

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

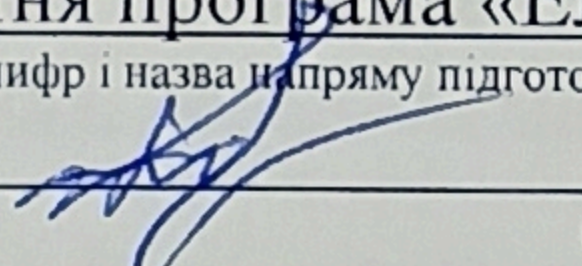
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

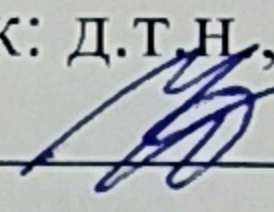
«Дослідження впливу фотоелектричних станцій на якість електричної енергії»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Дяченко А. М.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС

 Комар В.О.

(прізвище та ініціали)

« 05 » 12 2024 р.

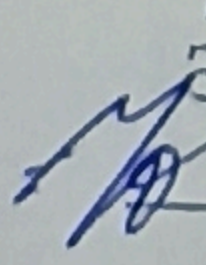
Опонент:

 К.Т.Н., доцент каф. ЕССЕМ Василюк І.О.

(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

 Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09 2024 року

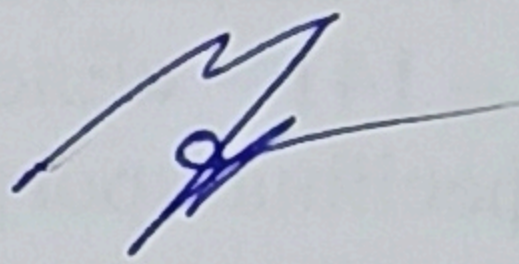
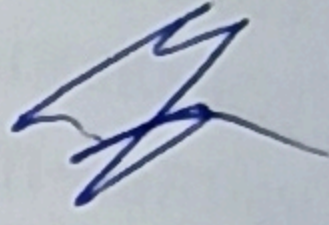
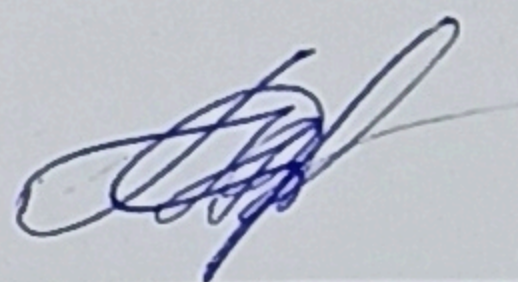
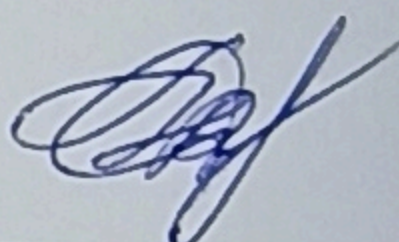
З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Дяченку Андрію Миколайовичу

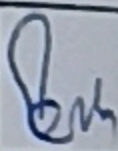
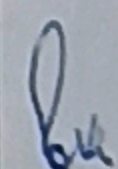
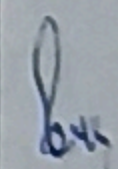
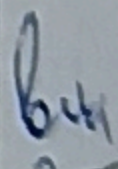
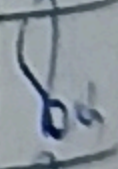
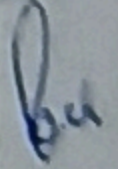
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи «Дослідження впливу фотоелектричних станцій на якість електричної енергії»
керівник роботи д.т.н., проф. каф. ЕСС Комар В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
- Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року.
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Результати вимірювань на ПС "Заозерна 110/35/10 кВ".
- Зміст текстової частини: Вступ. 1 Виконання аналізу впливу генерування ФЕС на несинусоїдність та несиметрію струмів та напруг у споживачів. 2 Результати вимірювань показників якості електричної енергії на стороні 0,4 кВ та 10 кВ трансформатора ТМГ 1000/10 У1. Аналіз результатів. 3 Розроблення рекомендацій щодо присднання ФЕС до існуючих мереж 10-35 кВ. 4 Обґрунтування капіталовкладень під час впровадження Smart grid технологій. 5 Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Темпи збільшення встановленої потужності ФЕС. 2. Мета та задачі роботи. 3 - 5. Аналіз показників якості електричної енергії. 6. Аналіз втрат електричної енергії. 7. Висновки

6. Консультанти розділів роботи			
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., д.т.н., проф. кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

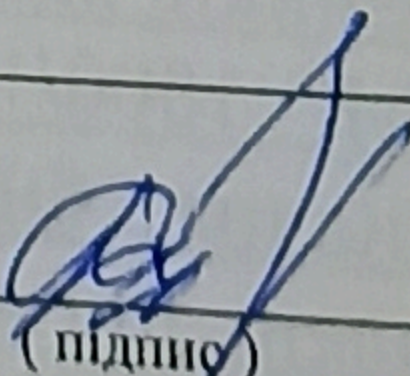
7. Дата видачі завдання 14 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

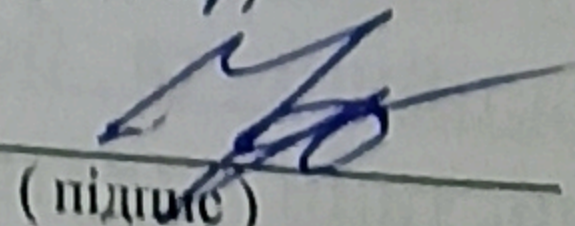
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.09.24	28.09.24	
2	Виконання аналізу впливу генерування ФЕС на несинусоїдність та несиметрію струмів та напруг у споживачів	29.09.24	07.10.24	
3	Розроблення рекомендацій щодо приєднання ФЕС до існуючих мереж 10-35 кВ	08.10.24	24.10.24	
4	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	25.10.24	01.11.24	
5	Техніко-економічна частина	02.11.24	07.12.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.11.24	12.11.24	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.11.24	28.11.24	

Студент

Керівник роботи


(підпис)

А. М. Дяченко


(підпис)

В. О. Комар

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	6
АНОТАЦІЯ	7
ANNOTATION	8
ВСТУП	9
1 ВИКОНАННЯ АНАЛІЗУ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ФЕС НА НЕСИНУСОЇДНІСТЬ ТА НЕСИМЕТРІЮ СТРУМІВ ТА НАПРУГ У СПОЖИВАЧІВ	11
1.1 Дослідження якості напруги на підстанціях 35/10 кВ	11
1.2 Результати досліджень зміни коефіцієнту несиметрії напруг та струмів	27
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1	37
2. РЕЗУЛЬТАТИ ВИМІРЮВАНЬ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА СТОРОНІ 0,4 КВ ТА 10 КВ ТРАНСФОРМАТОРА <i>ТМГ 1000/10 У1</i> . АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ	38
2.1. Результати вимірювань	38
2.2. Аналіз показників якості електричної енергії	40
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2	45
3 РОЗРОБЛЕННЯ РЕКОМЕНДАЦІЙ ЩОДО ПРИЄДНАННЯ ФЕС ДО ІСНУЮЧИХ МЕРЕЖ 10-35 КВ	47
3.1 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ без власного генерування	47
3.2 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої черги когенерації	51
3.3 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації	54
3.4 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації та 5 МВт ФЕС	57
3.5 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації, 5 МВт та 7 МВт ФЕС	60
3.6 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої	

та другої черги когенерації, 5 МВт та 2х7 МВт ФЕС	63
3.7 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації, 5 МВт та 2х7 МВт ФЕС для графіка максимального навантаження	66
3.8 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації, 5 МВт та 2х7 МВт ФЕС для графіка мінімального навантаження	72
Висновки до розділу 3	80
4 ОБҐРУНТУВАННЯ КАПІТАЛОВКЛАДЕНЬ ПІД ЧАС ВПРОВАДЖЕННЯ SMART GRID ТЕХНОЛОГІЙ	81
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	84
5.1 Задачі розділу	84
5.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП	85
5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при монтажі обладнання ПЛЕП	86
5.4 Пожежна безпека	
ВИСНОВКИ	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи.....	99
ДОДАТОК Б Технічне завдання.....	100
ДОДАТОК В Графічна частина.....	104

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ПС – підстанція

ТП – трансформаторна підстанція

ФЕС – фотоелектрична станція

НН – нижча напруга

СН – середня напруга

ВН – вища напруга

КУ – когенераційна установка

КГ – когенераційне генерування

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Дяченко Андрій Миколайович «Дослідження впливу фотоелектричних станцій на якість електричної енергії». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2024. 98 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 26 назв; рис.: 106.

В цій магістерській кваліфікаційній роботі виконано аналіз якості електричної енергії в мережах з відновлюваними джерелами енергії.

Дослідження зміни втрат в мережах проводилися з використанням програми розрахунку й оптимізації нормальних режимів роботи електричних мереж „Втрати – 110”. У процесі дослідження була підготовлена розрахункова модель мережі, і отримані результати проаналізовані.

Ключові слова: електрична енергія, генерування, споживання, потужність, якість електричної енергії

ANNOTATION

Dyachenko Andriy Mykolayovych "Study of the influence of photovoltaic stations on the quality of electric energy". Master's qualification work in the specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 98 p.

Ukr. Bibliography: 26 titles; Fig.: 106.

In this master's qualification work, an analysis of the quality of electric energy in networks with renewable energy sources was performed.

Studies of changes in losses in networks were carried out using the program for calculating and optimizing normal operating modes of electric networks "Loss - 110". In the process of the study, a calculation model of the network was prepared, and the results obtained were analyzed.

Keywords: electric energy, generation, consumption, power, quality of electric energy

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасна енергетика в основному базується на невідновлювальних джерелах енергії, які, маючи обмежені запаси, є вичерпними і не можуть гарантувати стійкий розвиток світової енергетики на тривалу перспективу, а їх використання – один з головних факторів, який призводить до погіршення стану навколишнього середовища і його кризового стану.

Починаючи з 2004 року в світі суттєво зросли капіталовкладення у розвиток альтернативної енергетики [1 – 4]. Це призвело до того, що за останні роки щорічні показники приросту виробництва сонячної енергії у світі в середньому оцінюють у 60%, вітрової – 27%. етанолу – 20%. В планах країн Євросоюзу до 2020 року довести використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії до 20% загального обсягу їхнього енергоринку.

Україна не залишилась осторонь світових тенденцій. На сьогодні, за рахунок державного стимулювання, спостерігається інтенсивна розбудова відновлюваних джерел енергії, які під'єднуються до електроенергетичної системи на рівні розподільних електричних мереж, що призводить до поступового переходу від суто централізованої моделі електропостачання споживачів, основою якої є потужні ТЕС і АЕС, до комбінованої, коли частина електроенергії виробляється розосереджені джерела.

Розбудова відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) має як позитивні так і негативні наслідки для функціонування електроенергетичних систем як України так і інших країн світу.

Відновлювальні джерела енергії мають принципові відмінності, тому їх ефективне використання стає можливим на основі науково розроблених принципів перетворення ВДЕ у види, необхідні споживачам. У навколишньому середовищі завжди існують потоки відновлювальної енергії, тому в процесі розвитку відновлювальної енергетики необхідно орієнтуватись на місцеві енергоресурси, вибираючи з них найефективніші. Використання ВДЕ має бути багатоваріантним й комплексним, що дозволяє прискорити економічний розвиток регіонів.

Отже, актуальним є дослідження впливу розосередженого генерування відновлюваних джерел електроенергії на режими електричних мереж, якість та надійність електропостачання.

Мета роботи. Метою магістерської роботи є аналіз впливу відновлюваних джерел електроенергії на якість електропостачання.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі **основні завдання**:

- виконати аналіз результатів натурних вимірювань, які проведені на об'єктах електричних мереж та фотоелектричних станцій;
- виконати моделювання впливу фотоелектричних станцій на режими електричних мереж та якість електричної енергії;
- розроблення рекомендацій щодо приєднання ФЕС до існуючих електричних мереж.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії, а *предметом дослідження* є методи та засоби аналізу якісного електропостачання розподільними електричними мережами з відновлюваними джерелами електроенергії.

Методи досліджень. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використані елементи теорії ймовірностей для врахування стохастичного характеру режиму роботи ВДЕ. Усталені режими моделюються на базі методу вузлових напруг та аналізуються із застосуванням методів Гаусса та Ньютона

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що розроблено рекомендації для під'єднання відновлюваних джерел енергії, зокрема фотоелектричних станцій.

Практичне значення одержаних результатів.

Практична цінність роботи полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень створені умови для вирішення завдання підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами електроенергії.

1 ВИКОНАННЯ АНАЛІЗУ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ФЕС НА НЕСИНУСОЇДНІСТЬ ТА НЕСИМЕТРІЮ СТРУМІВ ТА НАПРУГ У СПОЖИВАЧІВ

1.1 Дослідження якості напруги на підстанціях 35/10 кВ

Мета досліджень: визначення показників якості електричної енергії.

Показники якості електричної енергії контролювались як в усталеному режимі, так і під час увімкнень, вимкнень ліній 35 кВ та 10 кВ, увімкнення та вимкнення потужного навантаження 0,4 кВ (насосів), увімкнення генератора резервного живлення. Під час контролю показників якості електричної енергії використовувались наступні прилади контролю: SATEC PM -175 та Мемобокс–300–SMART (Свідоцтво про перевірку засобу вимірювальної техніки № 261520 видане 12 вересня 2018 року).

Результати вимірювань показників якості електроенергії приладом

Мемобокс–300– SMART (Свідоцтво про перевірку засобу вимірювальної техніки № 29-18/0923 чинне до 14.03. 2020 р видане 28 березня 2018 року).

Підстанція 110/35/10 кВ: «Заозерна».

Вимірювання проводились на шинах 35 кВ першої секції за допомогою вимірювального трансформатора напруги TV. До вторинної обмотки трансформатора TV (схема з'єднань вторинних фазних обмоток TV – «зірка») були підключені вхідні кола напруги приладу Мемобокс–300 – SMART.

Результати вимірювань показника якості електричної енергії – коефіцієнту нелінійних спотворень (КНС, **THD**) на протязі доби показані на рис. 1.1, з найбільшими **THD** та з горизонтальною пунктирною лінією, що показують максимальне допустиме значення – на рис. 1.2. Коефіцієнт нелінійних спотворень або Total Harmonic Distortions (**THD**) – показник, що характеризує ступінь відмінності форми сигналу від синусоїдальної, так само можна сказати – це величина для кількісної оцінки нелінійних спотворень періодичного сигналу.

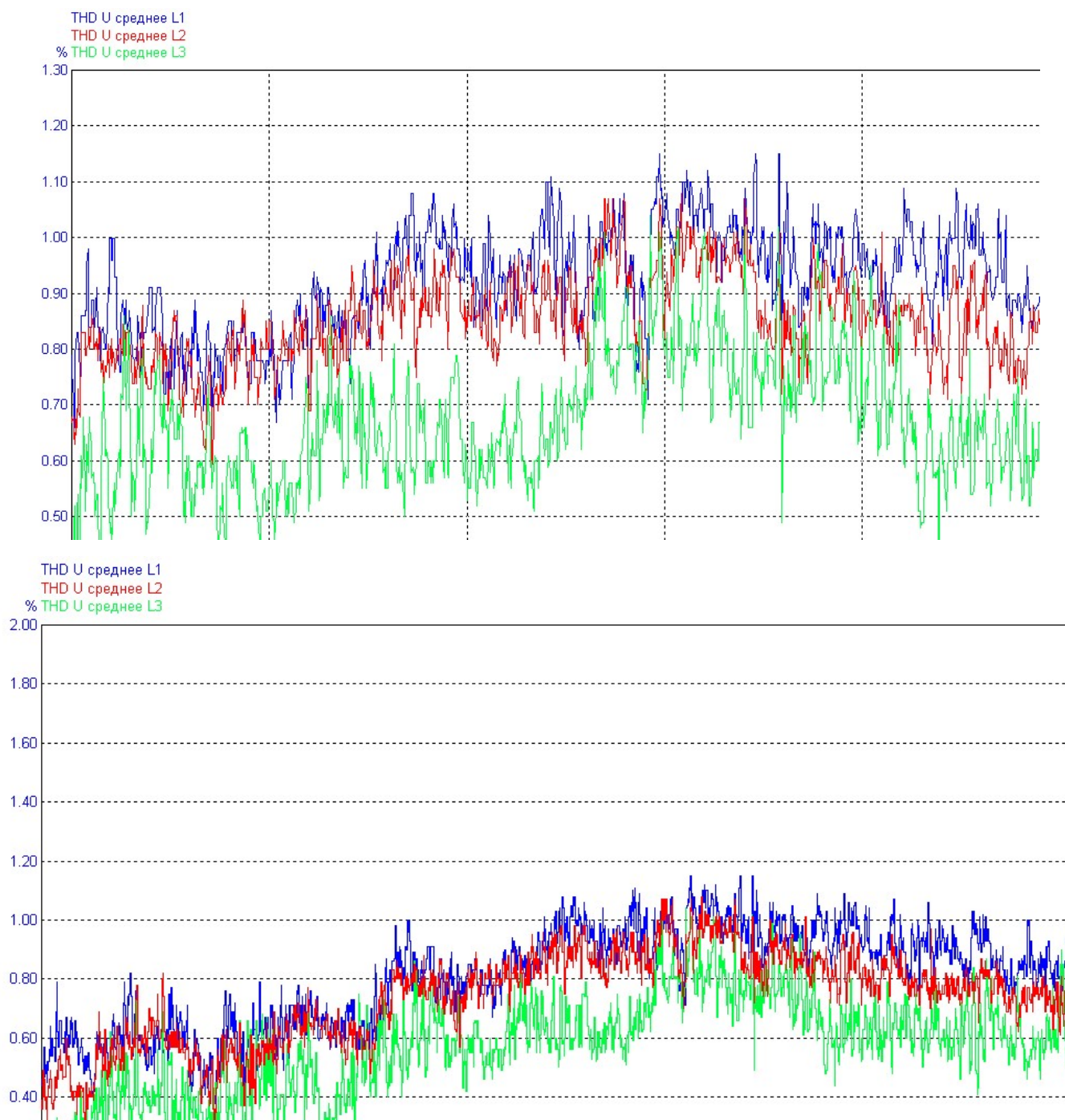


Рисунок 1.1 – Результаты вимірювань показника якості електричної енергії – коефіцієнту нелінійних спотворень THD на протязі доби

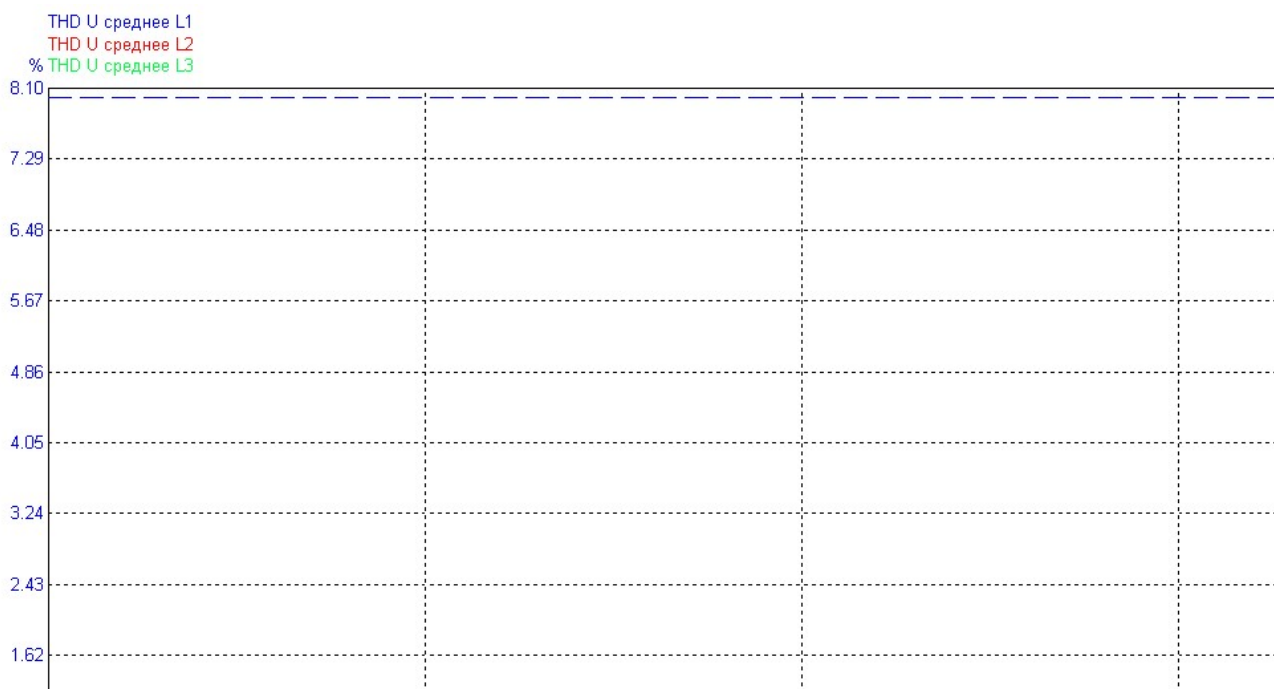


Рисунок 1.2 – Результати вимірювань коефіцієнта нелінійних спотворень THD під час найбільших спотворень напруг

На рис. 1.3 показаний графік зміни напруги найбільшої п'ятої гармоніки у напрузі в % від середнього значення напруги на протязі доби

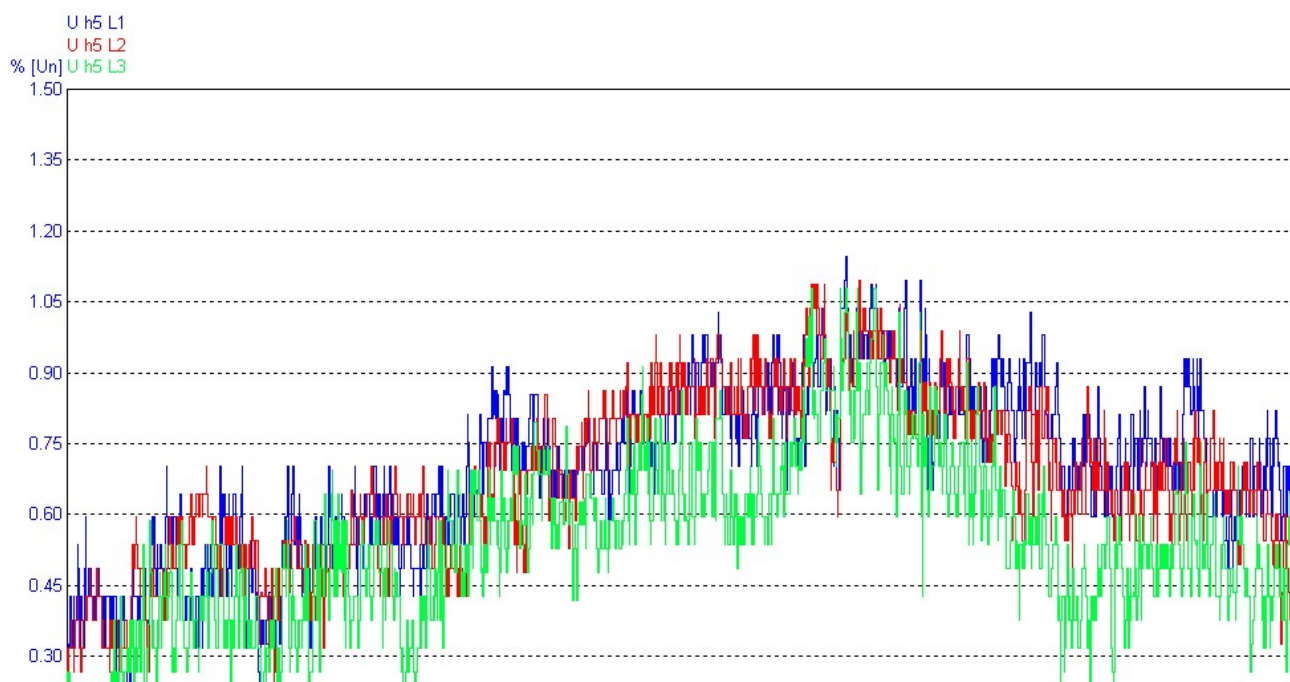


Рисунок 1.3 – Графік зміни напруги найбільшої п'ятої гармоніки у напрузі в % від середнього значення напруги на протязі доби

На рис. 1.4 показаний графік зміни напруги найбільшої п'ятої гармоніки у напрузі в діапазоні максимального відхилення (фаза А – L1 відхилення виділене синім кольором)

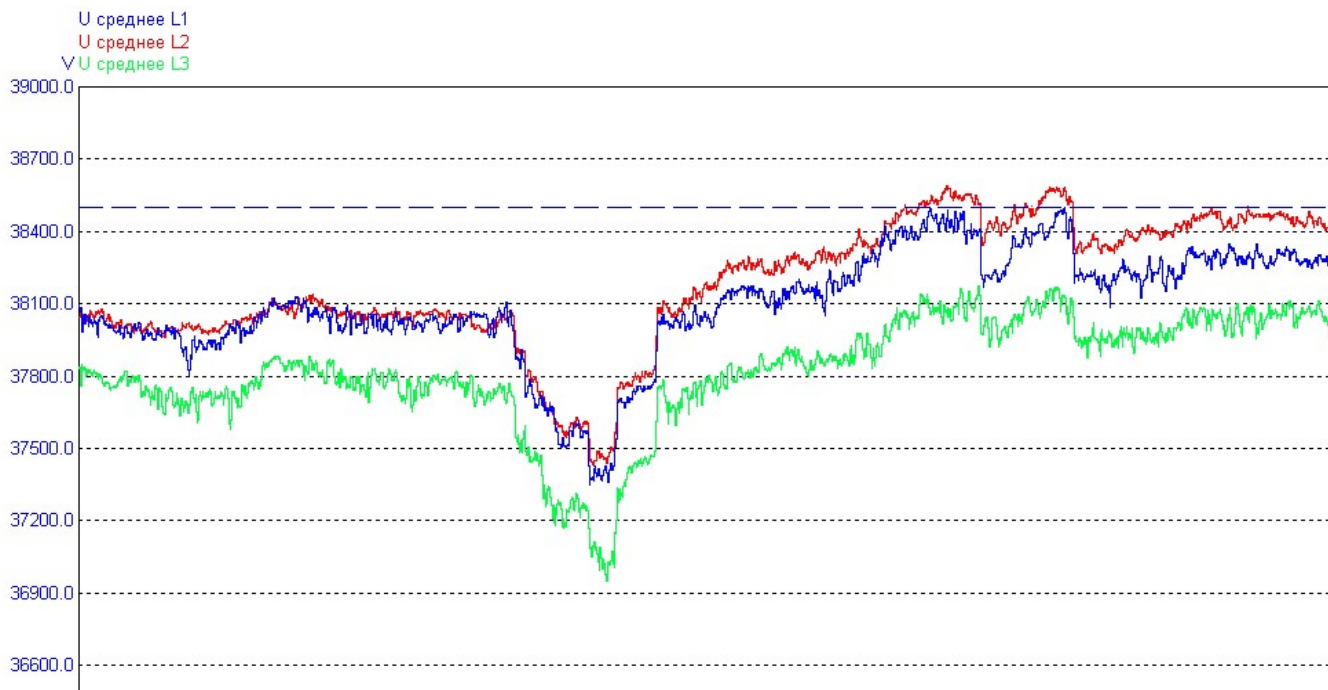


Рисунок 1.4 – Графік зміни напруги найбільшої п'ятої гармоніки у напрузі в діапазоні максимального відхилення

На рис. 1.5 показано графік зміни напруги найбільшої п'ятої гармоніки у напрузі в діапазоні максимального відхилення (фаза В – L2 відхилення виділене синім кольором)

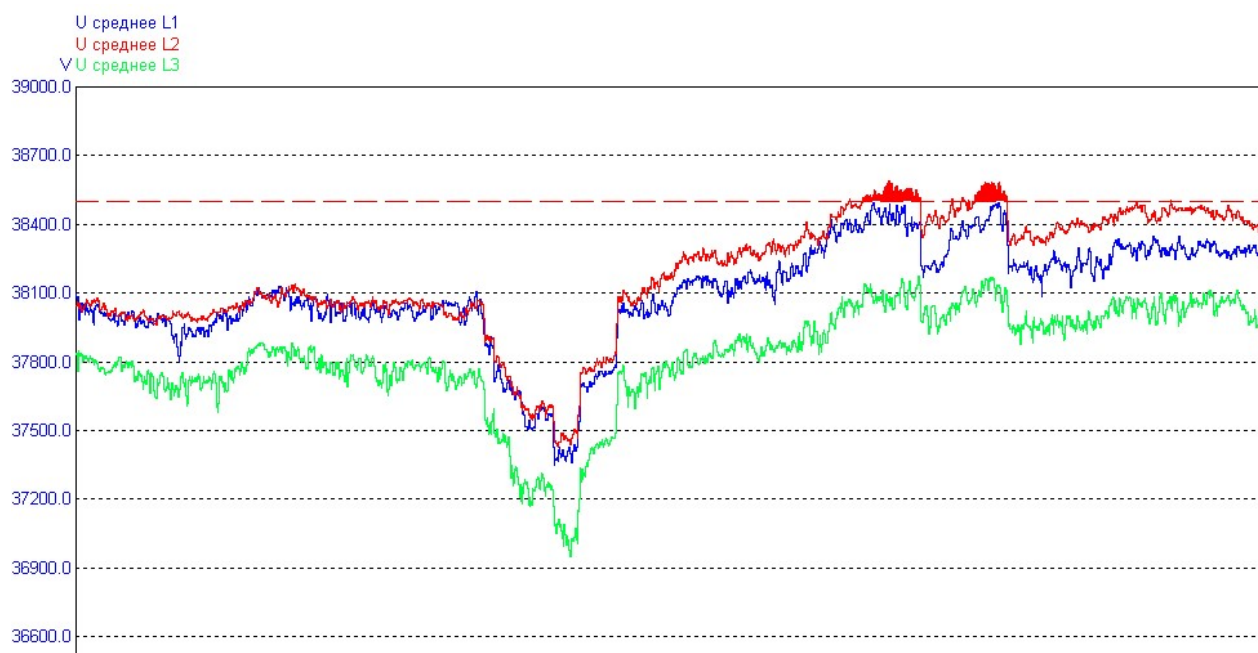


Рисунок 1.5 – Графік зміни напруги найбільшої п'ятої гармоніки у напрузі в діапазоні максимального відхилення (фаза В)

На рис. 1.6 показані табличні екранні заставки граничних значень відхилень контрольованих напруг (не більше ніж 0,5% значень напруги більше максимального граничного значення – затушовані синіми лініями).

Параметр			Максимальное значение	
	Единица измерения	50160_61000-2-2.gwd	L1	L2
Колебания напряжения		35000.00V		
Максимум 100% / 95%	% [Un]	+10.00/+10.00	10.41	10.87
Минимальный 100% / 95%	% [Un]	-10.00/-10.00	6.71	6.94
Прерывания < 1%	Количество	100	0	0
События	Количество	100	2973	10123
Гармоники напряжения				
5. Гармоника	% [Un]	6.00	1.15	1.10
9. Гармоника	% [Un]	1.50		
Гармоники тока	A			Нет
фликер Plt	Plt	1.000	0.626	0.632
Небаланс U	%	2.00		Не определено

Рисунок 1.6 – Таблична екранна заставка граничних значень відхилень контрольованих напруг (не більше ніж 0,5% значень напруги більше максимального граничного значення)

Параметр			Значение	
	Единица измерения		L3	L1
Колебания напряжения				
Максимум 100% / 95%	% [Un]	+	9.60	9.97
Минимальный 100% / 95%	% [Un]	-	5.57	6.72
Прерывания < 1%	Количество		0	
События	Количество		0	
Гармоники напряжения				
5. Гармоника	% [Un]			0.94
9. Гармоника	% [Un]		0.43	
Гармоники тока	A			
фликер Plt	Plt		0.625	0.494
Небаланс U	%			
Сигналы на напряжение	% Plt			

Рисунок 1.7 – Таблична екранна заставка граничних значень відхилень контрольованих напруг (не менше ніж 99,5% значень напруги більше граничного значення)

На рис. 1.7 показана таблична екранна заставка граничних значень відхилень контрольованих напруг (не менше ніж 99,5% значень напруги більше граничного значення). На рис. 1.8 та на рис. 1.9 показані коливання напруги небалансу фазних напруг. Як видно з графіку, коливання не перевищують нормоване значення, тобто 2%.

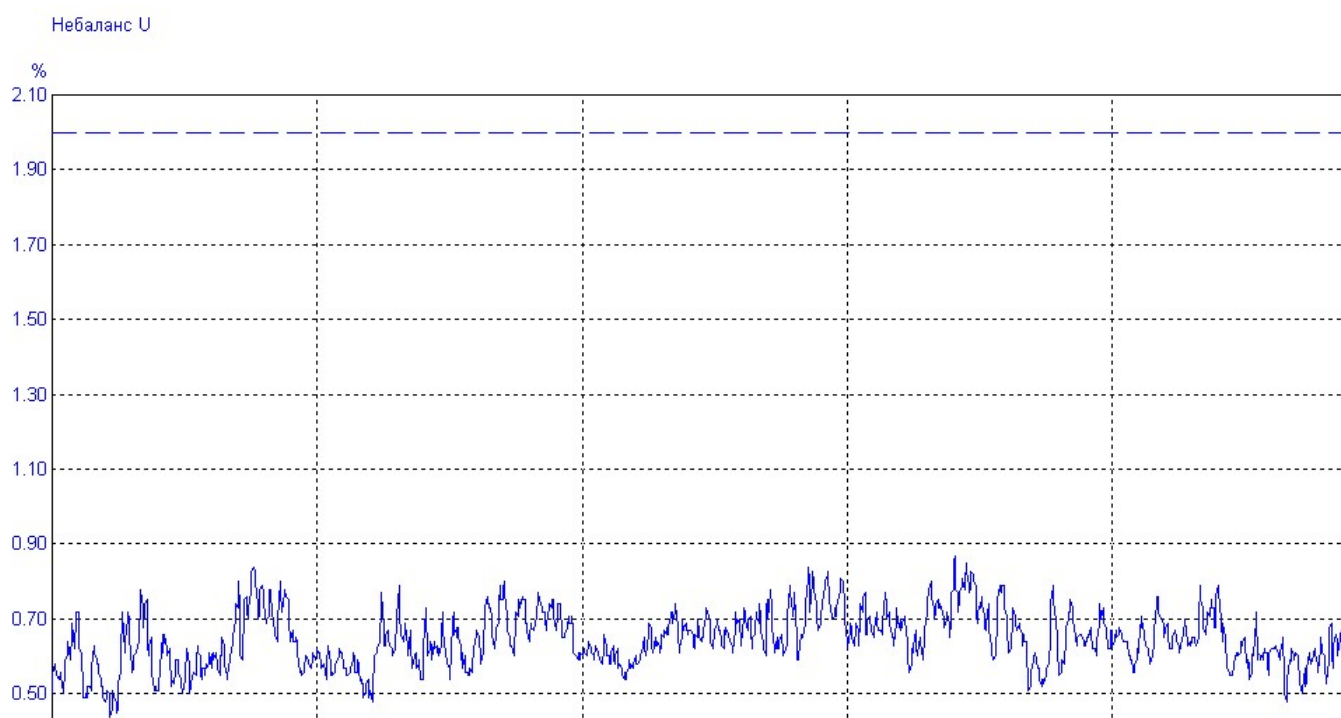


Рисунок 1.8 – Коливання напруги небалансу фазних напруг в діапазоні найбільших коливань

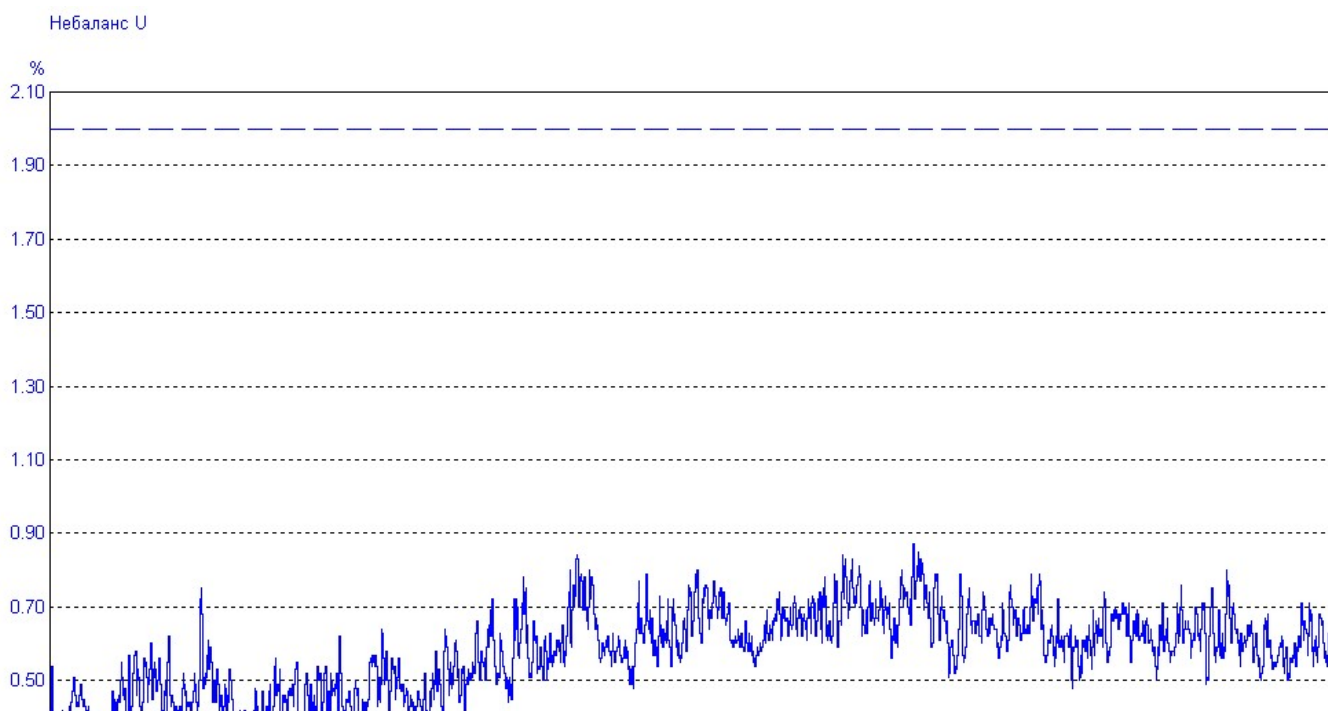


Рисунок 1.9 – Коливання напруги небалансу фазних напруг на протязі доби

На рис. 1.10 показані діаграми максимального вмісту гармонік в напругах фаз та поодиноких і частих відхилень напруг від максимальних значень. Як видно з рис. 1.11 найбільшими є непарні гармоніки. З рис. 1.11 видно, що в діапазоні часу з

11:08:30 до 13:32:00 11 грудня 2018 р. максимальна гармонік – п'ята (250 Гц), хоча перевищень нормованих показників не помічено.

