Кафедра *Електроенергетика та системи управління*

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до бакалаврської кваліфікаційної роботи на тему

Розвиток електричних мереж ПрАТ «Львівобленерго» (південна частина).
Вибір обладнання ПС «Іваннів» 110/10 кВ.
(Development of the PrJSC «Lvivoblenergo» electric grid (southern part).
Selection of equipment for the 110/10 kV Ivaniv substation).

Студентка групи ЕЕ–41з, 21026535, Сливар І.П.
(шифр, прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Олена ПАСТУХ

Консультанти:

з охорони праці _____ Степан КАЧАН

з економічної частини _____ Наталія МИХАЙЛИК

Нормоконтроль _____ Андрій ЯЦЕЙКО

Завідувач кафедри ЕСУ _____ Михайло СЕГЕДА

«____» _____ 2025 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЛЬВІВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Інститут ІЕСК

Кафедра «Електроенергетика та системи управління»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач
кафедри ЕСУ _____
«___» _____ 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу (проект) студентки групи ЕЕ-41з **ОКР** *бакалавр*

Сливар Іванни Петрівни
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) Розвиток електричних мереж ПрАТ «Львівобленерго» (південна частина). Вибір обладнання ПС «Іваннів» 110/10 кВ.
(у разі виконання комплексної роботи в дужках вказується «комплексна робота (проект)»)

затверджена наказом по університету від 06.05.2025 р. № 1632-4-08

2. Термін подання студентом закінченої роботи (проекту) 16. 06. 2025 р.

3. Вихідні дані для роботи (проекту) Задано частину електричних мереж ПрАТ «Львівобленерго» з підстанціями Рудки-Т,Самбір-Т, Страшевичі, Ст. Самбір-Т. Генерування: Самбірські СЕС та СЕС-2; Ст. Самбірські ВЕС-1 та ВЕС-2; ПС Любінь В.-Т. Навантаження ПС «Іваннів» P=8 МВт, tgφ= 0.51; коефіцієнт мінімального навантаження k_{min}=0.61; T_{max}=5750 год; 2 СЗ; категорії споживачів за надійністю: I – 10%; II - 40%; III - .50%.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити)

Вступ. Аналіз завдання.

Основні експлуатаційні режими електричних мереж.

Вибір електроустаткування для підстанції «Іваннів».

Економічна частина.

Охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу

-

6. Перелік програмних продуктів, які належить використати в процесі розроблення проекту

Текстовий редактор MS Word, ДАКАР ЕЛЕКС, графічний редактор MS Visio, PowerPoint.

7. Консультування роботи по (проекту), із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Завдання видав		Завдання прийняв	
		підпис	дата	підпис	дата
Охорона праці	Степан КАЧАН				
Економічна частина	Наталія МИХАЙЛИК				

8. Дата, коли видано завдання *05.05.2025 р.*

Керівник _____
(підпис)

Завдання прийняв до виконання _____
(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів роботи (проекту)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1.	Вступ. Аналіз завдання.	05.05 – 10.05	
2.	Основні експлуатаційні режими електричних мереж.	11.05 – 18.05.	
3.	Вибір електроустаткування підстанції «Іваннів».	18.05 – 25.05	
4.	Економічна частина	26.05 – 28.05	
5.	Охорона праці.	28.05 – 30.05	
6.	Оформлення пояснювальної записки.	30.05. – 06.06.	
7.	Підготовка презентації.	06.06. – 16.06	

Студент _____
(підпис)

Керівник _____
(підпис)

Сливар І.П., Пастух О.Р. (керівник). Розвиток електричних мереж ПрАТ «Львівобленерго» (південна частина). Вибір обладнання ПС «Іваннів» 110/10 кВ. Бакалаврська кваліфікаційна робота - Національний університет “Львівська політехніка”, Львів 2025.

Розширена анотація.

В умовах сьогодення дедалі більшого значення для розвитку енергосистем, загалом, та електричних мереж, зокрема, набуває децентралізація. Наближення виробництва енергії до споживача. Малі розподілені потужності дають змогу наблизити виробництво електроенергії до споживачів та зменшити потребу транспортувати її з віддалених електростанцій, що працюють на викопному паливі [1]. Відновлювані джерела енергії впевнено завойовують енергоринок в Україні. Згідно з поставленим у цій кваліфікаційній роботі завданням, нова підстанція «Іваннів» буде живитися, в тому числі, від СЕС та ВЕС розміщених в безпосередній близькості до неї.

