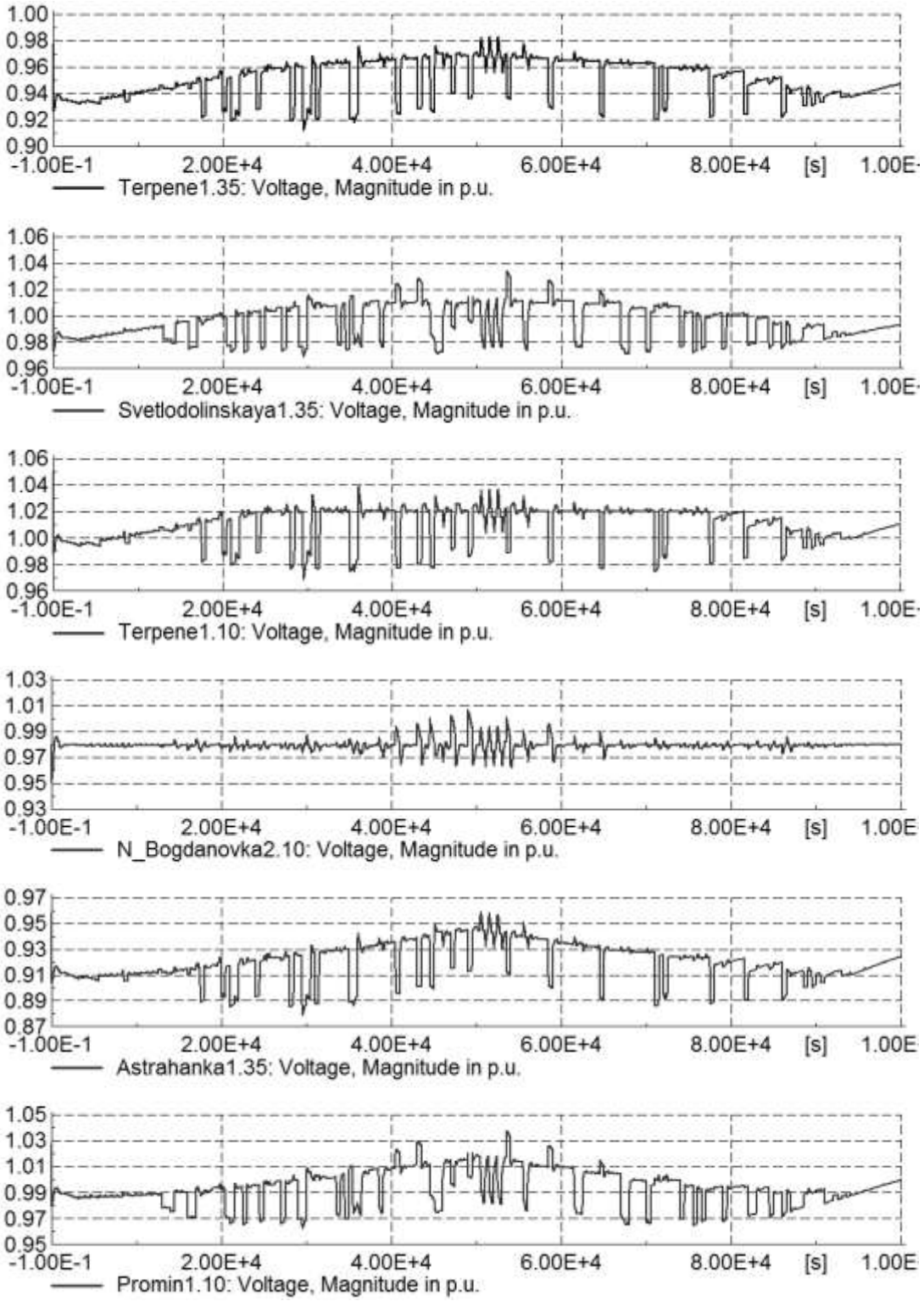


Рисунок Е.2, аркуш 3



а) некоординована робота засобів регулювання напруги; б) координована робота засобів регулювання з СТК без налаштувань; в) координована робота засобів регулювання з налаштованими СТК

Рисунок Е.3, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі РПН трансформаторів у поєднанні з ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності та роботою двох СТК