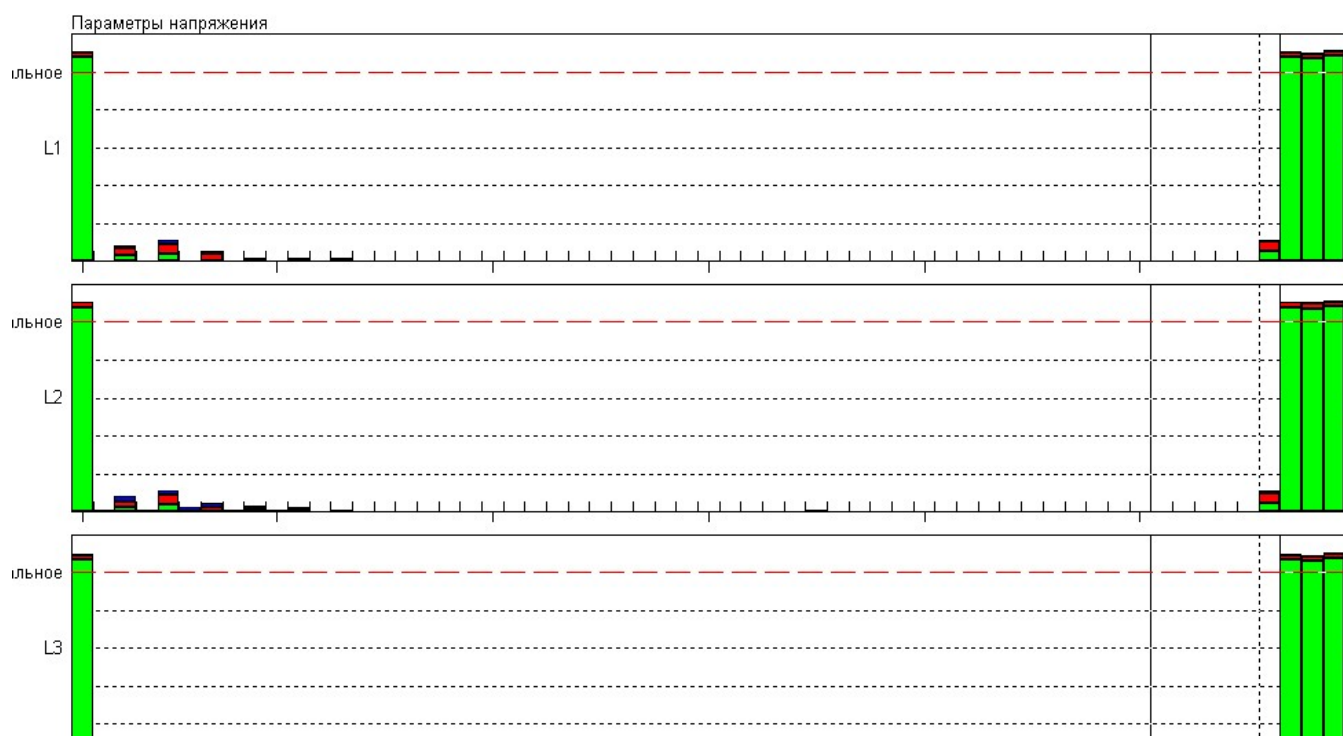


Рисунок 1.10 – Діаграми максимального вмісту гармонік в напругах фаз та поодиноких і частих відхилень напруг від максимальних значень.

Як видно з рис. 1.11 кількість короткочасних понад нормованих відхилень показників якості електричної енергії по фазі «В» 10123 одиниць за добу.

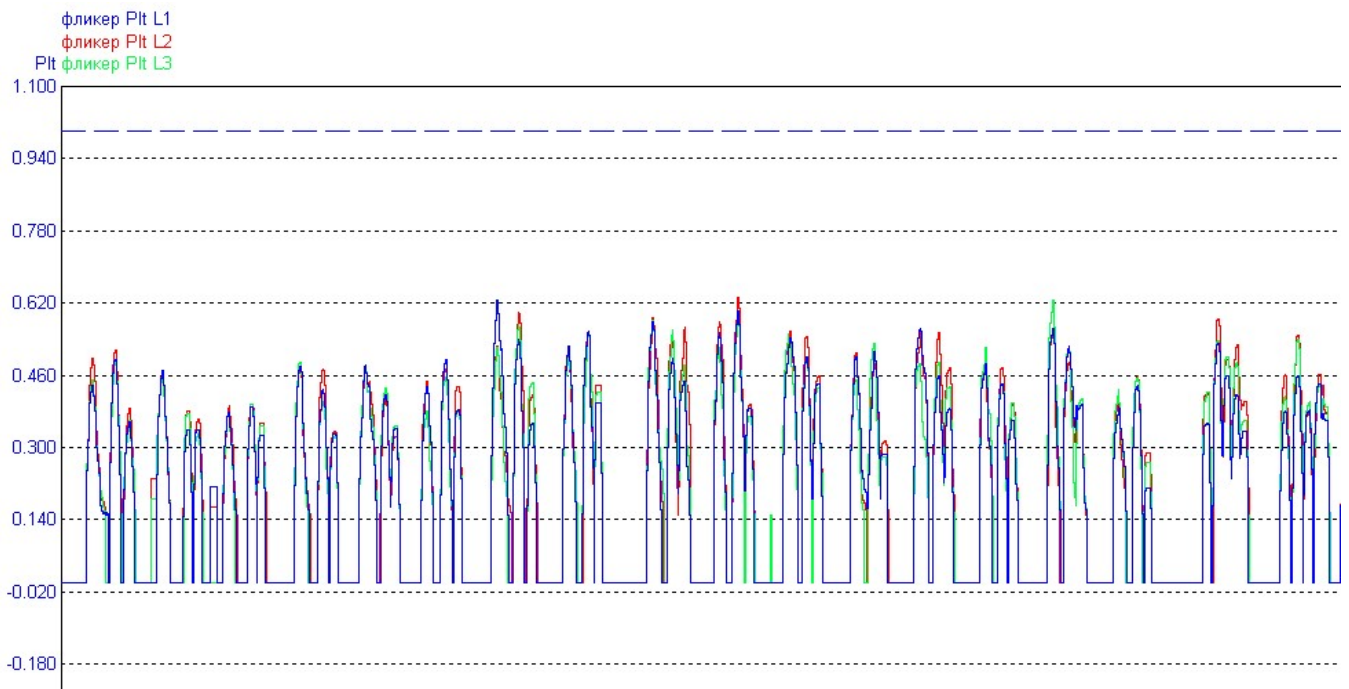
Параметр			Значение измерения		
Единица измерения			L1	L2	L3
Колебания напряжения	V	35000.00V +/- 10.00%			
В пределах допустимых отклонений	%	95	96.17	82.72	100.00
Max	V	38500.00	38644.32	38802.76	38359.12
Минимальное	V	31500.00	37349.04	37428.26	36948.97
Колебания напряжения	V	35000.00V +/- 10.00%			
В пределах допустимых отклонений	%	100	96.17	82.72	100.00
Max	V	38500.00	38644.32	38802.76	38359.12
Минимальное	V	31500.00	37349.04	37428.26	36948.97
короткие	Количество	< 1% от Un			
Прерывания	Период измерения	< 3 минут			
	Количество	100	0	0	0
	Период измерения				
длительные	Количество	< 1% от Un			
Прерывания	Период измерения	>= 3 минут			
	Количество	100	0	0	0
	Период измерения				
События	Количество	> Un +10%			
	Период измерения	или < Un-10%			
		> 1% Un			
	Количество	100	2973	10123	0
	Период измерения				
3. Гармоника	% [Un]	5.00			
В пределах допустимых отклонений	%	95	100.00	100.00	100.00

Рисунок 1.11 – Экранна заставка (прилад Метобох) показників якості електричної енергії за контрольований період

9. Гармоника	% [Un]	1.50			
В пределах допустимых отклонений	%	95	100.00	100.00	100.00
Max	% [Un]		0.16	0.32	0.43
THD U	%	8.00			
В пределах допустимых отклонений	%	95	100.00	100.00	100.00
Max	%		1.15	1.08	1.04
Фликкер	Plt	1.000			
В пределах допустимых отклонений	%	95	100.00	100.00	100.00
Max	Plt		0.626	0.632	0.625
Небаланс U	%	2.00			
В пределах допустимых отклонений	%	95	не определено		
Max	%				
Частота 99.5%	Hz	50Hz +/- 1%			
В пределах допустимых отклонений	%	99.5	100.00		
Max	Hz	50.50	50.10		
Минимальное	Hz	49.50	49.90		

Рисунок 1.11 (продовження) – Екранна заставка показників якості електричної енергії за контрольований період

На рис 1.12 показані коливання флікера на протязі доби та в зоні добового максимального коливання амплітудних значень напруг. Перевищень нормованих значень не виявлено.



а)



б)

Рисунок 1.12 – Коливання флікера на протязі доби (а) та в діапазоні найбільших коливань напруг (б)

Аналіз результатів струму на шинах 35 кВ підстанції «Заозерна» (рис. 1.13, струм на вторинній обмотці ТС) свідчить про те, що максимальні коливання струму не перевищують нормованих показників та відповідають нічній частині добового графіку навантаження.

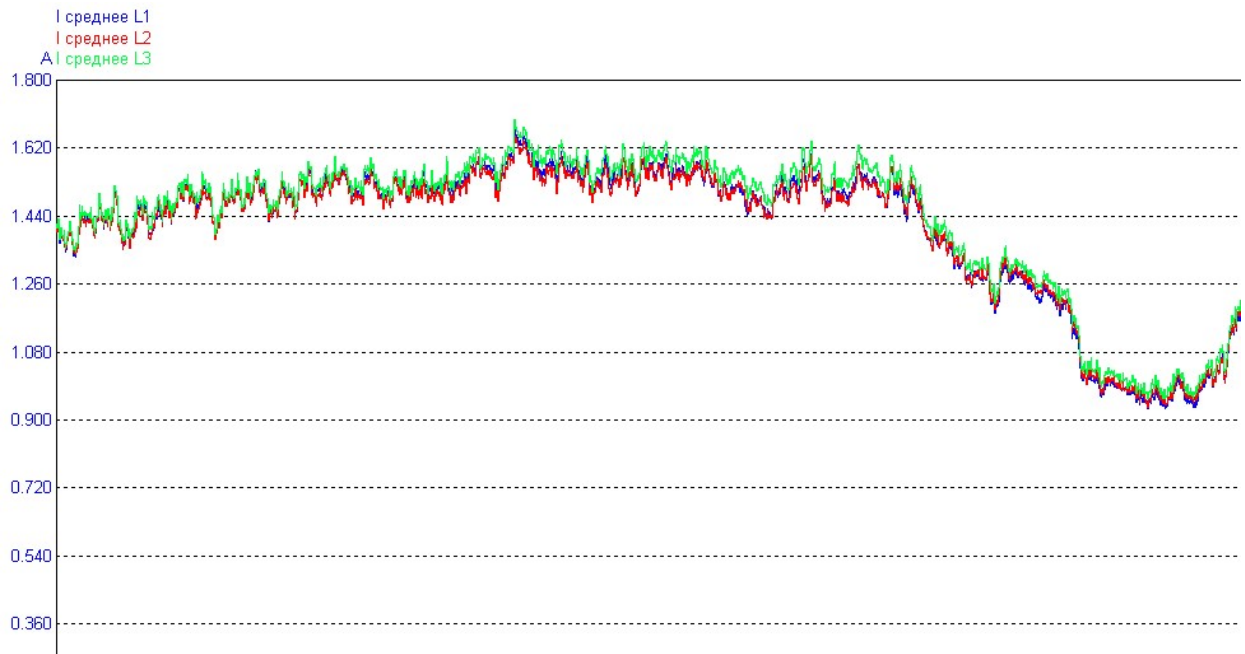


Рисунок 1.13 – Зміна значень середніх струмів на протязі доби

З графіка, що показаний на рис. 1.14, видно незначні коливання середніх значень струмів в діапазоні годин доби з мінімальним коливаннями струму

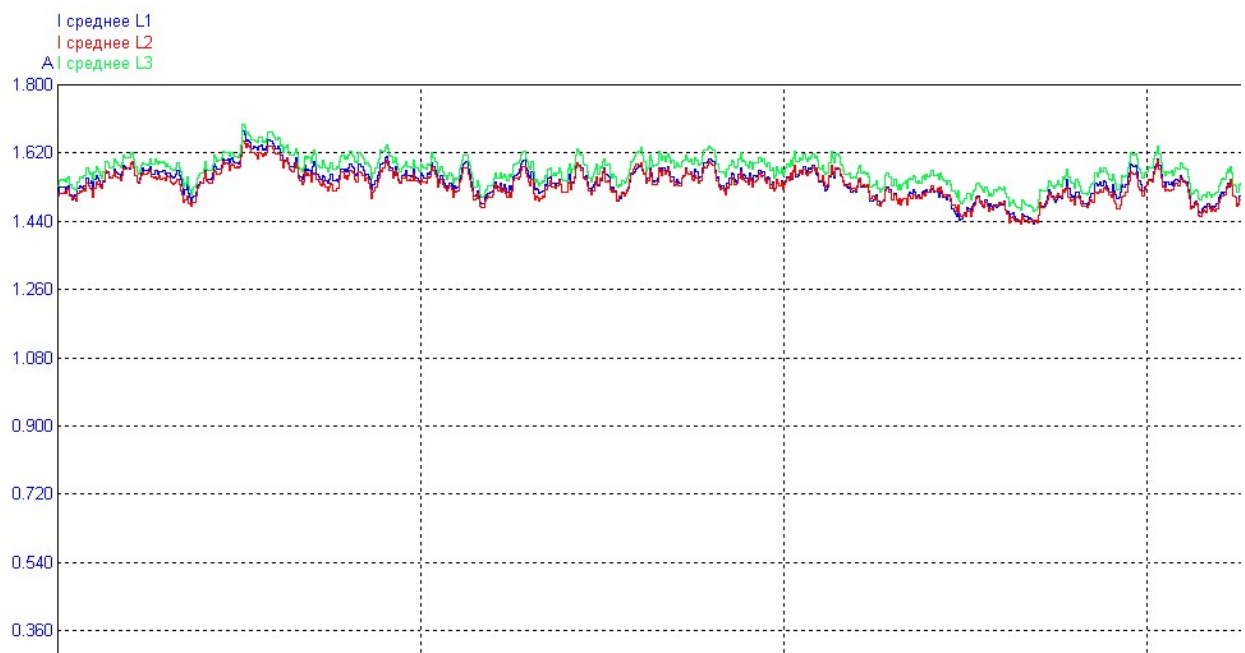


Рисунок 1.14 – Зміна значень середніх струмів в діапазоні годин доби з мінімальним коливаннями струму

Коливання коефіцієнту нелінійних спотворень Total Harmonic Distortions (THD) в діапазоні найбільших коливань струмів показано на рис. 1.15.

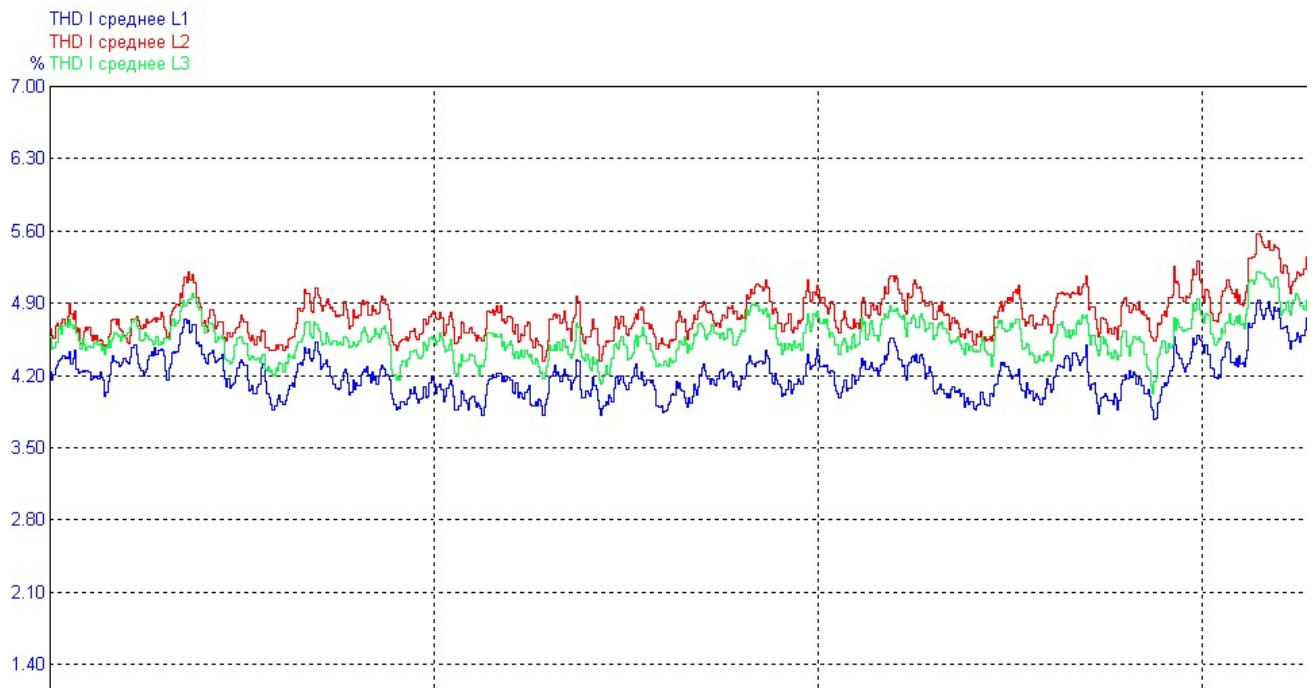


Рисунок 1.15 – Коливання коефіцієнту нелінійних спотворень THD в діапазоні найбільших коливань струмів

Осцилограми фазних струмів і напруг (рис. 1.16), а також результати розрахунків показників якості електричної енергії, векторна діаграма яких отримана з використанням приладу Satеc РМ-175, свідчать про відповідність цих показників вимогам стандартів.

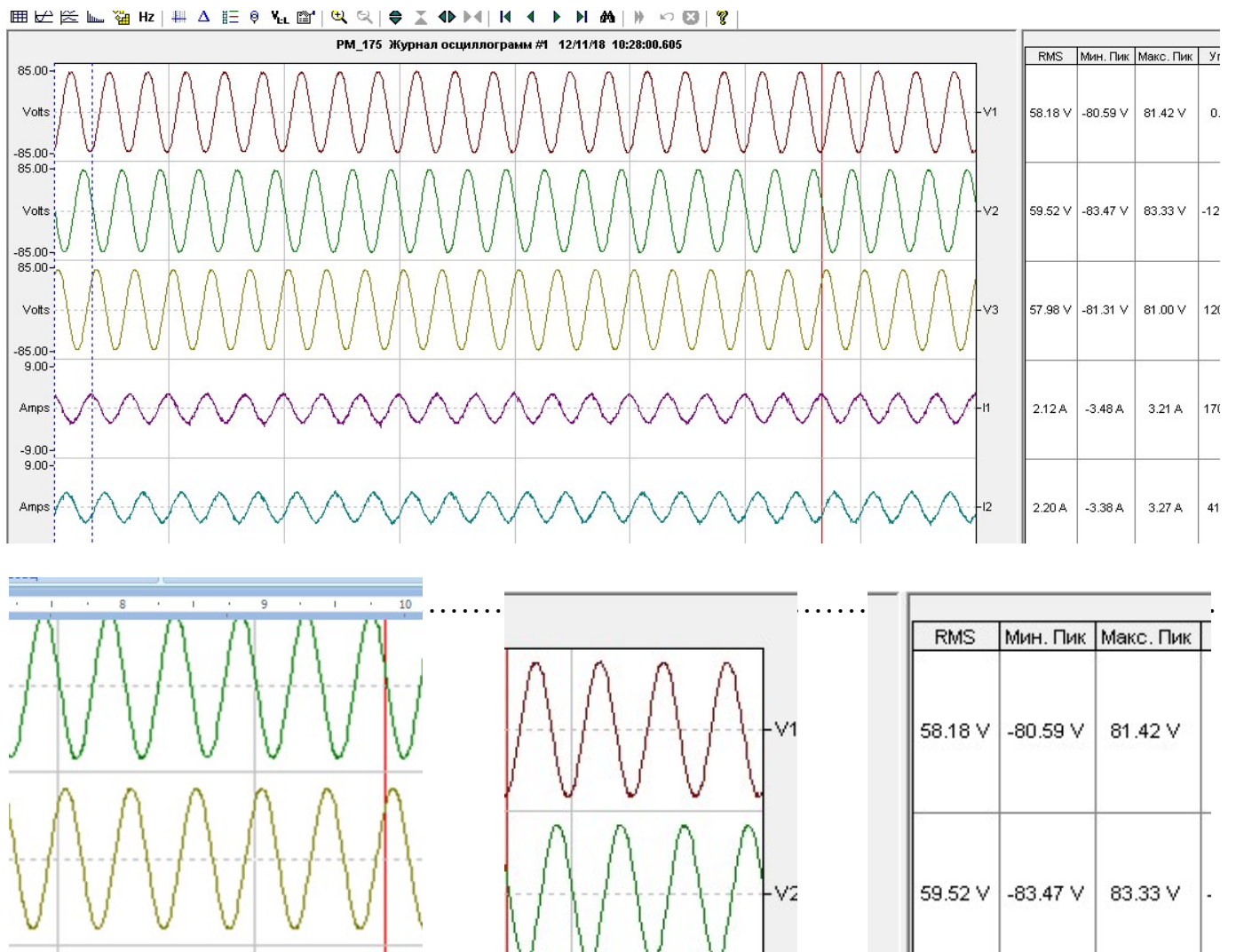


Рисунок 1.16 – Осцилограмми напруг, струмів фаз та їх параметри отримані приладом РМ – 175

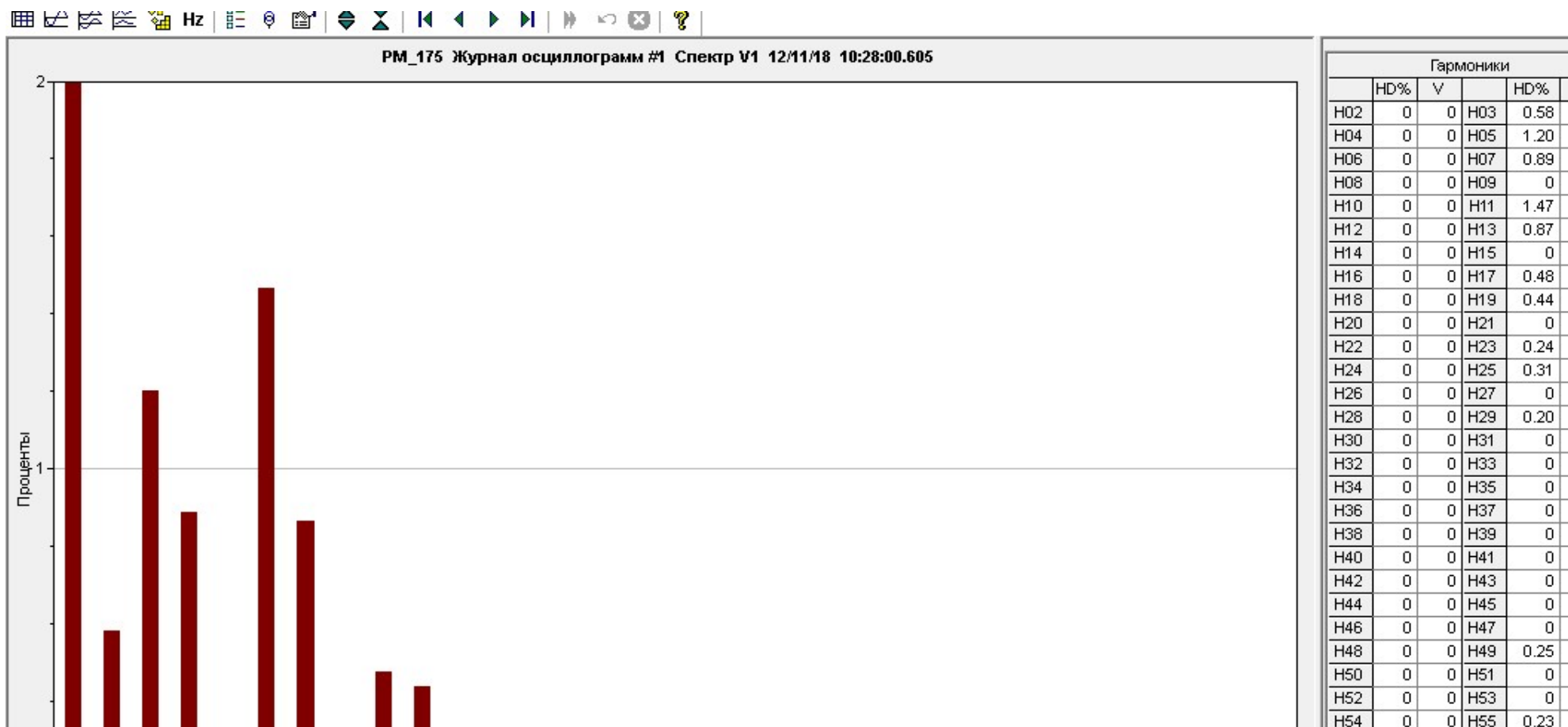


Рисунок 1.17 – Діаграма вмісту гармонік в напрузі вторинної обмотки трансформатора напруги першої секції підстанції «Заозерна» отримані приладом РМ – 175

З рис. 1.17 видно, що найбільша гармоніка – 11, тобто 550Гц в 10:28 12 грудня2018, в той час як з рис. 1.10 видно, що в діапазоні часу з 11:08:30 до 13:32:00 11 грудня 2018 р. максимальна гармоніка – п'ята (250 Гц). Це означає, що номер гармоніки змінюється в процесі експлуатації.



PM_175 Файл данных 1 01/17/19 20:36:11															
No.	Дата/время	Событие	V1	V2	V3	I1	I2	I3	kW	kvar	kVA	PF	V1 THD	V2 THD	V3 THD
41	12/11/18 10:20:01.004	SP1	58.3	59.7	57.6	2.08	2.13	2.38	-0.362	-0.111	0.378	0.956	2.4	2.6	2.5
42	12/11/18 10:21:01.006	SP1	58.3	59.3	58.8	2.08	2.19	2.40	-0.369	-0.109	0.385	0.959	2.7	2.5	2.6
43	12/11/18 10:22:01.002	SP1	58.6	59.7	58.6	2.05	2.13	2.38	-0.363	-0.104	0.377	0.962	2.4	2.4	2.5
44	12/11/18 10:23:01.008	SP1	58.1	59.2	58.7	2.08	2.13	2.38	-0.363	-0.104	0.377	0.961	2.3	2.7	2.6
45	12/11/18 10:24:01.009	SP1	58.3	59.4	58.5	2.05	2.11	2.35	-0.360	-0.107	0.375	0.958	2.8	2.8	2.7
46	12/11/18 10:25:01.003	SP1	58.3	59.6	58.1	2	2.11	2.35	-0.357	-0.104	0.372	0.960	2.6	2.8	2.7
47	12/11/18 10:26:01.004	SP1	58.2	59.4	58.5	2.03	2.05	2.35	-0.354	-0.100	0.368	0.962	2.7	2.6	2.7
48	12/11/18 10:27:01.008	SP1	58.3	59.4	58.6	2.08	2.13	2.38	-0.366	-0.103	0.380	0.962	2.7	2.7	2.7
49	12/11/18 10:28:01.005	SP1	58.5	59.8	57.4	2.08	2.16	2.43	-0.367	-0.110	0.383	0.958	2.6	2.8	2.7
50	12/11/18 10:29:01.008	SP1	58.2	59.4	58.1	2.11	2.19	2.43	-0.370	-0.112	0.387	0.958	2.7	2.7	2.7
51	12/11/18 10:30:01.003	SP1	58.2	59.5	57.6	2.11	2.19	2.43	-0.369	-0.112	0.385	0.957	2.5	2.9	2.7
52	12/11/18 10:31:01.008	SP1	57.1	58.4	57.1	2.40	2.48	2.78	-0.393	-0.179	0.432	0.911	2.7	2.8	2.7
53	12/11/18 10:32:01.002	SP1	58.6	59.5	58.4	2.16	2.21	2.48	-0.378	-0.111	0.394	0.960	2.6	2.6	2.7
54	12/11/18 10:33:01.005	SP1	58.4	59.7	57.4	2.19	2.24	2.51	-0.380	-0.118	0.398	0.955	2.6	2.7	2.7
55	12/11/18 10:34:01.000	SP1	58.3	59.5	57.8	2.16	2.24	2.48	-0.377	-0.118	0.395	0.955	2.6	2.5	2.7
56	12/11/18 10:35:01.004	SP1	58	59.2	58.6	2.16	2.27	2.46	-0.379	-0.115	0.396	0.957	2.4	2.6	2.7
57	12/11/18 10:36:01.001	SP1	58.7	59.9	57.6	2.11	2.21	2.48	-0.375	-0.115	0.392	0.956	2.7	2.6	2.7
58	12/11/18 10:37:01.005	SP1	58.7	59.9	57.6	2.13	2.19	2.46	-0.375	-0.110	0.391	0.959	2.7	2.7	2.7
59	12/11/18 10:38:01.009	SP1	58.8	59.6	57.9	2.16	2.29	2.48	-0.383	-0.115	0.399	0.958	2.6	2.6	2.7
60	12/11/18 10:39:01.002	SP1	58	59.2	58.3	2.21	2.27	2.51	-0.384	-0.116	0.401	0.957	2.6	2.7	2.7
61	12/11/18 10:40:01.008	SP1	58.7	59.7	57.7	2.16	2.21	2.51	-0.380	-0.115	0.398	0.957	2.6	2.7	2.7
62	12/11/18 10:41:01.008	SP1	58.3	59.2	58.6	2.16	2.24	2.48	-0.379	-0.113	0.395	0.958	2.5	2.6	2.7
63	12/11/18 10:42:01.000	SP1	58.5	59.6	57.3	2.13	2.19	2.46	-0.372	-0.112	0.389	0.958	2.7	2.8	2.7
64	12/11/18 10:43:01.003	SP1	58.7	59.7	58.4	2.08	2.13	2.38	-0.365	-0.106	0.380	0.960	2.6	2.8	2.7
65	12/11/18 10:44:01.003	SP1	58.7	59.6	58.1	2.05	2.13	2.35	-0.360	-0.108	0.376	0.958	2.5	2.6	2.7
66	12/11/18 10:45:01.001	SP1	58.6	59.9	57.5	2.08	2.13	2.40	-0.364	-0.108	0.380	0.959	2.8	2.7	2.7
67	12/11/18 10:46:01.002	SP1	58.1	59.2	58.6	2.11	2.19	2.43	-0.369	-0.107	0.384	0.960	2.7	2.6	2.7
68	12/11/18 10:47:01.002	SP1	58.2	59.3	58.7	2.11	2.21	2.38	-0.369	-0.109	0.385	0.959	2.5	2.7	2.7
69	12/11/18 10:48:01.002	SP1	58.2	59.6	57.5	2.11	2.19	2.46	-0.370	-0.111	0.386	0.958	2.5	2.8	2.7

Рисунок 1.18 – Екранна заставка параметрів електричної енергії за контрольований період отримана приладом Sates PM-175

Фрагмент результатів спостережень за якістю синусоїд фазних струмів і напруг представлений у таблиці, показаний на рис. 1.18.

З неї видно, що значення TDN для досліджених струмів і напруг не перевищують граничних значень.

1.2 Результати досліджень зміни коефіцієнту несиметрії напруг та струмів

Загальні відомості. ГОСТ 32144-2013 визначає два показники якості електричної енергії для розрахунку несиметрії напруг трифазної мережі: K_{2U} – коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю (%); K_{0U} – коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю (%).

Найбільш поширеними джерелами несиметрії напруг в трифазних системах електропостачання є такі споживачі електроенергії, симетричне багатofазна виконання яких або неможливо, або недоцільно по техніко-економічних міркувань. До таких установок відносяться індукційні і дугові електричні печі, тягові навантаження залізниць, виконані на змінному струмі, електрозварювальні агрегати, спеціальні однофазні навантаження, освітлювальні установки.

Несиметричні режими напруг в електричних мережах мають місце також в аварійних ситуаціях – при обриві фази або несиметричних коротких замикань.

Несиметрія напруг характеризується наявністю в трифазній електричній мережі напруг зворотної або нульової послідовностей, значно менших за величиною відповідних складових напруги прямої (основний) послідовності.

Несиметрія трифазної системи напруг виникає в результаті накладення на систему прямої послідовності напруг системи зворотної послідовності, що призводить до змін абсолютних значень фазних і міжфазних напруг

Коефіцієнт небалансу напруги (струмів) – числове значення, що дорівнює відношенню розмаху небалансу напруг (струмів) до номінального значення напруги (струму).

Коефіцієнт небалансу напруги (струмів) – числове значення, що дорівнює відношенню розмаху небалансу напруги (струмів) до номінального значення напруги (струму).

Покази приладу

Під час досліджень використовувався прилад контролю показників якості електричної енергії типу Satec PM 175.

Результати вимірювань на підстанції «Холодівка» показані на рис. 1.36 та 1.37.

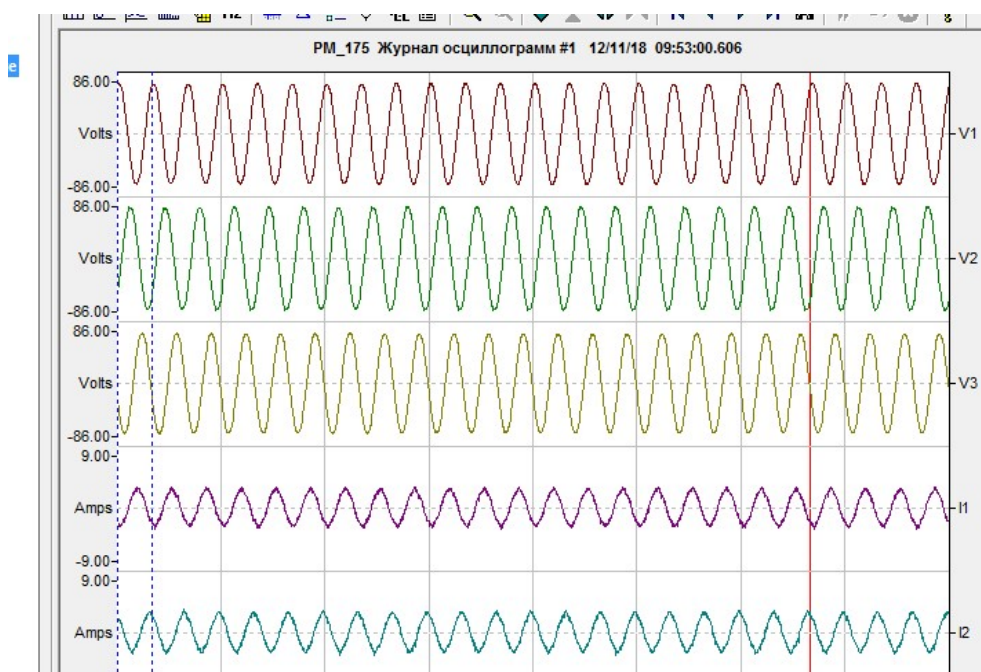


Рисунок 1.36 – Графіки струмів, напруг та їх параметри, за результатами вимірів на підстанції «Холодівка»

RMS	Мин. Пик	Макс. Пик	Угол
58.56 V	-81.51 V	81.69 V	0.0°
59.44 V	-83.33 V	84.21 V	-119.2°

Рисунок 1.37 – Результати розрахунків показників якості електричної енергії для одного з фрагментів усталеного нормального режиму на шинах 10 кВ на підстанції «Холодівка»

58.44 V	-81.62 V	81.70 V	121.6°	18
2.23 A	-3.21 A	3.62 A	169.7°	
2.30 A	-3.59 A	3.67 A	42.9°	

Рисунок 1.38 – Векторні діаграми напруг та струмів отримані під час вимірів на підстанції «Холодівка»

Коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності дорівнює 0,3 %, що задовольняє вимогам нормативної документації, тобто не перевищує 2 %. Коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності дорівнює 1,4 %, що задовольняє вимогам нормативної документації, тобто не перевищує 2 %.

Під час перемикань в мережі 10 кВ виникають перехідні процеси, під час яких погіршується синусоїдність фазних напруг на шинах підстанцій та струмів навантажень (рис. 1.39).

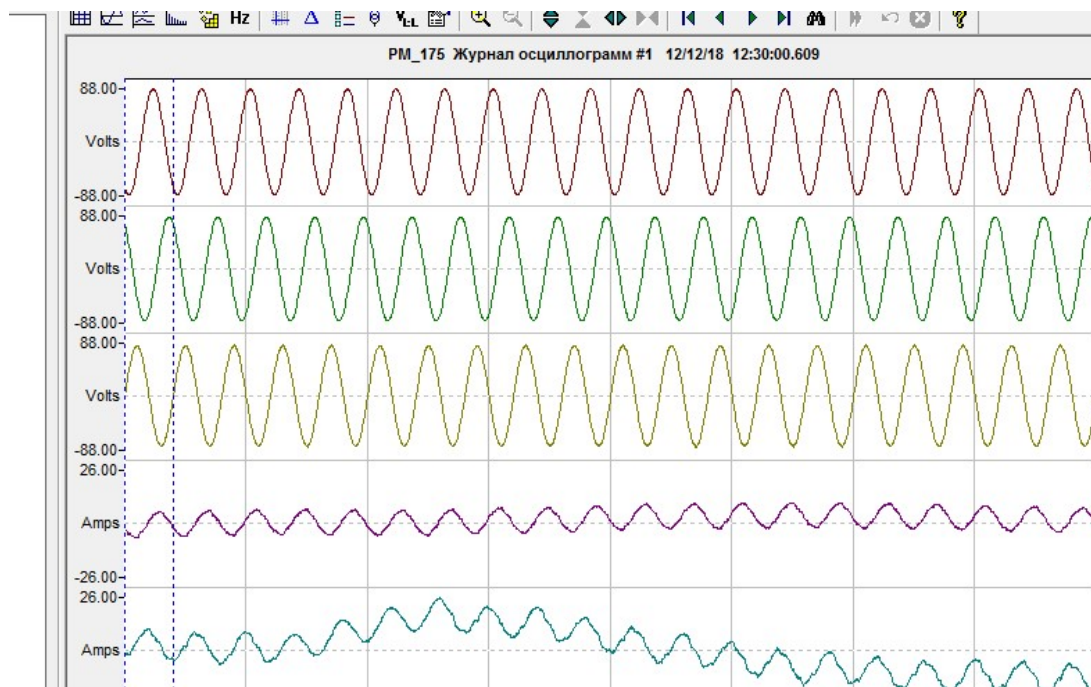


Рисунок 1.39 – Графіки струмів, напруг та їх параметри під час перехідного процесу, викликаного змінами навантаження, на підстанції «Холодівка».

RMS	Мин. Пик	Макс. Пик	Угол
61.56 V	-86.89 V	86.94 V	0.0°
60.24 V	-85.04 V	85.57 V	-118.3°

Рисунок 1.40 – Результати розрахунків показників якості електричної енергії на підстанції «Холодівка» під час перемикачів

Коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності дорівнює 0,6 %, що задовольняє вимогам нормативної документації, тобто не перевищує 4 %. Коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності дорівнює 2,7 %, що задовольняє вимогам нормативної документації, тобто не перевищує 4 %.