Об’єктом дослідження є фрагмент електричних мереж 110 кВ ПрАТ «Львівобленерго» з підстанціями Рудки-Т, Самбір-Т, Страшевичі, Ст. Самбір-Т.

Предметом дослідження є схема розвитку фрагменту електричних мереж 110 кВ ПрАТ «Львівобленерго» з новою підстанцією Іваннів та аналіз її усталених режимів.

Мета роботи – розробити схему розвитку фрагменту електричних мереж 110 кВ ПрАТ «Львівобленерго» з новою підстанцією Іваннів, вибрати її основне силове обладнання, вибрати марки проводів повітряних ліній та виконати аналіз режимів нової електричної мережі.

Схему розвитку електричних мереж з новою ПС Іваннів розроблено з врахуванням вимог чинних нормативних документів [2,3]. Для дослідження нормальних та післяаварійних усталених режимів з максимальним і мінімальним навантаженням підстанцій було використано програмний комплекс ДАКАР ЕЛЕКС [4]. У ньому відтворено схему частини наявних електричних мереж з джерелами генерування потужності Самбірська СЕС та СЕС-1 і Самбірська ВЕС-1 та ВЕС-2, а також централізованим живленням від

енергосистеми з шин 110 кВ вузлової підстанції Любінь Вел.-Т. У цю схему імплементовано нову підстанцію Іваннів та дві повітряні лінії електропередавання від неї до ПС Самбір-Т та до ПС Страшевичі.

Аналіз проведених режимів показав задовільні результати. Проводи наявних та нових повітряних ліній у післяаварійних режимах не перевантажувалися. Отже, переріз проводів нових ПЛ вибрано вірно і вони мають достатній запас по пропускній здатності. Рівень напруг на шинах 10 і 35 кВ усіх підстанцій лежить в допустимих межах, а за потреби, буде забезпечений пристроями регулювання РПН і ПБЗ трансформаторів.

Розроблена схема розвитку електричних мереж ПрАТ «Львівобленерго» з новою підстанцією Іваннів може бути реалізована.

Ключові слова: електрична мережа, повітряні лінії, підстанції, усталений режим, напруга, джерела живлення

Перелік використаних літературних джерел.

1. Аналіз структури ринку ВДЕ в Україні. https://vns.lpnu.ua/pluginfile.php

2. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Форт, 2017.-760 с.

3. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. –К.: Міненерго України, 1994. – 137 с.

4. Комп’ютерна програма «ДАКАР ЕЛЕКС». https://dakar.eleks.com

5. Проектування підстанцій електричних мереж: навч.посібник / З.М.Бахор, А.Я.Яцейко. - Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2023. – 304 с.

Slyvar I. P., Pastukh O.R. (supervisor). “Development of the PrJSC «Lvivoblenergo» electric grid (southern part). Selection of equipment for the 110/10 kV Ivaniv substation”. Bachelor's thesis. - Lviv Polytechnic National University, Lviv, 2025.

Extended annotation

In today's conditions, decentralization is becoming increasingly important for the development of energy systems in general and electrical networks in particular. Bringing energy production closer to the consumer. Small distributed capacities make it possible to bring electricity production closer to consumers and reduce the need to transport it from remote fossil fuel power plants [1]. Renewable energy sources are confidently conquering the energy market in Ukraine. According to the task set in this qualification work, the new substation "Ivanniv" will be powered, including from solar power plants and wind farms located in the immediate vicinity of it.

The object of the study is a fragment of the 110 kV electrical networks of PrJSC "Lvivoblenergo" with substations Rudky-T, Sambir-T, Strashevychi, St. Sambir-T.

The subject of the study is the development scheme of a fragment of the 110 kV electrical networks of PrJSC "Lvivoblenergo" with a new substation in Ivanniv and the analysis of its steady-state modes.

The purpose of the work is to develop a development scheme of a fragment of the 110 kV electrical networks of PrJSC "Lvivoblenergo" with a new substation in Ivanniv, select its main power equipment, select the brands of overhead line wires and perform an analysis of the modes of the new electrical network.