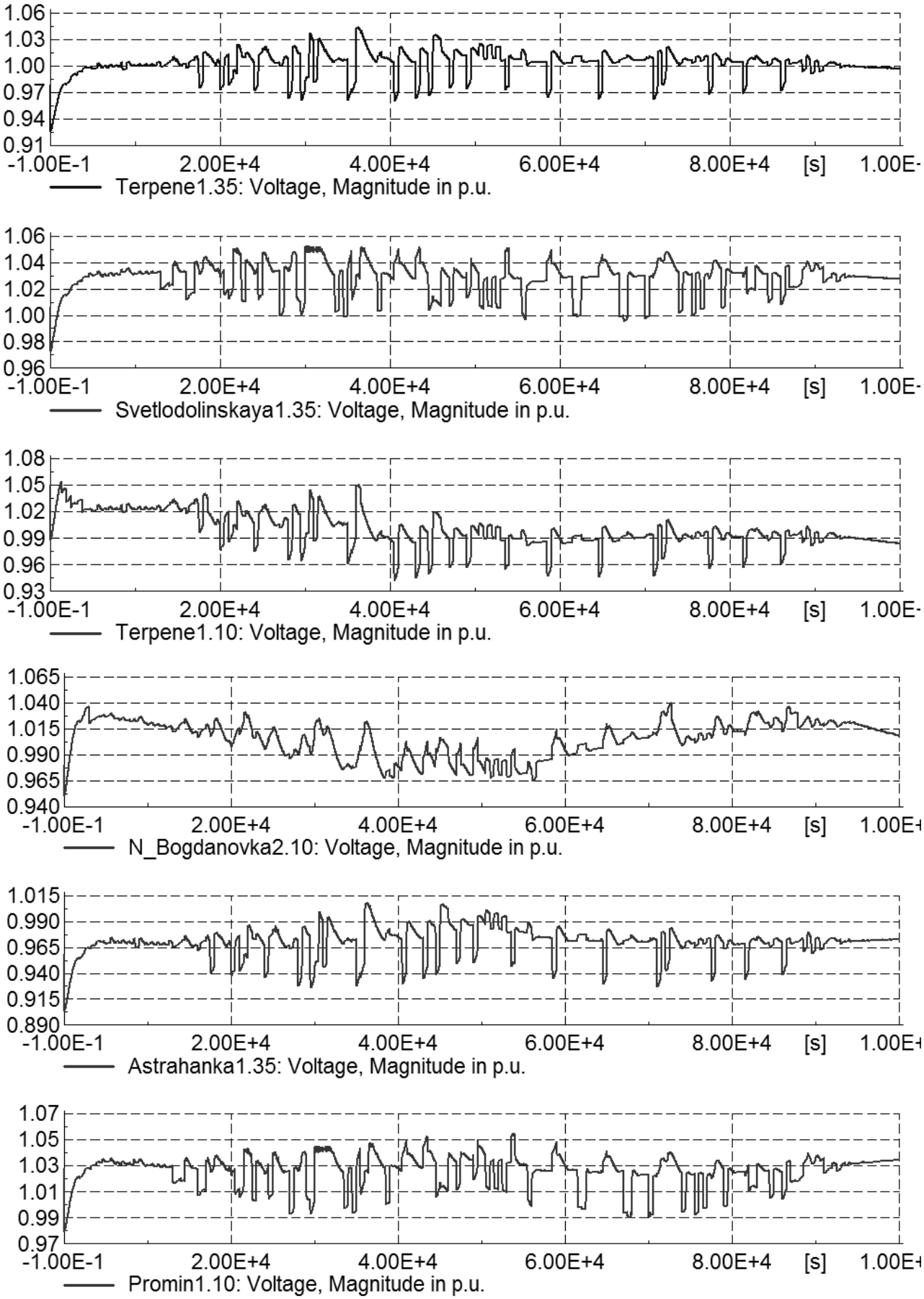


Рисунок Е.3, аркуш 2

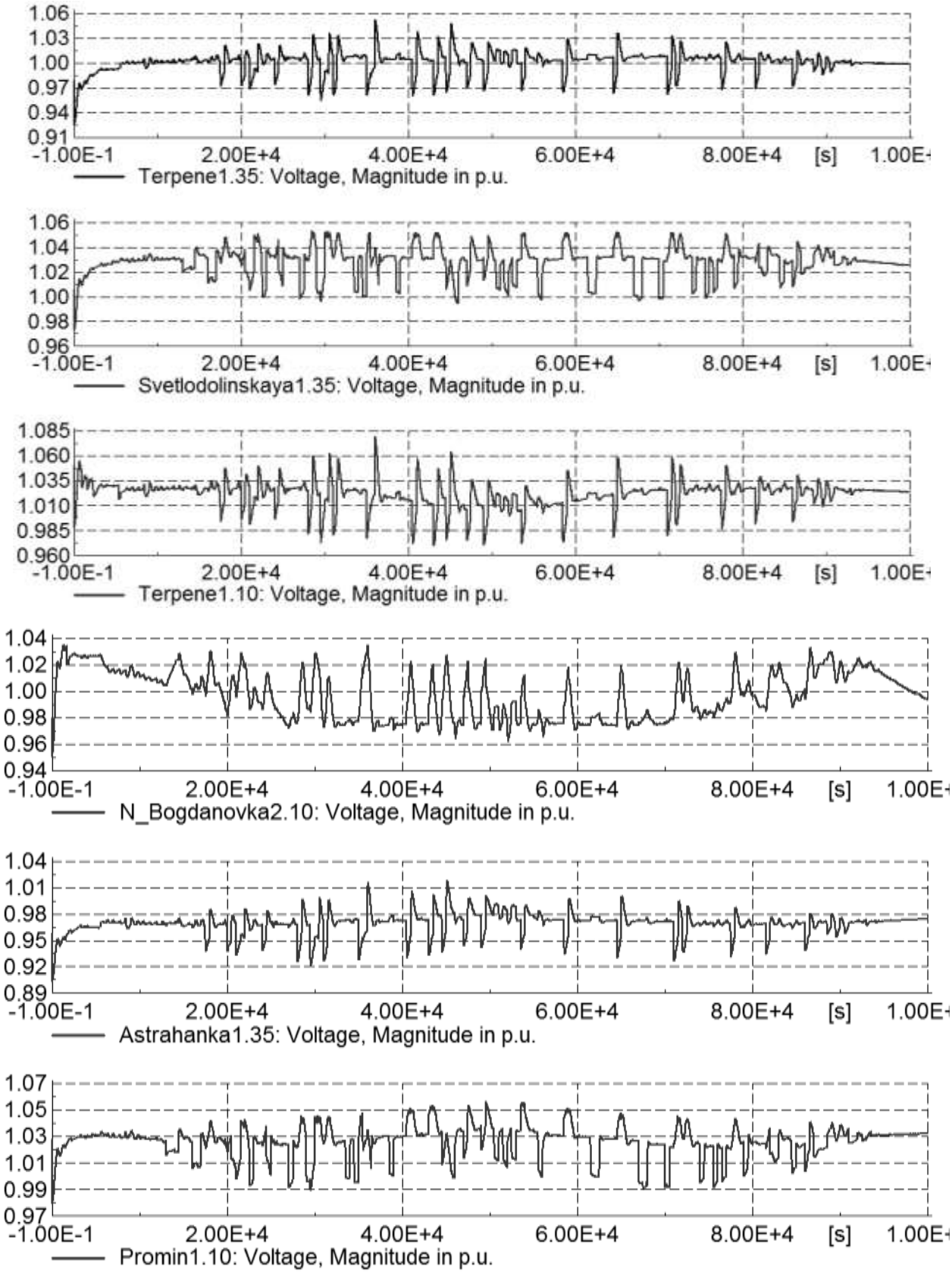
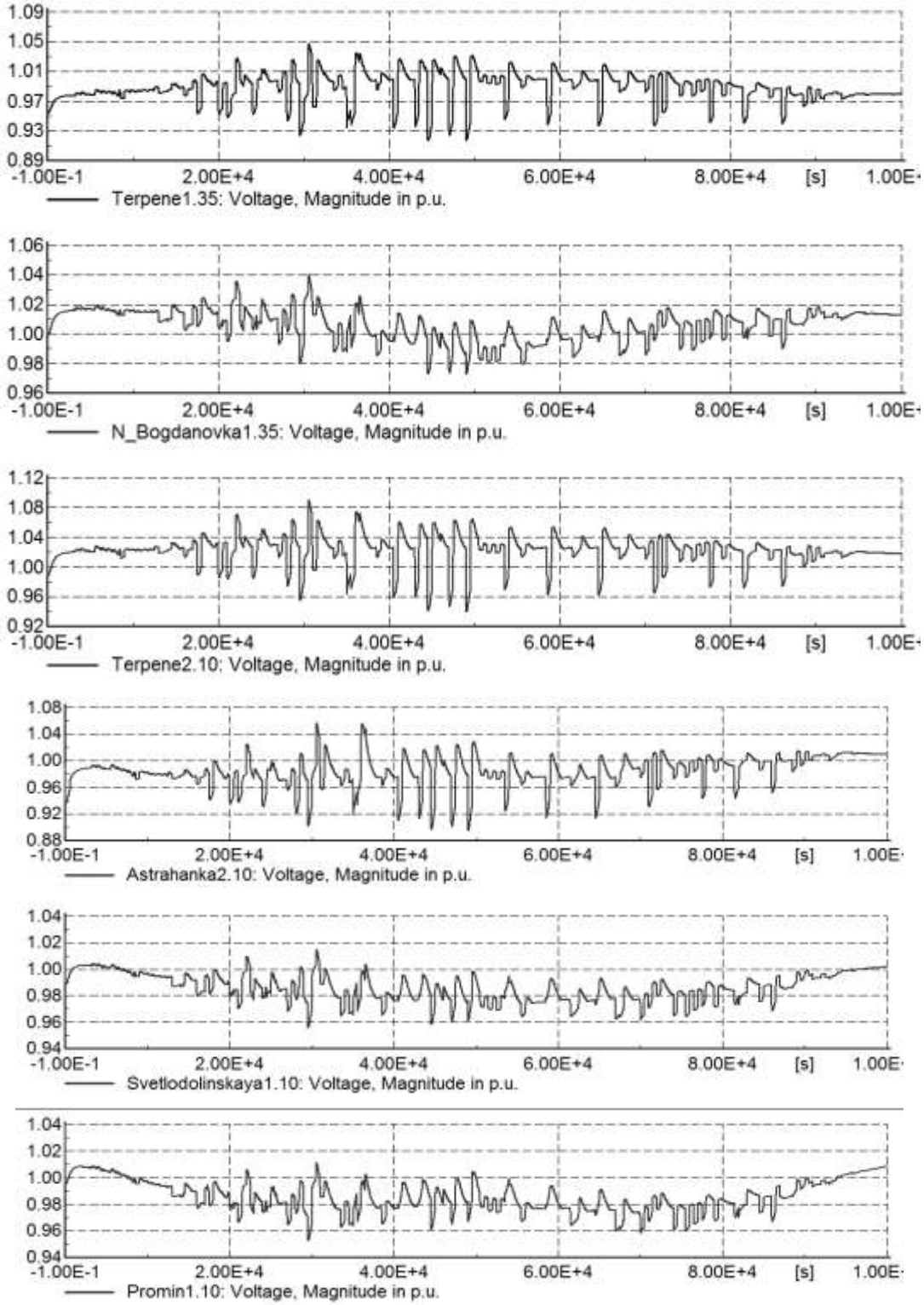


Рисунок Е.3, аркуш 3



а) ДРГ працює в режимі регулювання напруги; б) ДРГ працює в режимі регулювання коефіцієнта потужності

Рисунок Е.4, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ при координованій роботі РПН трансформаторів з налаштованими СТК та ДРГ, розміщеними в місцях, визначених на основі аналізу чутливості та за методом «Багатокритеріального показника» відповідно

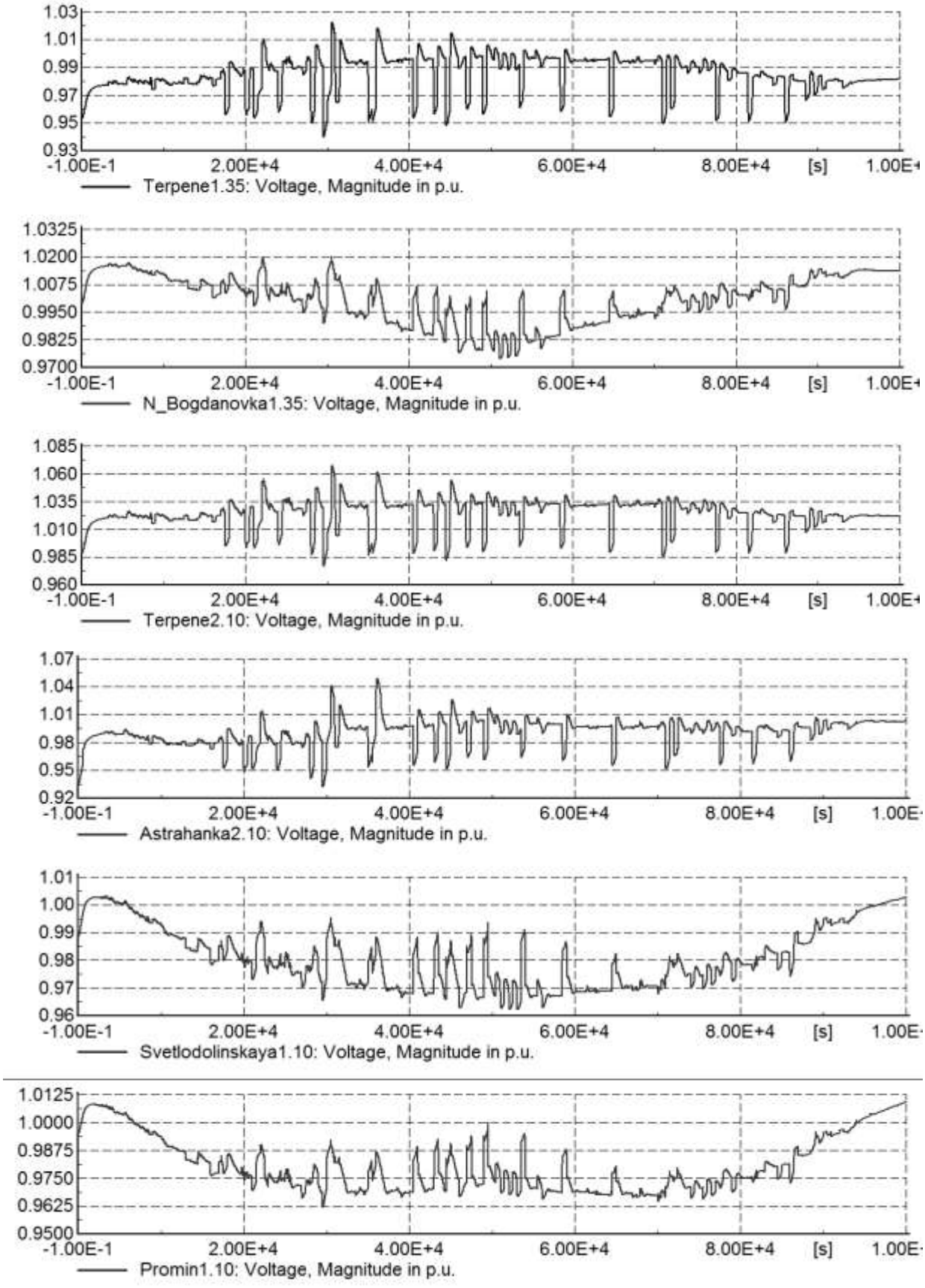
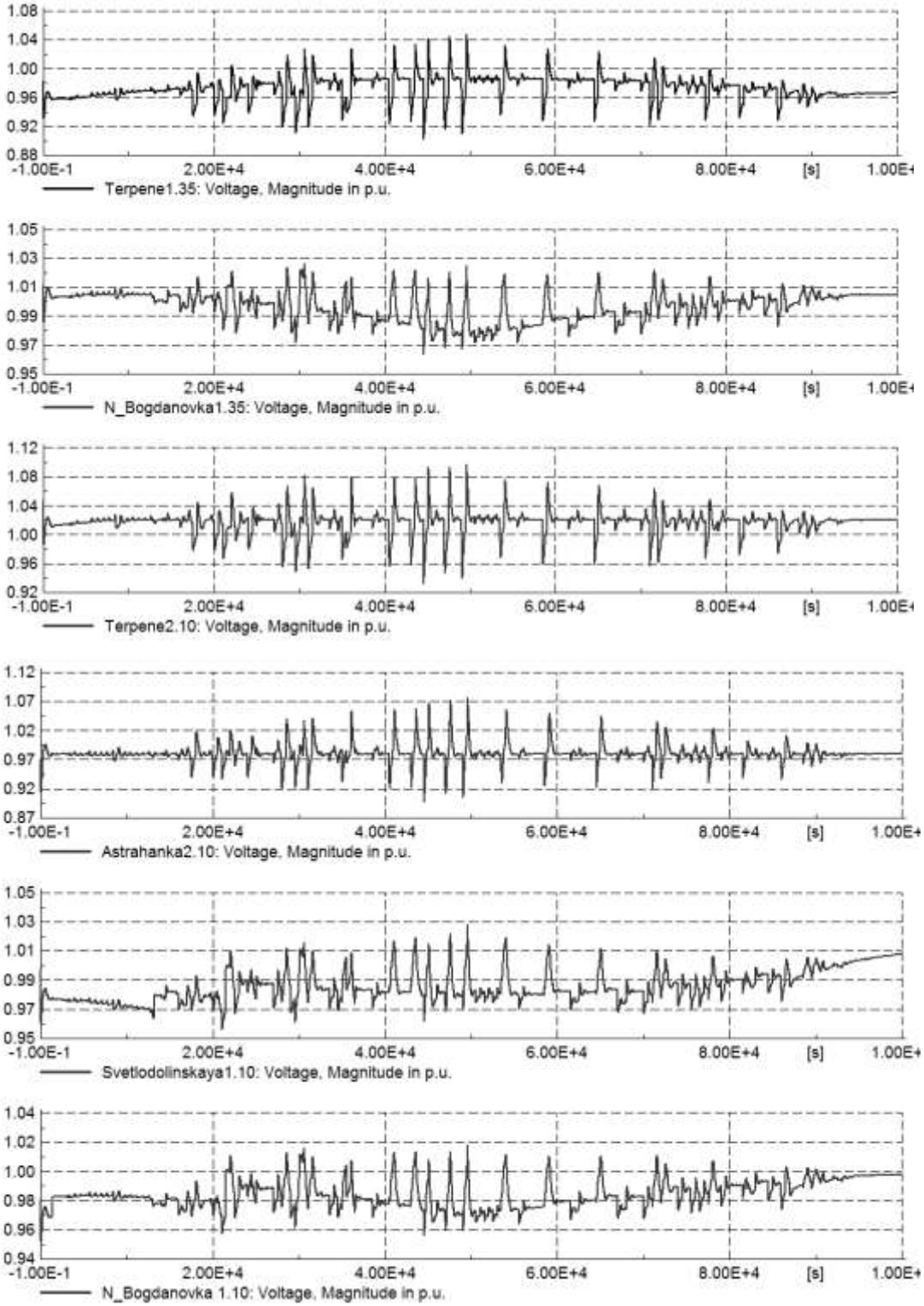