Враховуючи ту особливість приладу Satelc PM-175, що вимірювання параметрів напруг та струмів здійснювались на протязі 400 мсек (20 періодів), потім зберігались, а потім знову вимірювались то відображення графіків зміни контрольованих параметрів, які показані на попередніх рисунках 1.36 та 1.39 показані на протязі 400 мсек.

Результати обробки, які показані на рис. 1.37 та 1.40 також відповідають лише фрагменту загальних даних про результати спостережень.

Розрахунок засобами табличного процесора Excel

Подальша обробка даних з метою визначення коефіцієнта несиметрії напруг за весь час спостережень здійснювалась засобами табличного процесора Excel (програми для роботи з електронними таблицями).

Для отримання значень використаний наступний алгоритм розрахунків.

1. Конвертуємо створений програмним забезпеченням приладу Satec PM-175 файл результатів вимірювань з формату бази даних (розширення файлу mdb) в файл табличного процесора Excel (розширення файлу xlsx).

2. Визначаємо напруги фаз на вторинних обмотках трансформатора напруги:

$$u_a = \sqrt{u_a^2 + u_b^2 + u_c^2},$$

де j – номер виміру, u_{aj} – миттєве вимірне значення вторинної напруги фази А трансформатора напруги (так само для напруг інших фаз).

3. Визначаємо діюче значення напруги зворотної послідовності:

$$u_{2k} = \sqrt{\frac{1}{12} \cdot \left[\left(\sqrt{3} \cdot U_{abj} - \sqrt{4 \cdot U_{bcj}^2 \cdot \left(\frac{U_{bcj}^2 - U_{caj}^2}{U_{abj}^2} + U_{abj}^2 \right)} \right)^2 + \left(\frac{u_{bcj}^2 - u_{caj}^2}{u_{abj}^2} \right) \right]},$$

де k – номер сукупності з 128 вимірів (номер досліджуваного періоду).

4. Визначаємо діюче значення напруги прямої послідовності:

$$u_{1k} = \sqrt{\frac{1}{12} \cdot \left[\left(\sqrt{3} \cdot U_{abj} + \sqrt{4 \cdot U_{bcj}^2 \cdot \left(\frac{U_{bcj}^2 - U_{caj}^2}{U_{abj}^2} + U_{abj}^2 \right)} \right)^2 + \left(\frac{u_{bcj}^2 - u_{caj}^2}{u_{abj}^2} \right) \right]}.$$

5. Визначаємо коефіцієнт несиметрії напруги зворотної послідовності методом симетричних складових:

$$k_{2u_k}, \% = \frac{u_{2k}}{u_{1k}} \cdot 100.$$

Результати розрахунків приведені у додатку А (в таблиці А1).

Середнє за час спостережень значення коефіцієнта несиметрії напруги за напругою зворотної послідовності дорівнює 1,752 %.

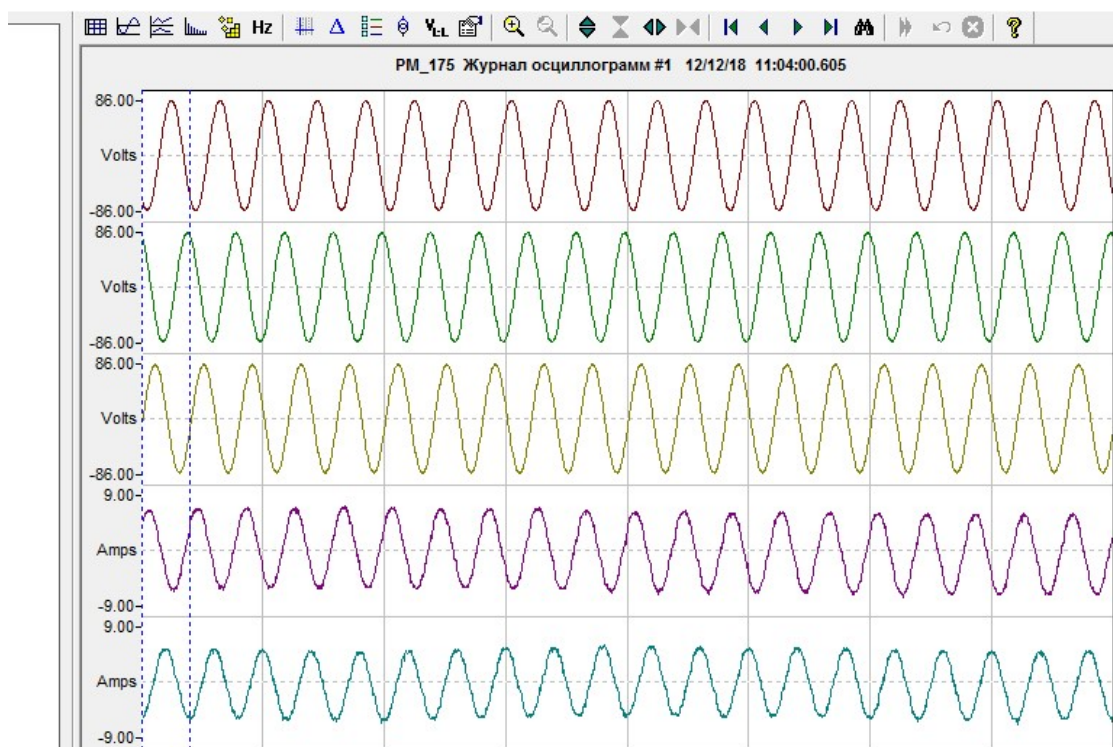


Рисунок 1.41 – Графіки струмів, напруг та їх параметри, за результатами вимірів на підстанції «Маньківка»

RMS	Мин. Пик	Макс. Пик	Угол	Серия #2
60.47 V	-85.01 V	85.19 V	0.0°	Записано
59.86 V	-84.87 V	84.39 V	-119.2°	Начало:
				Триггер:
				Событие
				Длителы
				Частота
				Частота:
				СИММЕТР
				Напряже
				Напряже
				Напряже

Рисунок 1.42 – Результати розрахунків показників якості електричної енергії на підстанції «Маньківка»

Результати розрахунків свідчать про не перевищення нормованого показника.

59.39 V	-84.25 V	84.38 V	120.1°
4.58 A	-6.75 A	6.48 A	166.1°
3.98 A	-5.90 A	5.36 A	44.8°

Коэф. н
 Ток прям
 Ток обра
 Ток нуле
 15
 180

Рисунок 1.43 – Векторні діаграми напруг та струмів отримані під час вимірів на підстанції «Маньківка»

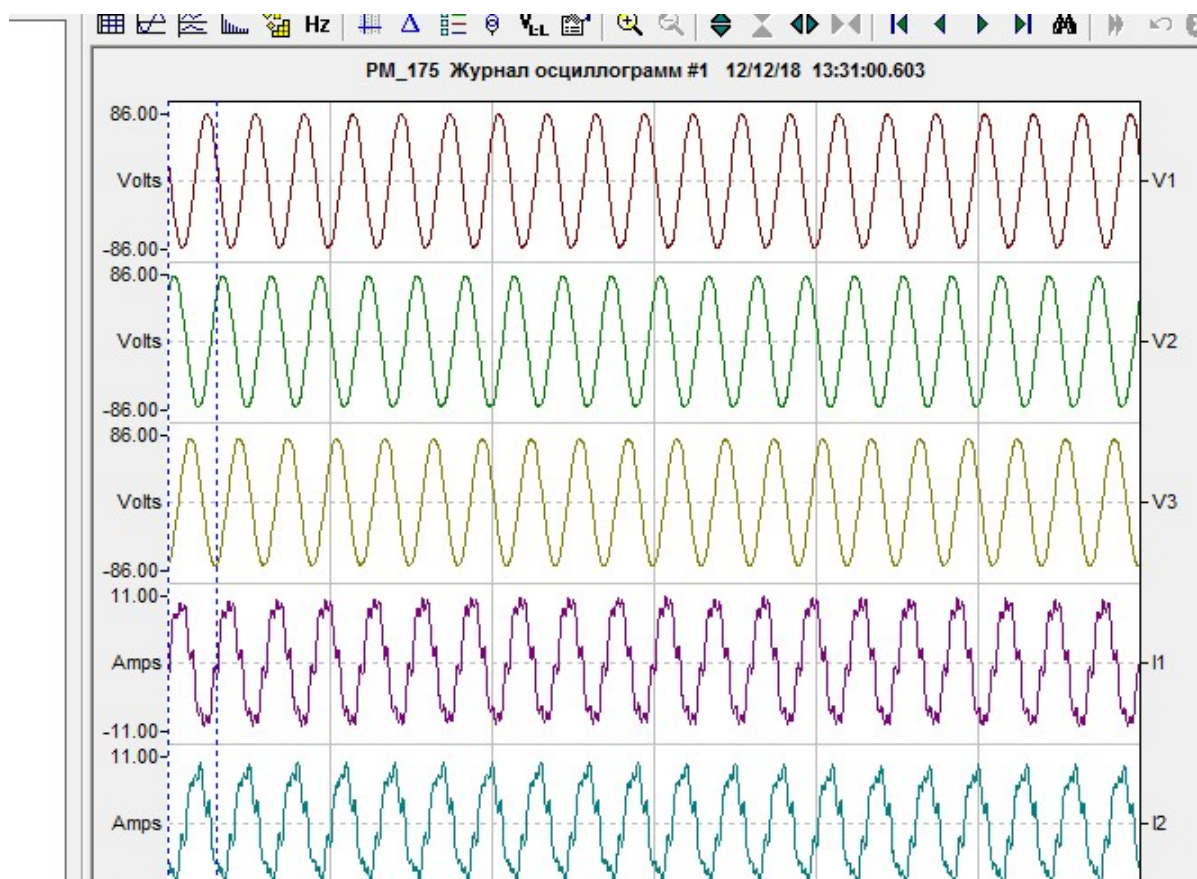
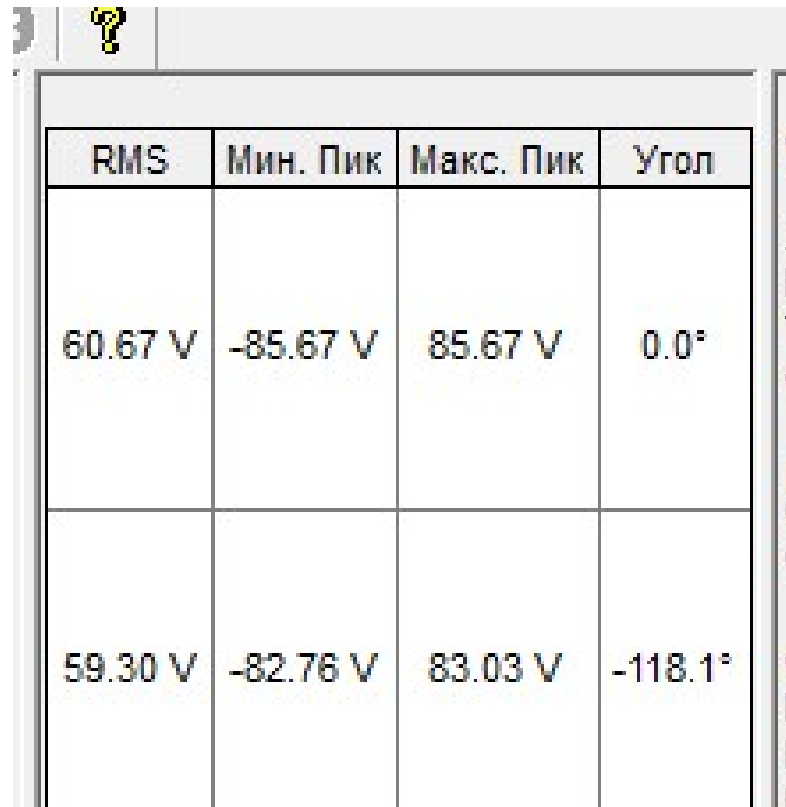
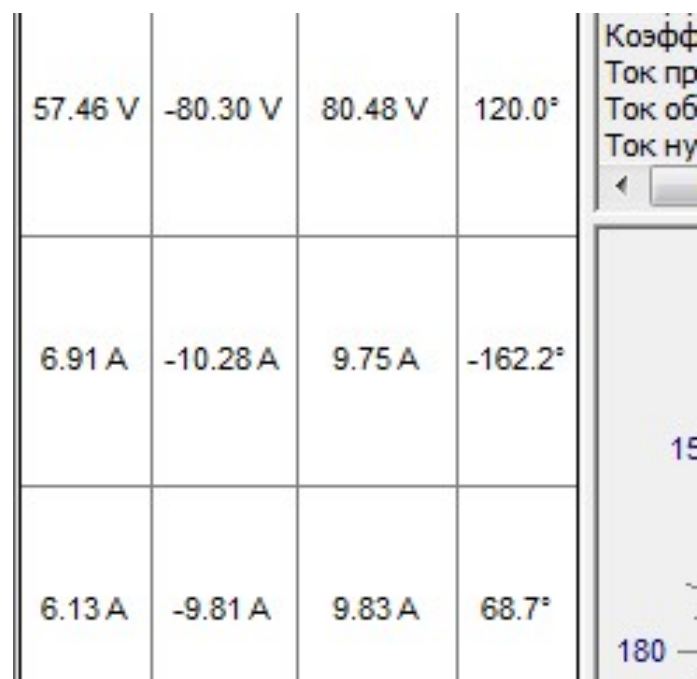


Рисунок 1.44 – Графіки струмів, напруг та їх параметри, за результатами вимірів на підстанції «ВФС»



RMS	Мин. Пик	Макс. Пик	Угол
60.67 V	-85.67 V	85.67 V	0.0°
59.30 V	-82.76 V	83.03 V	-118.1°

Рисунок 1.45 – Результати розрахунків показників якості електричної енергії на підстанції «ВФС»



57.46 V	-80.30 V	80.48 V	120.0°
6.91 A	-10.28 A	9.75 A	-162.2°
6.13 A	-9.81 A	9.83 A	68.7°

Рисунок 1.46 – Векторні діаграми напруг та струмів отримані під час вимірів на підстанції «ВФС»

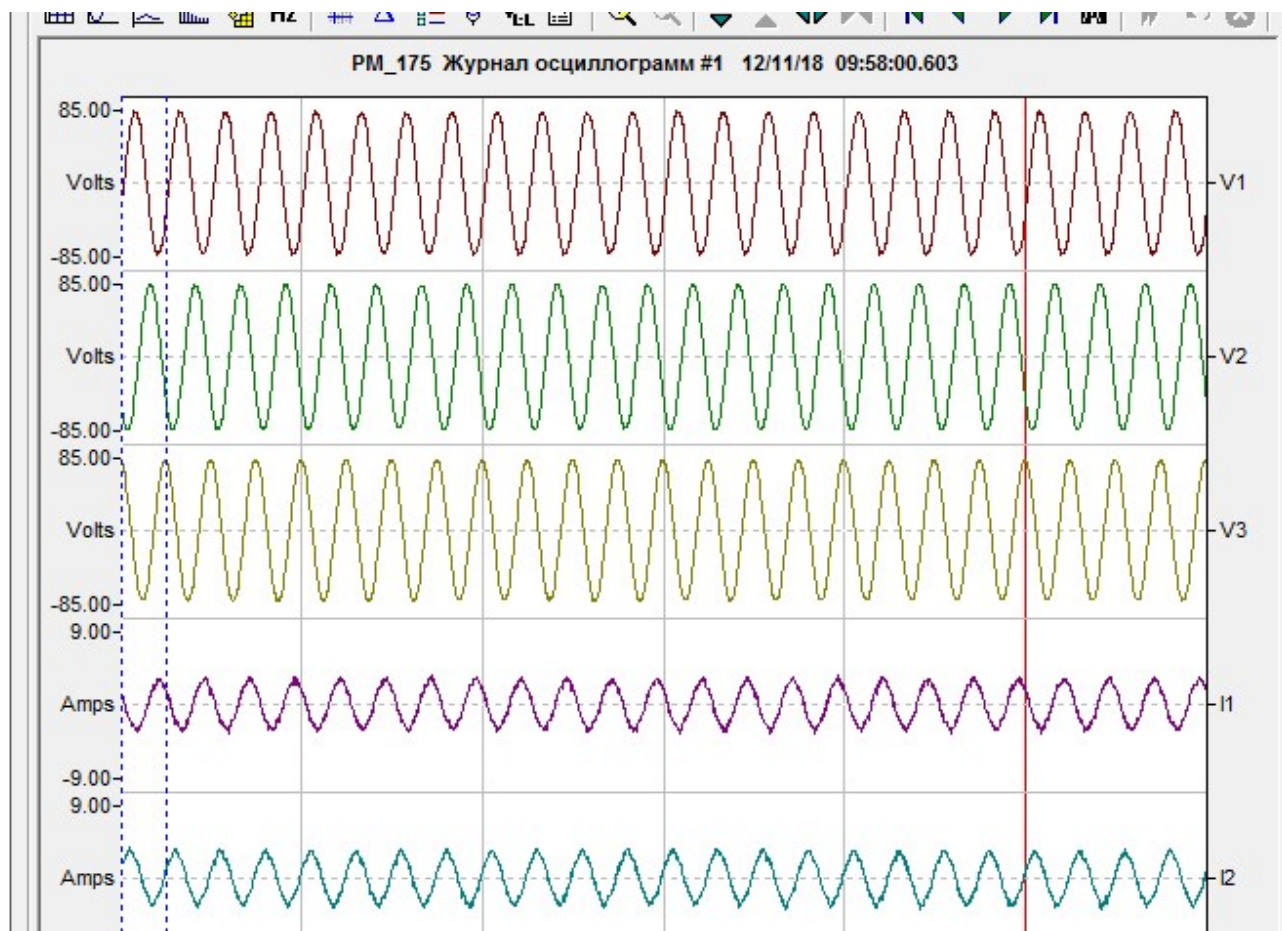


Рисунок 1.47 – Графіки струмів, напруг та їх параметри, за результатами вимірів на підстанції «Заозерна»

RMS	Мин. Пик	Макс. Пик	Угол
58.65 V	-82.87 V	83.17 V	0.0°
59.82 V	-84.30 V	84.12 V	-118.8°

Рисунок 1.48 – Результати розрахунків показників якості електричної енергії на підстанції «Заозерна»

57.66 V	-80.30 V	81.62 V	121.7°
2.15 A	-3.24 A	3.21 A	170.9°
2.26 A	-3.32 A	3.72 A	42.5°

Рисунок 1.49 – Векторні діаграми напруг та струмів отримані під час вимірів на підстанції «Заозерна»

Висновки до розділу 1

1. Дослідження впливу Ладижинської ТЕС та мереж 110 кВ енергопостачальної компанії ПАТ «Вінницяобленерго» на показники якості електричної енергії на шинах 10 кВ та 35 кВ філії ПАТ «ВКВК» ТОВ «Вінницька птахофабрика» в усталеному режимі та під час оперативних перемикань свідчать про те, що протягом часу спостережень з 11 по 12 грудня 2018 року **мали місце тривалі понад нормовані зростання напруги** на шинах 35 кВ п/ст «Заозерна» та короточасні понад нормовані відхилення показників якості електричної енергії

2. Проведений аналіз результатів контролю впливу зміни навантаження та режиму мереж 35 кВ та 10 кВ п/ст. «ВФС» філії ПАТ «ВКВК» ТОВ «Вінницька птахофабрика» з усталеному режимі на показники якості електричної енергії на шинах 10 кВ та 35 кВ на протязі часу спостережень з 11 по 12 грудня 2018 року свідчать про те, що понад нормованих відхилень ((понад 4%)) показників якості електричної енергії в точках контролю **виявлено не було**.

3. Результати контролю показників якості електричної енергії на шинах 10 кВ підстанцій «Заозерна», «ВФС», «Маньківка» та «Холодівка» філії ПАТ «ВКВК» ТОВ «Вінницька птахофабрика» на протязі часу спостережень 12 грудня 2018 року свідчать про те, що понад нормованих відхилень (понад 4%) показників якості електричної енергії в точках контролю **виявлено не було**.

2. РЕЗУЛЬТАТИ ВИМІРЮВАНЬ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА СТОРОНІ 0,4 КВ ТА 10 КВ ТРАНСФОРМАТОРА *ТМГ 1000/10 У1*. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ

2.1. Результати вимірювань

Вимірювання проводились з 15:30 13.06.2019 до 12:00 14.06.2019. Графіки генерованої потужності по інверторам взяті з web-додатку за адресою: <https://www.solarweb.com/> і показано на рис. 2.1 та 2.2.

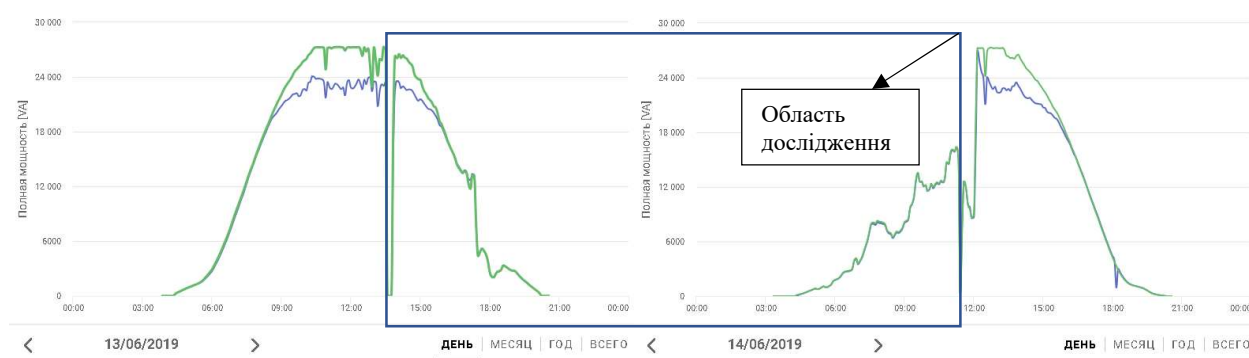


Рисунок 2.1

Для перевірки достовірності проведених вимірювань інформація по інверторам за дві доби була зведена на рис. 2.2.

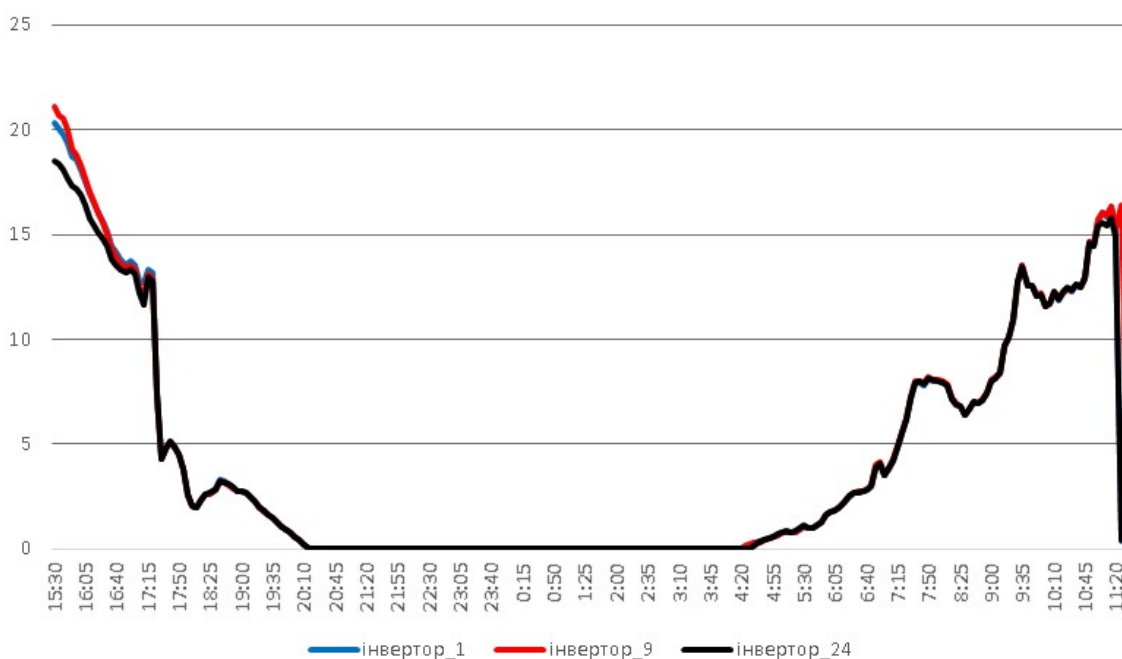


Рисунок 2.2

Результати вимірювань приладом FLUKE 1736 на стороні 10 кВ трансформатора показано на рис. 2.3. Відповідність рис. 2.2 та 2.3 підтверджують коректність проведених вимірювань.

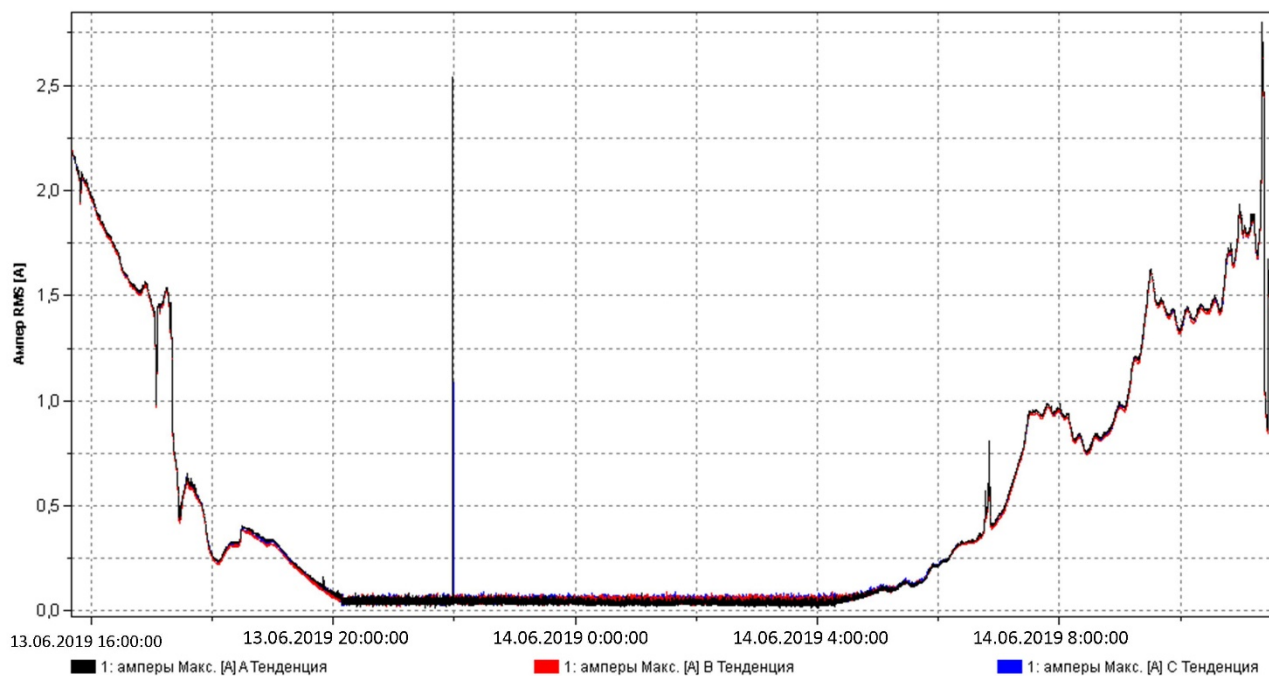


Рисунок 2.3

На рис. 2.3 показано зміну вторинного струму (А), а на рис. 2.4 показано зміну вторинної напруги зі сторони 10 кВ.

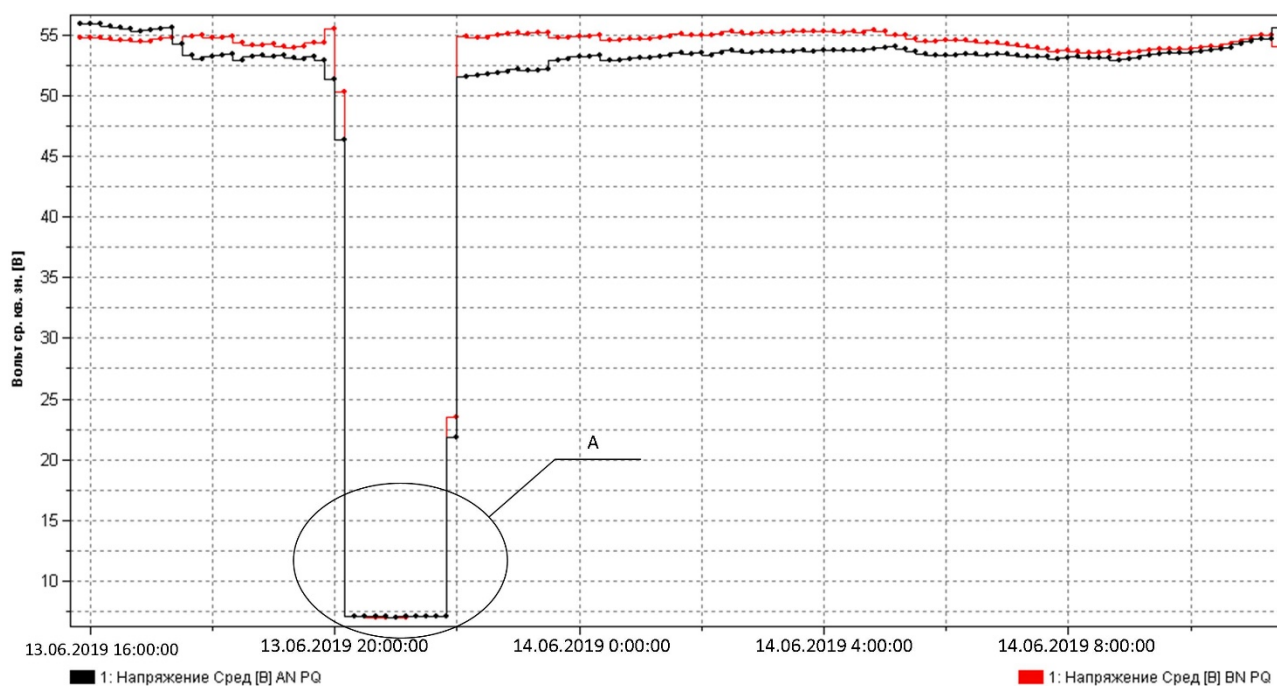


Рисунок 2.4

Область А на рис. 2.4 відповідає періоду виконання вимірювань АЧХ на силовому трансформаторі приладом FRAalyzer.

Показники якості електричної енергії на стороні 0,4 кВ виконувались на основі щосекундних вимірювань чотирьох періодів синусоїди струму та напруги з 128 вимірюваннями на період (рис. 2.5).

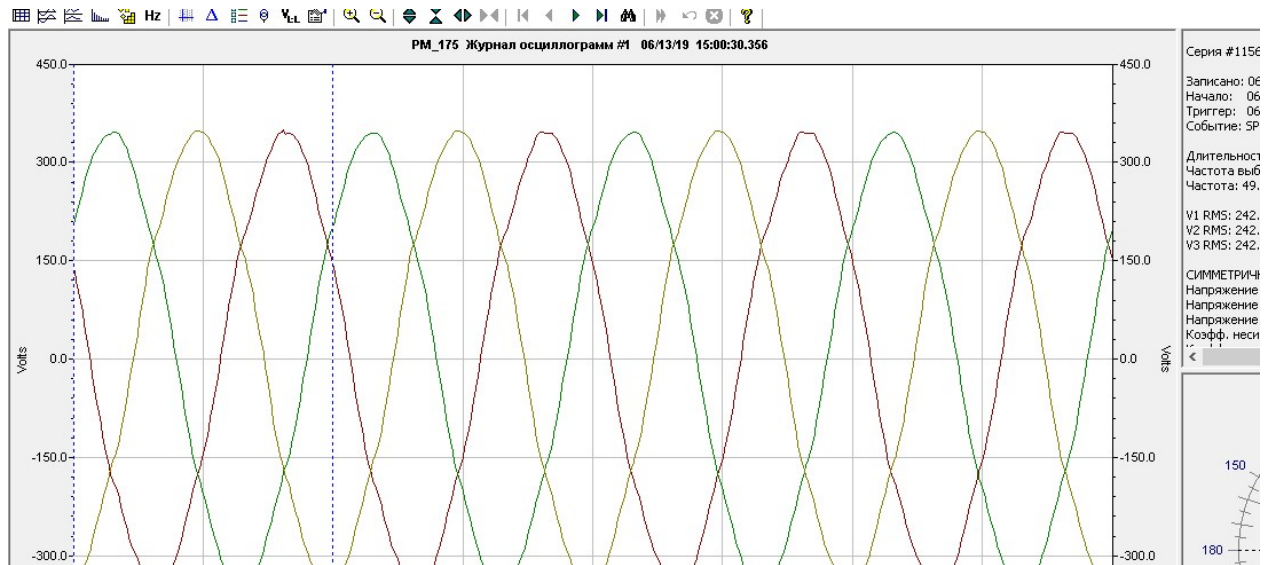


Рисунок 2.5

2.2. Аналіз показників якості електричної енергії

Під час аналізу показників якості електричної енергії розглядались результати вимірювань приладом FLUKE 1736 на стороні 10 кВ та приладом SATEC PM 175 на стороні 0,4 кВ. Вимірювання виконувались у відповідності до стандартів [17, 18].

Аналіз відхилень напруги (див. рис. 2.4) показав понаднормове відхилення напруги основну частину часу, протягом якого проводились вимірювання. Однак остаточний висновок про виконання стандарту якості електричної енергії за параметром відхилення напруги варто робити після більш тривалих вимірювань. Крім цього результати вимірювання відхилень напруги на стороні 0,4 кВ показують перевищення їх допустимого рівня (див. рис. 2.6), що свідчить про відсутність негативного впливу ФЕС на цей показник в мережі 10 кВ.

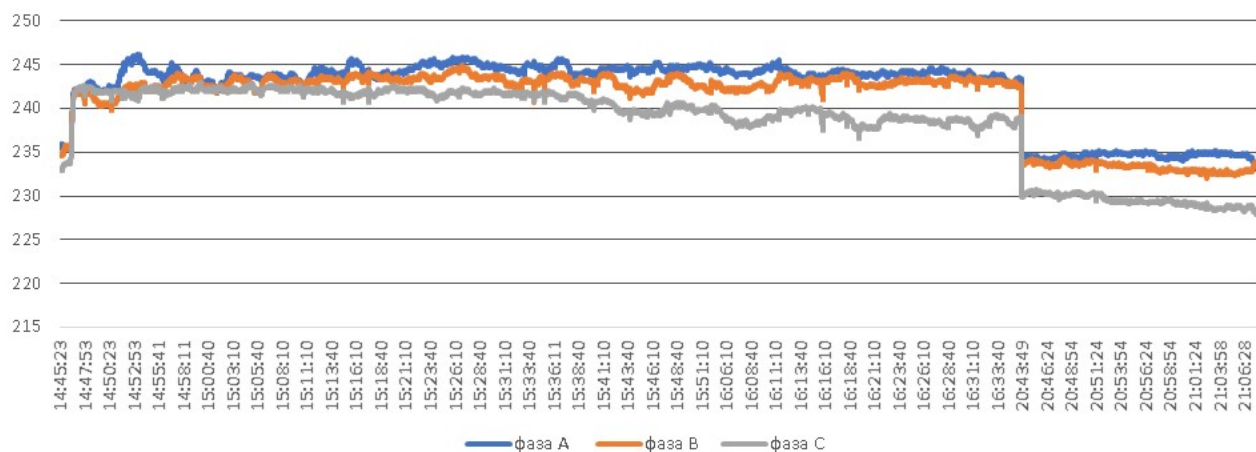


Рисунок 2.6

Аналіз коефіцієнту сумарного спотворення синусоїди напруги показано на рис. 2.7. Основну частину періоду дослідження значення THD не перевищує 4%, що відповідає стандарту.

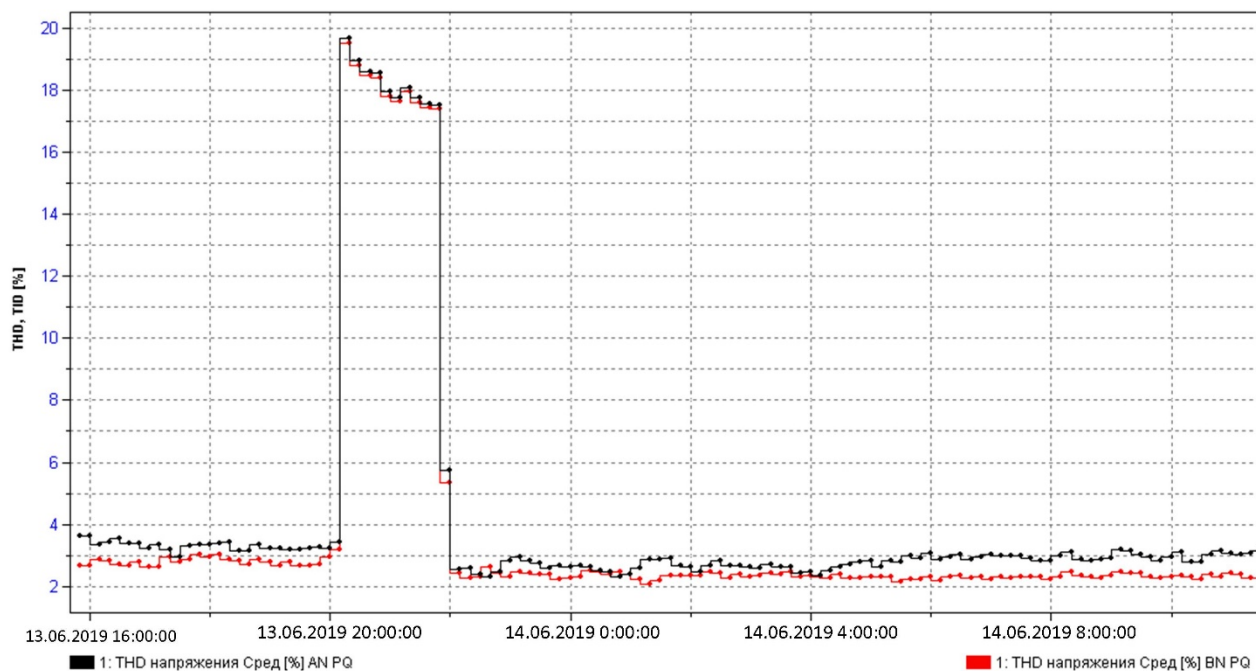


Рисунок 2.7

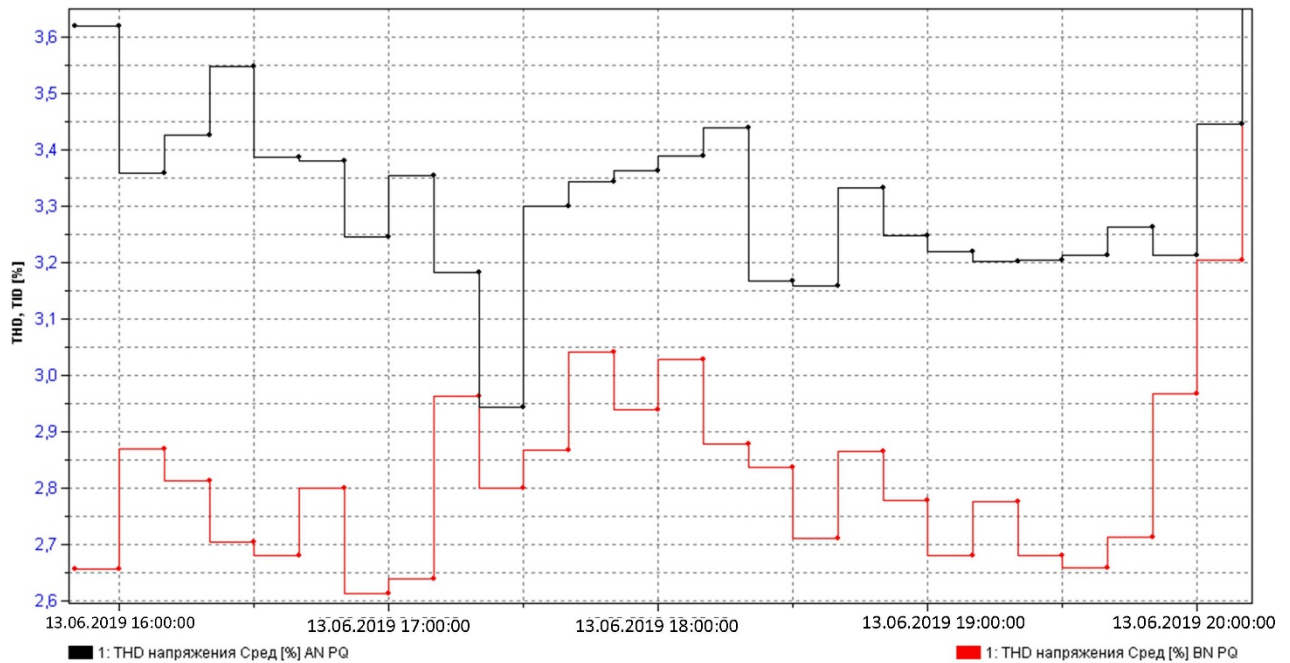


Рисунок 2.8

На рис. 2.8 та 2.9 детально показано зміну значення показника THD в період з 15:00 по 20:30 відповідно на стороні 10 кВ та 0,4 кВ.