Рисунок Е.4, аркуш 2



а) некоординована робота засобів регулювання напруги; б) координована робота засобів регулювання з СТК без налаштувань; в) координована робота засобів регулювання з налаштованими СТК

Рисунок Е.5, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі РПН трансформаторів у поєднанні з ДРГ в режимі регулювання напруги та роботою двох СТК при зміні складу засобів регулювання

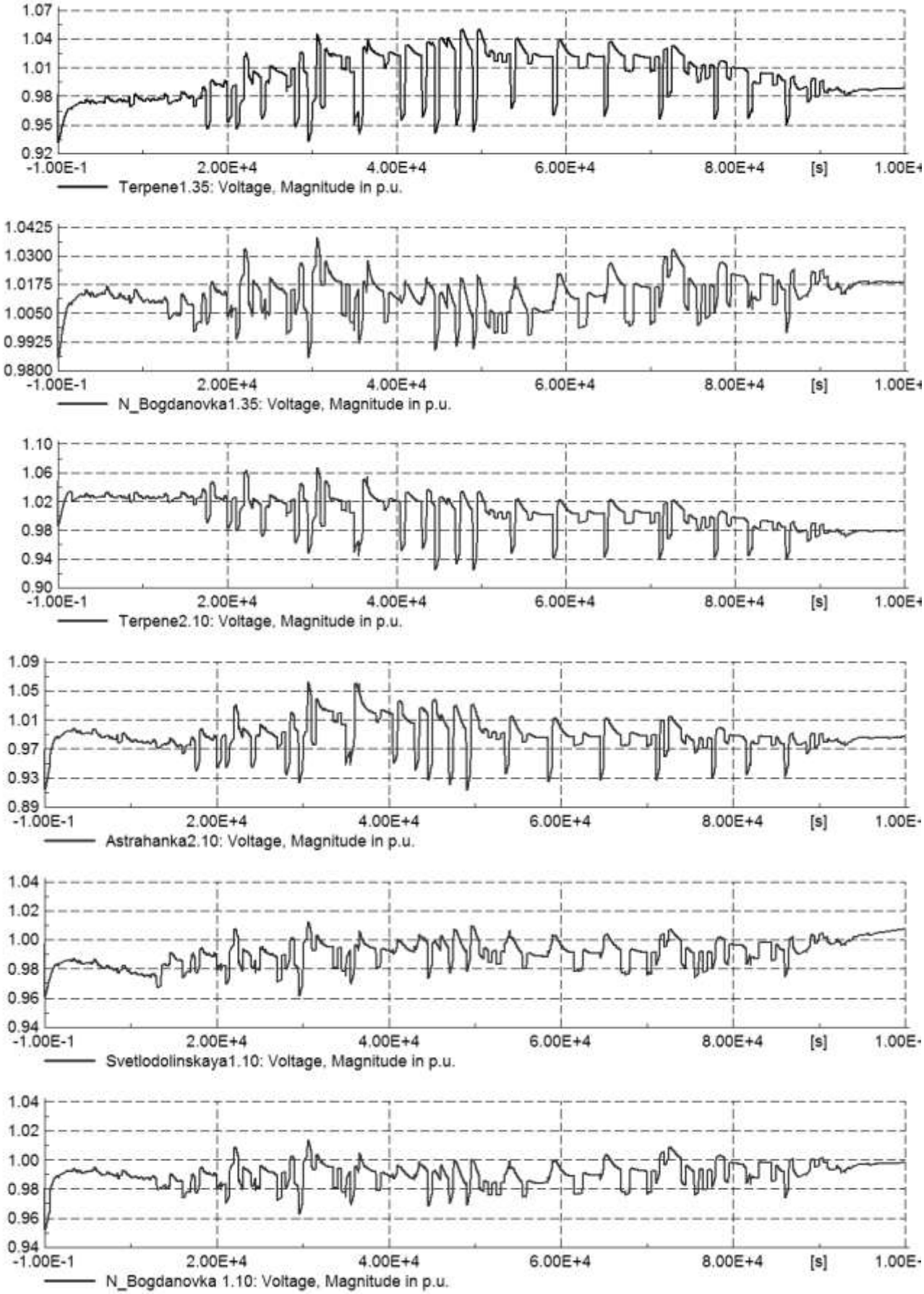


Рисунок Е.5, аркуш 2

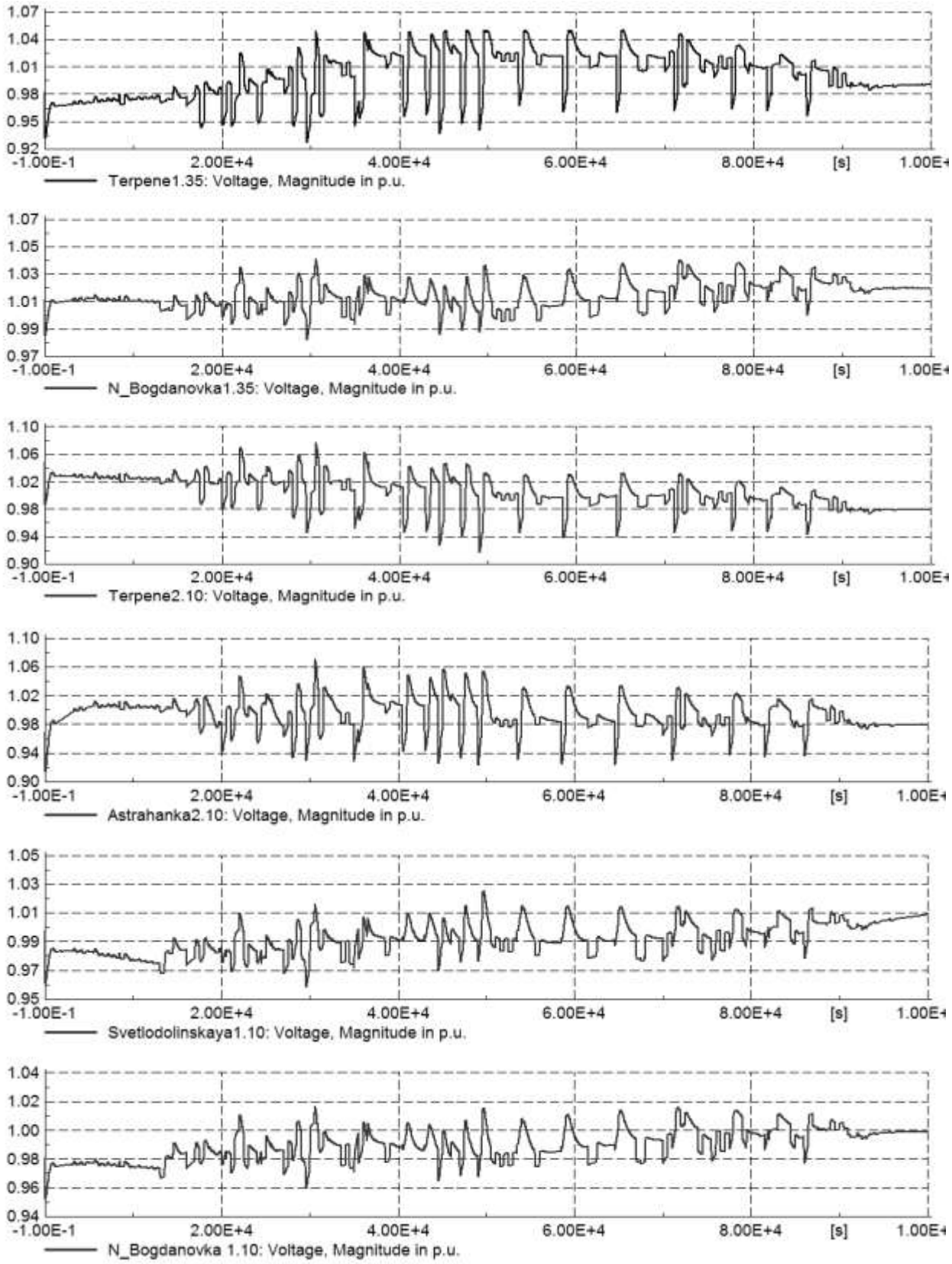
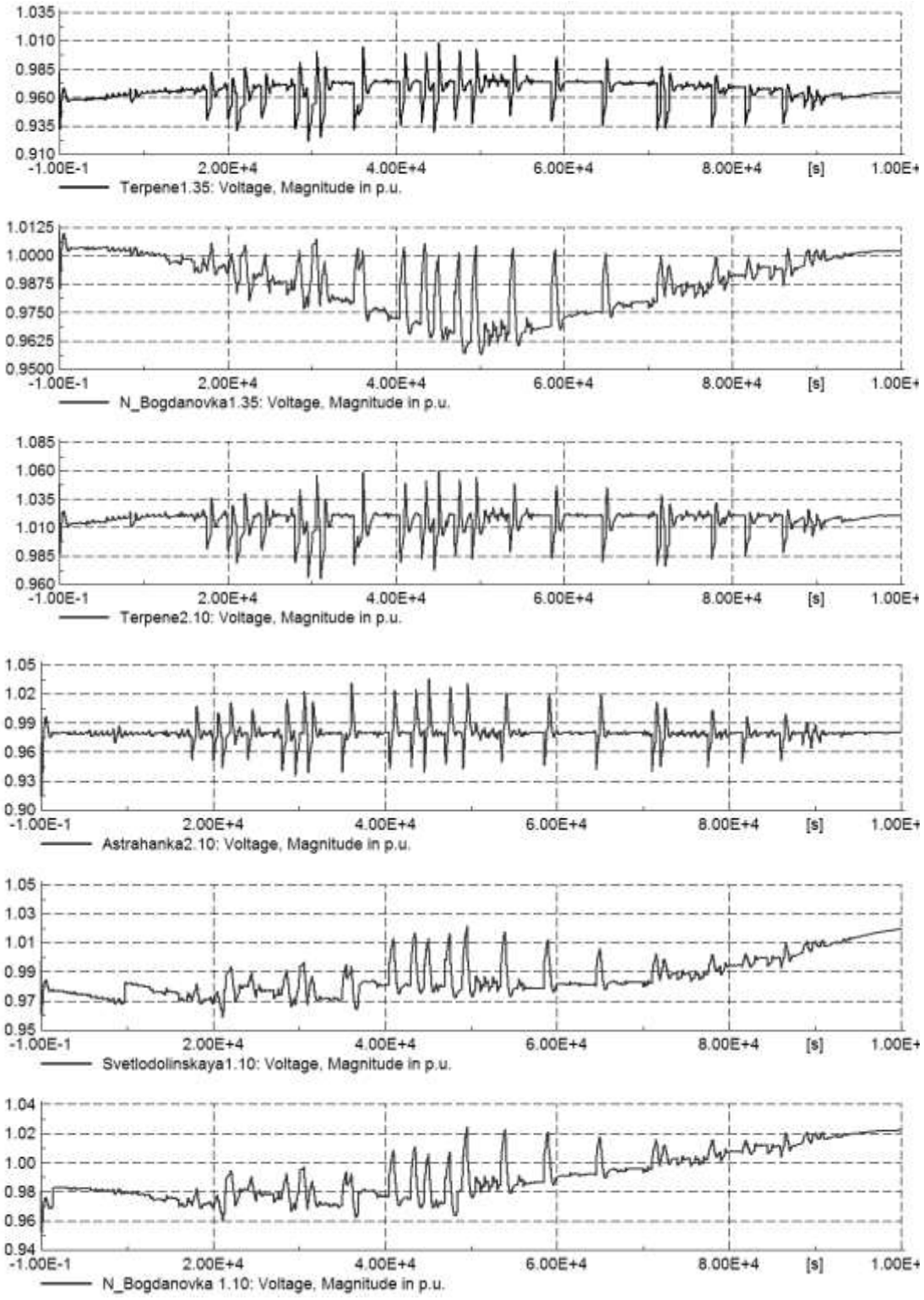


Рисунок Е.5, аркуш 3



а) некоординована робота засобів регулювання напруги; б) координована робота засобів регулювання з СТК без налаштувань; в) координована робота засобів регулювання з налаштованими СТК

Рисунок Е.6, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі РПН трансформаторів у поєднанні з ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності та роботою двох СТК при зміні складу засобів регулювання

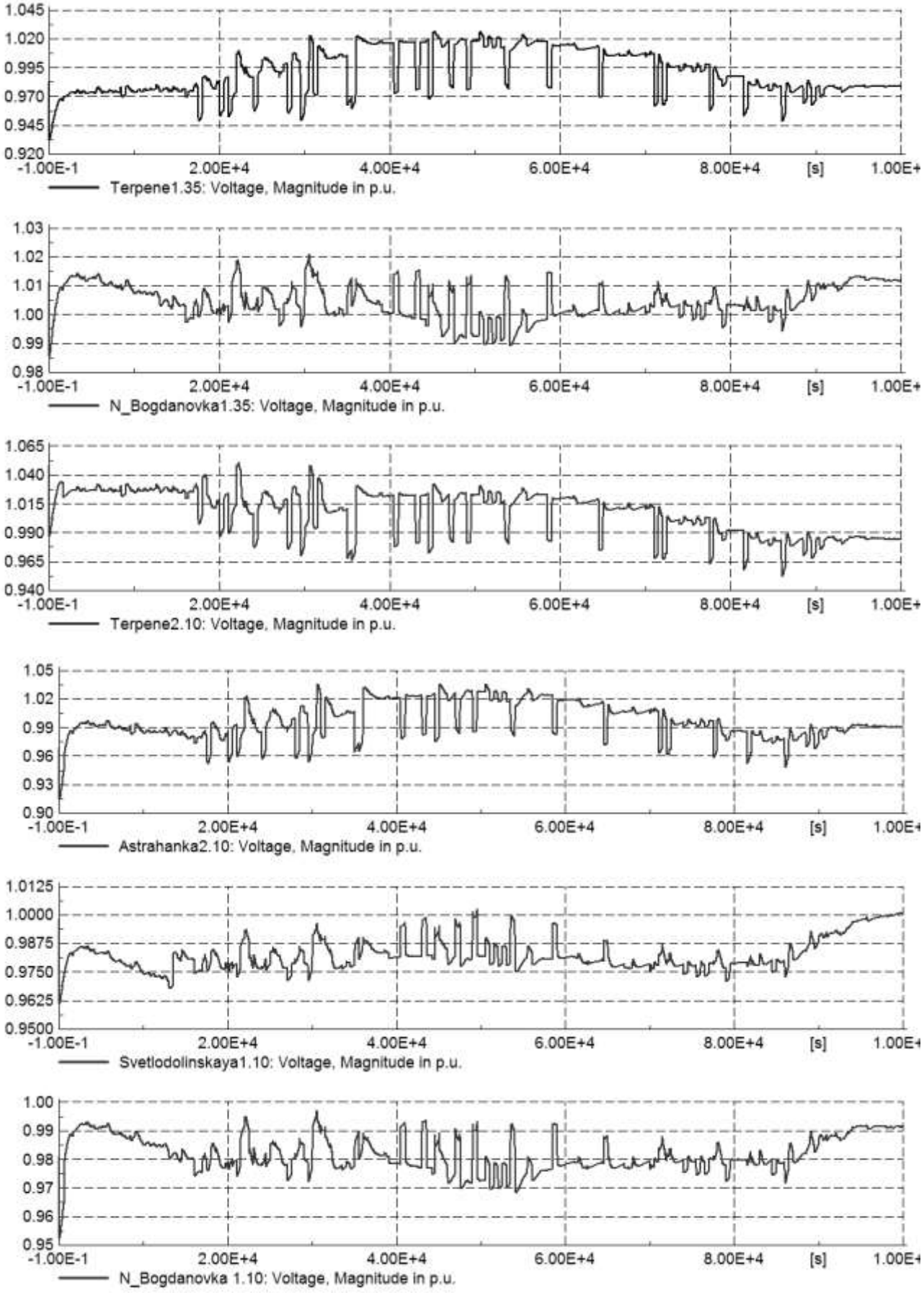


Рисунок Е.6, аркуш 2

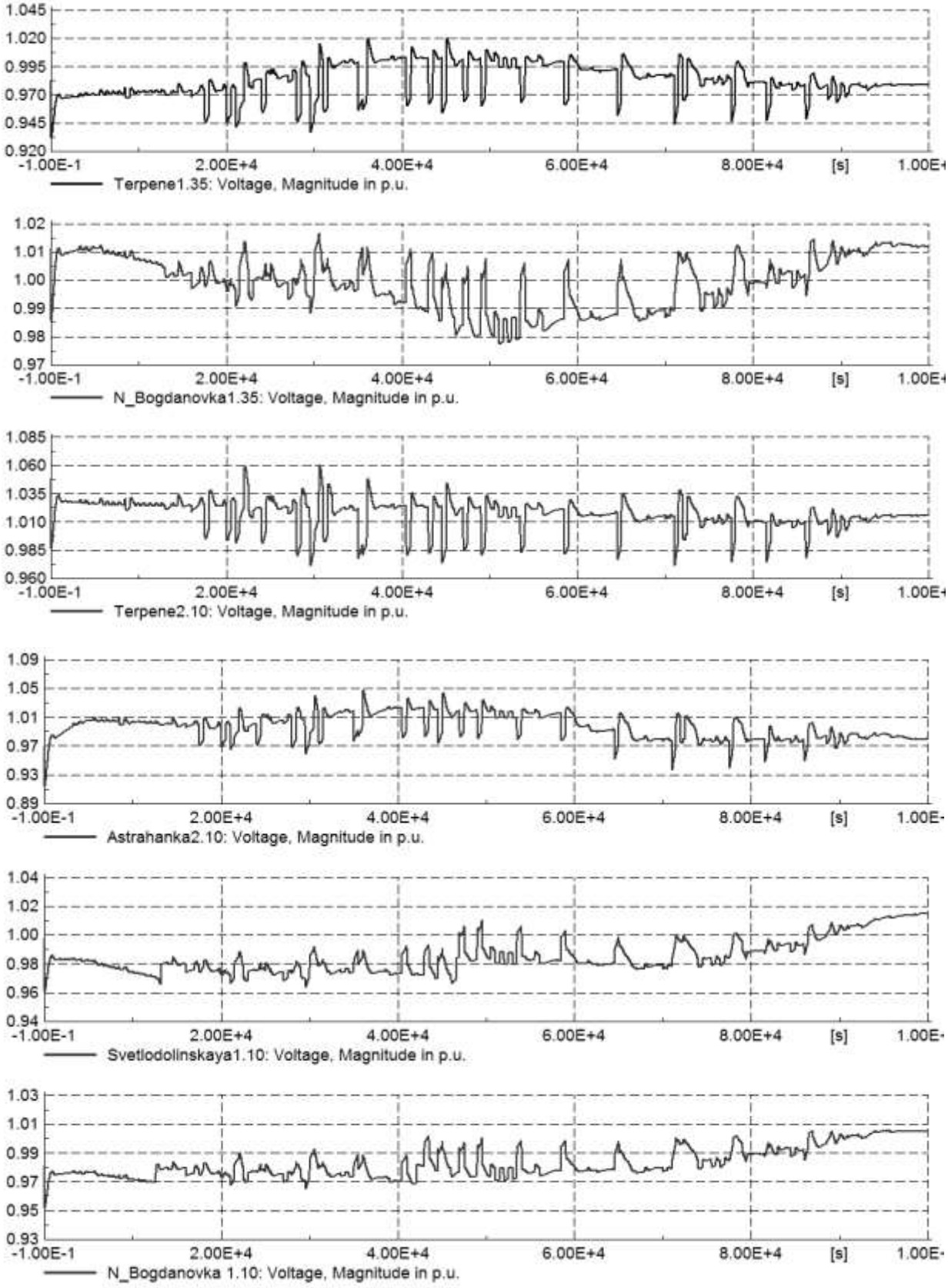
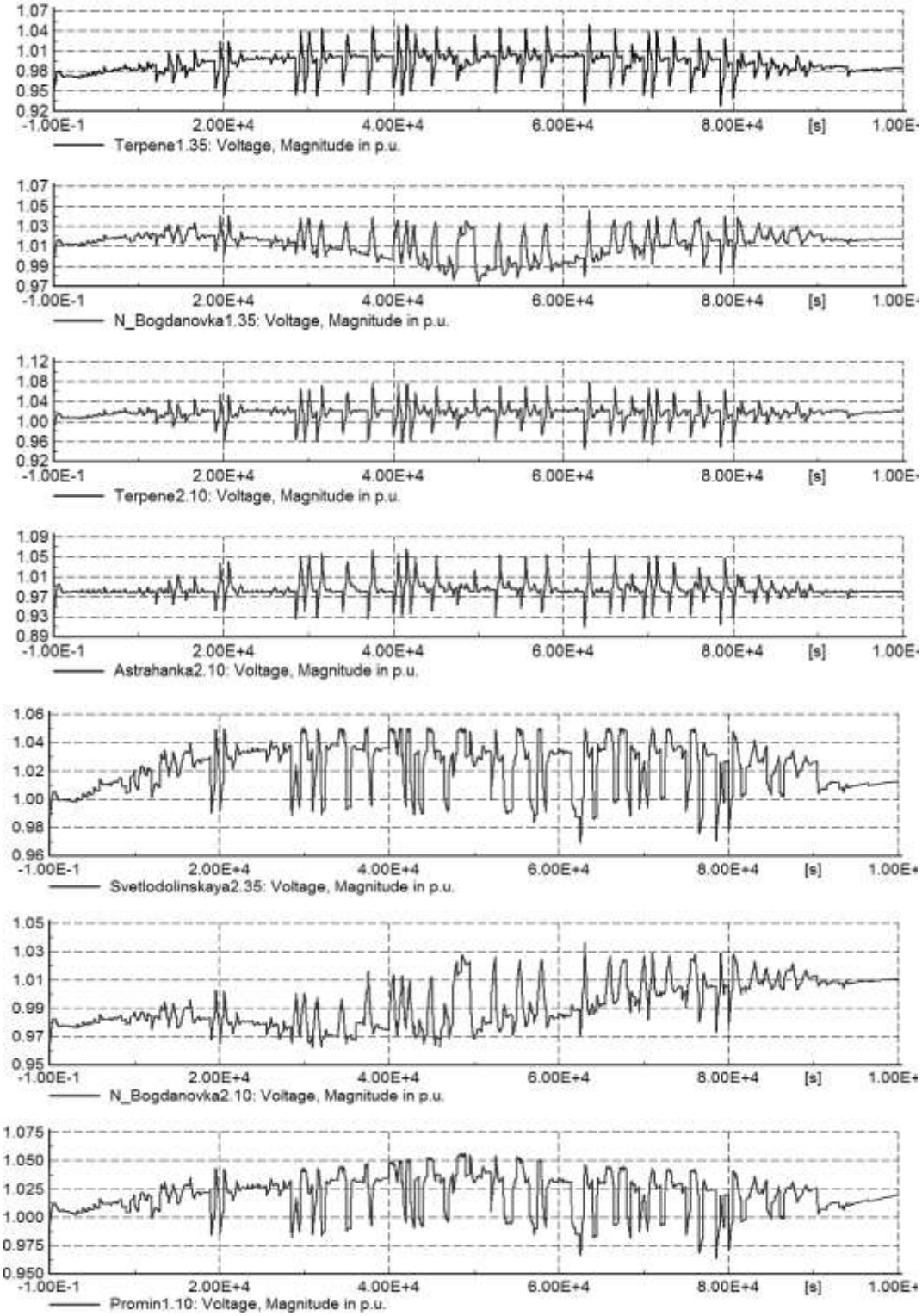