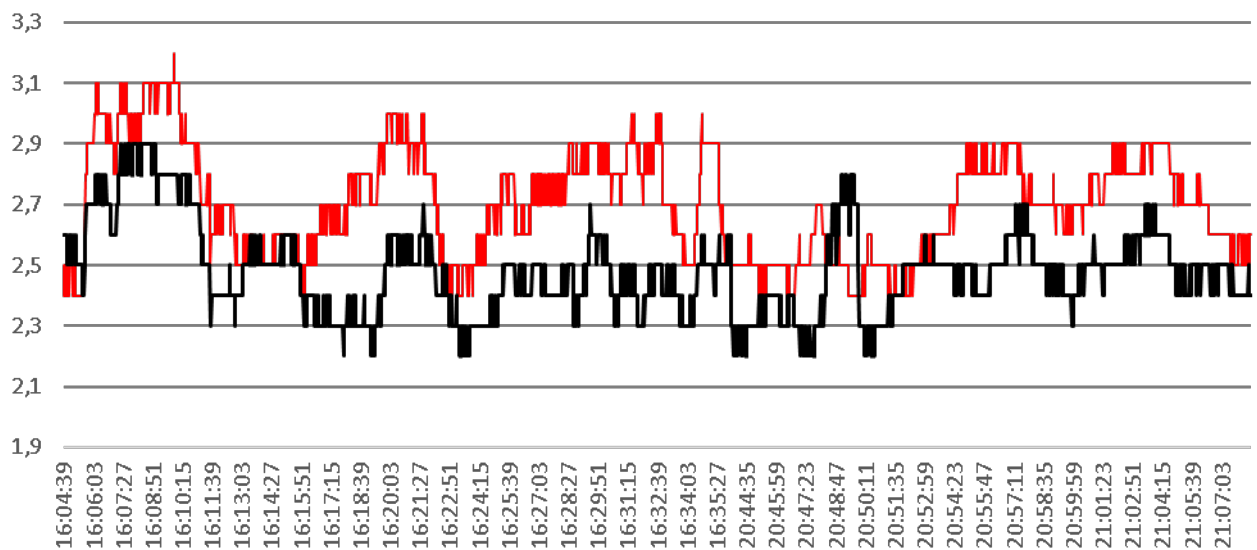


Рисунок 2.9

Детальний аналіз спектру гармонік протягом періоду дослідження показав наявність в основному непарних гармонік: 3, 5, 7, 9, 13, 15 (див. рис. 2.10 – 2.13). При цьому така картина спостерігається як на стороні 0.4 кВ так і на стороні 10 кВ.

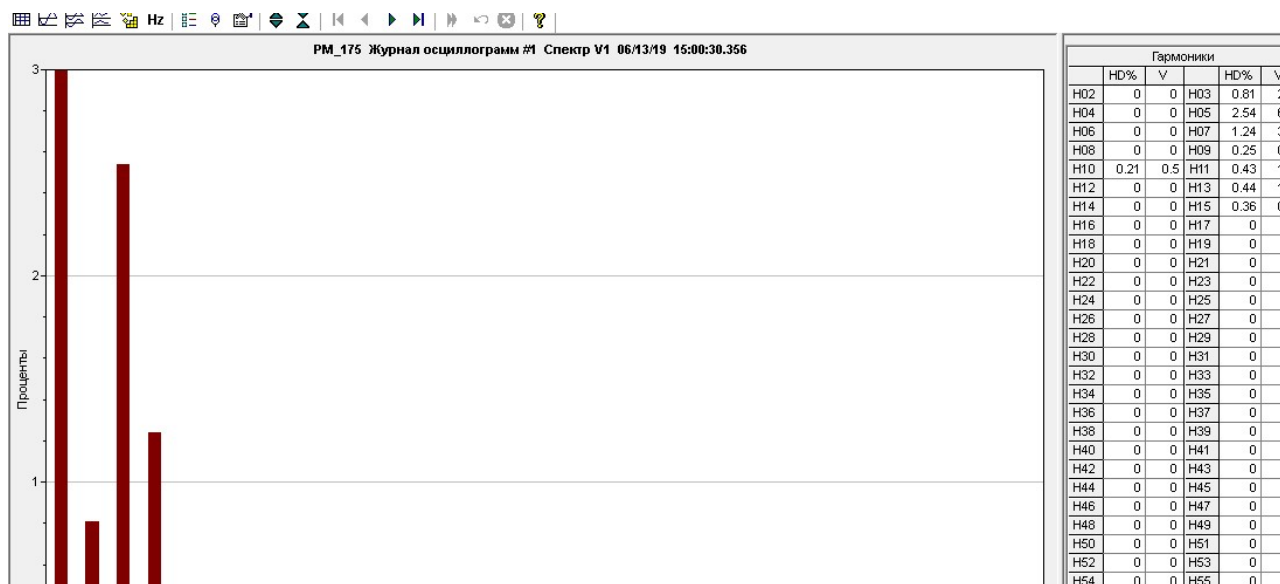


Рисунок 2.10 – Спектр гармоник о 15:00 на стороне 0,4 кВ



Рисунок 2.11 – Спектр гармоник о 17:00 на стороне 0,4 кВ



Рисунок 2.12 – Спектр гармоник о 22:58 на стороне 0,4 кВ

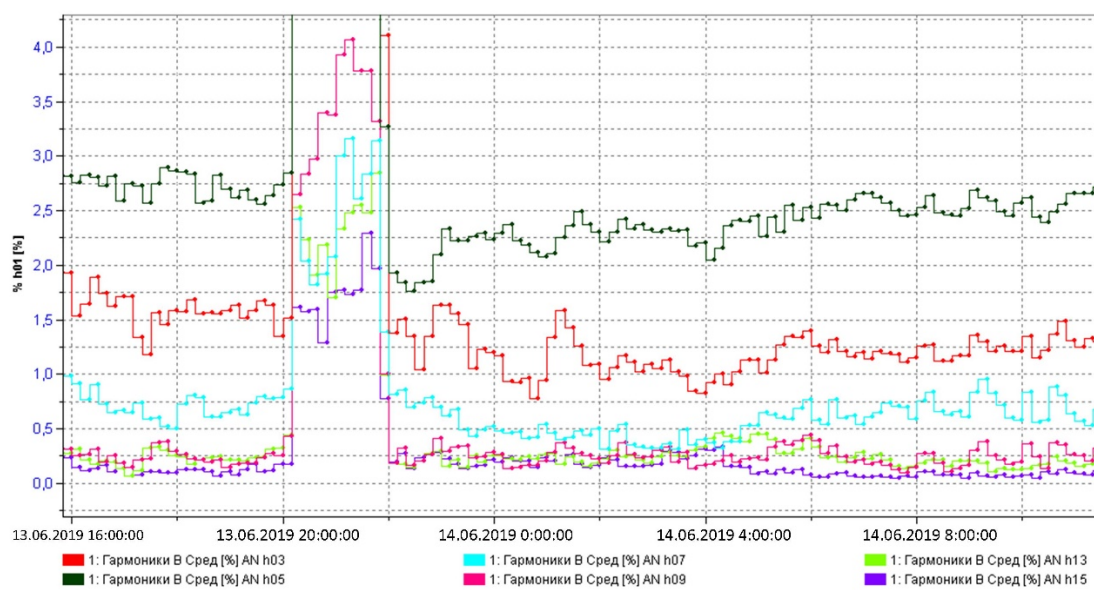


Рисунок 2.13 – Спектр гармоник на стороне 10 кВ протягом дня

Висновки до розділу 2

Отже, порівнюючи АЧХ усереднених значень та досліджуваного трансформатора, відхилення спостерігається у межах 2%, це свідчить про те, що силовий трансформатор не має пошкоджень, але під час наступного планового технічного обслуговування варто звернути увагу на стан його обмоток.

Аналіз показників якості електричної енергії показав знаходження основних з них в допустимих межах. При цьому суттєвого впливу на них фотоелектричної станції не виявлено. Так незначні спотворення синусоїди напруг, які мають місце в нічний час доби, лише незначно змінюються під час роботи фотоелектричної станції (див. рис. 2.1).

Негативного впливу інверторного обладнання ФЕС на режим роботи силового трансформатора та мережі 10 кВ не виявлено.

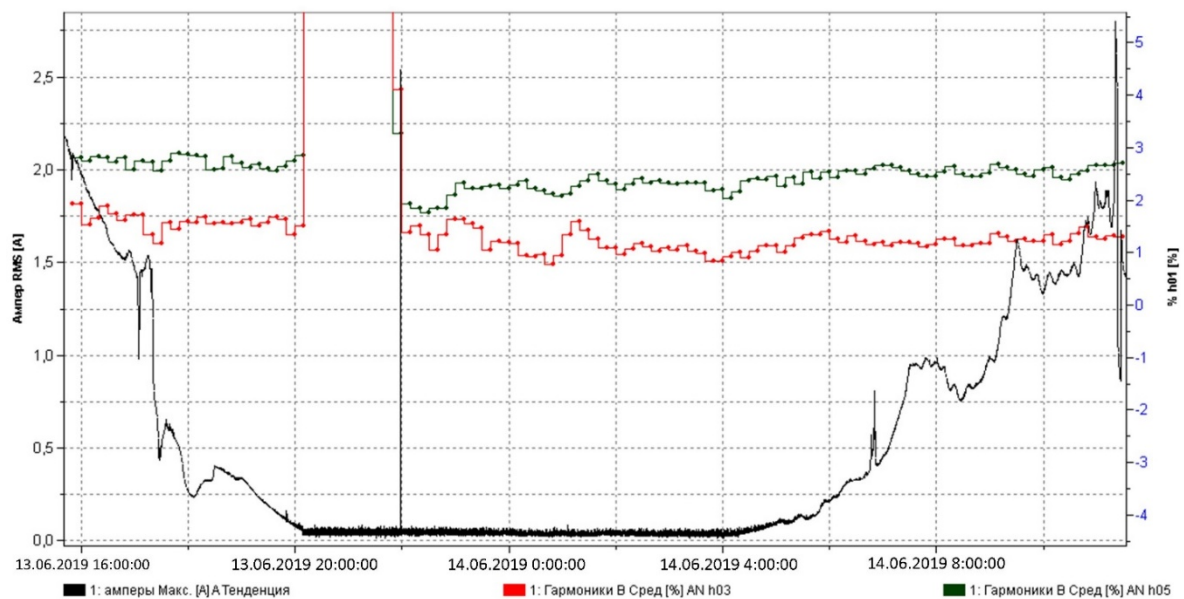


Рисунок 2.1

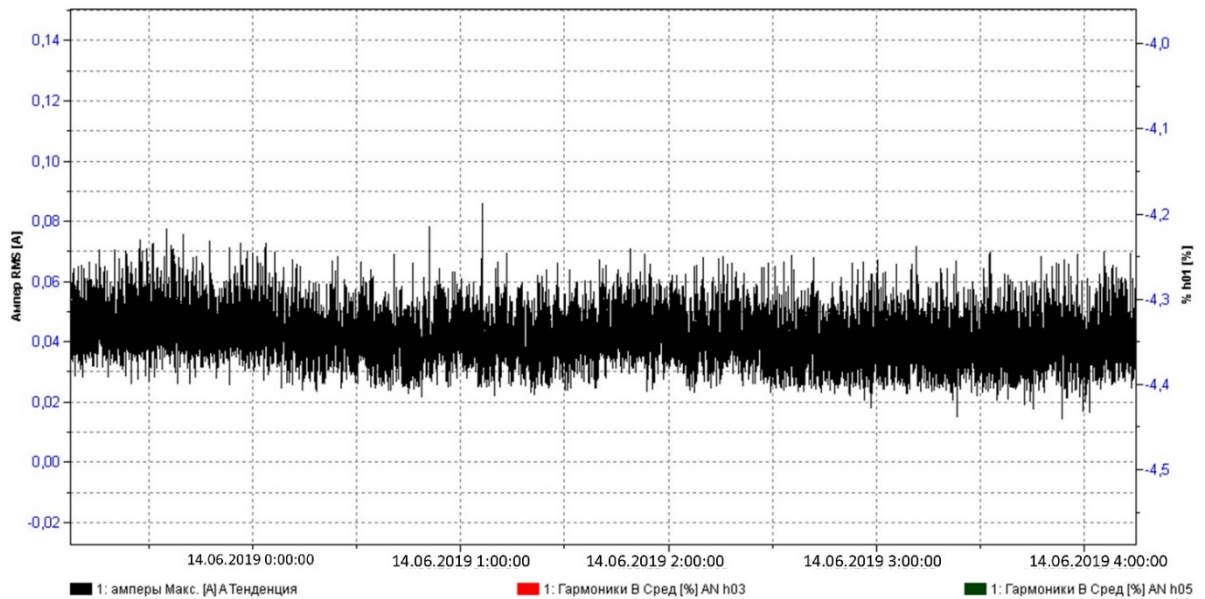


Рисунок 2.2 – Фрагмент рисунку 2.1

Під час виконання вимірювань, особливо в період відсутності генерування ФЕС були виявлені незначні струми як на стороні ВН (див. рис. 2.2), так і НН силового трансформатора (див. рис. 2.3), які можуть пояснюватись погіршенням характеристик системи заземлення на ФЕС.

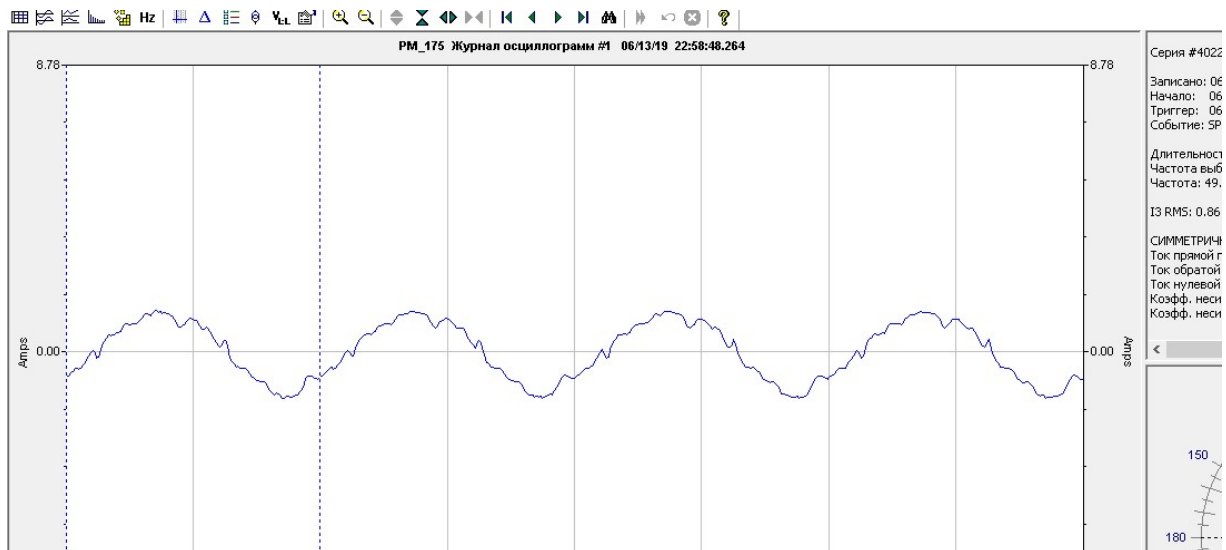


Рисунок 2.3

Тому рекомендується виконати перевірку контуру заземлення та параметрів заземлювачів.

Крім цього передбачити на станції системи блискавкозахисту.

3 РОЗРОБЛЕННЯ РЕКОМЕНДАЦІЙ ЩОДО ПРИЄДНАННЯ ФЕС ДО ІСНУЮЧИХ МЕРЕЖ 10-35 КВ

Для розроблення рекомендацій були виконані розрахунки ustalених режимів за добовими графіками, які сформовані за статистичними даними споживання за 2018 рік і відповідають максимальним, мінімальним та найбільш імовірним навантаженням. Для найбільш імовірного графіка навантаження (імовірність появи таких рівнів споживання становить близько 50%) розрахунки проведені для випадків: без власного генерування; введено першу чергу КУ; введено дві черги КУ; введено дві черги КУ та ФЕС. Під час моделювання ustalених режимів враховувалась інформація, отримана за офіційним листом з РДЦ Південно-Західного регіону про рівні напруги на шинах 110кВ ВРП Ладизинської ТЕС. Окрім аналізу рівнів напруги на шинах підстанцій 10 та 35 кВ виконано аналіз втрат активної потужності та електричної енергії в цих мережах.

3.1 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ без власного генерування

Навантаження змінюється за найбільш імовірним графіком при цьому рівні втрат активної потужності в електричній мержі 35 кВ відповідають графіку наведеному на рис. 3.1, а для електричних мереж 10 кВ – рис. 3.2.

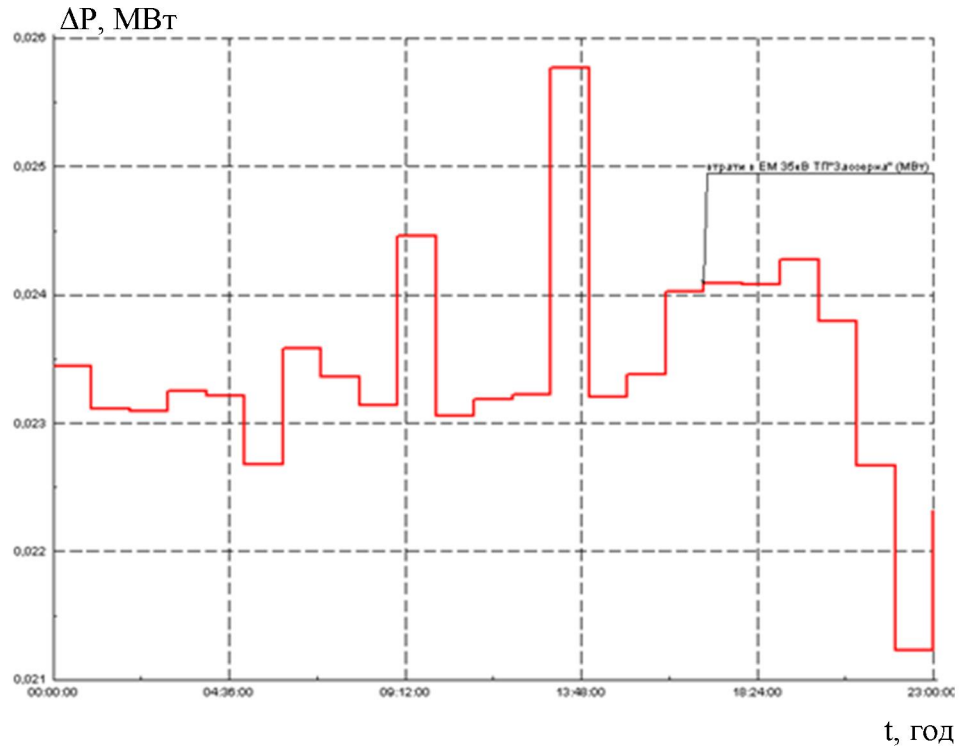


Рисунок 3.1 – Втрати активної потужності в електричних мережах 35кВ
ПС 110/35/10кВ "Заозерна"

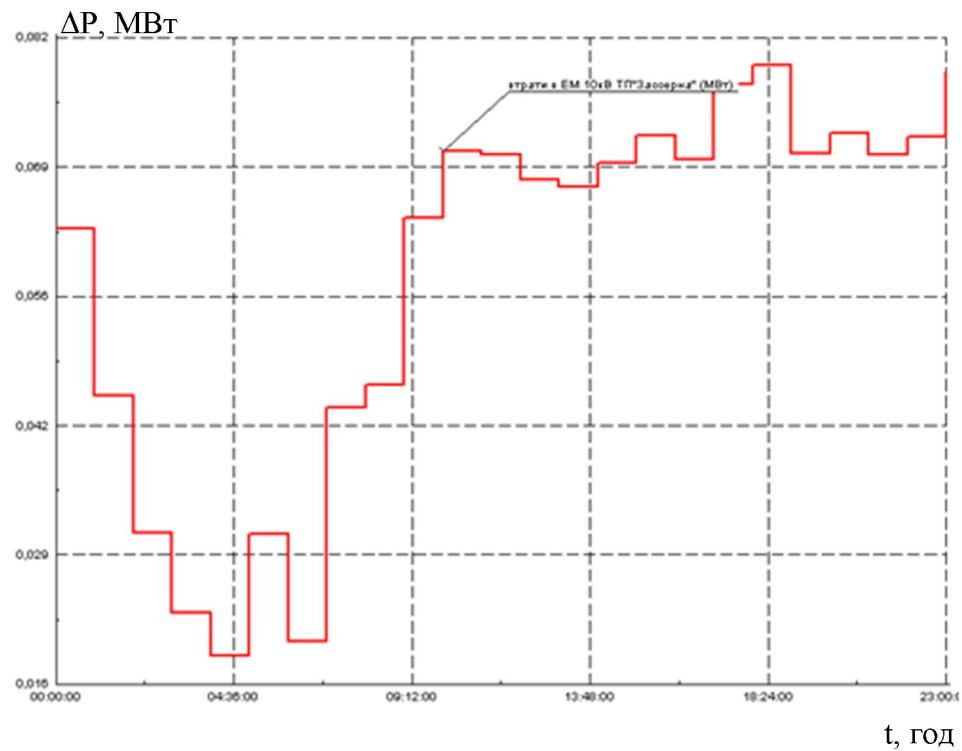


Рисунок 3.2 – Втрати активної потужності в електричних мережах 10кВ
ПС 110/35/10кВ "Заозерна"

За такого режиму рівні напруги на шинах ПС «Маньківка» та ПС «Холодівка» 10кВ та 35кВ відповідають нормам (див. рис. 3.3 – 3.5).

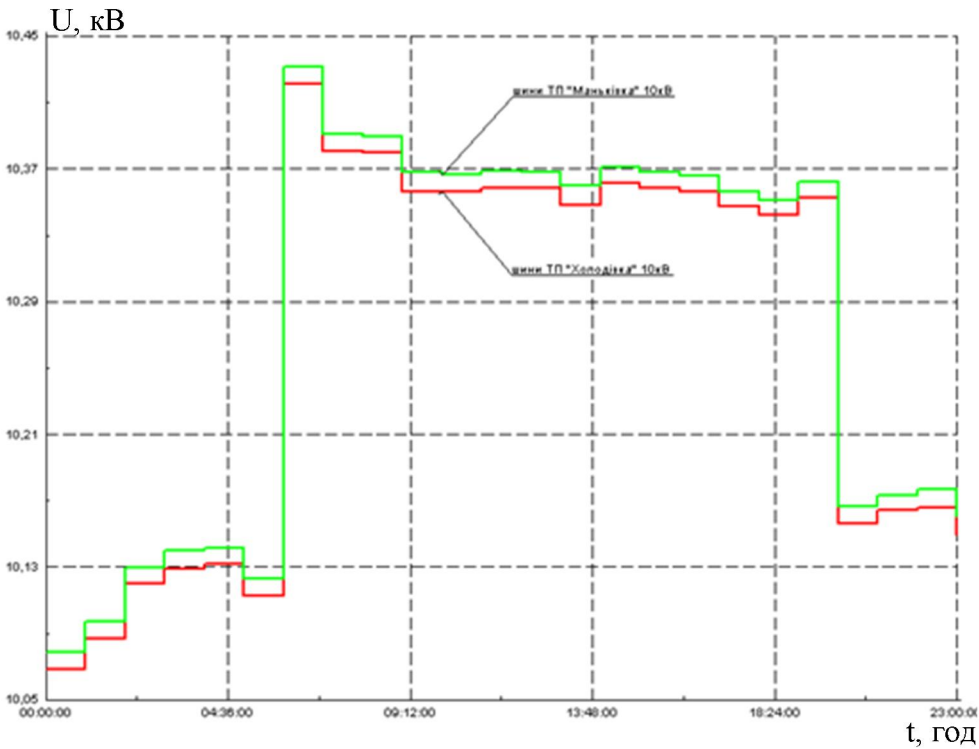


Рисунок 3.3 – Рівні напруг на стороні 10кВ ПС 35/10кВ "Маньківка" та ПС 35/10кВ "Холодівка"

На ПС 35/10кВ "Маньківка" і ПС 35/10кВ "Холодівка" рівні напруги (див. рис. 3.3) забезпечуються на відпайці б.

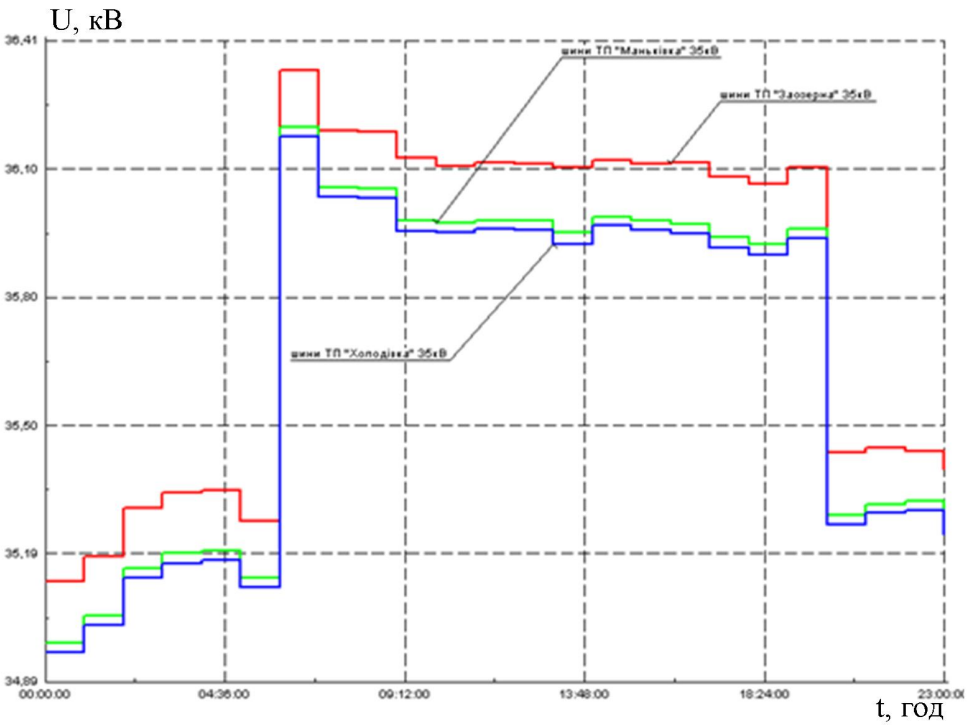


Рисунок 3.4 – Рівні напруг на стороні 35кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна",

ПС 35/10кВ "Маньківка" та ПС 35/10кВ "Холодівка"

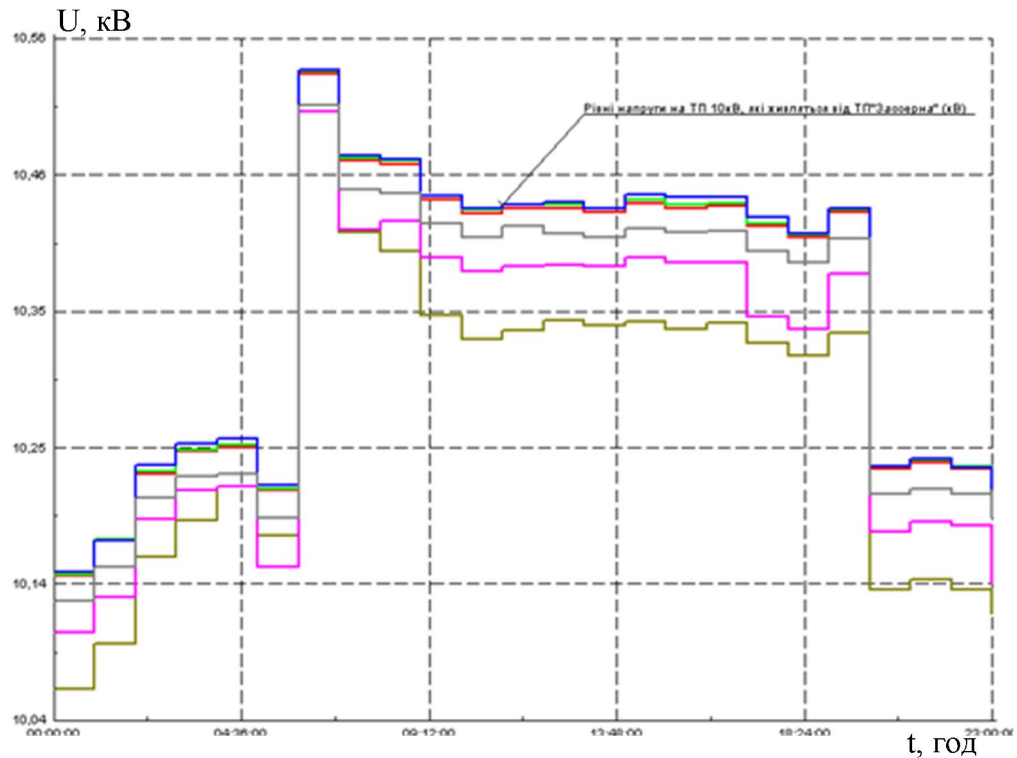


Рисунок 3.5 – Рівні напруг на стороні 10кВ ПС, які живляться від ПС 110/35/10кВ "Заозерна"

Окремо визначався відсоток завантаження трансформатора на ПС 35/10кВ "Холодівка" оскільки на цій підстанції заплановано встановлення двох черг ФЕС по 7 МВт. Для режиму, який розглядається завантаження показано на рис. 3.6 і не перевищує 13,5%.

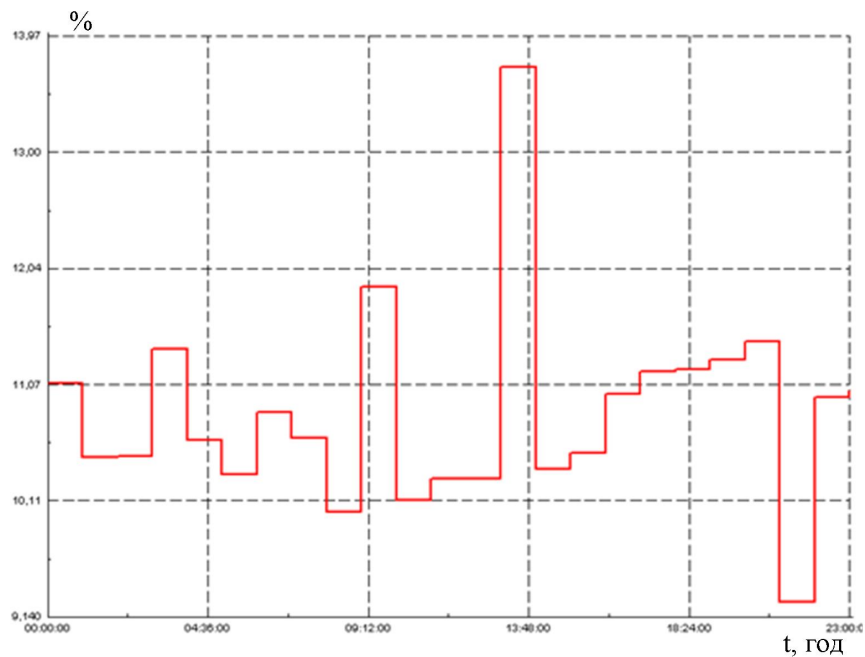


Рисунок 3.6 – Завантаження трансформатора ПС 35/10кВ "Холодівка"

3.2 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої черги когенерації

Підключення 10 МВт когенерації зумовило зростання втрат активної потужності за рахунок втрат в кабельних лініях, якими приєднується КУ до ПС 110/35/10кВ "Заозерна" (рис. 3.7)

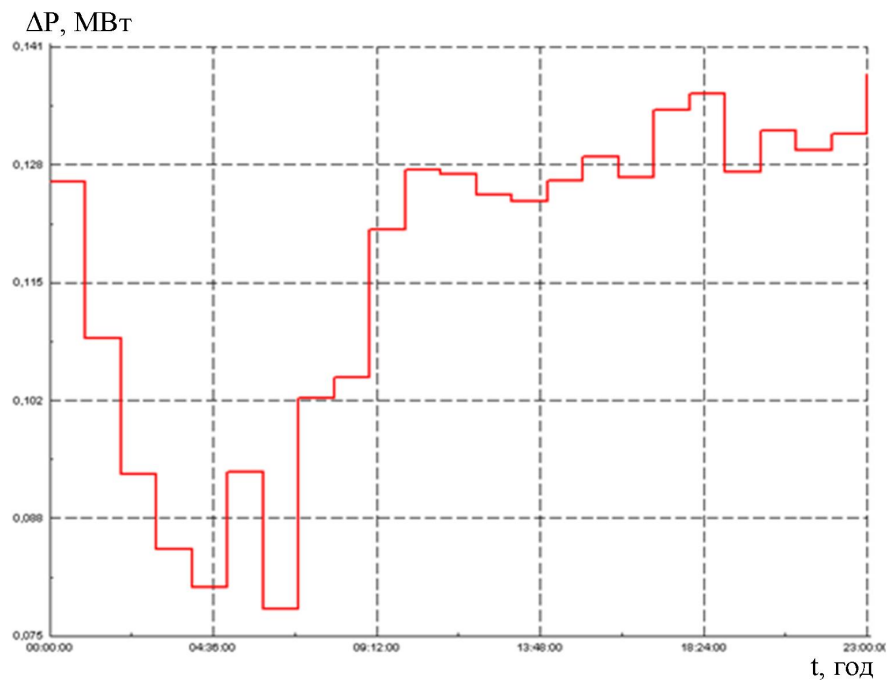


Рисунок 3.7 – Втрати активної потужності в електричних мережах 10кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна"

Зростання напруги на шинах 10кВ ПС 35/10кВ "Маньківка" та ПС 35/10кВ "Холодівка" на відпайці 6 зумовлене зростанням напруги на шинах 35кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна" (рис. 3.8 – 3.9).

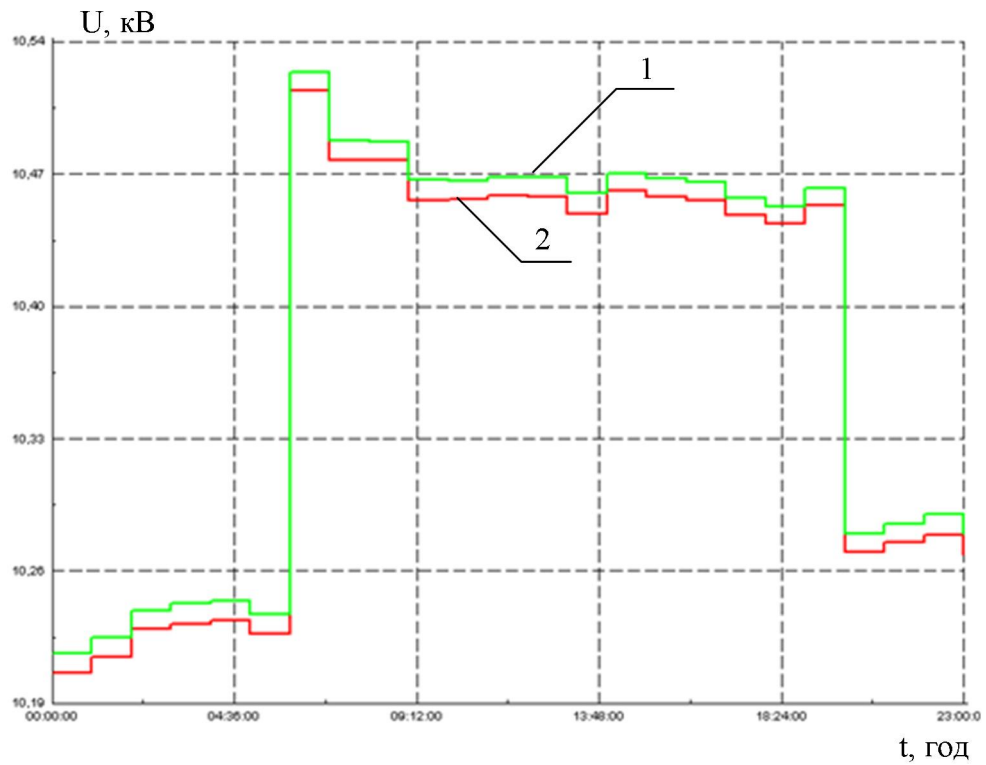


Рисунок 3.8 – Рівні напруг на стороні 10кВ ПС 35/10кВ "Маньківка" (1) та ПС 35/10кВ "Холодівка" (2)

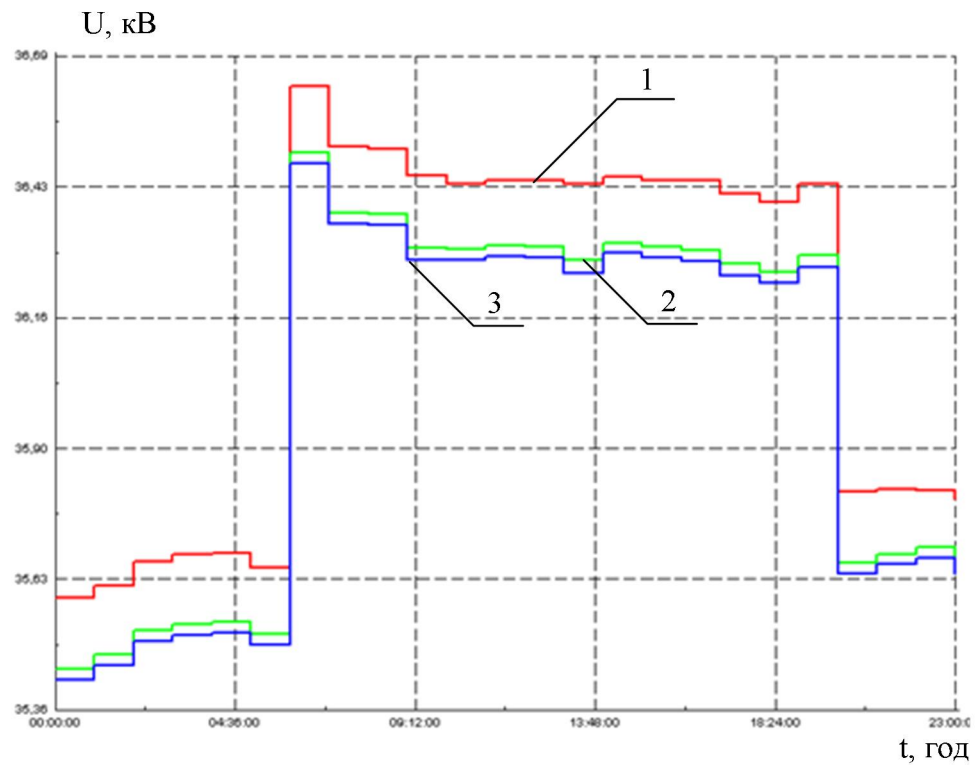


Рисунок 3.9 – Рівні напруг на стороні 35кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна" (1), ПС 35/10кВ "Маньківка" (2) та ПС 35/10кВ "Холодівка" (3)

Поява генерування на шинах 10 кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна" призвела до зростання рівнів напруг як на шинах генераторів, так і на шинах споживачів (див. рис.3.10 – 3.11).