Рисунок Е.6, аркуш 3



а) некоординована робота засобів регулювання напруги; б) координована робота засобів регулювання з СТК без налаштувань; в) координована робота засобів регулювання з налаштованими СТК

Рисунок Е.7, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі РПН трансформаторів у поєднанні з ДРГ в режимі регулювання напруги та роботою двох СТК при збільшенні кількості ДРГ

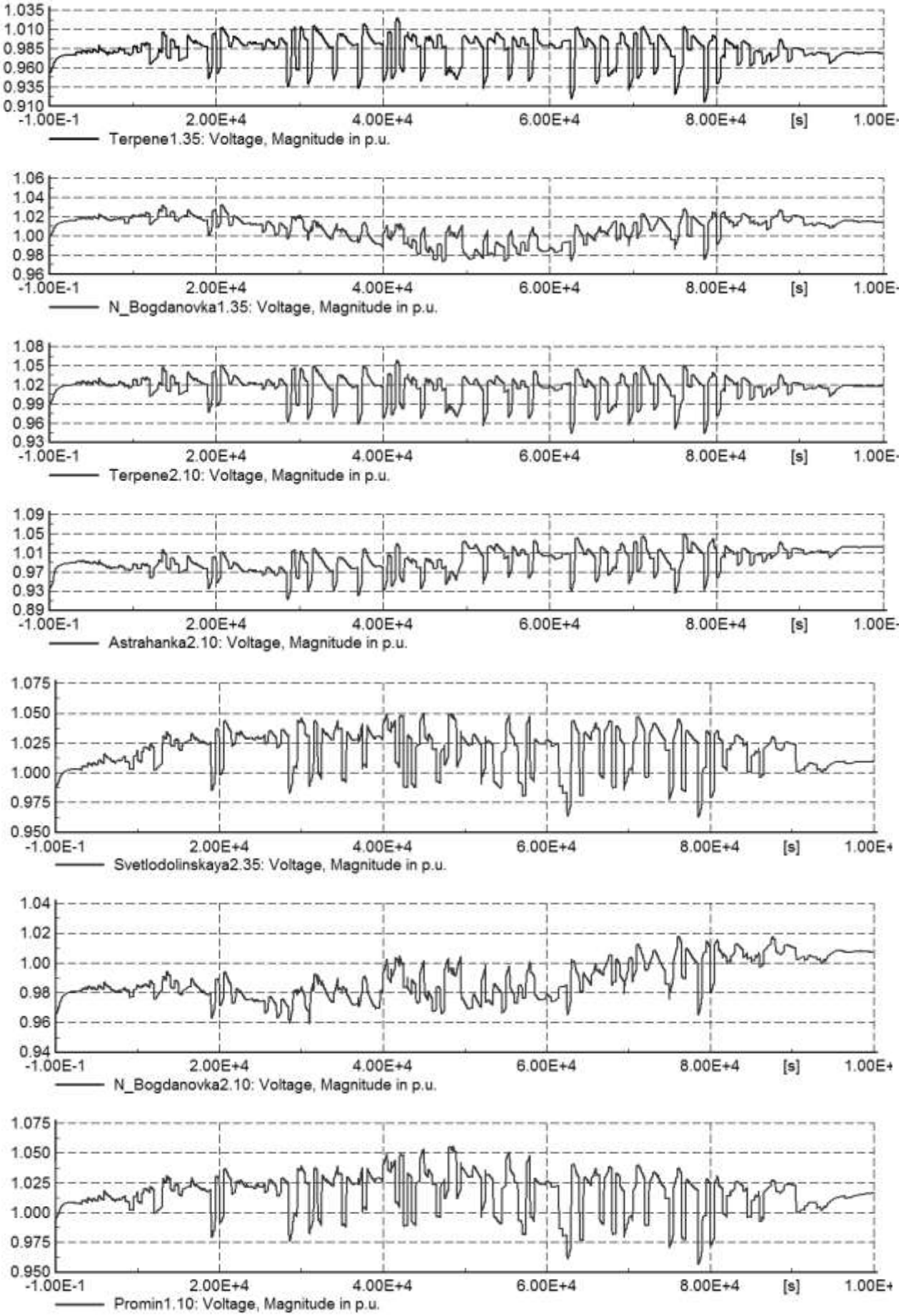


Рисунок Е.7, аркуш 2

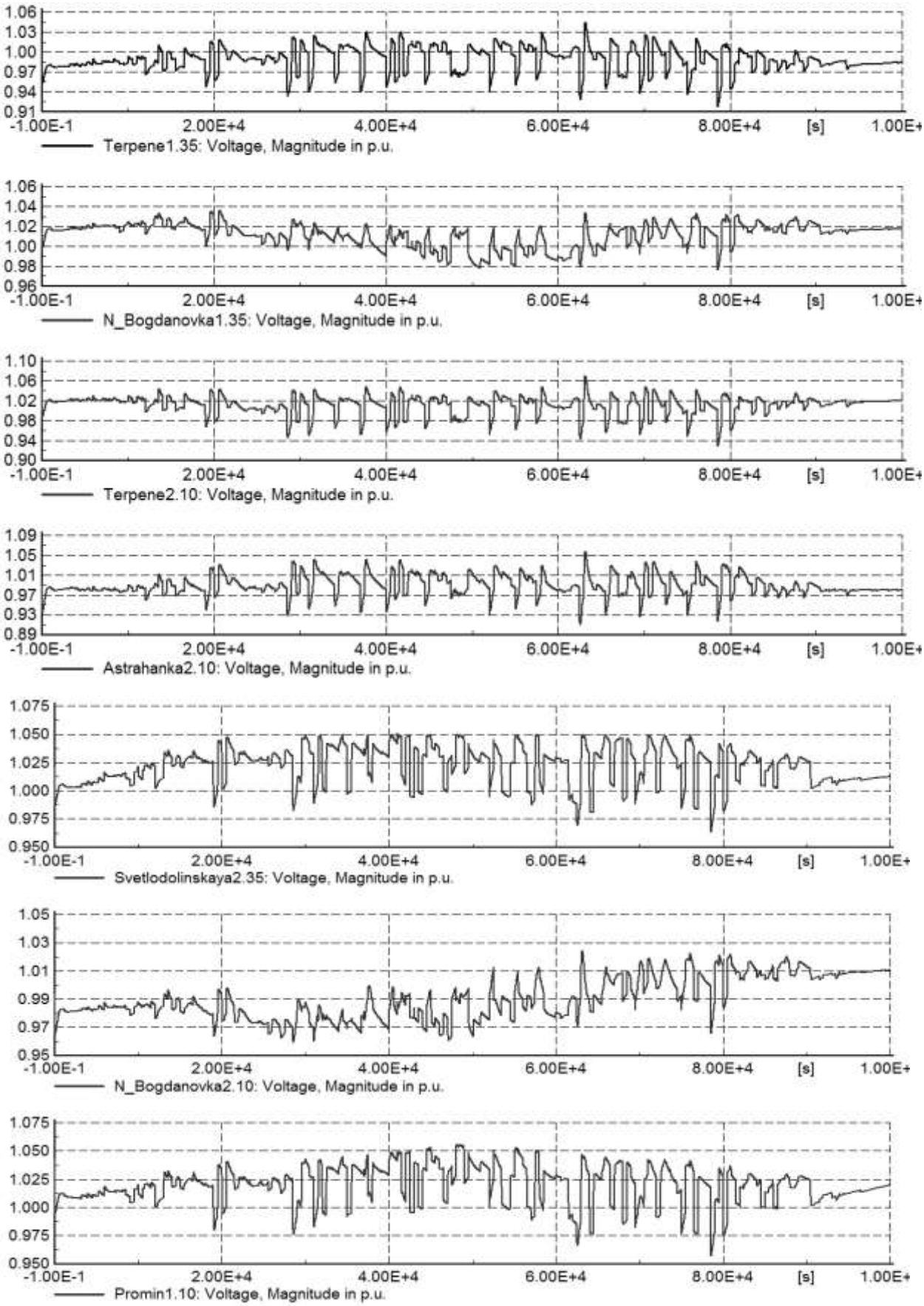
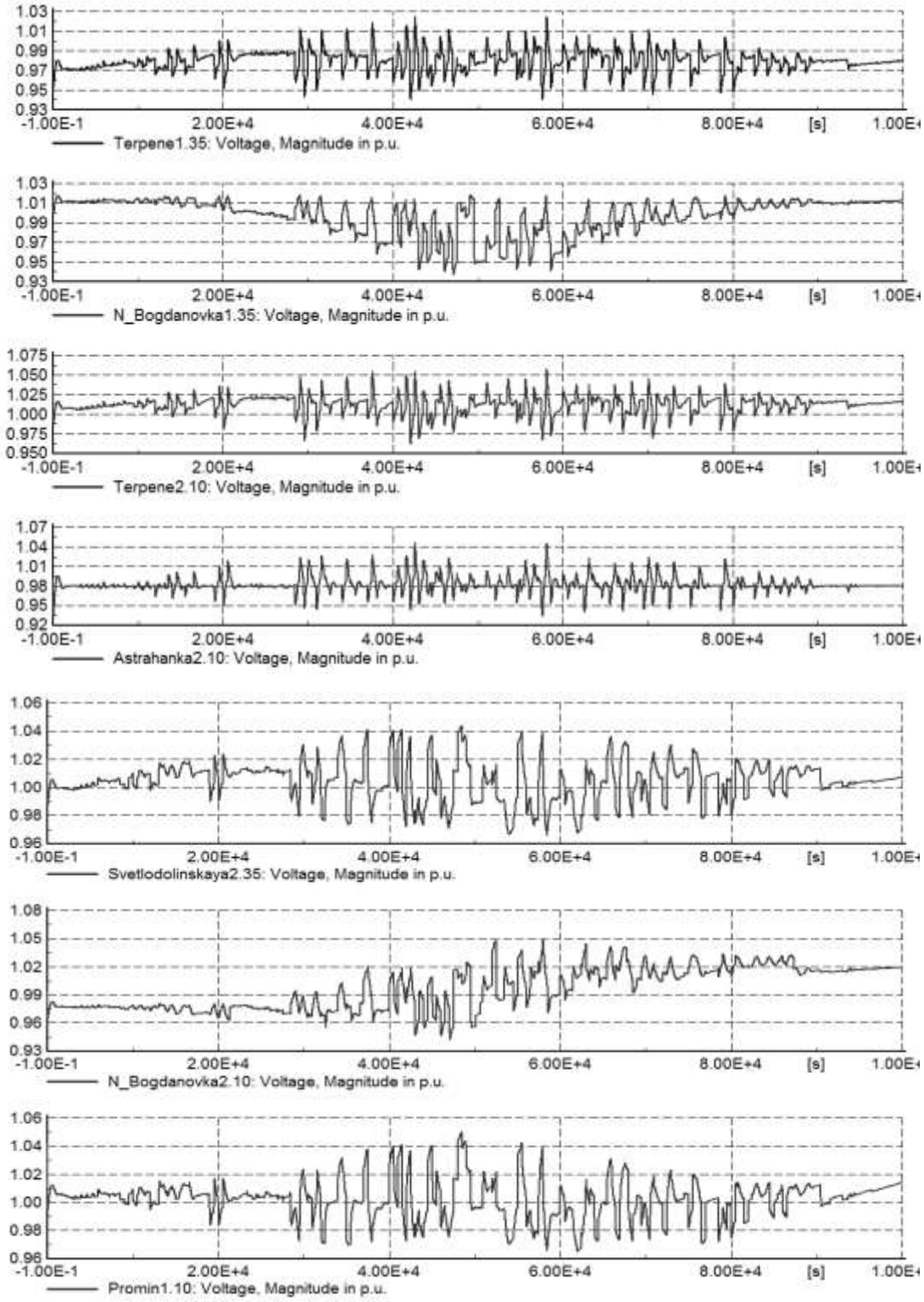