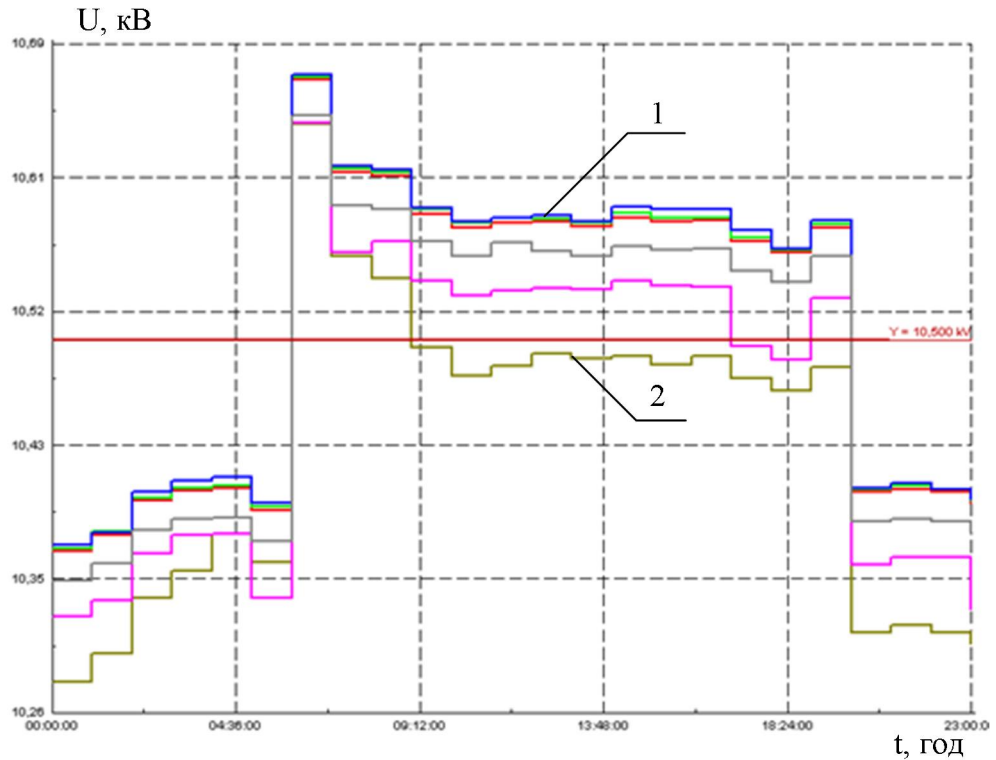


Рисунок 3.10 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС, які живляться від ПС 110/35/10 кВ «Заозерна» (ЗТП_15 – 1; ЗТП_2 – 2)

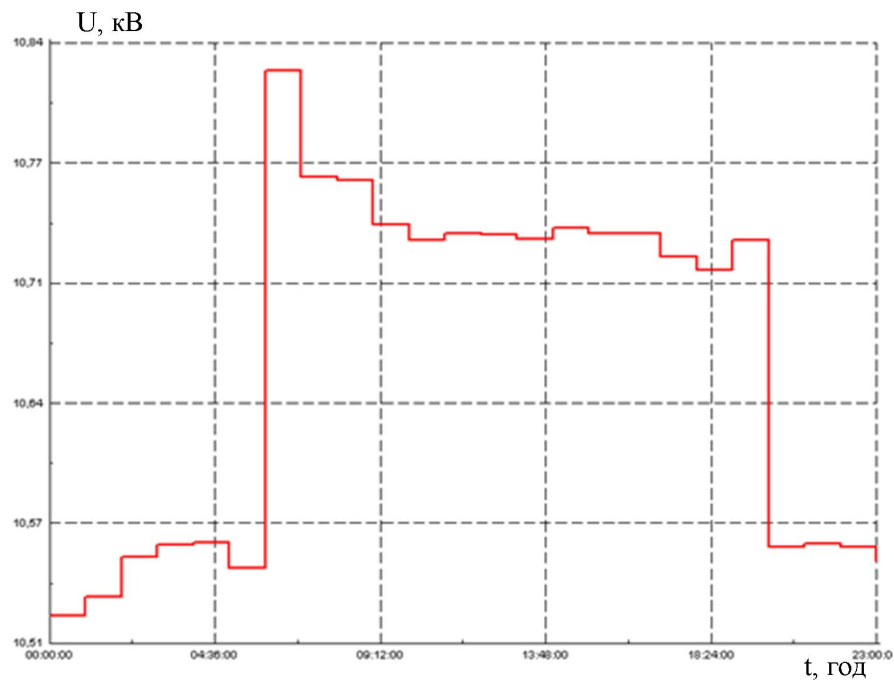


Рисунок 3.11 – Рівні напруги на шинах генераторів

3.3 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації

Подальше зростання генерування призводить до зростання втрат активної потужності і електричної енергії. Графік зміни втрат активної потужності показано на рис. 3.12.

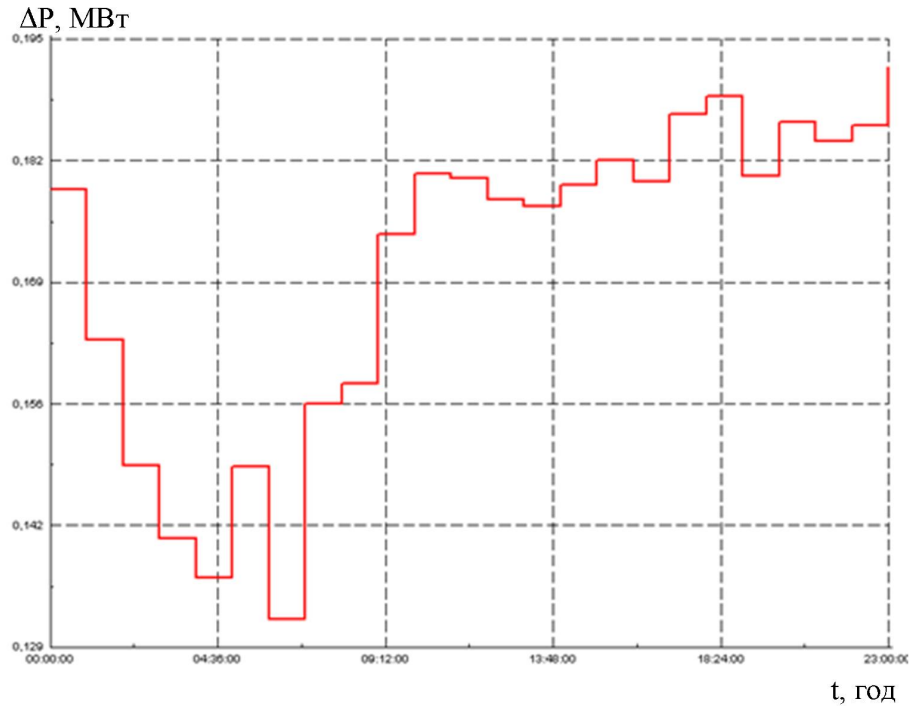


Рисунок 3.12 – Втрати активної потужності в електричних мережах 10 кВ
ПС110/35/10кВ «Заозерна»

Зростання рівнів напруги на шинах 35 кВ змусило перейти на відпайку 7 трансформаторів ПС 35/10кВ "Маньківка" та ПС 35/10кВ "Холодівка". Рівні напруги на рис. 3.13 та 3.14.

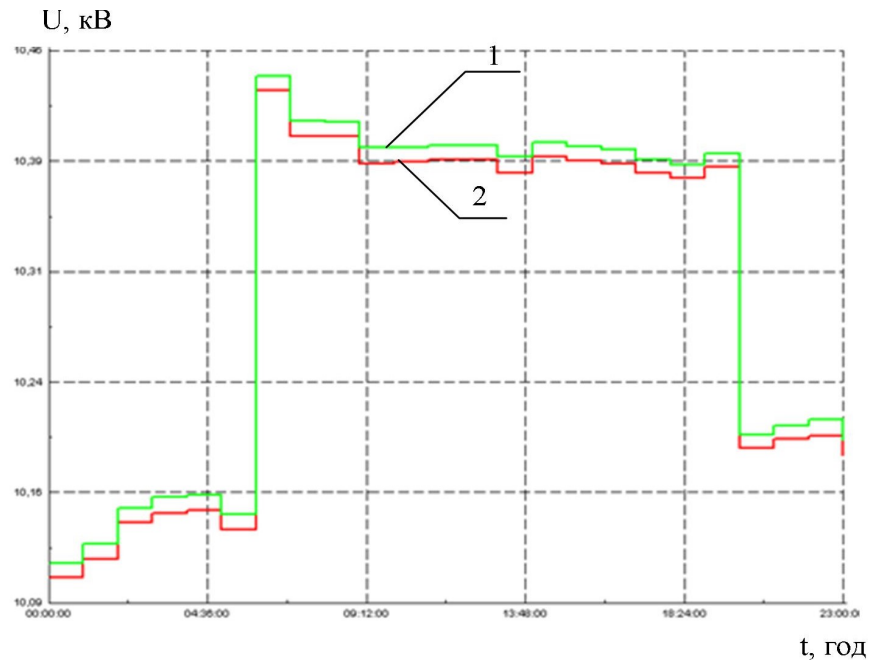


Рисунок 3.13 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 35/10кВ "Маньківка" та ПС35/10кВ "Холодівка"

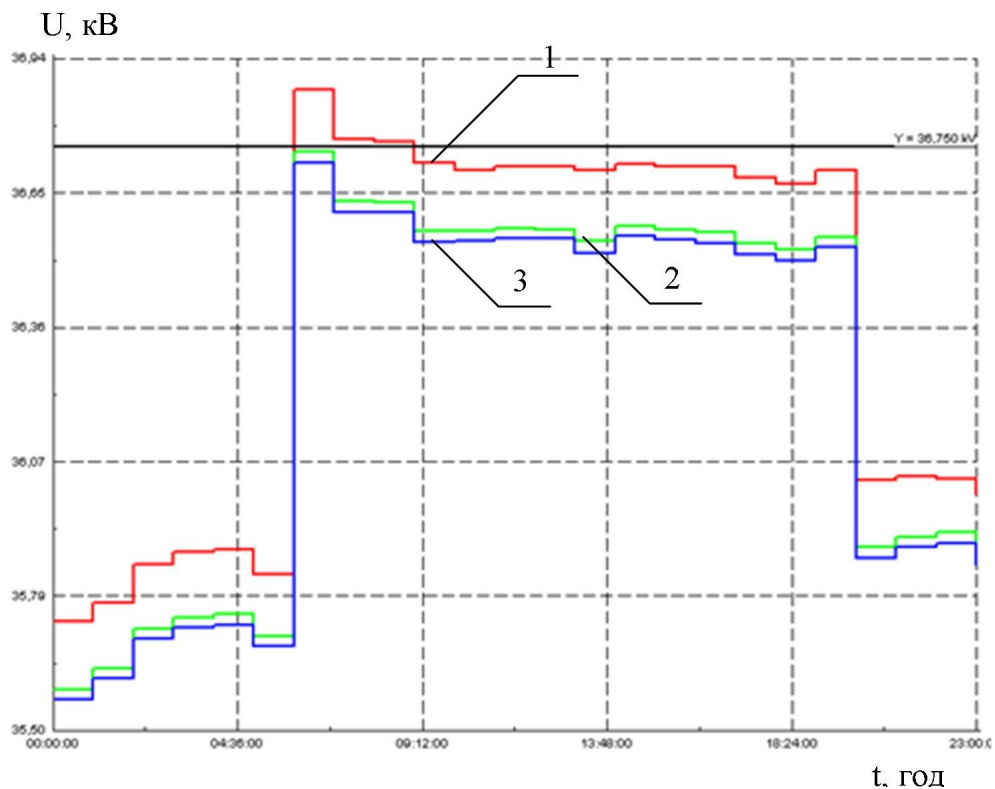


Рисунок 3.14 – Рівні напруг на стороні 35 кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна" (1), ПС 35/10кВ "Маньківка" (2) та ПС 35/10кВ "Холодівка" (3)

Подальше зростання генерування призводить до понад нормових зростаннях напруги на шинах генераторів та споживачів (рис. 3.15 – 3.16).

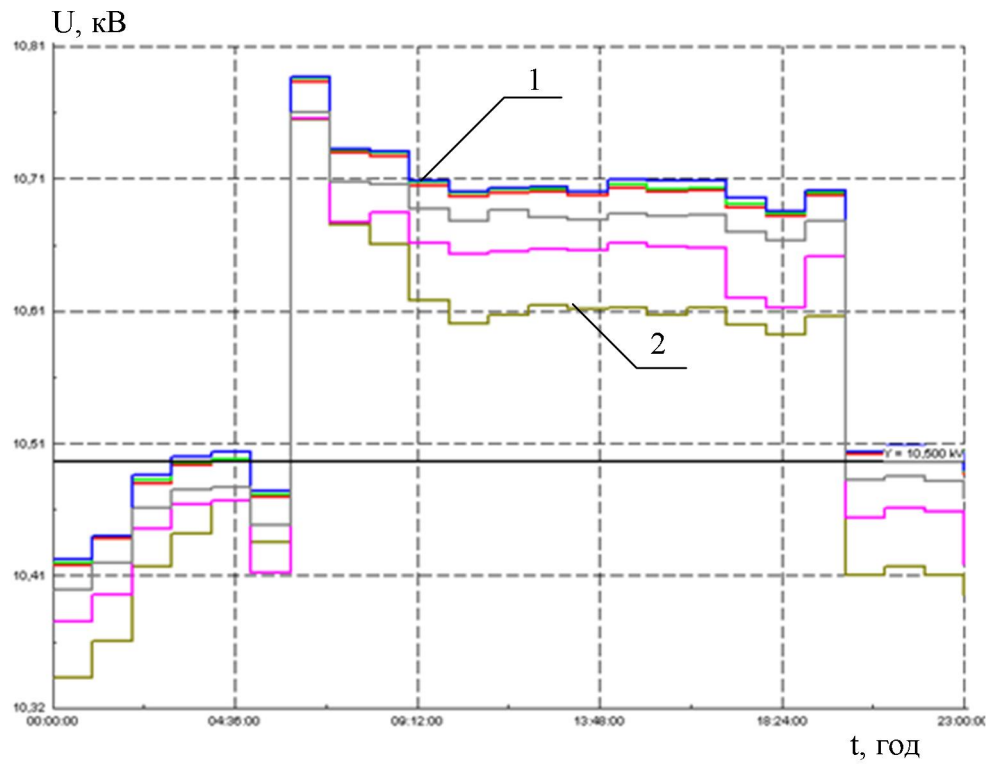


Рисунок 3.15 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС, які живляться від ПС110/35/10кВ "Заозерна" (ЗТП_15 – 1; ЗТП_2 – 2)

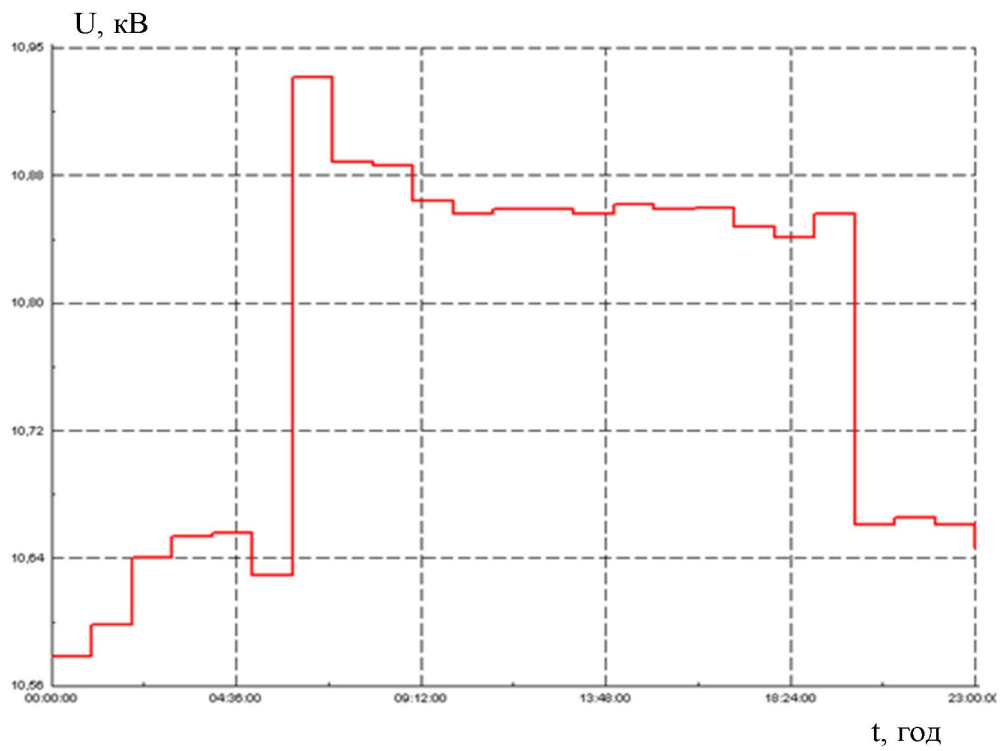


Рисунок 3.16 – Рівні напруги на шинах генераторів

3.4 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації та 5 МВт ФЕС

Підключення ФЕС 5 МВт не призвело до суттєвих змін в режимі напруг та втрат (див. рис. 3.17 – 3.22).

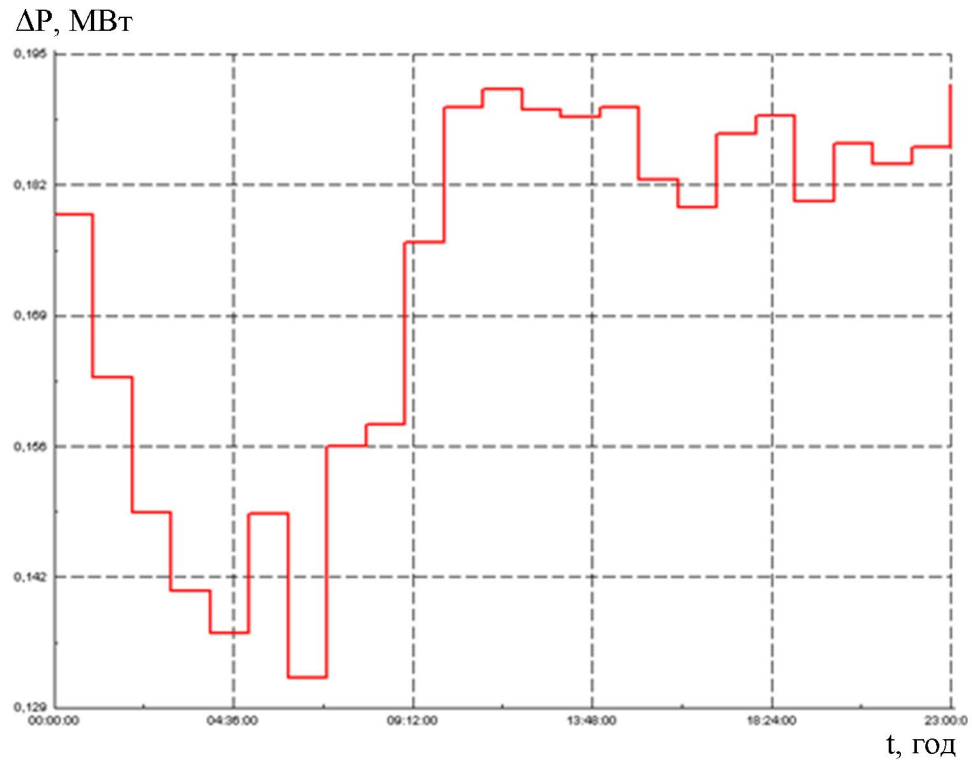


Рисунок 3.17 – Втрати активної потужності в електричних мережах 10 кВ
ПС110/35/10кВ "Заозерна"

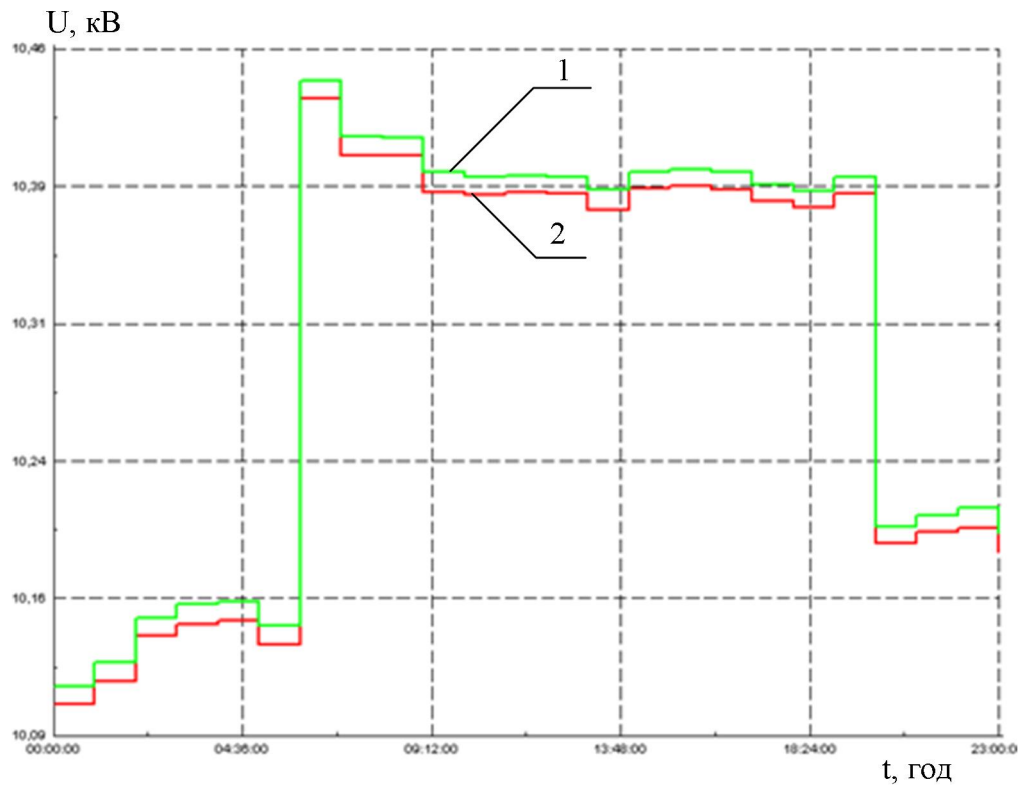


Рисунок 3.18 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10кВ "Маньківка"(1)
та ПС 110/35/10кВ "Холодівка"(2)

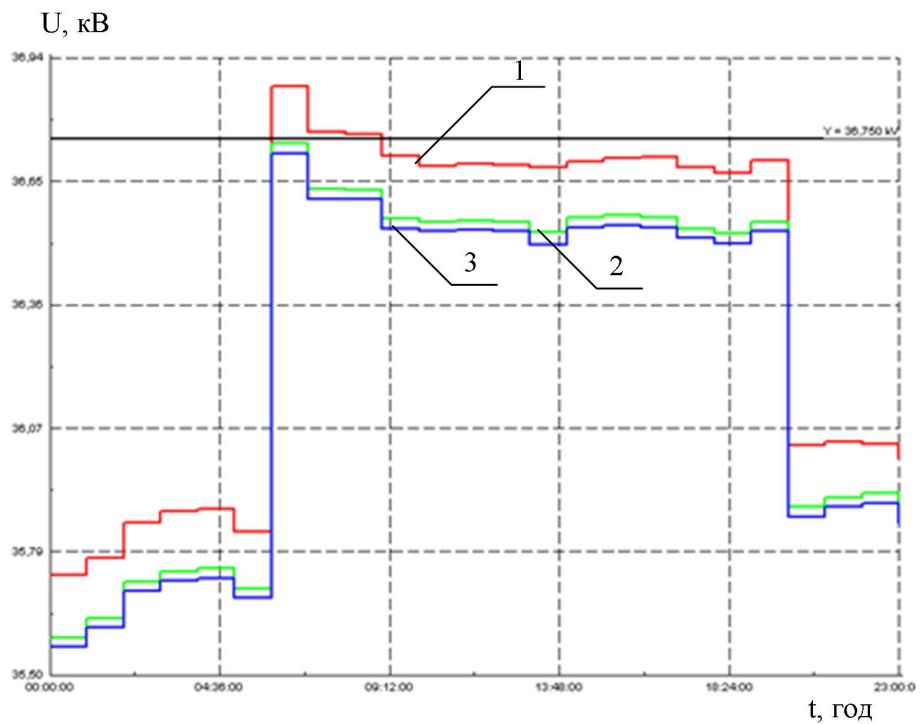


Рисунок 3.19 – Рівні напруг на стороні 35 кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна"(1),
ПС 35/10кВ "Маньківка"(2) та ПС 35/10кВ "Холодівка"(3)

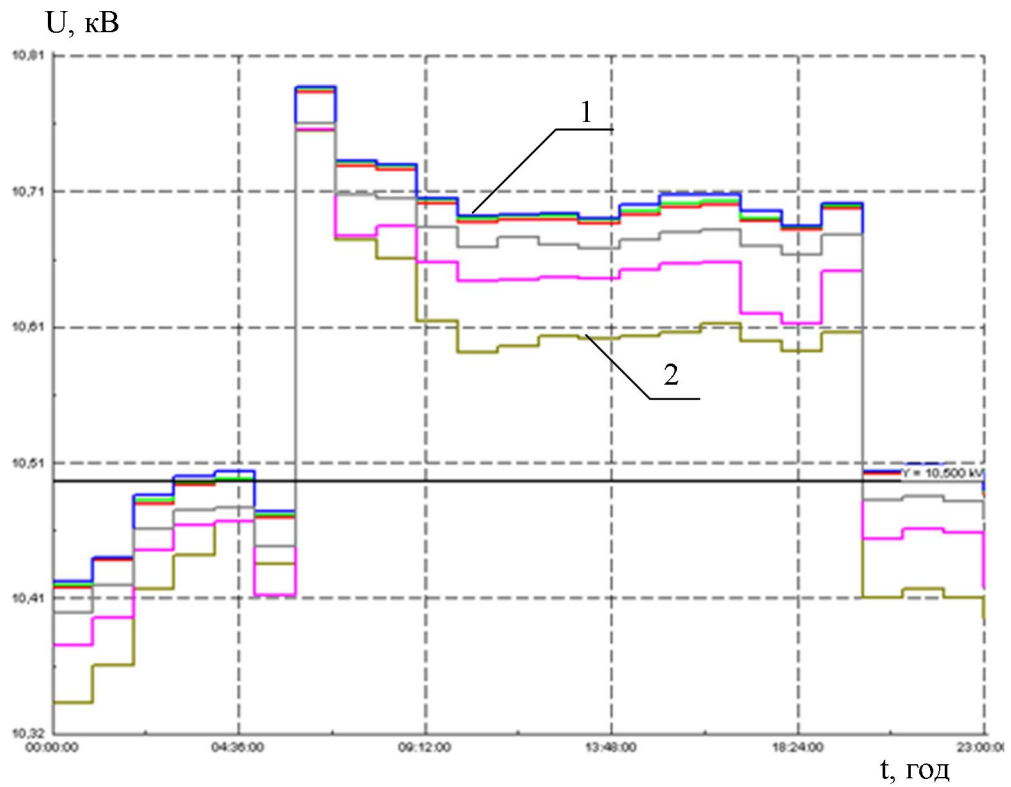


Рисунок 3.20 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС, які живляться від ПС110/35/10кВ "Заозерна" (ЗТП_15 – 1; ЗТП_2 – 2)

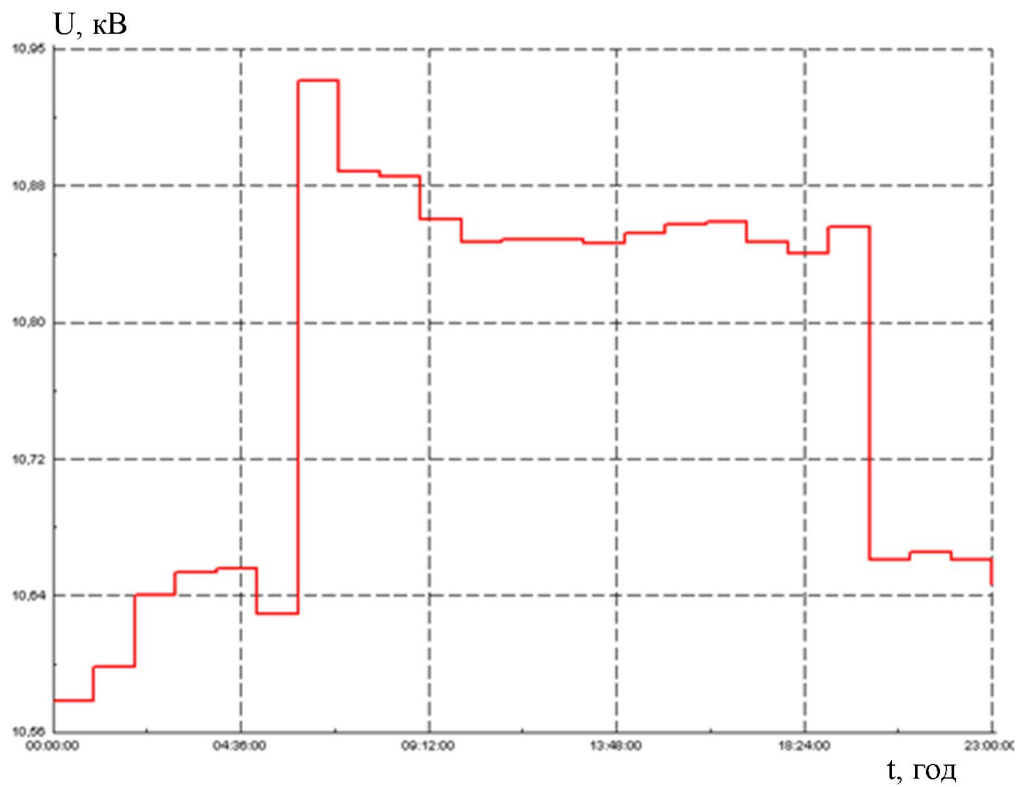


Рисунок 3.21 – Рівні напруги на шинах генераторів

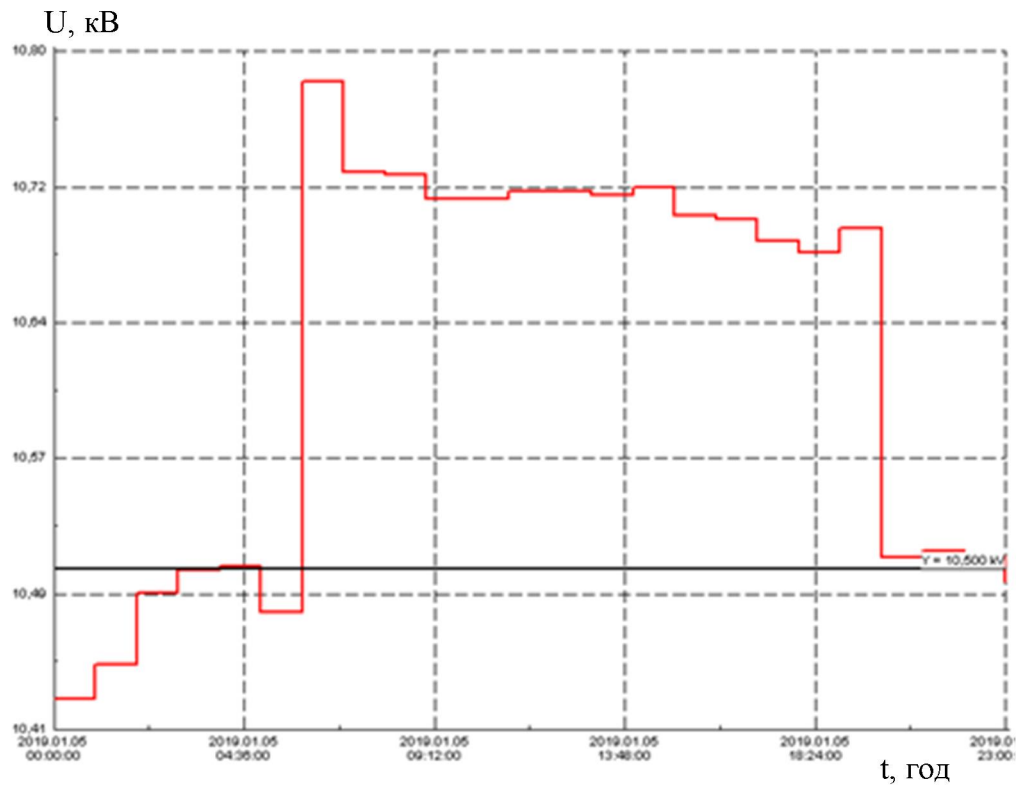


Рисунок 3.22 – Рівні напруги на шинах ФЕС Переробний

Зростання рівня напруги на шинах ФЕС понад 10,5 кВ може спричиняти перехід інверторів в критичний режим і зумовлювати його відключення.

3.5 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації, 5 МВт та 7 МВт ФЕС

Не співрозмірне зростання генерування, в наслідок підключення ФЕС 7МВт до ПС 35/10кВ "Холодівка", порівняно зі споживанням призведе до зростання втрат і рівнів напруги на шинах 35 кВ та 10 кВ (рис. 3.23 – 3.25).

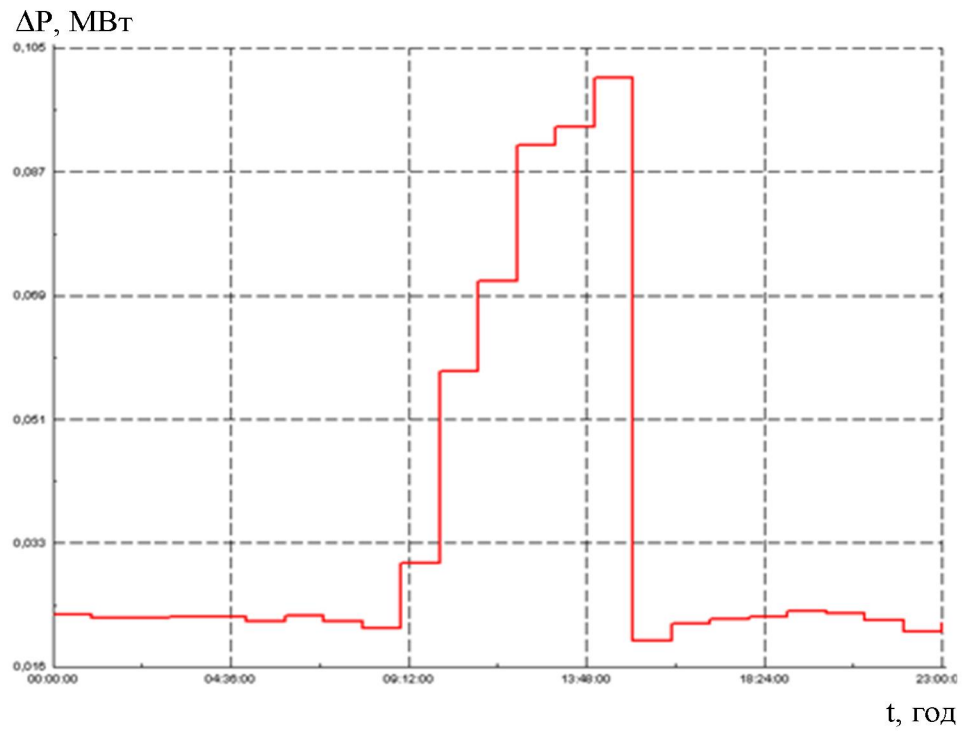


Рисунок 3.23 – Втрати активної потужності в електричних мережах 35 кВ
ПС110/35/10кВ "Заозерна"

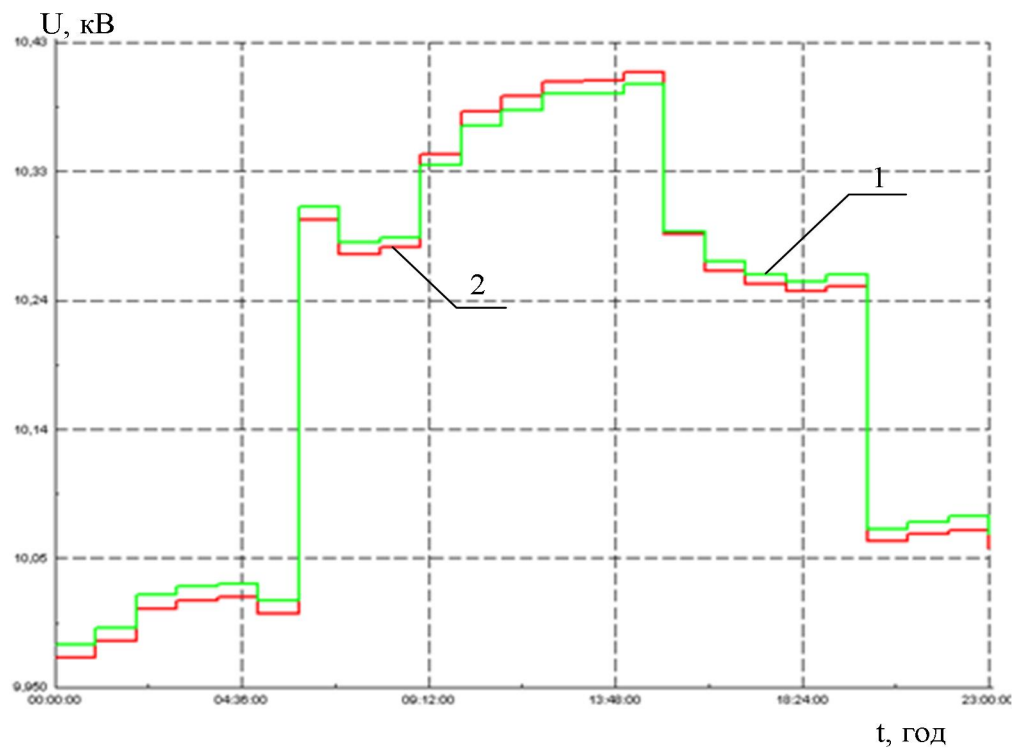


Рисунок 3.24 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС "Маньківка"(1) та
ПС "Холодівка"(2)

Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС "Маньківка" та ПС "Холодівка" вдалось утримати в межах норми завдяки переходу на відпайку 8.

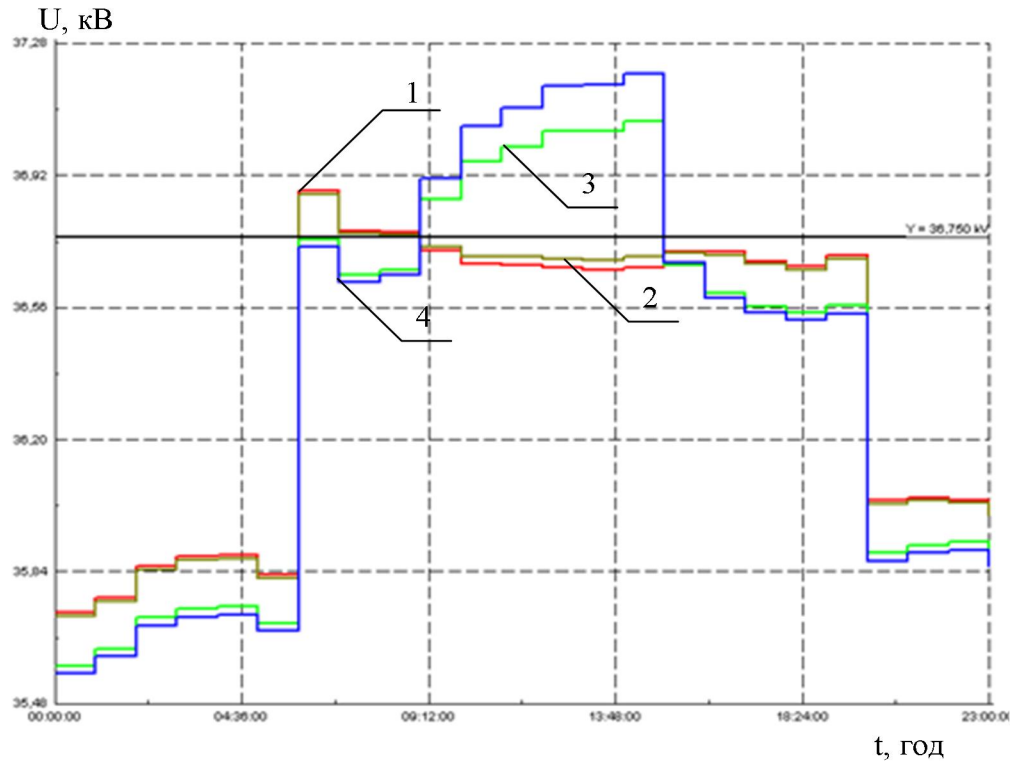


Рисунок 3.25 – Рівні напруг на стороні 35 кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна"(1), ПС 35/10кВ "ВФС"(2), ПС 35/10кВ "Маньківка"(3) та ПС 35/10кВ "Холодівка"(4)

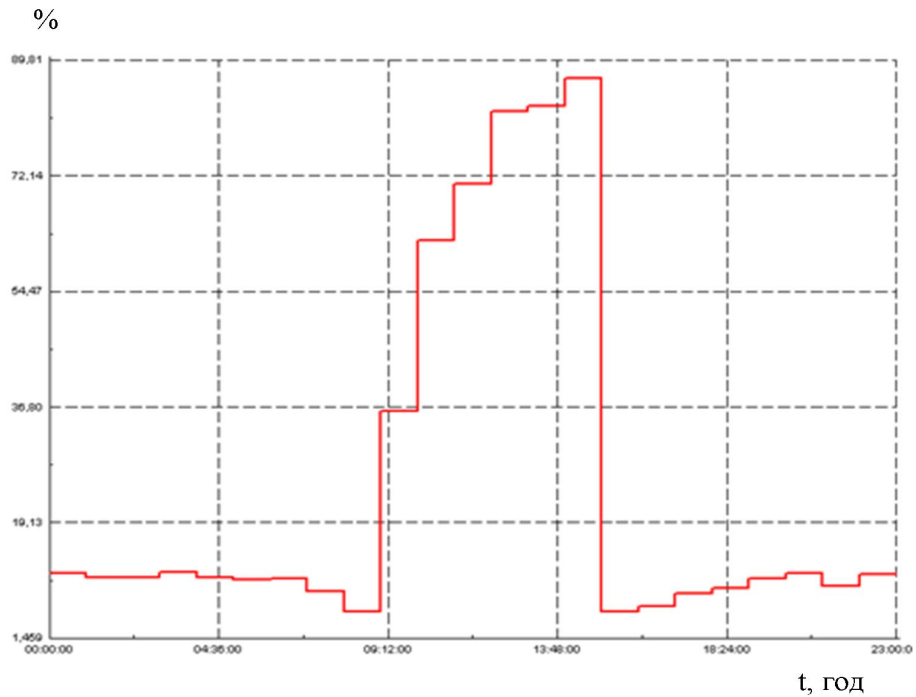


Рисунок 3.26 – Завантаження трансформатора ПС 35/10 "Холодівка"

Поява ФЕС 7 МВт зумовило зростання рівня завантаження трансформатора на ПС 35/10 "Холодівка" (рис. 3.26).

3.6 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації, 5 МВт та 2х7 МВт ФЕС

Зростання сумарної потужності згенерованої ФЕС в мережу 35 кВ призводить до зростання втрат і рівнів напруги (рис. 3.27 – 3.29).

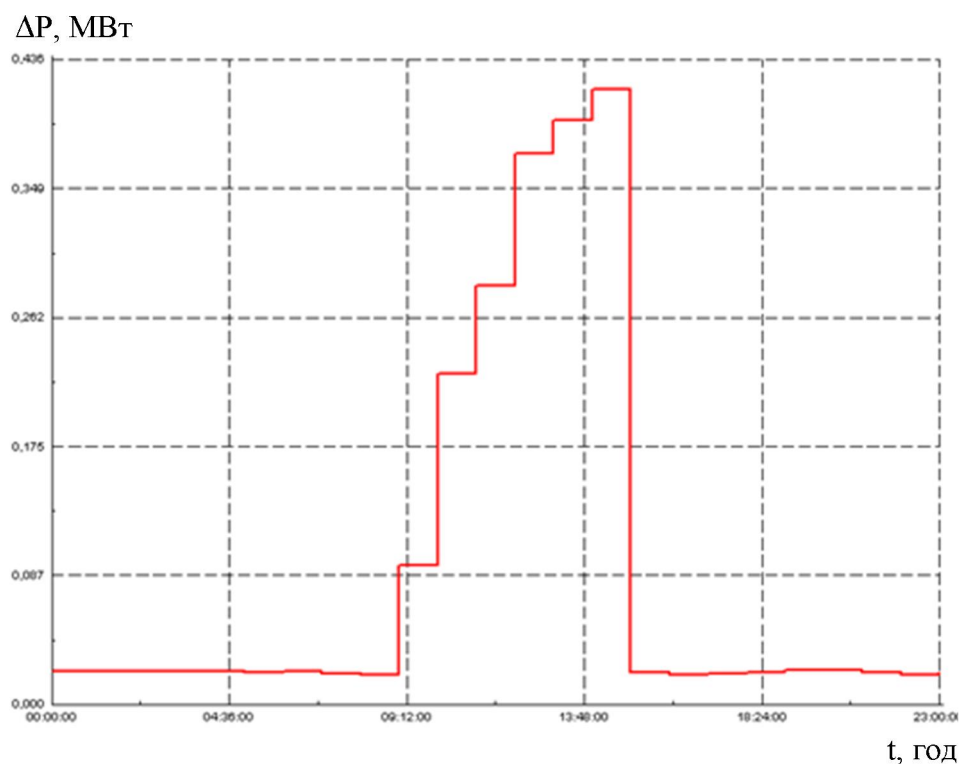


Рисунок 3.27 – Втрати активної потужності в електричних мережах 35 кВ
ПС110/35/10кВ "Заозерна"

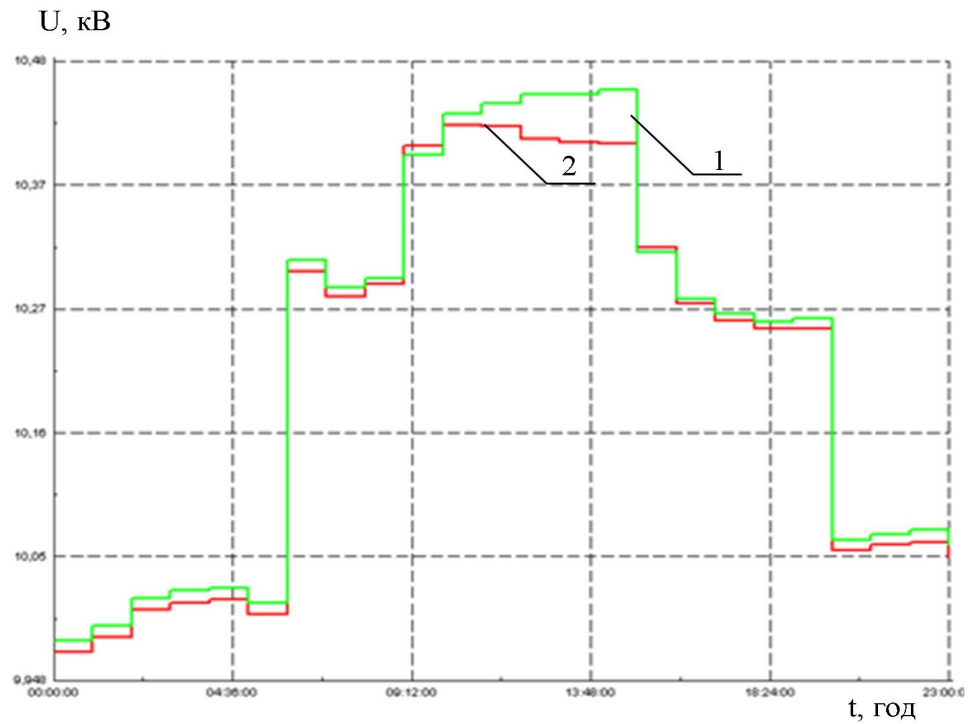


Рисунок 3.28 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 35/10кВ "Маньківка"(1) та ПС35/10кВ "Холодівка"(2)

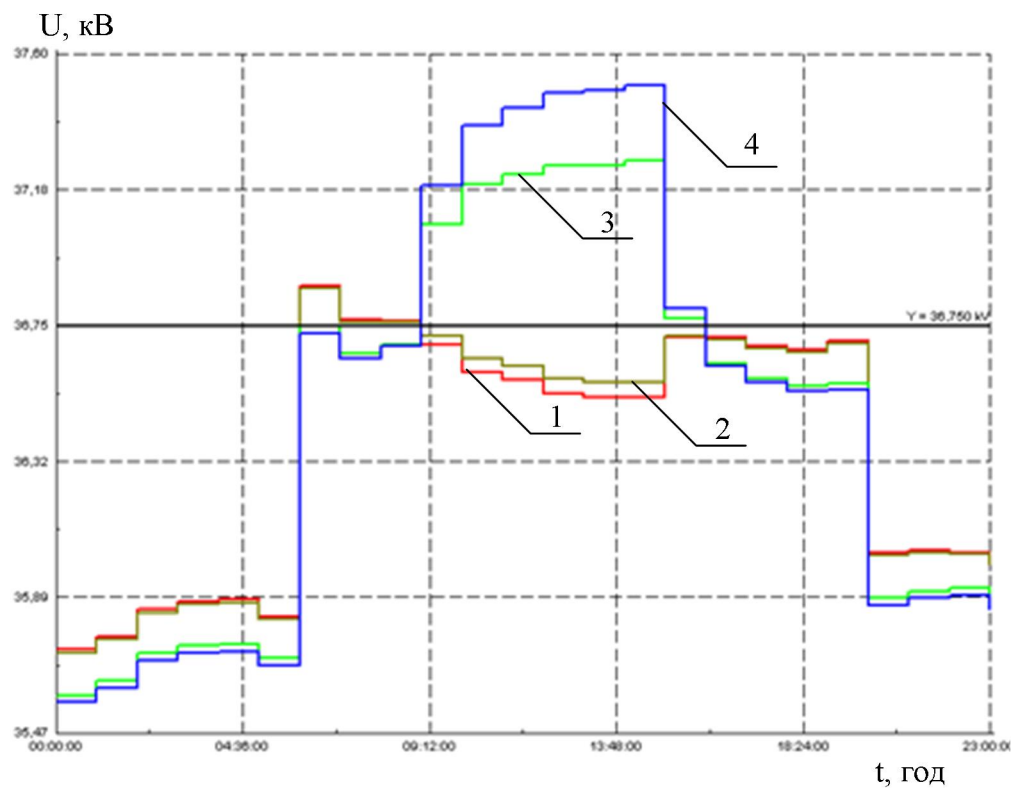


Рисунок 3.29 – Рівні напруг на стороні 35 кВ ПС "Заозерна"(1), ПС "ВФС"(2), ПС "Маньківка"(3) та ПС "Холодівка"(4)

Генерування, неспіврозмірне з навантаженням, зумовило значний рівень перевантаження трансформатора на ПС 35/10кВ "Холодівка" (рис. 3.30). В проекті необхідно передбачити заміну трансформатора на більш потужний.

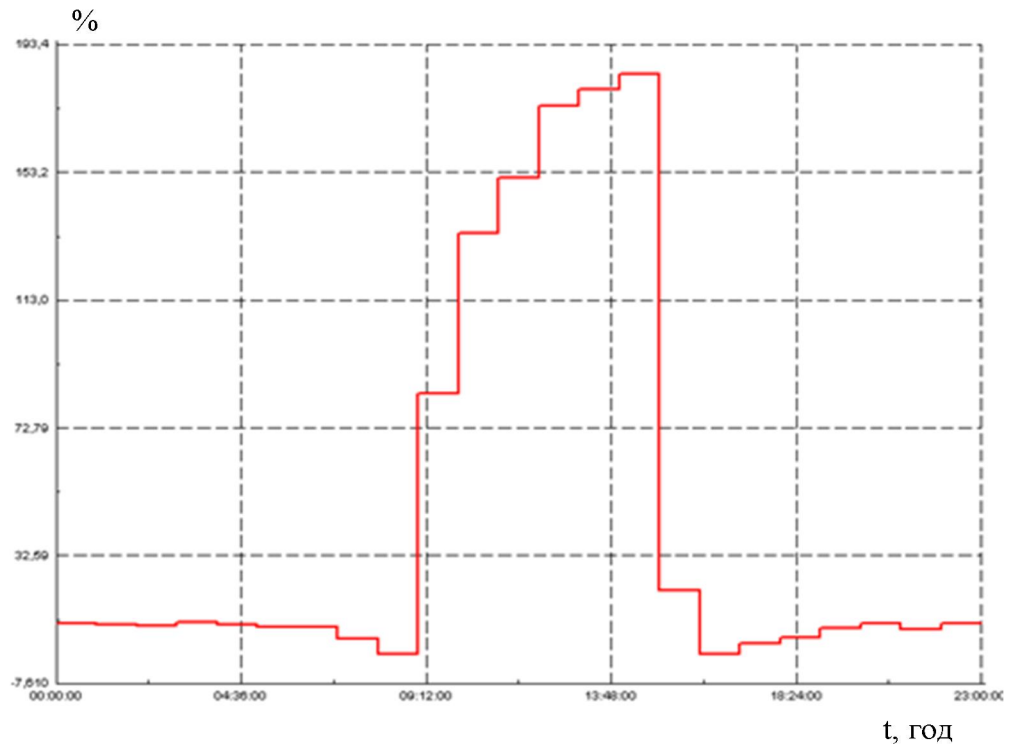


Рисунок 3.30 – Завантаження трансформатора ПС 35/10кВ "Холодівка"

Виконані розрахунки рівнів втрат електричної енергії для шести випадків:

- 1 – без власного генерування;
- 2 – 10 МВт КУ;
- 3 – 20 МВт КУ;
- 4 – 20 МВт КУ + 5 МВт ФЕС;
- 5 – 20 МВт КУ + 5 МВт ФЕС (10кВ) + 7 МВт ФЕС (35кВ);
- 6 – 20 МВт КУ + 5 МВт ФЕС (10кВ) + 7 МВт ФЕС + 7 МВт ФЕС (35кВ);

Результати показані в іменованих одиницях (МВт год) на рис. 3.31 та у відсотках віднесених до спожитої енергії – на рис. 3.32.

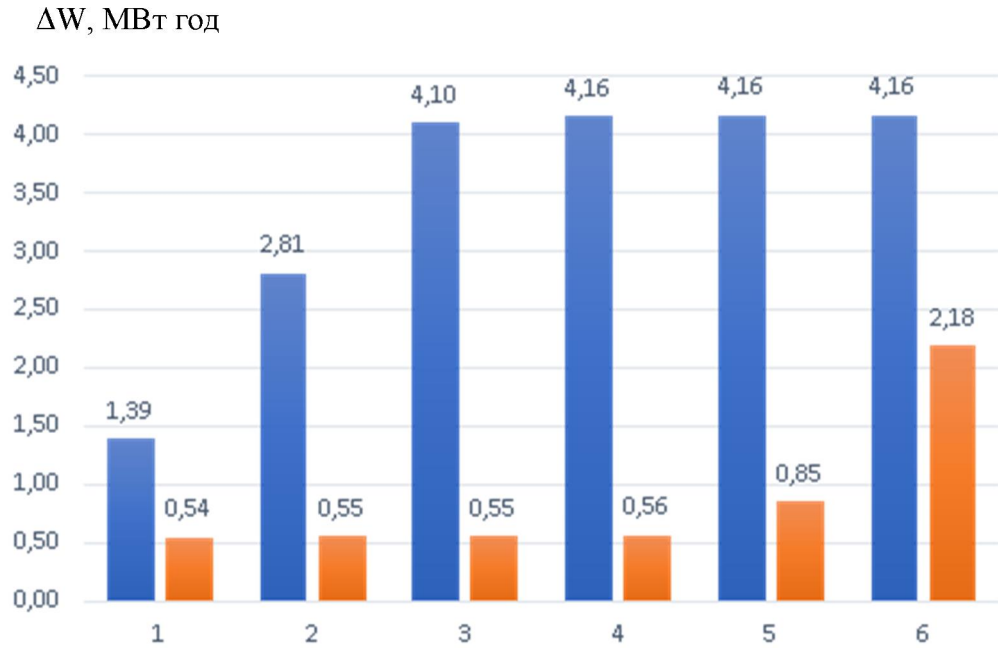


Рисунок 3.31 – Втрати в ЕМ 10 кВ (синій колір), в ЕМ 35 кВ (жовтий)

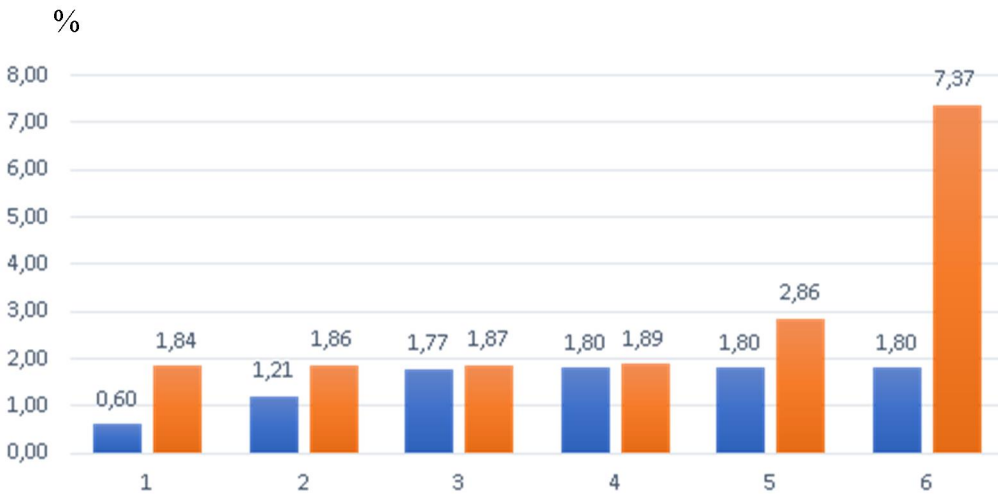


Рисунок 3.32 – Втрати в ЕМ 10 кВ (синій колір), в ЕМ 35 кВ (жовтий)

3.7 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації, 5 МВт та 2х7 МВт ФЕС для графіка максимального навантаження

Співставлення графіків сумарного навантаження та генерування показано на рис. 3.33. Перевищення потужності генерування на споживанням

в денний період призводить до генерування надлишку в мережу 110 кВ ПАТ "Вінницяобленерго" (див. рис. 3.34).

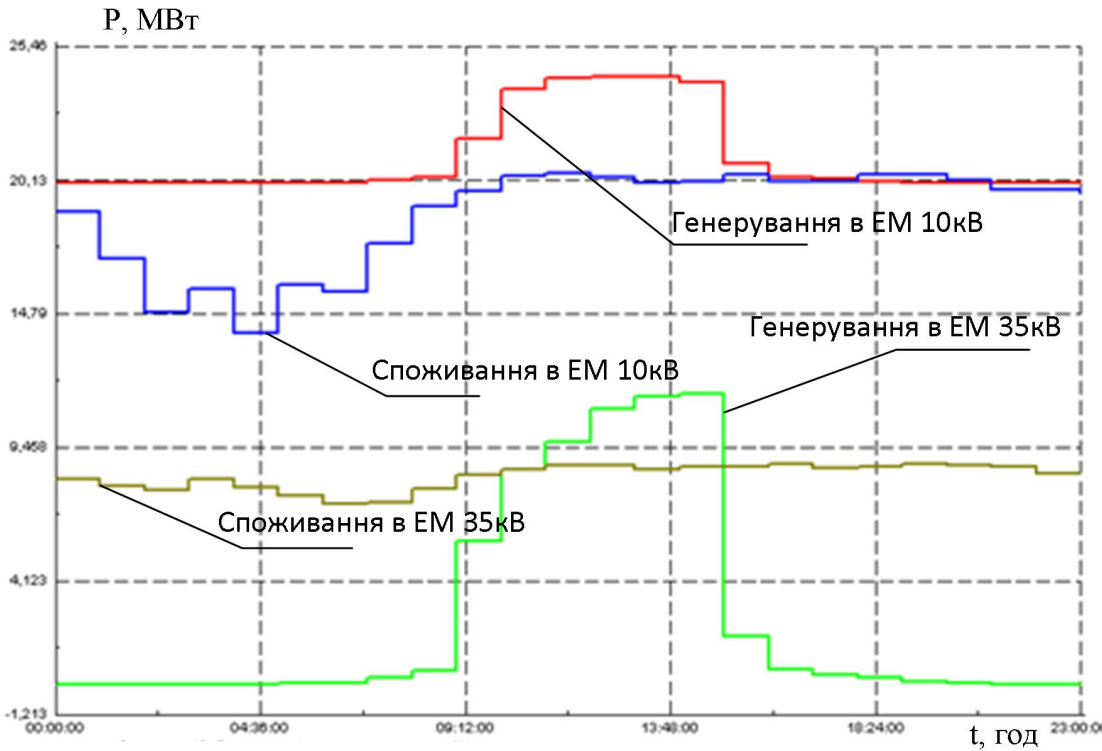


Рисунок 3.33 – Сумарні графіки генерування та споживання ЕМ 10 кВ та 35 кВ

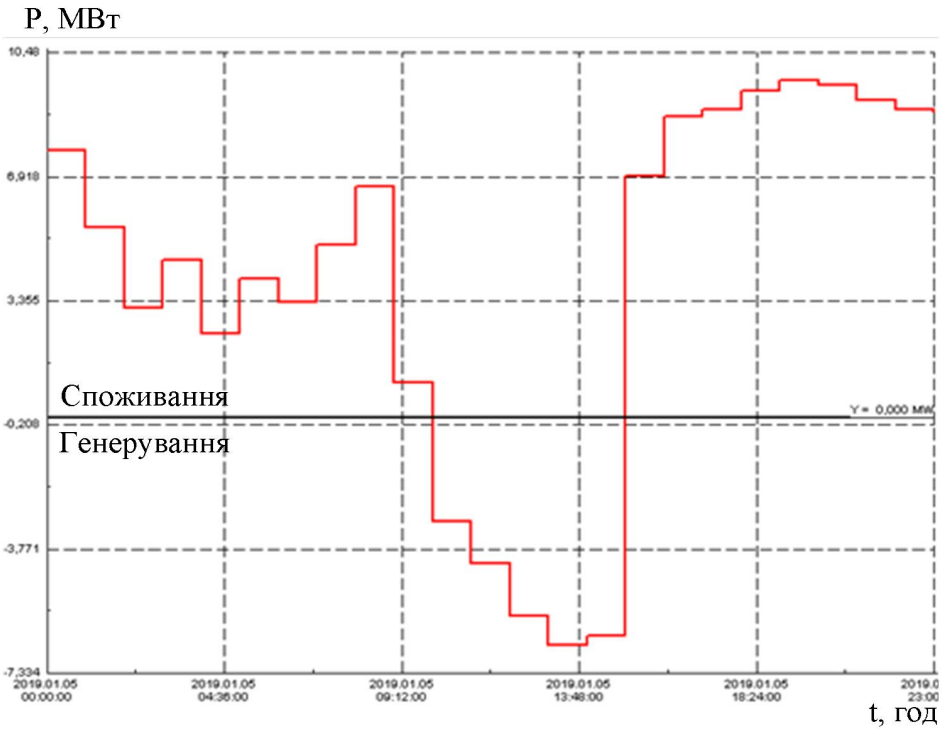


Рисунок 3.34 – Перетікання по шині 110 кВ ПС110/35/10кВ "Заозерна"

Рівні втрат активної потужності та напруги показано на рис. 3.35 – 3.41. Допустимі рівні напруги на шинах 10 кВ ПС35/10кВ "Маньківка" та ПС35/10кВ "Холодівка" забезпечені на відпайці 4.

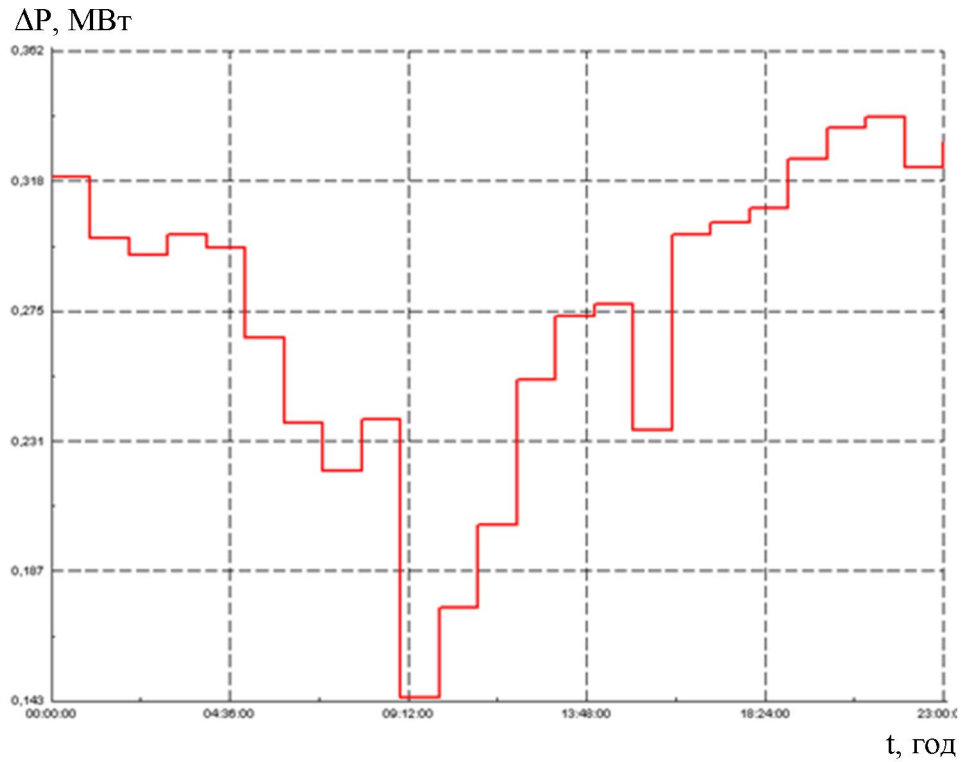


Рисунок 3.35 – Втрати активної потужності в електричних мережах 35 кВ ПС110/35/10кВ "Заозерна"

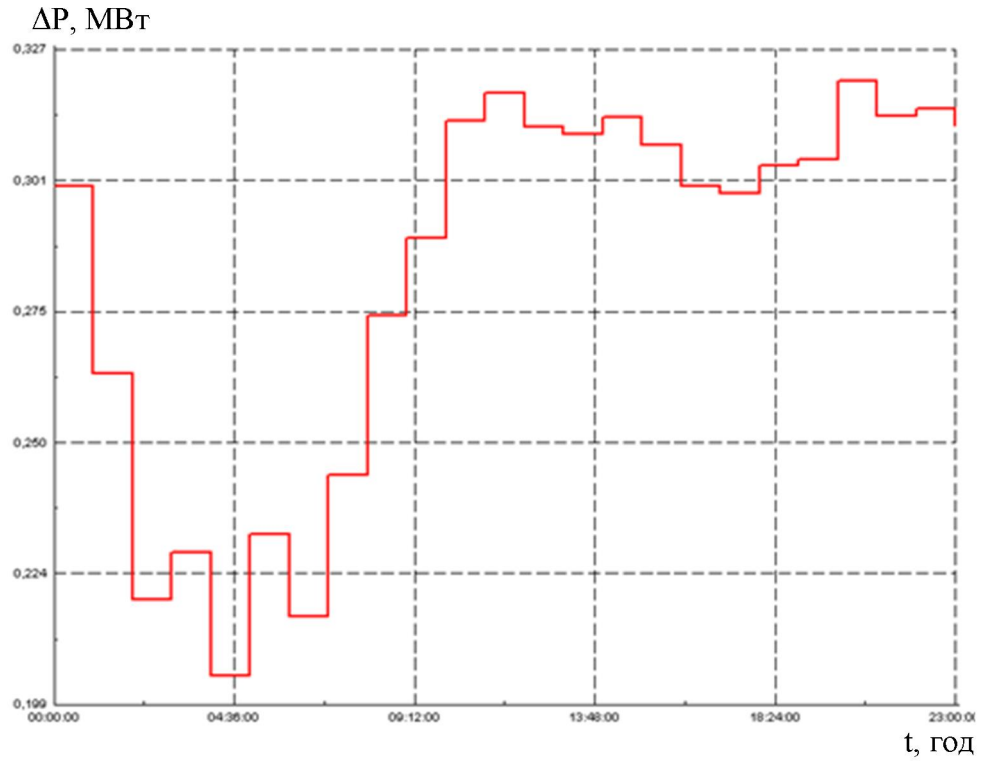


Рисунок 3.36 – Втрати активної потужності в електричних мережах 10 кВ
ПС110/35/10кВ "Заозерна"

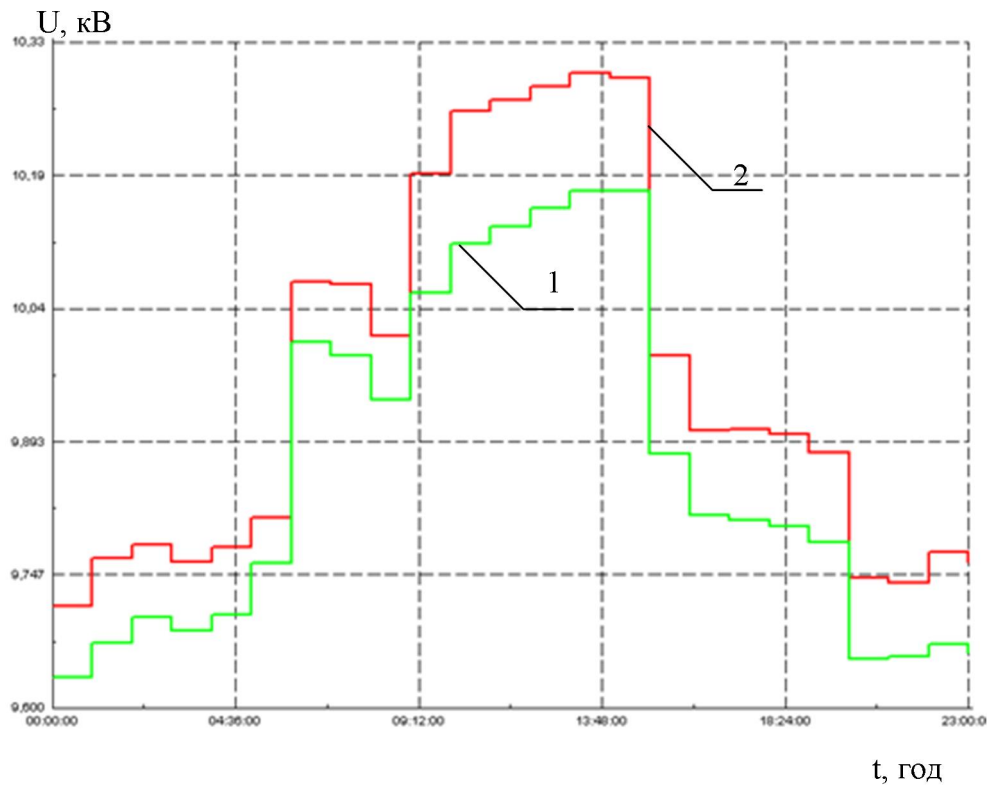


Рисунок 3.37 – Рівні напруг на стороні 10кВ ПС35/10кВ "Маньківка"(1) та
ПС35/10кВ "Холодівка"(2)

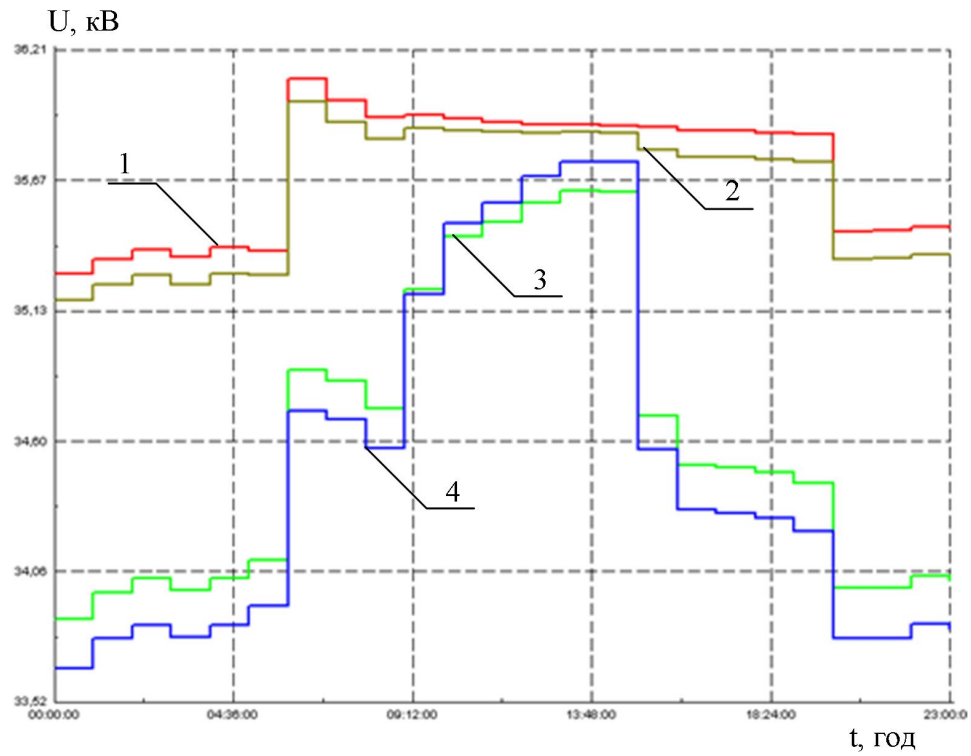


Рисунок 3.38 – Рівні напруг на стороні 35 кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна"(1), ПС35/10кВ "ВФС"(2), ПС35/10кВ "Маньківка"(3) та ПС35/10кВ "Холодівка"(4)

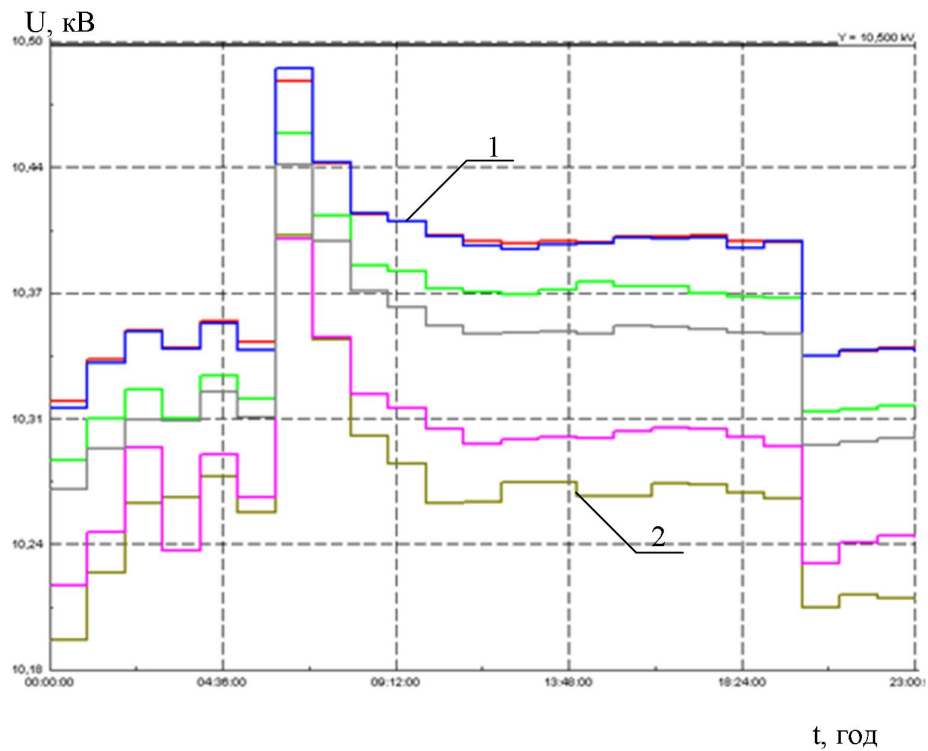


Рисунок 3.39 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС, які живляться від ПС110/35/10кВ "Заозерна" (ЗТП_15 – 1; ЗТП_2 – 2)

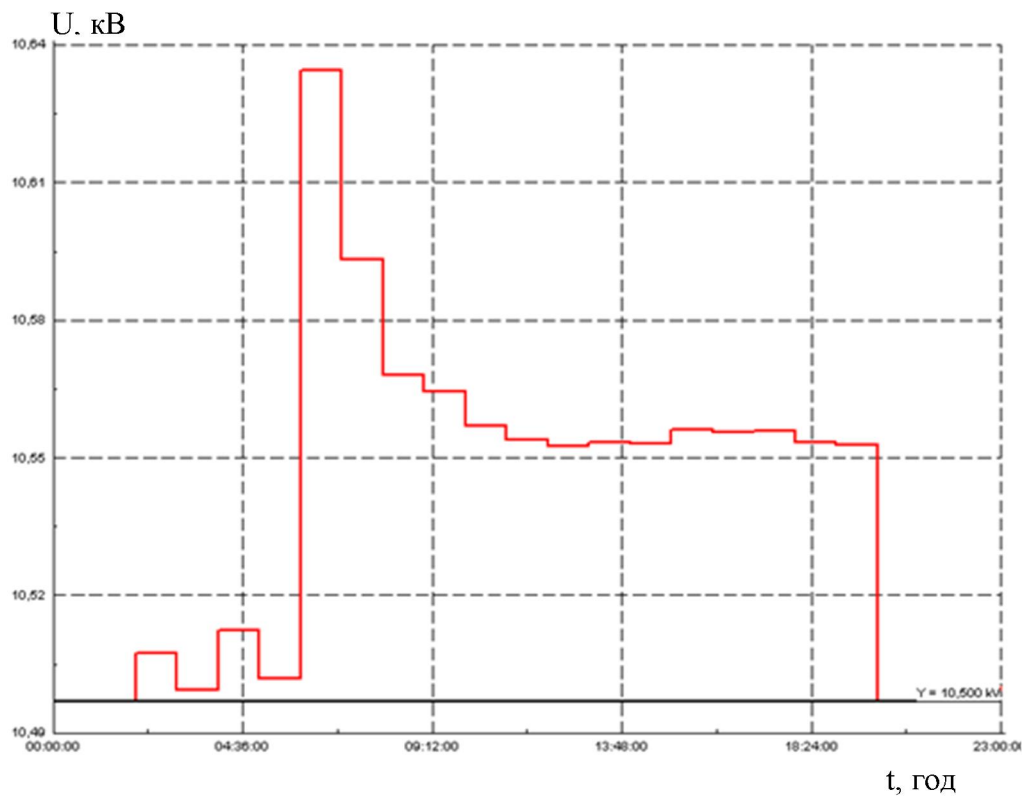


Рисунок 3.40 – Рівні напруги на шинах генераторів

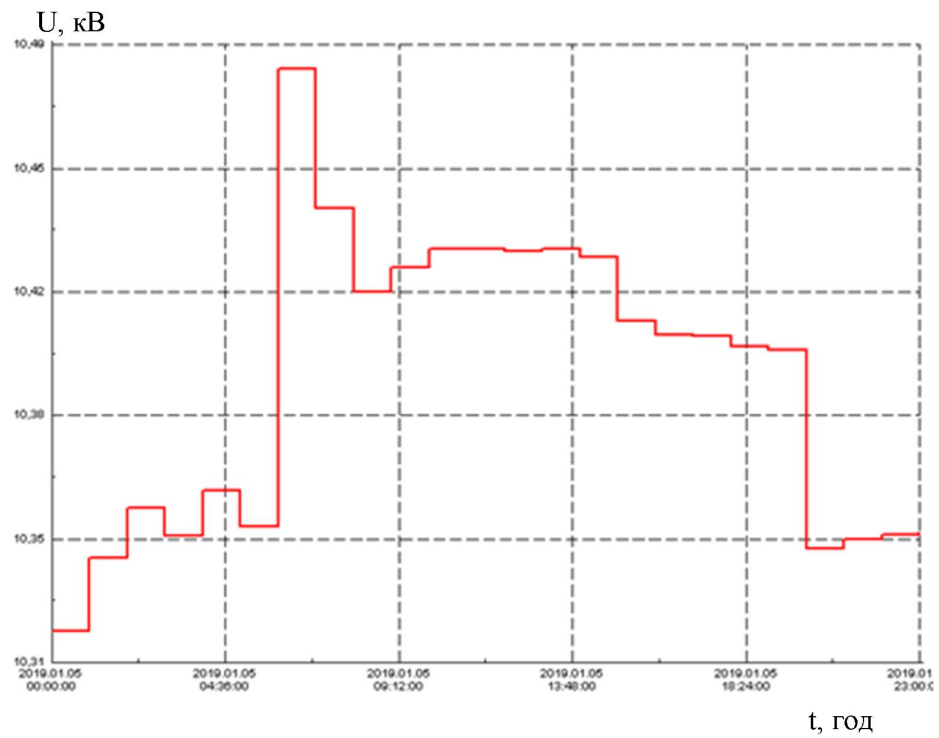


Рисунок 3.41 – Рівні напруги на шинах ФЕС Переробний

Максимальне навантаження в безпосередній близькості до ФЕС 2х7МВт не дозволяє знизити завантаження трансформатора на ПС35/10кВ "Холодівка" до допустимого рівня (рис. 3.42).