Рисунок Е.7, аркуш 3



а) некоординована робота засобів регулювання напруги; б) координована робота засобів регулювання з СТК без налаштувань; в) координована робота засобів регулювання з налаштованими СТК

Рисунок Е.8, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі РПН трансформаторів у поєднанні з ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності та роботою двох СТК при більшенні кількості ДРГ

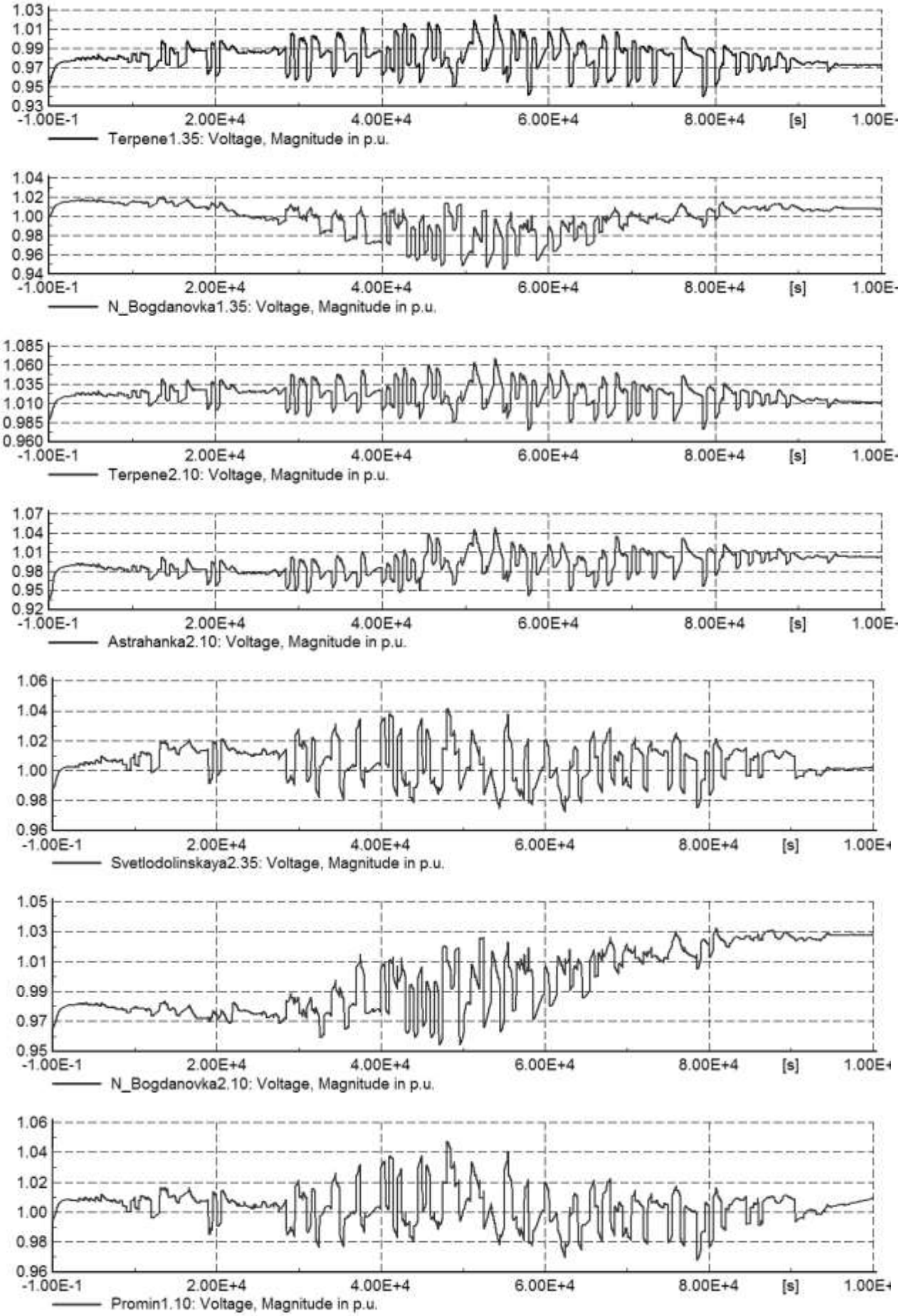


Рисунок Е.8, аркуш 2

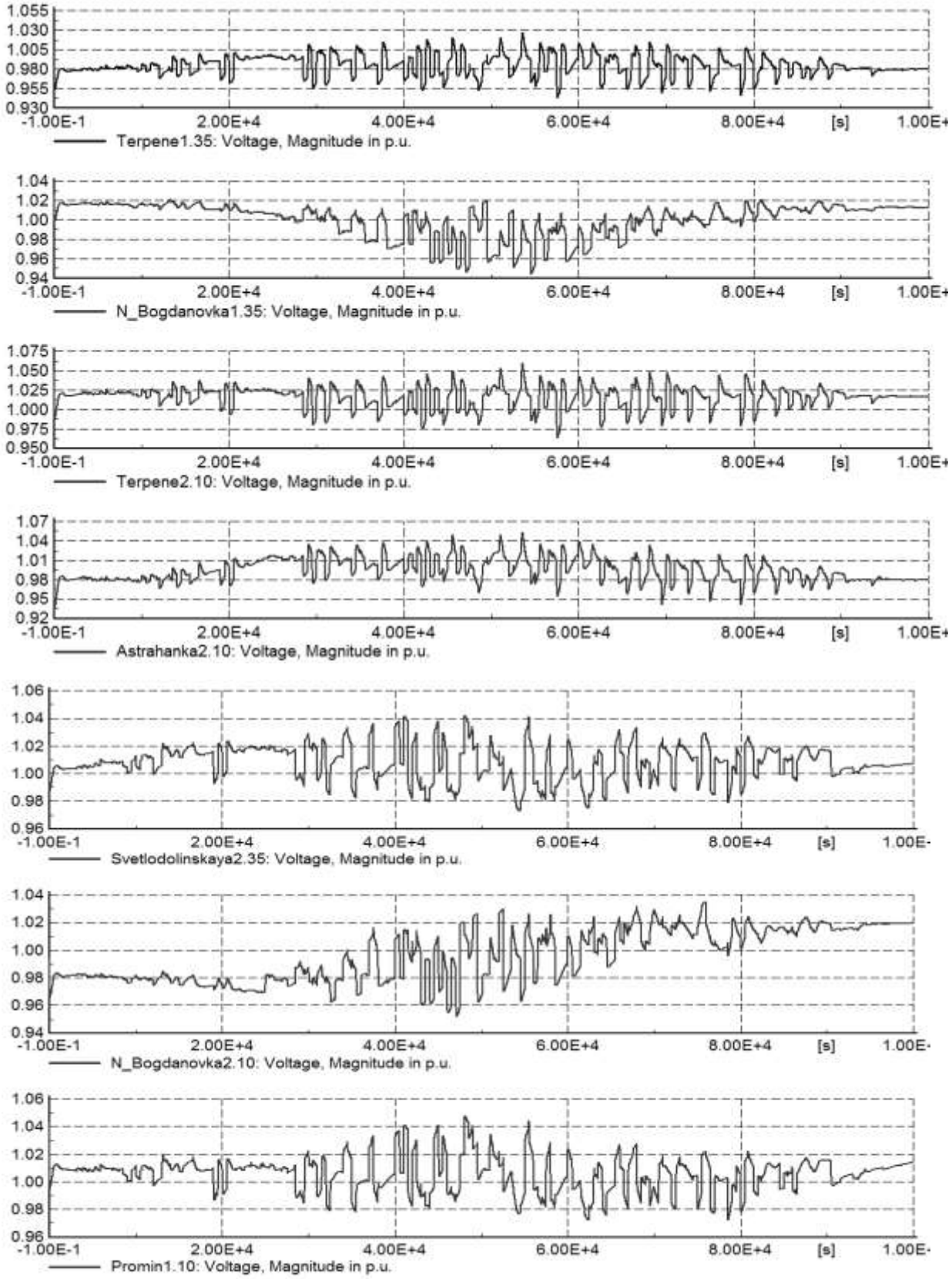
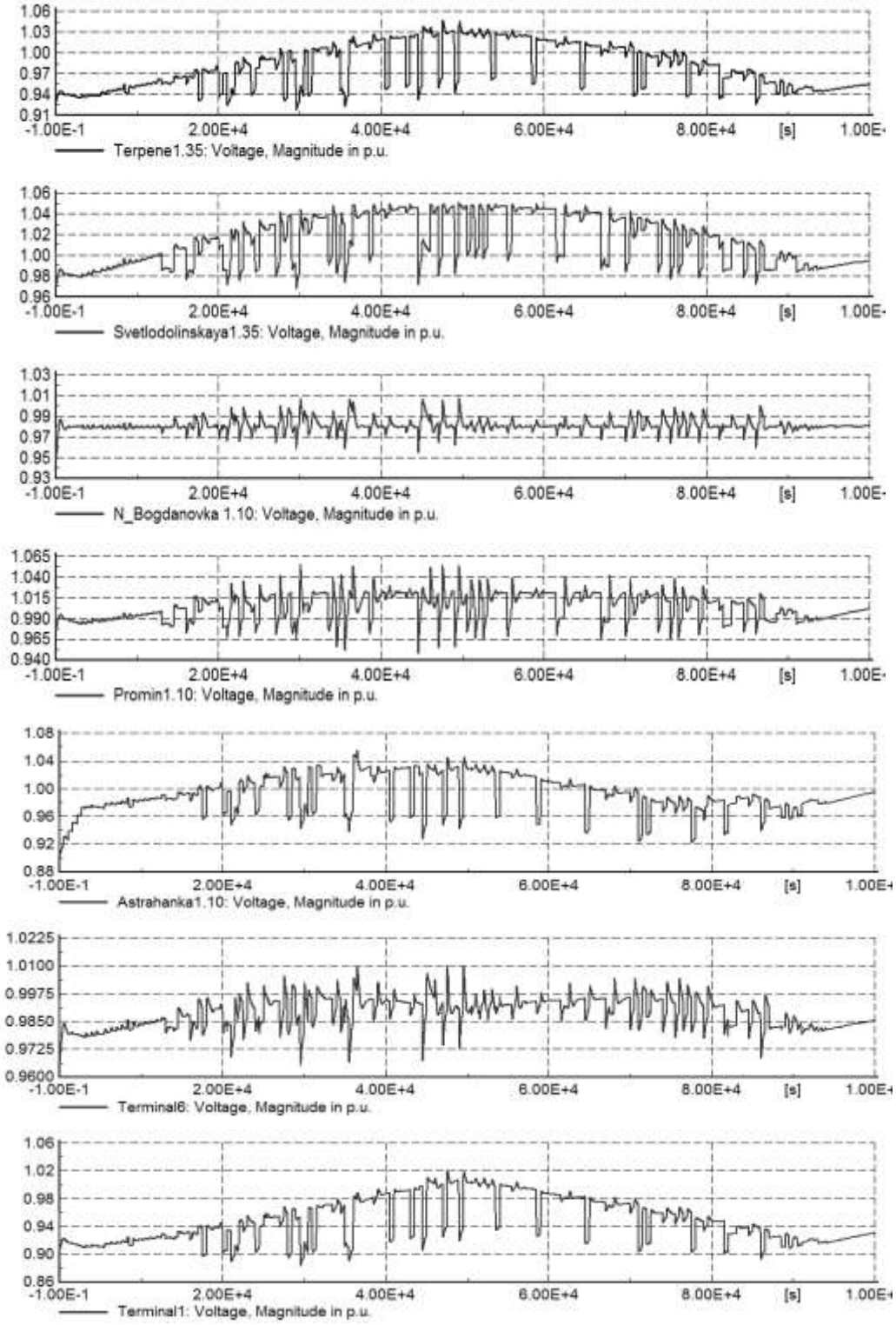