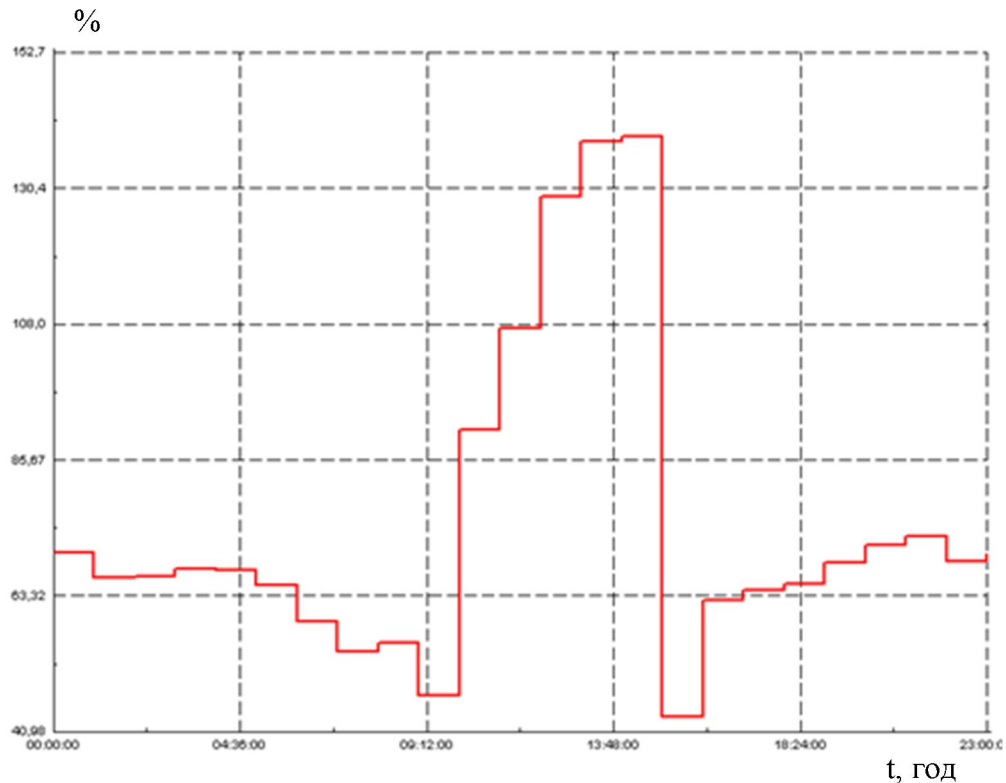


Рисунок 3.42 – Завантаження трансформатора ПС 35/10кВ "Холодівка"

3.8 Розрахунок режиму ЕМ 10 та 35 кВ за умови підключення першої та другої черги когенерації, 5 МВт та 2х7 МВт ФЕС для графіка мінімального навантаження

Співставлення графіків сумарного навантаження та генерування показано на рис. 3.43. Перевищення потужності генерування над споживанням протягом всієї доби призводить до генерування надлишку в мережу 110 кВ ПАТ "Вінницяобленерго" (див. рис. 3.44), що зумовлює значні перевищення рівня напруги в мережі 10 та 35 кВ (рис. 3.45 – рис. 3.51).

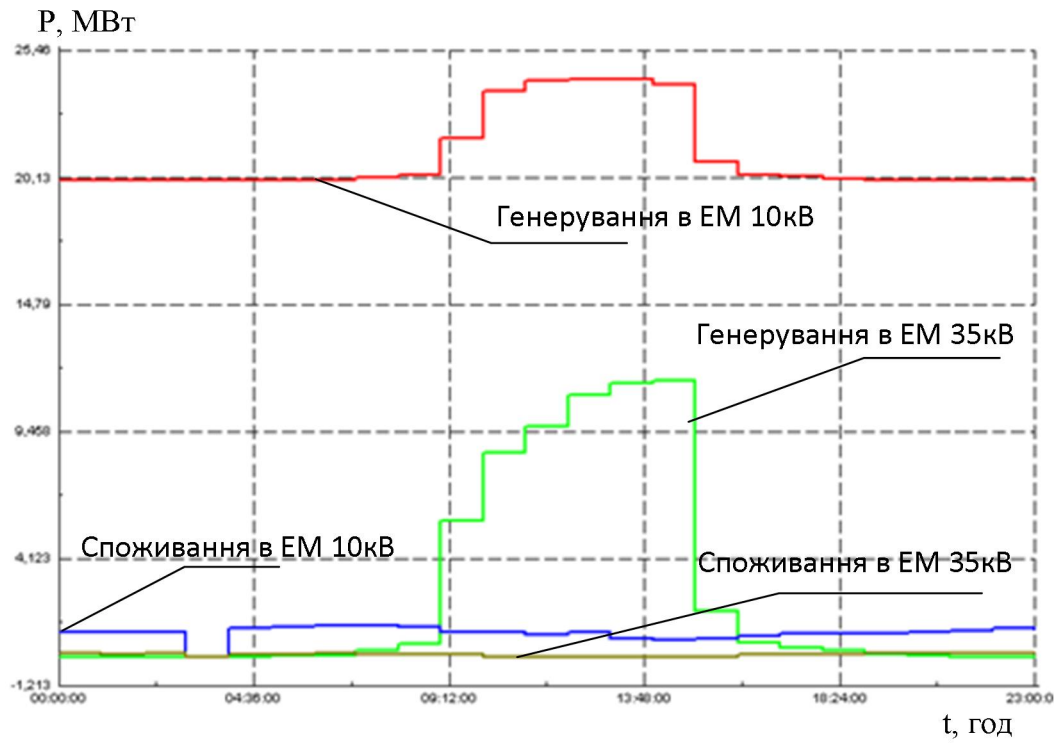


Рисунок 3.43 – Сумарні графіки генерування та споживання ЕМ 10 кВ та 35 кВ

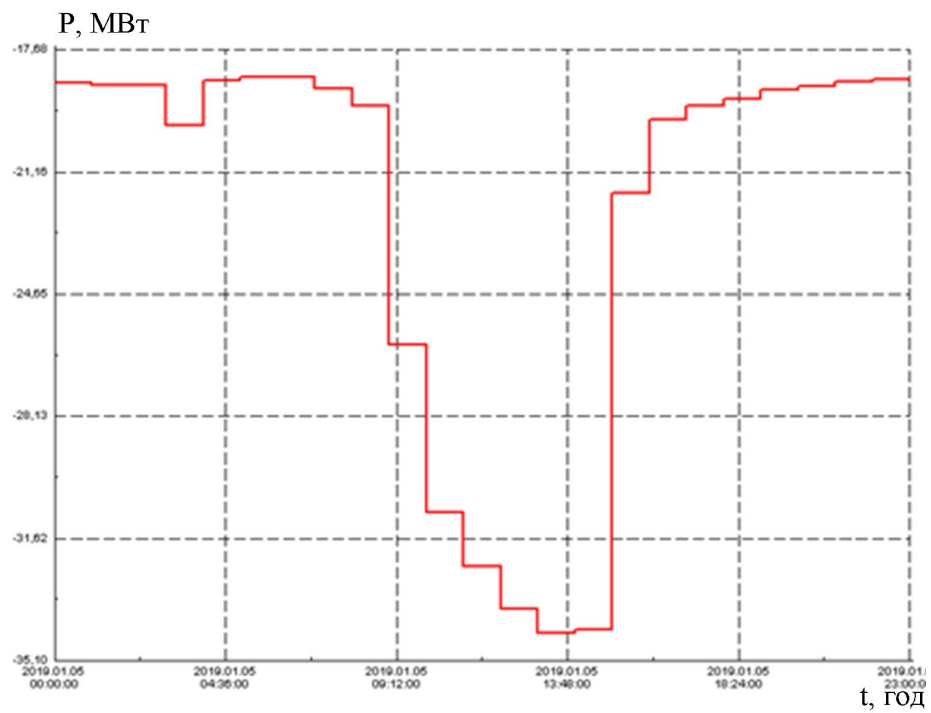


Рисунок 3.44 – Перетікання по шині 110 кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна"

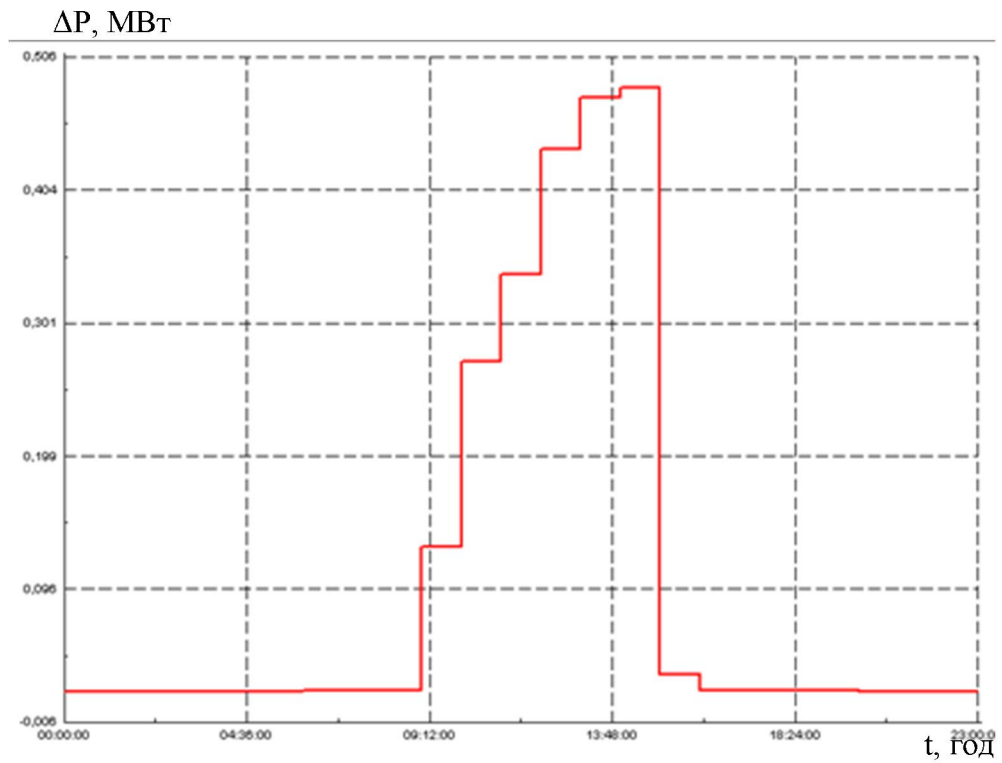


Рисунок 3.45 – Втрати активної потужності в електричних мережах 35 кВ
ПС110/35/10кВ "Заозерна"

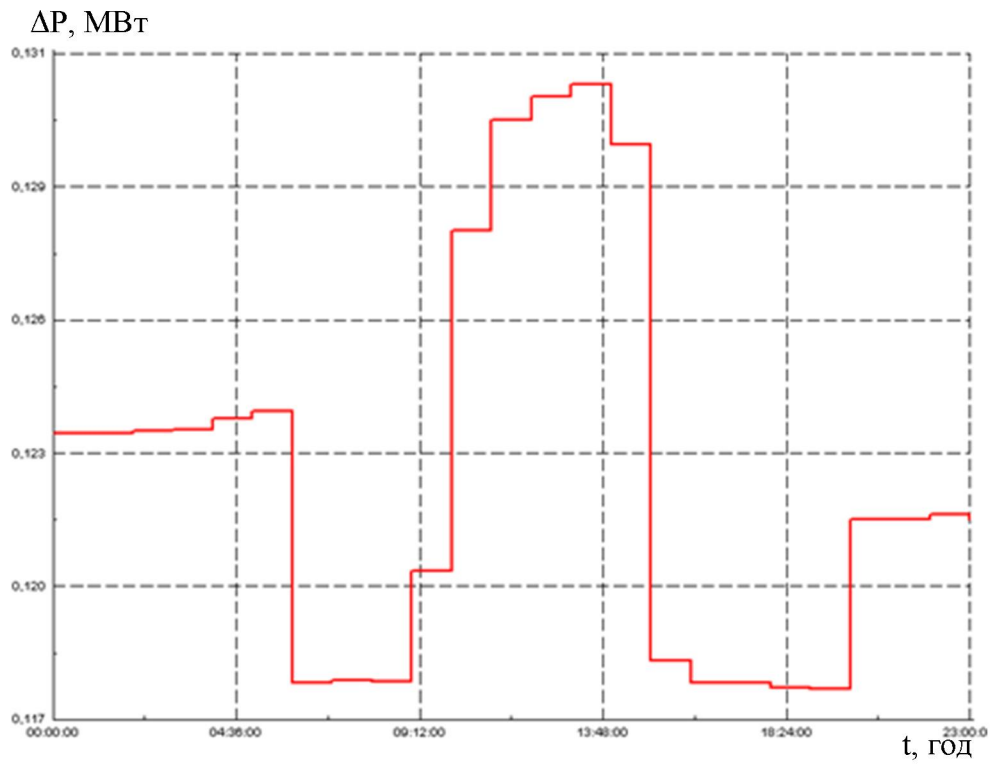


Рисунок 3.46 – Втрати активної потужності в електричних мережах 10 кВ
ПС110/35/10кВ "Заозерна"

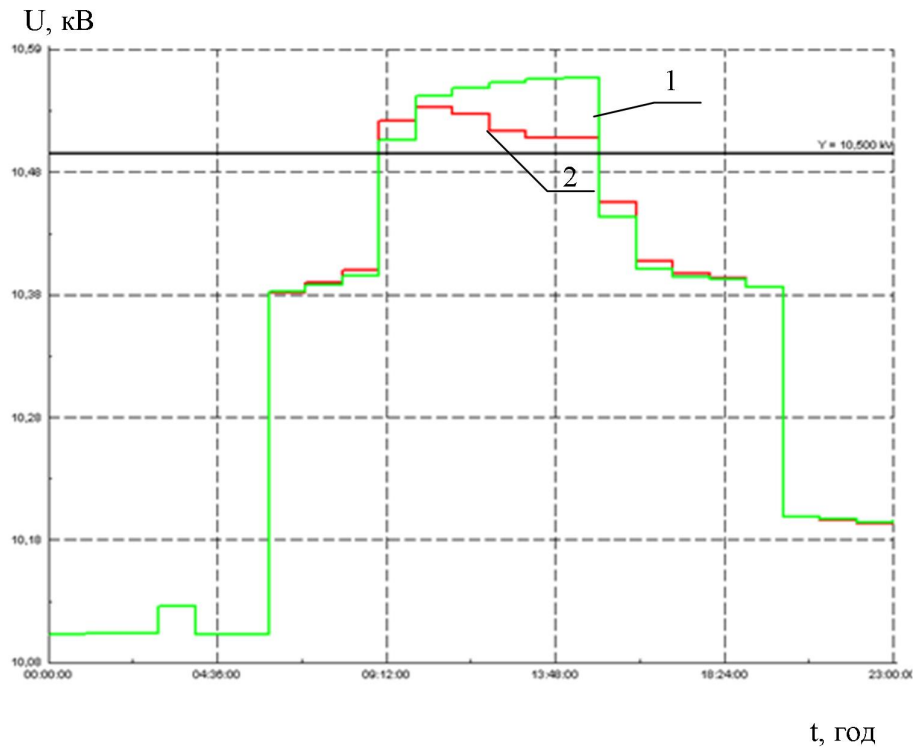


Рисунок 3.47 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 35/10кВ "Маньківка" (1) та ПС 35/10кВ "Холодівка"(2)

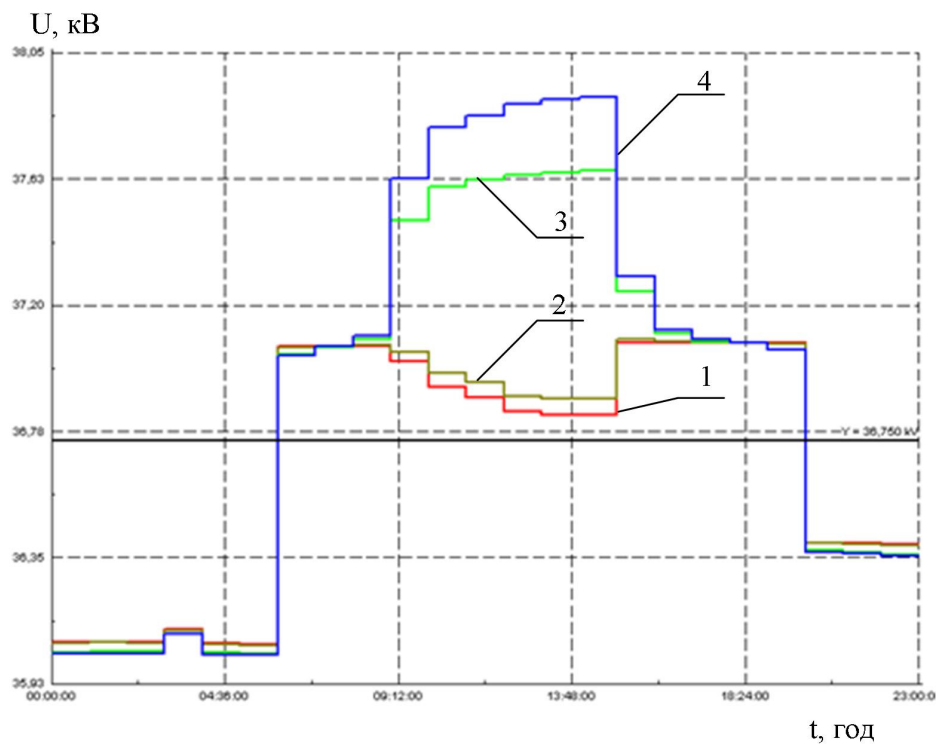


Рисунок 3.48 – Рівні напруг на стороні 35 кВ ПС 110/35/10кВ "Заозерна"(1), ПС 35/10кВ "ВФС"(2), ПС 35/10кВ "Маньківка" (3) та ПС 35/10кВ "Холодівка"(4)

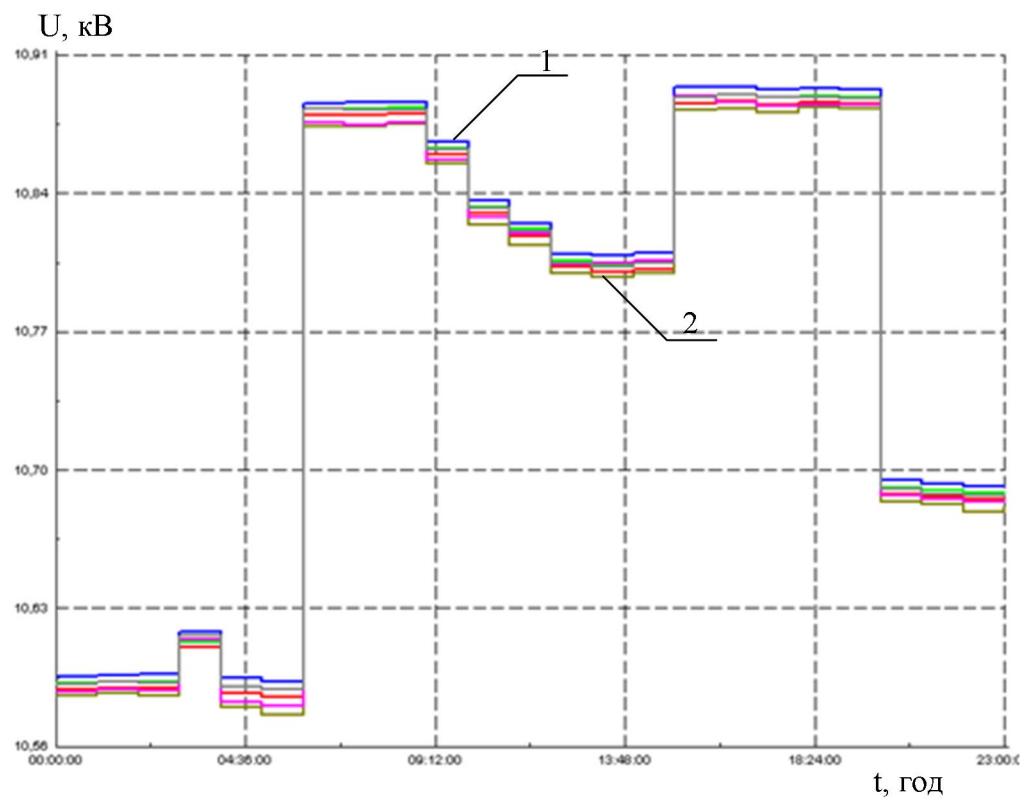


Рисунок 3.49 – Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 10кВ, які живляться від ПС110/35/10кВ "Заозерна" (ЗТП_15 – 1; ЗТП_2 – 2)

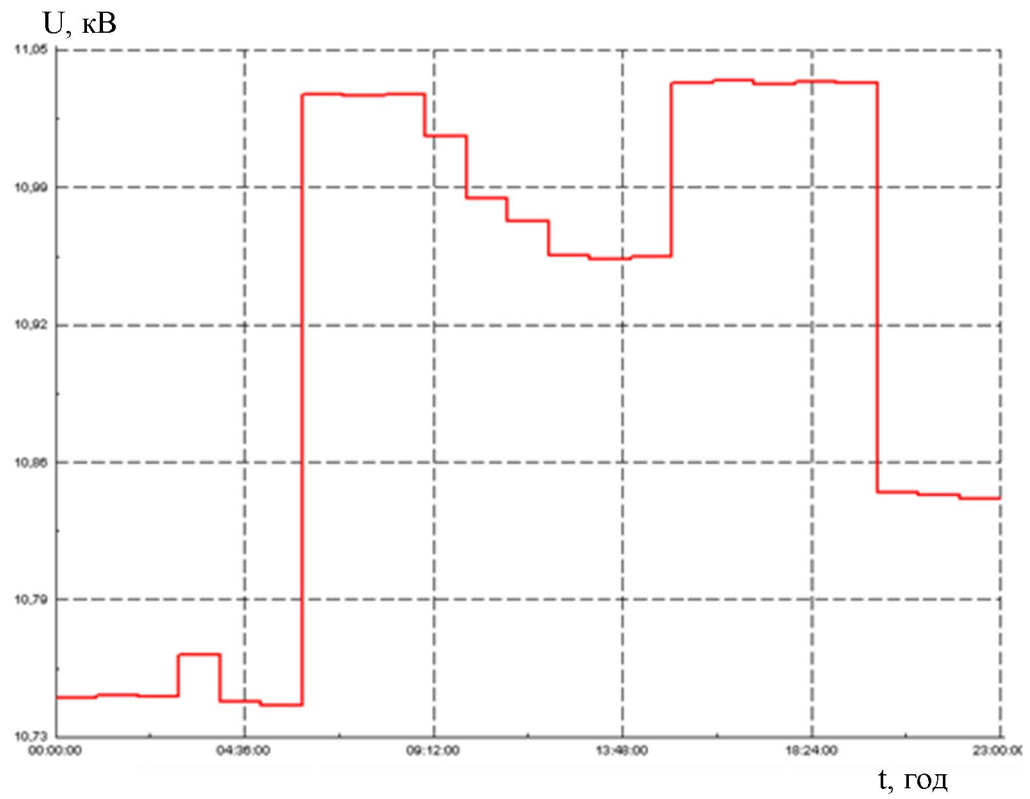


Рисунок 3.50 – Рівні напруги на шинах генераторів

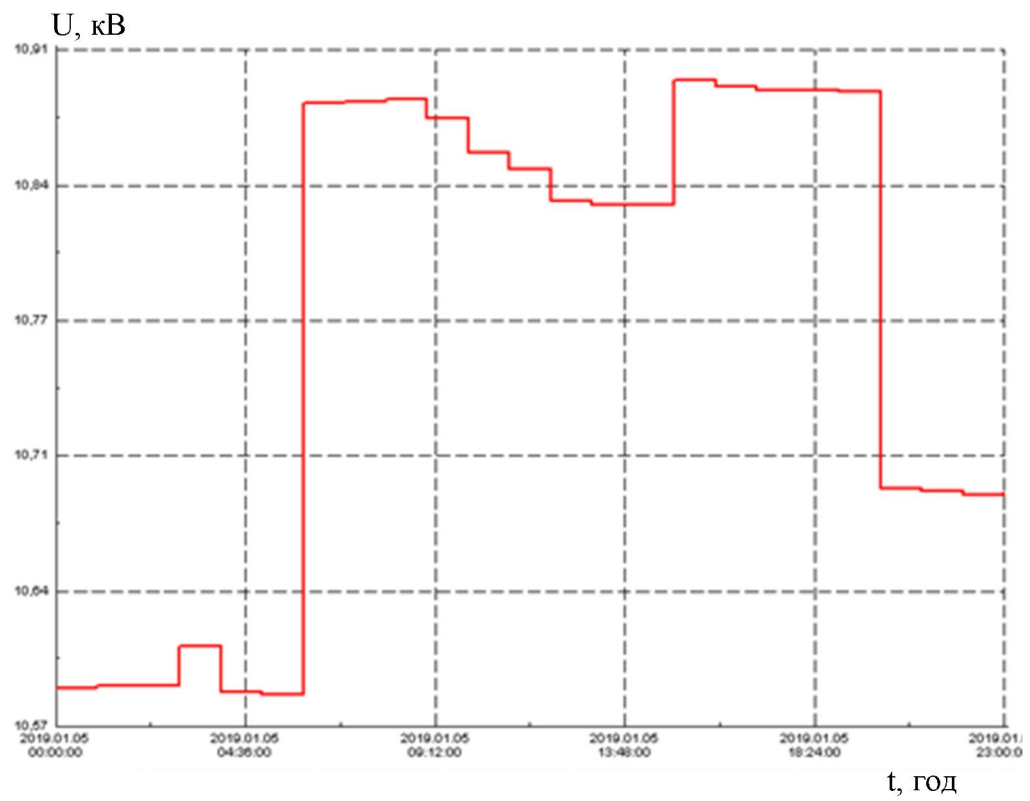


Рисунок 3.51 – Рівні напруги на шинах ФЕС Переробний

В режимі мінімальних навантажень трансформатор перевантажується понад 200% див. рис. 3.52.

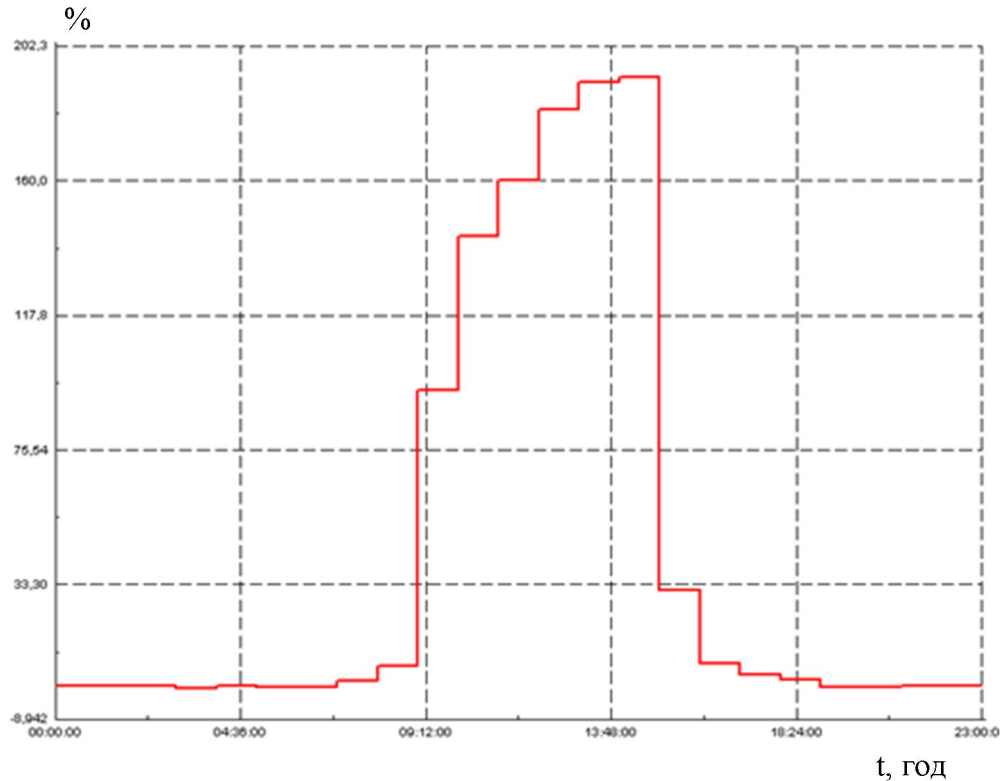


Рисунок 3.52 – Завантаження трансформатора ПС 35/10кВ "Холодівка"

Виконані розрахунки рівнів втрат електричної енергії для таких випадків:

- 1 – 20 МВт КУ + 5 МВт ФЕС (10кВ) + 7 МВт ФЕС+7 МВт ФЕС (35кВ)
– найбільш імовірні навантаження;
- 2 – 20 МВт КУ + 5 МВт ФЕС (10кВ) + 7 МВт ФЕС+7 МВт ФЕС (35кВ)
– максимальні навантаження;
- 3 – 20 МВт КУ + 5 МВт ФЕС (10кВ) + 7 МВт ФЕС+7 МВт ФЕС (35кВ)
– мінімальні навантаження;

Результати показані в іменованих одиницях (МВт год) на рис. 3.53 та у відсотках віднесених до спожитої енергії – на рис. 3.54.

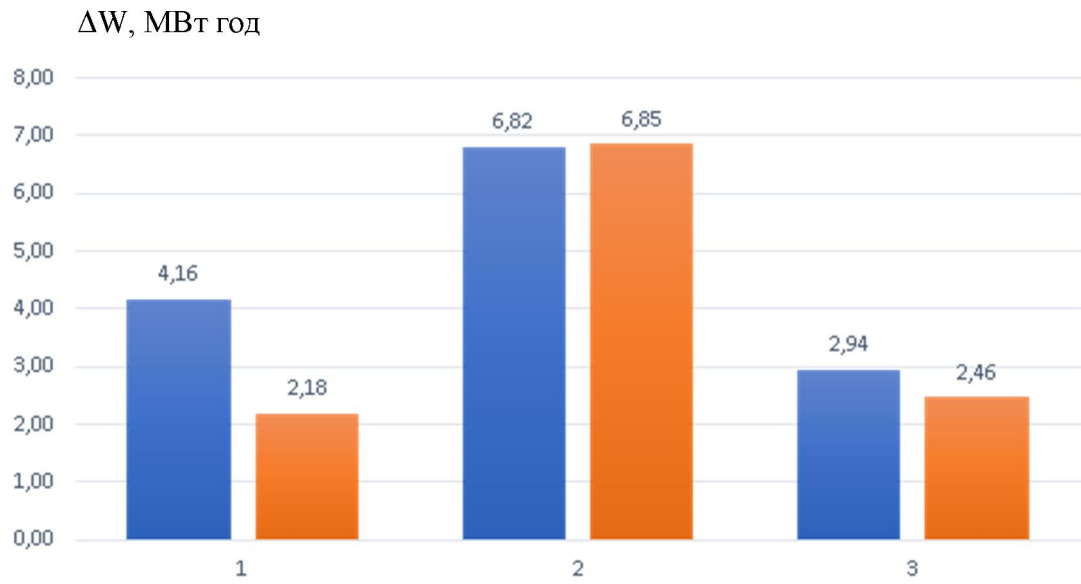


Рисунок 4.53 – Втрати в ЕМ 10 кВ (синій колір) та ЕМ 35 кВ (жовтий)

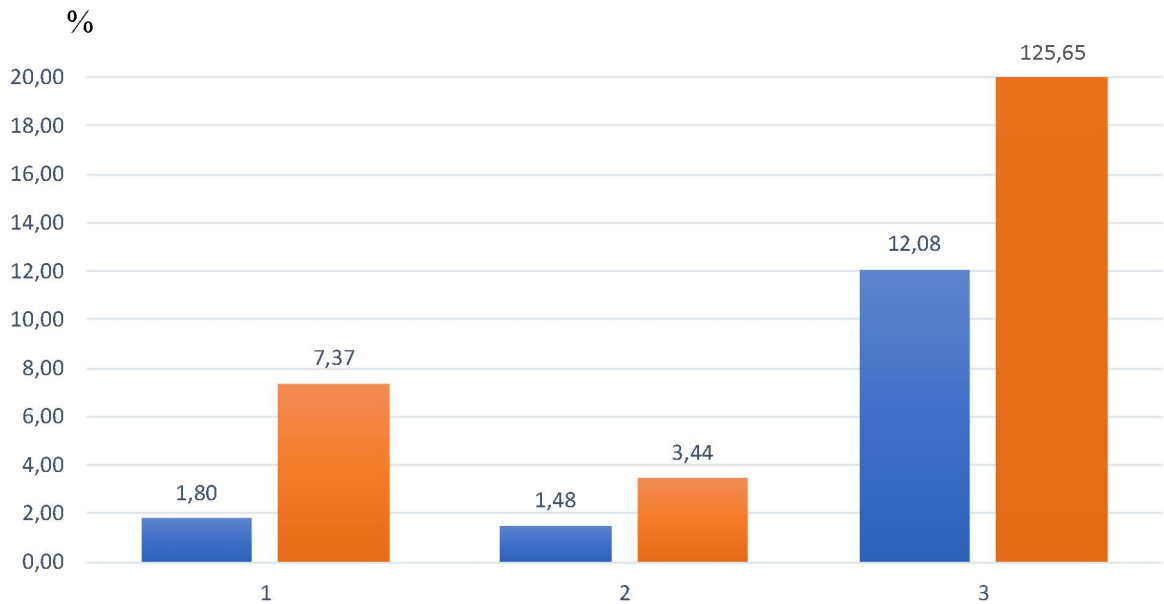


Рисунок 4.54 – Втрати в ЕМ 10 кВ (синій колір) та ЕМ 35 кВ (жовтий)

Висновки до розділу 3

1. Проведені розрахунки усталених режимів відповідно до найбільш імовірного, максимального та мінімального графіків електроспоживання дозволили виявити періоди з понаднормовим перевищенням рівнів напруги на шинах ПС 10 кВ та 35кВ.

2. Понаднормове зростання напруги на шинах 10 кВ, до яких планується підключення СЕС, повинно враховуватись під час розроблення проектів, оскільки можуть стати причиною недовідпуску електричної енергії в наслідок відключення інверторного обладнання.

3. Підключення до шин 10 кВ СЕС 2х7МВт призводить до значного систематичного перевантаження силового трансформатора ПС 35/10кВ "Холодівка". Тому необхідно в подальшому передбачити його заміну на більш потужний.

4. Зі зростанням сумарної потужності внутрішнього генерування для існуючої електричної мережі ТОВ "Вінницька птахофабрика" зростають втрати активної потужності і електроенергії. Тому в наступному етапі необхідно розглянути проект об'єднання ПС 110/35/10кВ "Заозерна" та ПС 110/35/10кВ "ККЗ" в кільце з огляду на мінімізацію внутрішніх втрат.

4 ОБҐРУНТУВАННЯ КАПІТАЛОВКЛАДЕНЬ ПІД ЧАС ВПРОВАДЖЕННЯ SMART GRID ТЕХНОЛОГІЙ

Перехід до Smart Grid технології в електроенергетиці у поєднанні з технологіями Big Data дозволить значну кількість задач, які раніше не розв'язувались через відсутність необхідної інформації, розв'язати. Однак, відсутність достатнього рівня фінансування дозволить відчувати переваги переходу до нових технологій не скоро. А тому необхідно розробляти системи, які, в майбутньому, будуть вдосконалюватись і дозволять реалізувати Smart Grid технології.

На даний час робота систем моніторингу та керування електричними мережами з відновлюваними джерелами енергії може організовуватись на таких джерелах достовірної інформації як автоматизовані системи комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ). АСКОЕ є одним з джерел даних щодо електроспоживання та генерування ВДЕ з відносно високою достовірністю. Проте в перспективі необхідно створювати повноформатний ОІКК з використанням Smart Grid технологій.

Кожна енергопостачальна компанія України використовує для збереження комерційної та технічної інформації корпоративні бази даних, які систематично оновлюються. Їх використання дає змогу забезпечити розв'язання задач оцінювання економічності роботи електричних мереж компанії, надійність електропостачання тощо.

Впровадження таких підходів вимагає додаткових капітальних затрат, які можна отримати за рахунок вибору напрямків з вищою ефективністю капіталовкладень. Відповідно розглянемо два варіанта розвитку локальної електричної системи: 1 – заміна трансформатора з реконструкцією підстанції 110/35/10 кВ потужністю 25 МВА у зв'язку з зростанням навантаження на 56%; 2 – використання можливостей ЛЕС з забезпечення нових споживачів використовуючи керування генеруванням та споживанням. На рис. 4.1

показано результати розрахунку дохідної та витратної частин під час реалізації двох варіантів розвитку ЛЕС. Розрахунки виконанні за середніми по галузі цінами на обладнання і роботи.

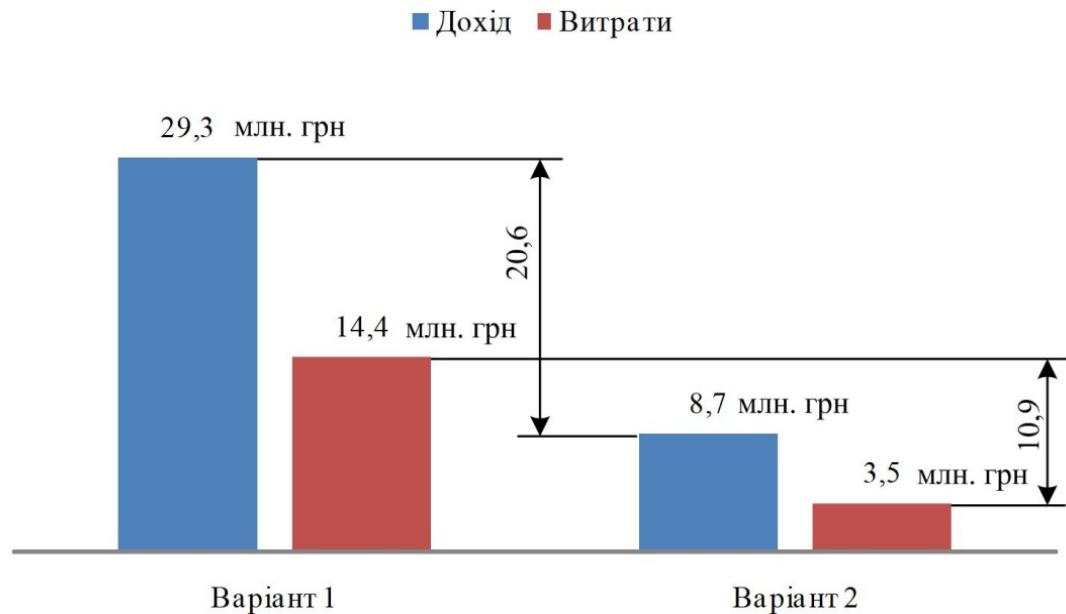


Рисунок 4.1 – Економічний ефект від управління розподіленим генеруванням

Суттєво більша дохідна частина першого варіанту пояснюється приростом навантаження в електричній мережі, яке за другого варіанту розвитку обмежується шляхом узгоджується його графіку з графіком генерування розосереджених джерел. Витратна частина першого варіанту поступається другому варіанту, оскільки за другого варіанту основна частина витрат йде на розбудову системи моніторингу та керування, зокрема і стимулююче керування навантаженням.

Результат розрахунку ефективності капіталовкладень виконується за внутрішньою нормою прибутку і показано на рис. 4.2.

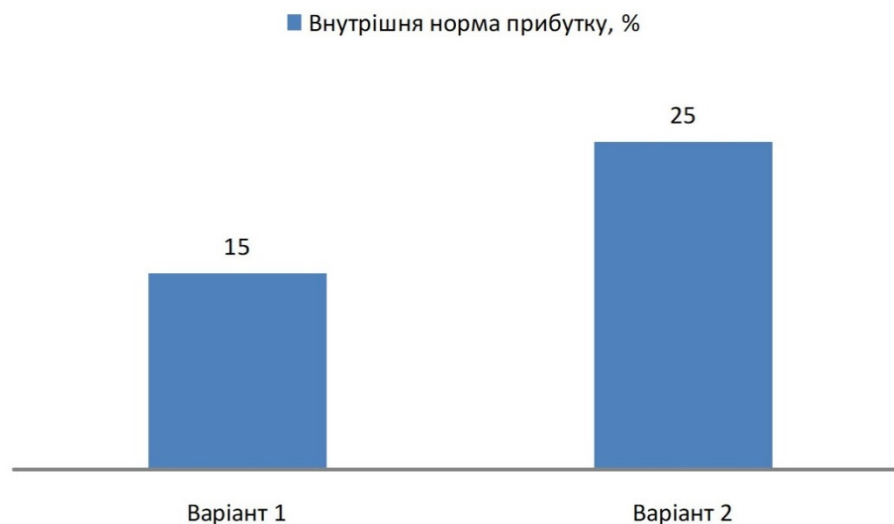


Рисунок 4.2 – Розрахунок внутрішньої норми прибутку

Внутрішня норма прибутку (англ. Internal Rate of Return, IRR) – процентна ставка, яка описує рентабельність інвестиції [21]. IRR зазвичай використовуються для оцінювання доцільності інвестицій чи проектів. Реалізація проекту є тим бажанішою, чим вищий його IRR. Внутрішня норма прибутку є показником відносним (процентним), це показник ефективності, якості і прибутковості інвестицій незалежний від масштабу проекту.

Отже ефективність інвестицій в другій варіант більша, не дивлячись на певне обмеження (керування) навантаження. Такий варіант реконструкції ЛЕС дозволяє йти по шляху впровадження нових технологій і наближатись до «розумних» мереж.

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання.

Персонал, який займається монтажем електромережі, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки [26].

Оскільки роботи по монтажу ПЛЕП проводяться на значній висоті та на відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватися правил охорони праці з робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

При розробці та монтажі необхідно забезпечити захист працівника від електричних джерел небезпеки, пов'язаних з ризиком дії надмірної величини електричної енергії та параметрів що її характеризують на працівника. Внаслідок протікання надмірного струму по проводах з недостатнім перетином або через погані контакти металевих з'єднань можливе надмірне виділення тепла в системах електротехнічного монтажу, що стає часто результатом пожеж. Також ризик виникнення пожеж на об'єктах електричної мережі трапляється у разі не спрацювання грозозахисного обладнання.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем

ПЛЕП які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з монтажем сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання електромережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при монтажі грозозахисного обладнання електромережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою ВРУ – 110 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту об'єктів електромережі.

5.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП

На основі аналізу літературних джерел [26] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при проектуванні і виконанні монтажних робіт електромережі повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [27]:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини
- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;

- рухомі частини виробничого устаткування;
- вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;

- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при монтажі обладнання ПЛЕП

5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Інструкція, яка встановлює необхідний комплекс заходів і пристроїв, призначених для забезпечення безпеки людей (сільськогосподарських тварин), оберігання будівель, споруд, устаткування і матеріалів від вибухів, пожеж і руйнувань, можливих при діях блискавки. Інструкція повинна дотримуватися при розробці проектів будівель і споруд. При проектуванні та монтажі блискавкозахисту керуються інструкціями та вимогами національної нормативної бази, яка останнім часом наведена відповідно до міжнародних норм:

–ДСТУ Б В.2.5-38: 2008 Інженерне обладнання будинків і споруд.

Пристрій захисту від блискавки будівель і споруд.

–РД 34.21.122-87/Міненерго СССР Інструкція з пристроєм блискавкозахисту будівель і споруд. (що діє до 2012р)

–РД 34.21.122-87 "Інструкції по пристрою блискавкозахисту будівель і споруд"

–ДБН В.2.5-23-2003 Інженерне обладнання будинків і споруд.

Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

«Інструкції по пристрою блискавкозахисту будівель і споруд» включає в себе загальну таблицю відповідності характеристик споруди та відповідного громовідводу.

Для захисту від вторинних проявів блискавки повинні бути передбачені наступні заходи:

а) металеві конструкції і корпуси всього устаткування і апаратів, що знаходяться в будівлі, що захищається, повинні бути приєднані до заземлюючого пристрою електроустановок, або до залізобетонного фундаменту будівлі;

б) усередині будівель і споруд між трубопроводами і іншими протяжними металевими конструкціями в місцях їх взаємного зближення на

відстань менше 10 см через кожні 20 м слід приварювати або припаювати перемички із сталевого дроту діаметром не менше 5 мм або сталевій стрічці перетином не менше 24 мм², для кабелів з металевими оболонками або бронею перемички повинні виконуватися з гнучкого мідного провідника відповідно до вказівок СНіП 3.05.06-85;

в) у з'єднаннях елементів трубопроводів або інших протяжних металевих предметів повинні бути забезпечені перехідні опори не більше 0,03 Ом на кожен контакт.

Що стосується конструкції громовідводів, то опори стрижньових громовідводів повинні бути розраховані на механічну міцність як вільно стоячі конструкції, а опори тросових громовідводів - з урахуванням натягнення троса і дії на нього вітрових і ожеледних навантажень. З'єднання блискавко-приймачів із струмовідводом і струмовідводів із заземлювачами повинні виконуватися, як правило, зваркою, а при неприпустимості вогняних робіт вирішується виконання болтових з'єднань з перехідним опором не більше 0,05 Ом при обов'язковому щорічному контролі останнього перед початком грозового сезону.

Для забезпечення електробезпеки на електропідстанції передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; показчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

5.3.2 Розрахунок захисного заземлення ВРУ–110 кВ

Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються кліматичні умови експлуатації ПЛЕП. Персонал, який експлуатує ПЛЕП при цьому перебуває і на території підстанції. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою

вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 20 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 5 \text{ м}$.

Заземляючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_g = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 60 = 10;$$

$$a / l_g = 5,6 / 5 = 1,12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (5.2)$$

де A – функція відношення $\frac{l_g + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

L_2, L_6 – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів,
м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (5.3)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.4)$$

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$\frac{h - t}{l_6} = \frac{2 - 0,5}{5} = 0,3.$$

$$L_2 + L_6 = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$.

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{uu} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{з,дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом};$

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом.}$

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,331 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,331 \cdot 1,5 + 1,331 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

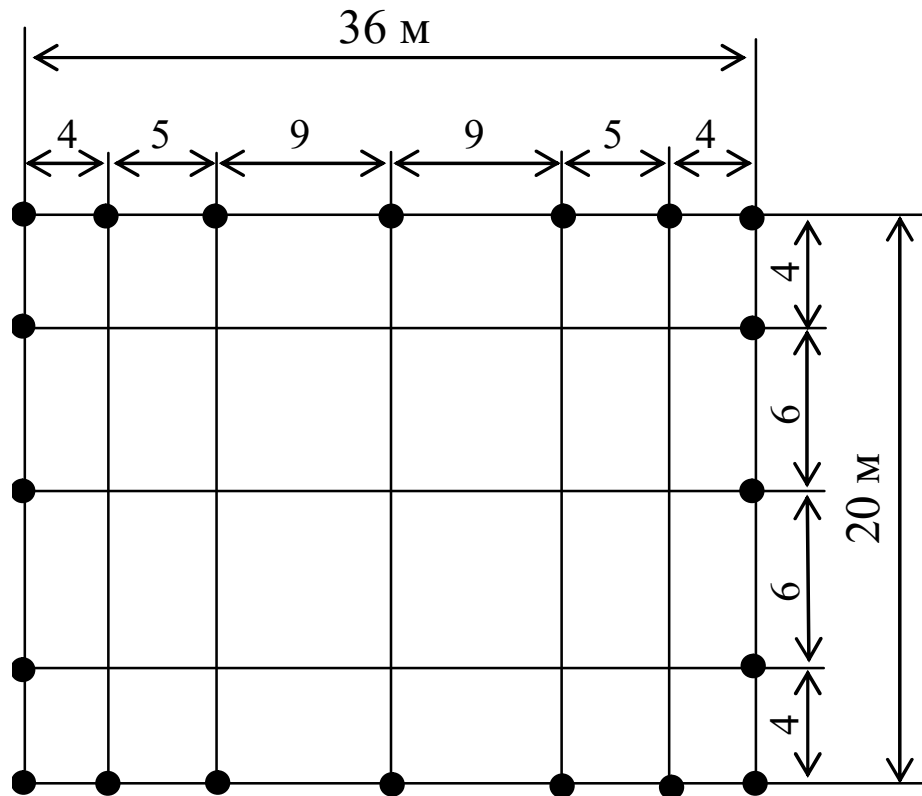


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_z = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{z \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$. і може бути встановлений на ВРУ 110 кВ.

5.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь,

іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРУ 110 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

ВИСНОВКИ

1. Дослідження впливу Ладижинської ТЕС та мереж 110 кВ енергопостачальної компанії ПАТ «Вінницяобленерго» на показники якості електричної енергії на шинах 10 кВ та 35 кВ філії ПАТ «ВКВК» ТОВ «Вінницька птахофабрика» в усталеному режимі та під час оперативних перемикань свідчать про те, що на протязі часу спостережень з 11 по 12 грудня 2018 року **мали місце тривалі понад нормовані зростання напруги** на шинах 35 кВ п/ст «Заозерна» та короточасні понад нормовані відхилення показників якості електричної енергії

2. Проведений аналіз результатів контролю впливу зміни навантаження та режиму мереж 35 кВ та 10 кВ ПС 35/10кВ «ВФС» філії ПАТ «ВКВК» ТОВ «Вінницька птахофабрика» з усталеному режимі на показники якості електричної енергії на шинах 10 кВ та 35 кВ на протязі часу спостережень з 11 по 12 грудня 2018 року свідчать про те, що понад нормованих відхилень ((понад 4%)) показників якості електричної енергії в точках контролю **виявлено не було.**

3. Результати контролю показників якості електричної енергії на шинах 10 кВ підстанцій «Заозерна», «ВФС», «Маньківка» та «Холодівка» філії ПАТ «ВКВК» ТОВ «Вінницька птахофабрика» на протязі часу спостережень 12 грудня 2018 року свідчать про те, що понад нормованих відхилень (понад 4%) показників якості електричної енергії в точках контролю **виявлено не було.**

7. Проведені розрахунки усталених режимів відповідно до найбільш імовірного, максимального та мінімального графіків електроспоживання дозволили виявити **періоди з понаднормовим перевищенням рівнів напруги на шинах ПС 35 кВ та 10кВ.**

8. Понаднормове зростання напруги на шинах 10 кВ, до яких планується підключення ФЕС, повинно враховуватись під час розроблення

проектів, оскільки *можуть стати причиною недовідпуску електричної енергії в наслідок відключення інверторного обладнання.*

9. Підключення до шин 10 кВ ФЕС 2х7МВт *призводить до значного систематичного перевантаження силового трансформатора ПС 35/10кВ.* Тому необхідно в подальшому передбачити його заміну на більш потужний, або розглянути варіант під'єднання СЕС через окрему трансформаторну підстанцію.

10. Зі зростанням сумарної потужності внутрішнього генерування для існуючої електричної мережі ТОВ "Вінницька птахофабрика" *зростають втрати активної потужності і електроенергії. Тому в наступному етапі необхідно розглянути проект об'єднання ПС 110/35/10кВ "Заозерна" та ПС 110/35/10кВ "ККЗ" в кільце з огляду на мінімізацію внутрішніх втрат.*

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
9. F. Hinz and D. Moest, "Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2018.
10. W. Becker, M. Hable, M. Malsch, T. Stieger, and F. Sommerwerk, "Reactive power management by distribution system operators concept and experience," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, №1, pp. 2509-2512, 2017.
11. R. Moreira, G. Strbac, P. Papadopoulos, and A. Laguna, "Business case in support for reactive power services from distributed energy storage,"

CIRE-Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, pp. 1609-1613, Oct. 2017.

12. A. Zecchino, M. Marinelli, C. Træholt, and M. Korpås, "Guidelines for distribution system operators on reactive power provision by electric vehicles in low-voltage grids," *CIRE-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1787-1791, Oct. 2017.

13. M. Tarafdar Hagh, M. Jadidbonab, and M. Jedari, "Control strategy for reactive power and harmonic compensation of three-phase grid-connected photovoltaic system," *CIRE - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 559-563, Oct. 2017

14. A. Samir, M. Taha, M. M. Sayed, and A. Ibrahim, "Efficient PV-grid system integration with PV-voltage-source converter reactive power support," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 2, pp. 130-137, Feb. 2018

15. L. De Alvaro Garcia, F. Beaune, M. Pitard, and L. Karsenti, "Cost-benefit analysis of MV reactive power management and active power curtailment," *CIRE - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1660-1663, Oct. 2017.

16. L. Wautier, F. Beaune, J. Fournel, and L. Karsenti, "Using LV distributed generation's reactive power for voltage regulation," *CIRE - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2037-2040, Oct. 2017.

17. S. S. Alkaabi, H. H. Zeineldin, and V. Khadkikar, "Short-Term Reactive Power Planning to Minimize Cost of Energy Losses Considering PV Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, Oct. 2018.

18. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий), Київ, Україні: Коопосвіта, 1997

20. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б.,

Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.

19. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною електричною системою України / СОУ НЕК XX.XXX:2017. Київ, 2017

20. M. Mohsen and H. Siahkali, "Multi-objective optimization of reactive power dispatch in power systems via SPMGSO algorithm," in *Proceedings of the 2017 Smart Grid Conference*, Tehran, Iran, 2017, pp. 1-9

21. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

22. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.

23. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

24. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

25. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

26. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Дослідження впливу фотоелектричних станцій на якість електричної енергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Комар В.О., зав. кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____

(підпис)

Дяченко А.М.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____

(підпис)

Вишневський С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

Додаток Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
Дослідження впливу фотоелектричних станцій на якість електричної енергії

Науковий керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС

_____ Комар В. О.

(підпис)

Магістр групи ІЕСМ-23м

_____ Дяченко А. М.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у Вінницькій області спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії та розвиток відновлюваних джерел електроенергії. Виходячи з цього постає необхідність проведення дослідження відповідності показників якості електричної енергії стандартам.
- б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – аналіз впливу відновлюваних джерел електроенергії на якість електропостачання;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи розвитку розподільних електричних мереж 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго», що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. ГКД 34.20.507-2003 "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила" (ПТЕ).
2. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ).
3. СОУ-Н.ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 "Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ та вище" (НТП ЕС).
4. СОУ-4Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 "Виконання схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила".с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Для приєднання нових джерел енергії та забезпечення якості й ефективності споживачів електропостачання необхідно виконати розвиток електричних мереж 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

- елементна база: основними об'єктами проектування будуть 2 підстанції 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання генерування на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва ("Південномаш", "РЗВА", "ABB", "Siemens" та ін.);
- показники технологічності: розвиток електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

- технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.
- умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +32°C, ступінь забрудненості – 2.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.09.24	28.09.24	формування технічного завдання
2	Виконання аналізу впливу генерування ФЕС на несинусоїдність та несиметрію струмів та напруг у споживачів	29.09.24	07.10.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ ПЗ
3	Розроблення рекомендацій щодо приєднання ФЕС до існуючих мереж 10-35 кВ	08.10.24	24.10.24	розділ ПЗ
4	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	25.10.24	01.11.24	розділ ПЗ
5	Техніко-економічна частина	02.11.24	07.12.24	розділ ПЗ
6	Оформлення пояснювальної записки	08.11.24	12.11.24	пояснювальна записка
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.11.24	28.11.24	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

Додаток В
Графічна частина

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

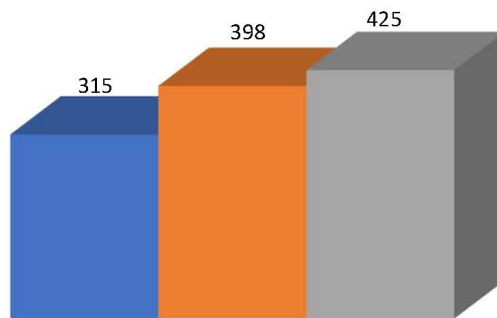
1ЕСМ-23м Дяченко Андрій Миколайович

2

Темпи збільшення встановленої потужності ФЕС

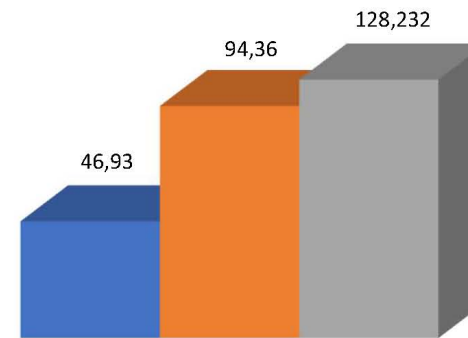
Приріст встановленої потужності ФЕС в ОЕС
України
(МВт)

■ 2015 ■ 2016 ■ 2017



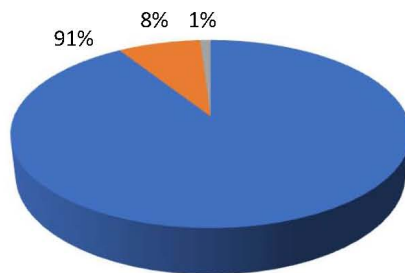
Приріст встановленої потужності ФЕС в ПЗЕС
(МВт)

■ 2015 ■ 2016 ■ 2017



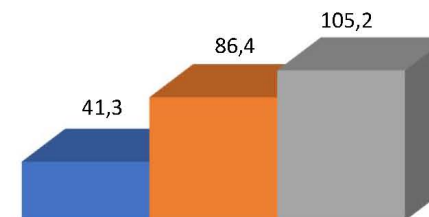
Кількість відпущеної електроенергії
по ВОЕ на 01.12.2016

■ ЦЖ(91%) ■ ФЕС(8%) ■ ГЕС(0,7%)



Приріст встановленої потужності ФЕС в ВОЕ
(МВт)

■ 2015 ■ 2016 ■ 2017



Мета роботи. Метою магістерської роботи є аналіз впливу відновлюваних джерел електроенергії на якість електропостачання.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі **основні завдання**:

- виконати аналіз результатів натурних вимірювань, які проведені на об'єктах електричних мереж та фотоелектричних станцій;
- виконати моделювання впливу фотоелектричних станцій на режими електричних мереж та якість електричної енергії;
- розроблення рекомендацій щодо приєднання ФЕС до існуючих електричних мереж.

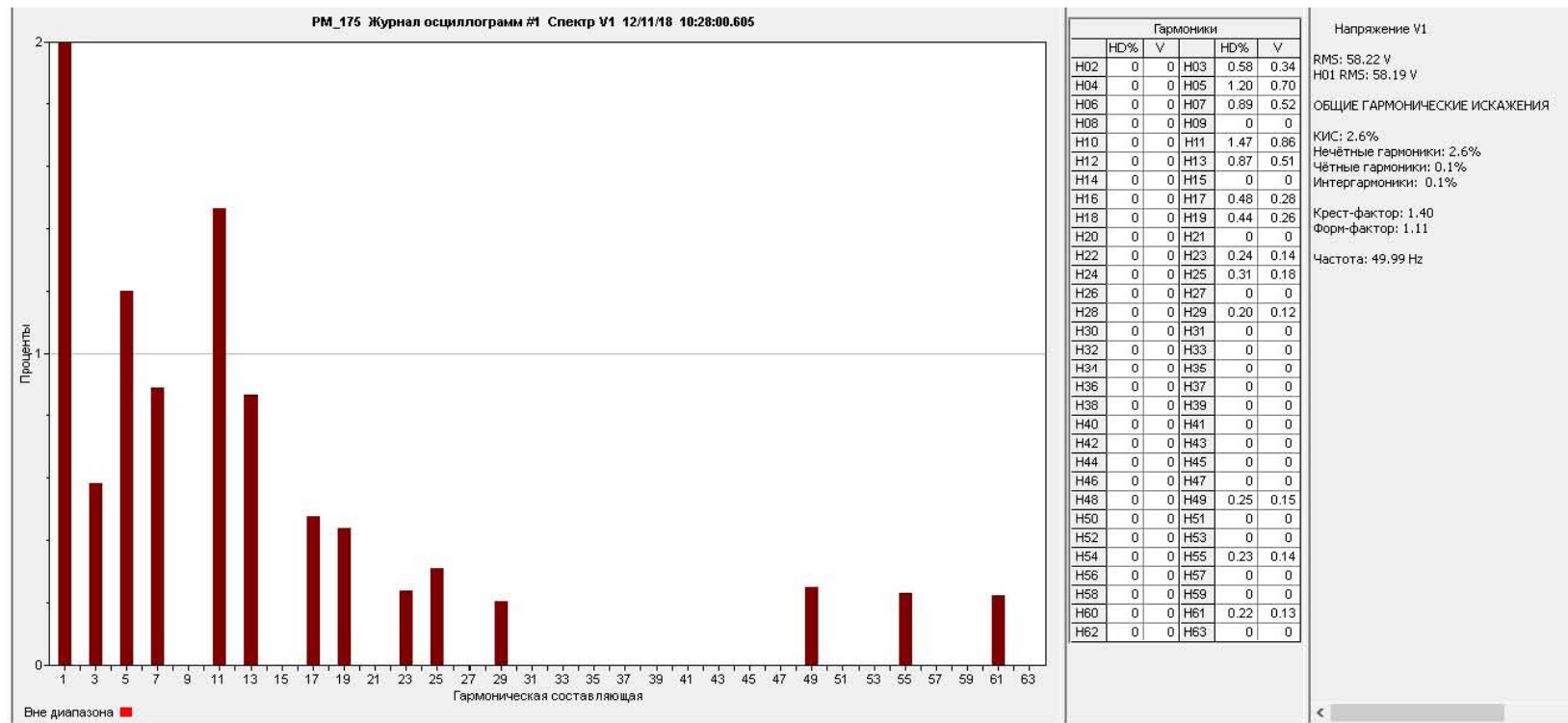
Об'єктом дослідження магістерської роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії, а *предметом дослідження* є методи та засоби аналізу якісного електропостачання розподільними електричними мережами з відновлюваними джерелами електроенергії.

Екранна заставка (прилад Метовох) показників якості електричної енергії за контрольований період

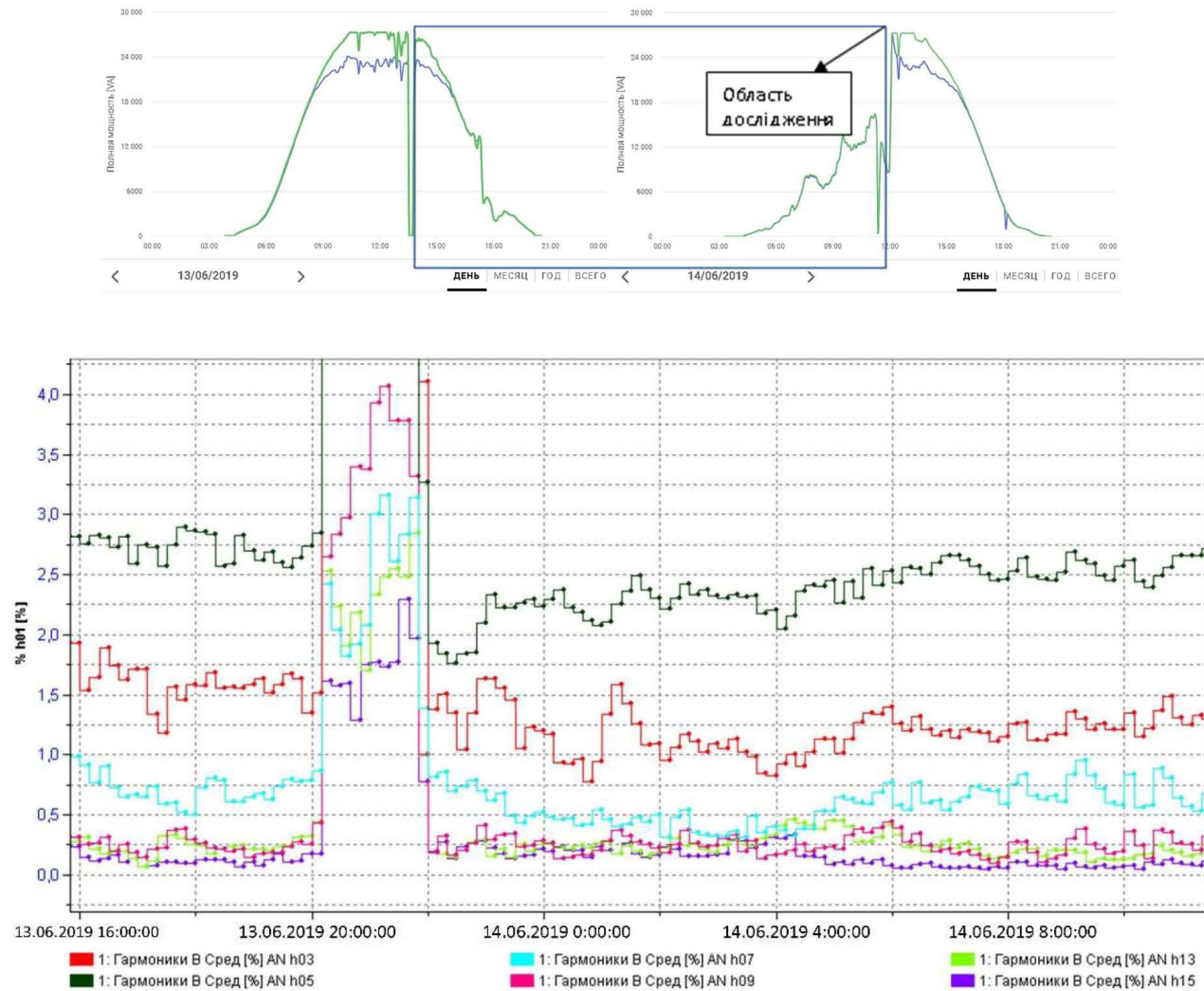
4

Параметр			Значение измерения			Отклонение от Граничное значение		
Единица измерения			L1	L2	L3	L1	L2	L3
Колебания напряжения	V	35000.00V +/- 10.00%						
В пределах допустимых отклонений	%	95	96.17	82.72	100.00	1.17	-12.28	5.00
Max	V	38500.00	38644.32	38802.76	38359.12	-	-	-
Минимальное	V	31500.00	37349.04	37428.26	36948.97	-	-	-
Колебания напряжения	V	35000.00V +/- 10.00%						
В пределах допустимых отклонений	%	100	96.17	82.72	100.00	-3.83	-17.28	0.00
Max	V	38500.00	38644.32	38802.76	38359.12	-	-	-
Минимальное	V	31500.00	37349.04	37428.26	36948.97	-	-	-
короткие	Количество	< 1% от Un						
Прерывания	Период измерения	< 3 минут						
	Количество	100	0	0	0	100	100	100
	Период измерения							
длительные	Количество	< 1% от Un						
Прерывания	Период измерения	>= 3 минут						
	Количество	100	0	0	0	100	100	100
	Период измерения							
События	Количество	> Un +10% или < Un-10% > 1% Un						
	Период измерения							
	Количество	100	2973	10123	0	-2873	-10023	100
	Период измерения							
3. Гармоника	% [Un]	5.00						
В пределах допустимых отклонений	%	95	100.00	100.00	100.00	5.00	5.00	5.00
Max	% [Un]		0.82	0.82	0.38	4.18	4.18	4.62
5. Гармоника	% [Un]	6.00						
В пределах допустимых отклонений	%	95	100.00	100.00	100.00	5.00	5.00	5.00
Max	% [Un]		1.15	1.10	1.08	4.85	4.90	4.92
7. Гармоника	% [Un]	5.00						
В пределах допустимых отклонений	%	95	100.00	100.00	100.00	5.00	5.00	5.00
Max	% [Un]		0.54	0.49	0.70	4.46	4.51	4.30

Діаграма вмісту гармонік в напрузі вторинної обмотки трансформатора напруги першої секції підстанції «Заозерна» отримані приладом РМ – 175



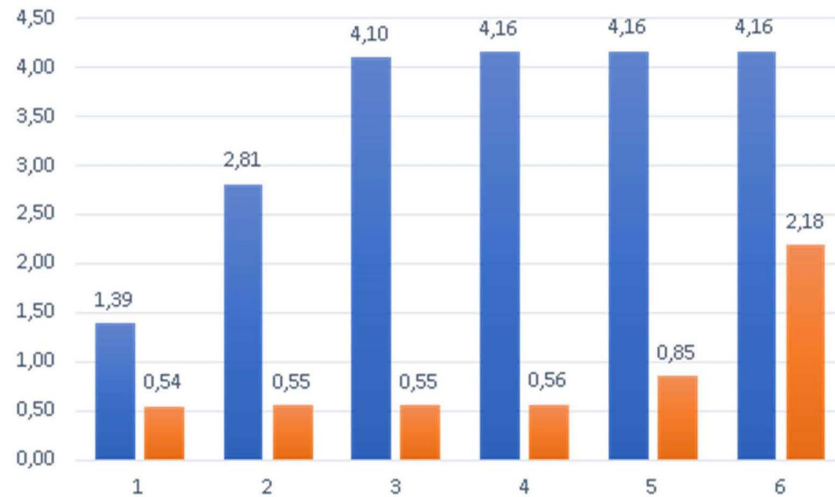
Спектр гармонік на стороні 10 кВ протягом дня (Fluke_1736)



Втрати в ЕМ 10 кВ та ЕМ 35 кВ МХП «Вінницька птахофабрика» при впровадженні ВДЕ

7

ΔW , МВт год



1 – без власного генерування;

2 – 10 МВт КУ;

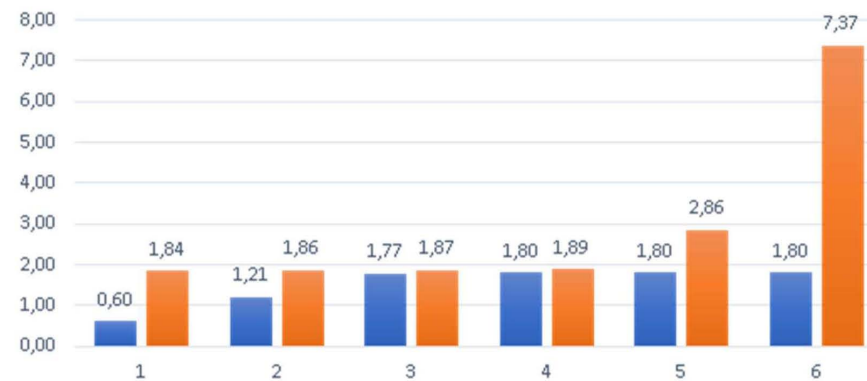
3 – 20 МВт КУ;

4 – 20 МВт КУ + 5 МВт ФЕС;

5 – 20 МВт КУ + 5 МВт ФЕС (10кВ) + 7 МВт ФЕС (35кВ);

6 – 20 МВт КУ + 5 МВт ФЕС (10кВ) + 7 МВт ФЕС + 7 МВт ФЕС (35кВ);

%



Висновки

1. Дослідження впливу Ладизинської ТЕС та мереж 110 кВ енергопостачальної компанії ПАТ «Вінницяобленерго» на показники якості електричної енергії на шинах 10 кВ та 35 кВ філії ПАТ «ВКВК» ТОВ «Вінницька птахофабрика» в усталеному режимі та під час оперативних перемикань свідчать про те, що на протязі часу спостережень з 11 по 12 грудня 2018 року **мали місце тривалі понад нормовані зростання напруги** на шинах 35 кВ п/ст «Заозерна» та короточасні понад нормовані відхилення показників якості електричної енергії
2. Проведений аналіз результатів контролю впливу зміни навантаження та режиму мереж 35 кВ та 10 кВ ПС 35/10кВ «ВФС» філії ПАТ «ВКВК» ТОВ «Вінницька птахофабрика» з усталеному режимі на показники якості електричної енергії на шинах 10 кВ та 35 кВ на протязі часу спостережень з 11 по 12 грудня 2018 року свідчать про те, що понад нормованих відхилень ((понад 4%)) показників якості електричної енергії в точках контролю **виявлено не було.**
3. Понаднормове зростання напруги на шинах 10 кВ, до яких планується підключення ФЕС, повинно враховуватись під час розроблення проектів, оскільки **можуть стати причиною недовідпуску електричної енергії в наслідок відключення інверторного обладнання.**
4. Підключення до шин 10 кВ ФЕС 2х7МВт **призводить до значного систематичного перевантаження силового трансформатора ПС 35/10кВ.** Тому необхідно в подальшому передбачити його заміну на більш потужний, або розглянути варіант під'єднання СЕС через окрему трансформаторну підстанцію.
5. Зі зростанням сумарної потужності внутрішнього генерування для існуючої електричної мережі ТОВ "Вінницька птахофабрика" **зростають втрати активної потужності і електроенергії. Тому в наступному етапі необхідно розглянути проект об'єднання ПС 110/35/10кВ "Заозерна" та ПС 110/35/10кВ "ККЗ" в кільце з огляду на мінімізацію внутрішніх втрат.**