Рисунок Е.8, аркуш 3



а) некоординована робота засобів регулювання напруги; б) координована робота засобів регулювання з СТК без налаштувань; в) координована робота засобів регулювання з налаштованими СТК

Рисунок Е.9, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі РПН трансформаторів у поєднанні з ДРГ в режимі регулювання напруги та роботою двох СТК при зміні схеми мережі

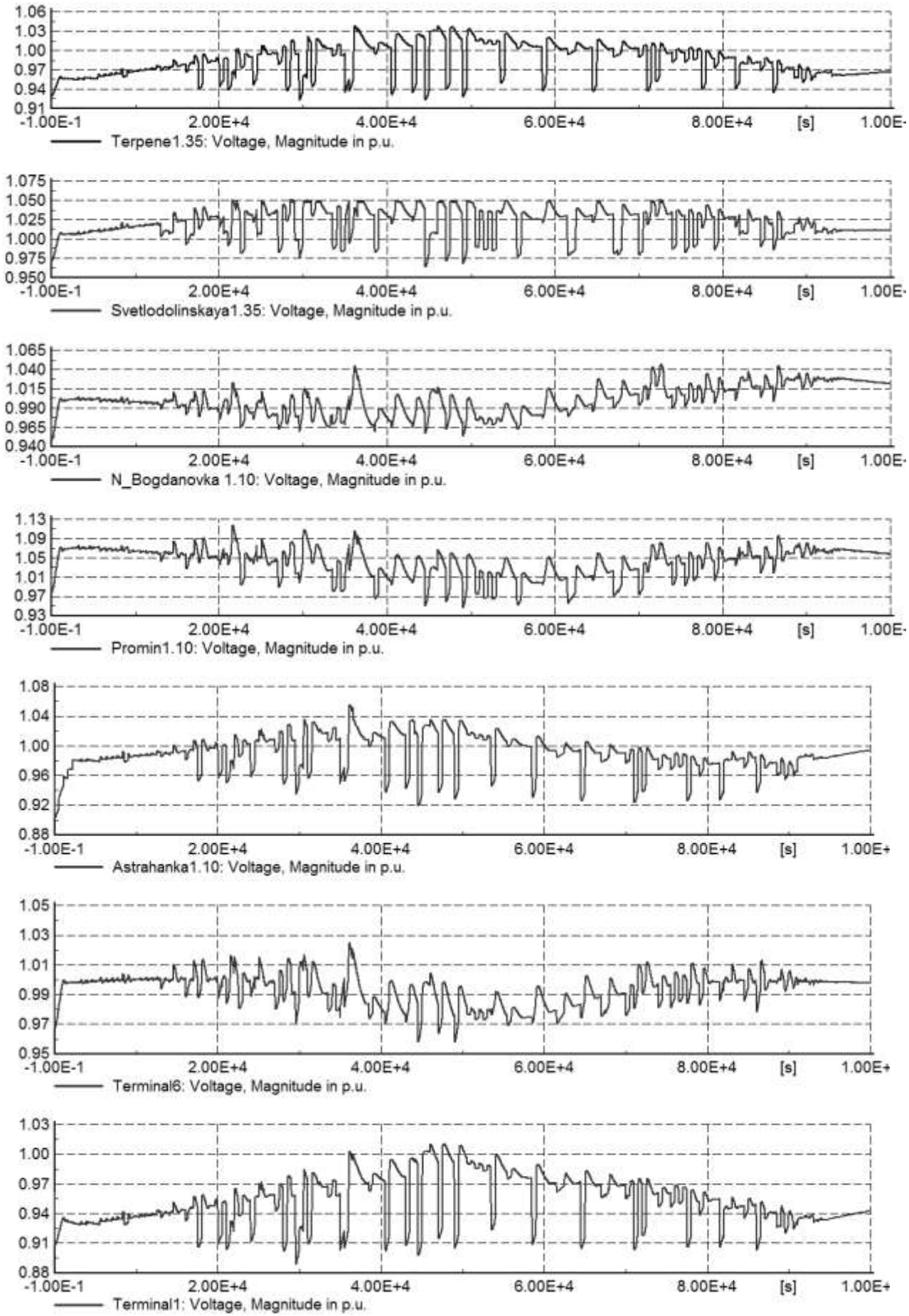


Рисунок Е.9, аркуш 2

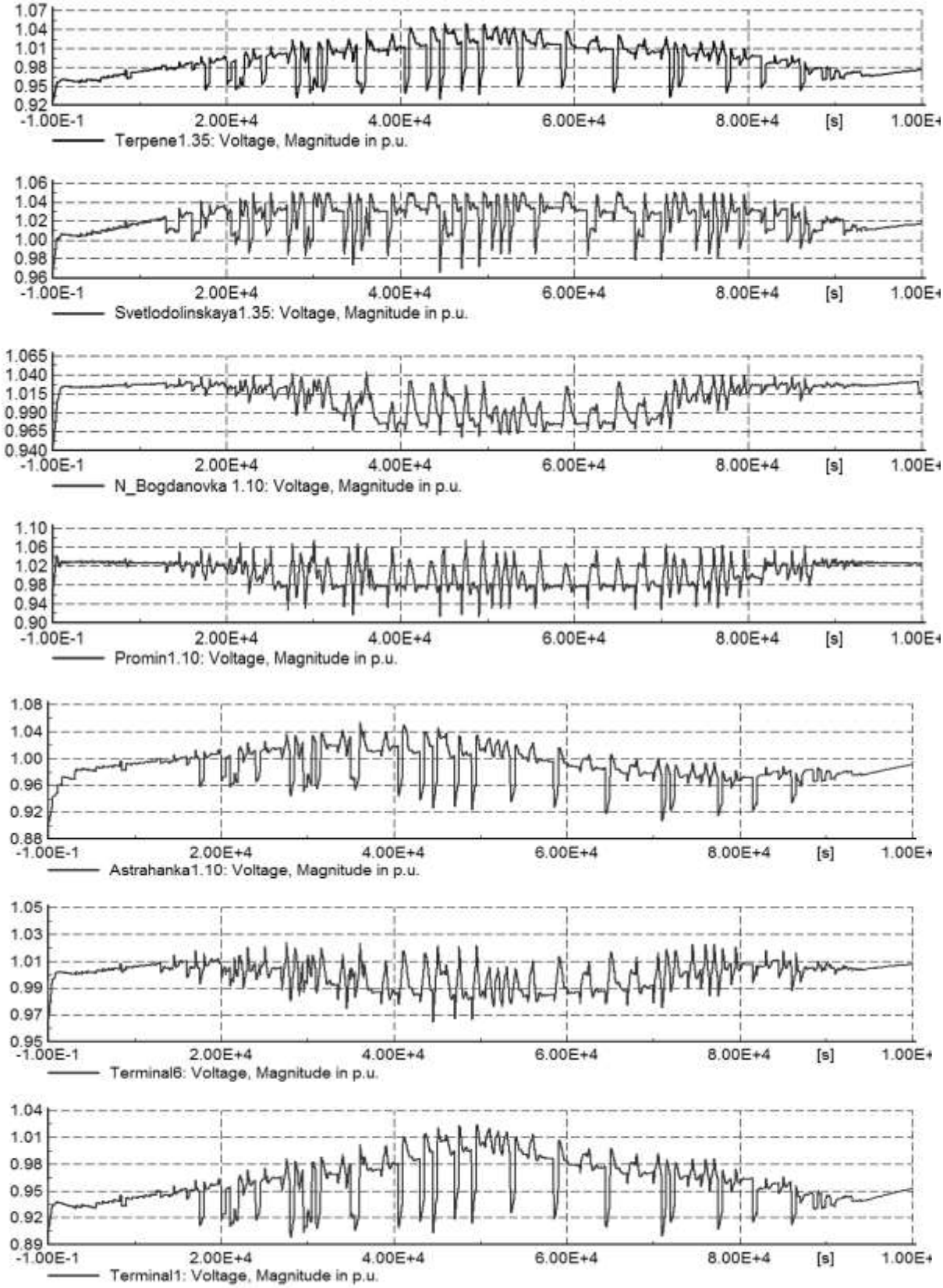
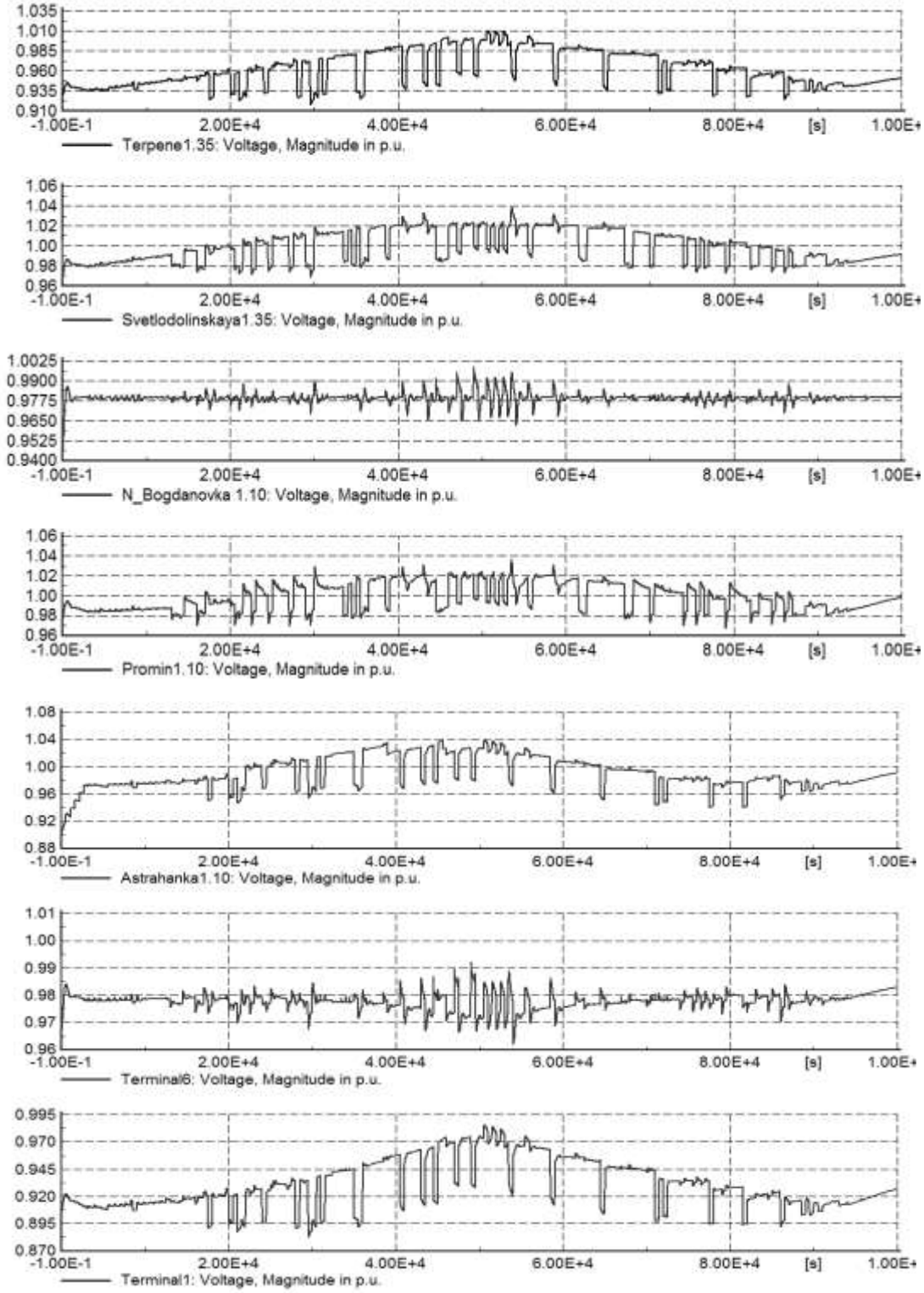


Рисунок Е.9, аркуш 3



а) некоординована робота засобів регулювання напруги; б) координована робота засобів регулювання з СТК без налаштувань; в) координована робота засобів регулювання з налаштованими СТК

Рисунок Е.10, аркуш 1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі РПН трансформаторів у поєднанні з ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності та роботою двох СТК при зміні схеми мережі

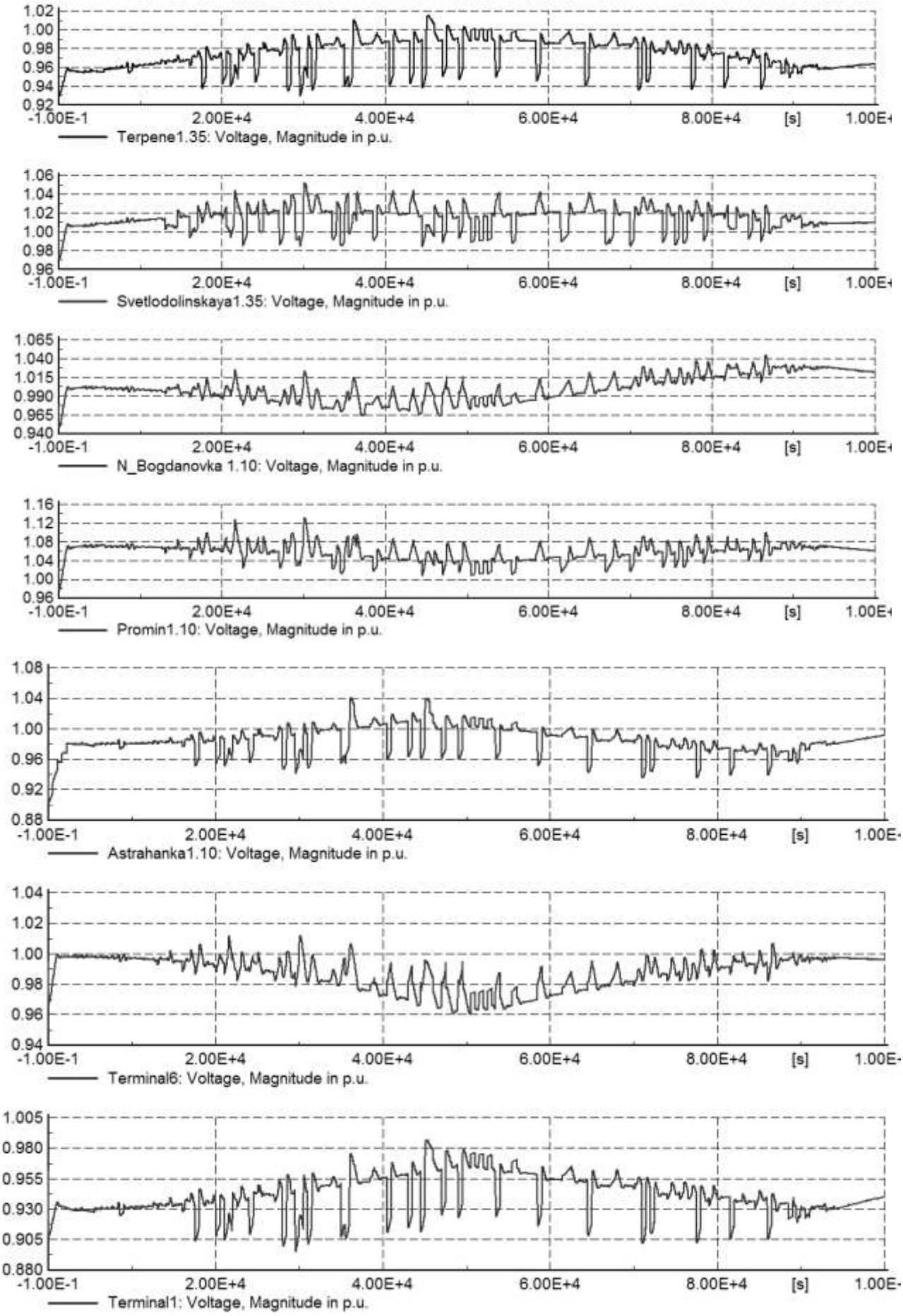


Рисунок Е.10, аркуш 2

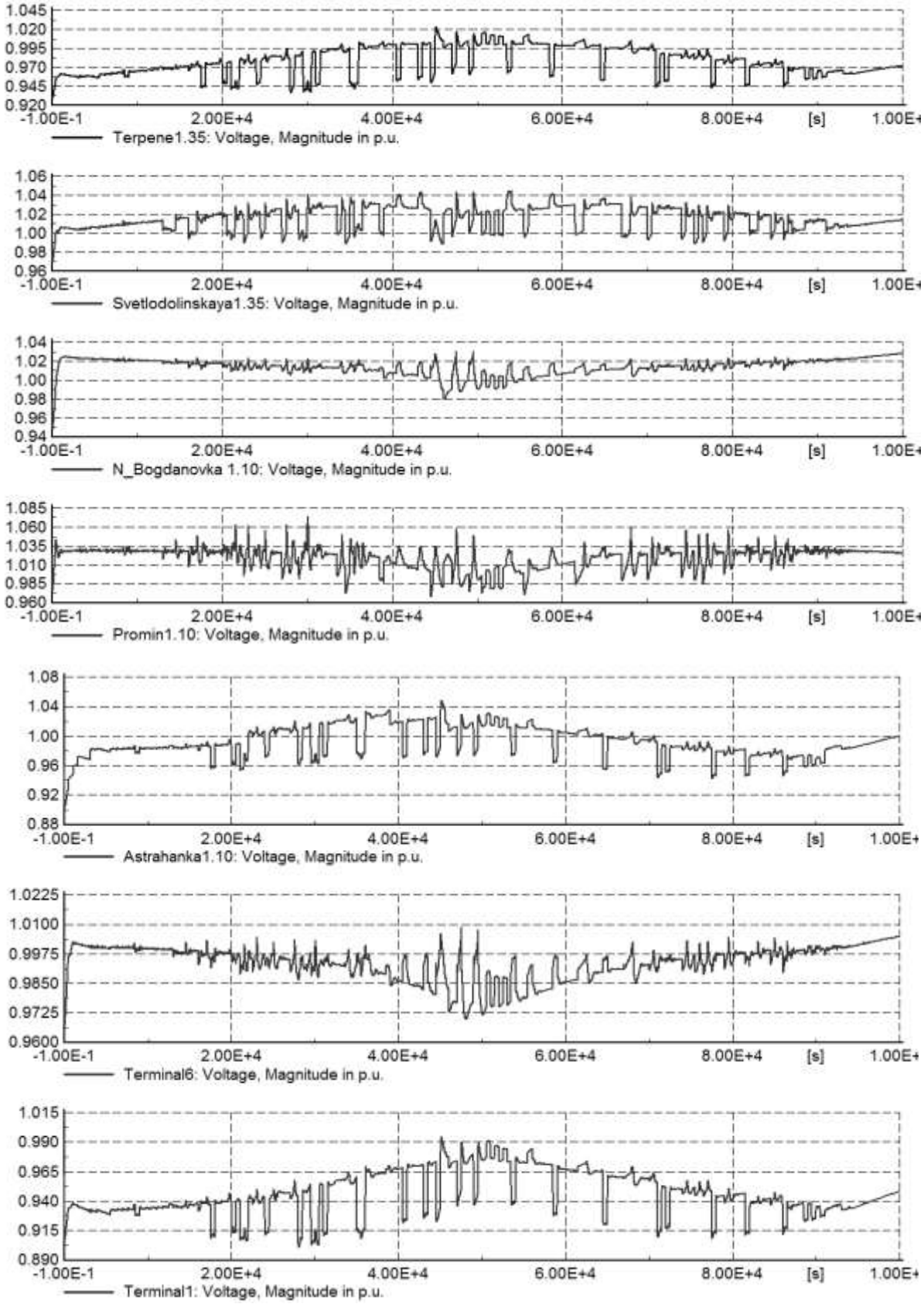


Рисунок Е.10, аркуш 3

Додаток Ж Рекомендації щодо використання інформації, необхідної для роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги

Збір інформації для роботи розробленої системи координованого керування засобами регулювання пропонується виконувати, враховуючи, що для роботи ДРГ необхідна довгострокова інформація, а також інформація, що оновлюється з частотою, рівною максимальній частоті зміни генерування ДРГ. Тому отриману інформацію пропонується поділятися на «базову» та «поточну».

«Базова» інформація оновлюється з частотою, що відповідає частоті зміни стану обладнання та конфігурації мережі. «Поточна» інформація повинна оновлюватись з встановленою періодичністю, яку визначено виходячи з ступеню важливості області РЕМ, що контролюється системою керування (секунди/хвилини/години).

До «базової» інформації відноситься:

- Максимальна потужність ДРГ;
- Максимальна потужність СТК;
- Максимальне та мінімальне положення РПН трансформаторів;
- Експлуатаційний запас по кількості спрацювань систем РПН трансформаторів.

До «поточної» інформації відноситься:

- Максимальна та поточна активна та реактивна потужність всіх ДРГ;
- Поточна потужність СТК;
- Поточне положення РПН трансформаторів;
- Поточні напруги у вузлах мережі;
- Коефіцієнти чутливості вузлів РЕМ по напрузі відносно зміни потужності ДРГ та СТК.

Після збору та обробки інформації формуються керуючі сигнали, які подаються на ДРГ, СТК та РПН трансформаторів.