The scheme of development of electric networks with the new Ivanniv substation was developed taking into account the requirements of current regulatory documents [2,3]. To study normal and post-accident steady-state modes with maximum and minimum load of substations, the DAKAR ELEKS software package was used [4]. It recreates the scheme of part of the existing electric networks with power generation sources Sambirskaya SPP and SPP-1 and Sambirskaya WPP-1 and WPP-2, as well as centralized power supply from the power system from the 110 kV buses of the Lyubin Vel.-T nodal substation. The new Ivanniv substation and two

overhead power lines from it to the Sambir-T substation and to the Strashevychi substation are implemented in this scheme.

The analysis of the conducted modes showed satisfactory results. The wires of the existing and new overhead lines were not overloaded in the post-accident modes. Therefore, the cross-section of the wires of the new overhead lines was chosen correctly and they have a sufficient margin of capacity. The voltage level on the 10 and 35 kV buses of all substations is within permissible limits, and if necessary, it will be provided with tap-changer and PBZ transformer regulation devices.

The developed scheme for the development of electrical networks of PrJSC "Lvivoblenergo" with the new Ivanniv substation can be implemented.

Keywords: electrical network, overhead lines, substations, steady state, voltage, power sources

References

1. Analysis of the structure of the renewable energy market in Ukraine. https://vns.lpnu.ua/pluginfile.php

2. Rules for the installation of electrical installations. - Official publication. Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine. - X.: Fort Publishing House, 2017. - 760 p.

3. Standards for technological design of alternating current substations with higher voltage 6-750 kV. – Kyiv: Ministry of Energy of Ukraine, 1994. – 137 p.

4. Computer program DAKAR ELEKS: https://dakar.eleks.com/

5. Design of substations of electric networks: a textbook / Z.M. Bakhor, A.Y. Yatseiko. - Lviv: Lviv Polytechnic Publishing House, 2023. - 304 p.

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ…… 9
ВСТУП 10
1 АНАЛІЗ ЗАВДАННЯ……..... 12
1.1 Завдання ……..…… 12
1.2 Розгляд ділянки заданих електричних мереж..... 13
1.3 Визначення найбільших і найменших орієнтовних навантажень наявних і нової підстанцій…… 15
1.4 Вибір основних елементів розвитку заданих електричних мереж..... 18
1.5 Схеми електричних з’єднань розподільних пристроїв ПС «Іваннів» 19
2 ОСНОВНІ ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ РЕЖИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ. 21
2.1 Формування режимної і графічної схем в середовищі ДАКАР ЕЛЕКС……. 21
2.2 Максимальний режим…… 21
2.3 Післяаварійні (ремонтні) режими……. 28
2.4 Мінімальний режим……..... 34
3 ВИБІР ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ДЛЯ ПІДСТАНЦІЇ «ІВАННІВ».. 41
3.1 Визначення величин струмів КЗ на шинах ПС «Іваннів»……... 41
3.2 Визначення величин проектних струмів на шинах ПС «Іваннів»…. 43
3.3 Умови перевірки вимикачів і вибір роз’єднувачів..... 43
3.4 Шини й ошинування ПС «Іваннів»..... 45
3.5 Ізолятори на ПС «Іваннів»……..... 47
3.6 Трансформатори струму ПС «Іваннів»……..... 49
3.7 Трансформатори напруги ПС «Іваннів»……... 52
3.8 Трансформатори власних потреб підстанції «Іваннів»..... 53
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА……..... 54
5 ОХОРОНА ПРАЦІ 58
5.1 Фактори небезпеки……..... 58
5.2 Заходи безпеки для зменшення негативних факторів…… 60

5.3 Метеорологічні умови праці та гігієна праці…….. 62
ВИСНОВОК…… 67
ЛІТЕРАТУРНІ ДЖЕРЕЛА..... 68
Додаток А (довідниковий)..... 70
Додаток Б (розрахунковий)..... 73
Додаток В (обов`язковий)..... 75
Додаток Д (обов`язковий)..... 77

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

БСК - батарея статичних конденсаторів

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВЕС – вітрова електростанція

ВН – вища напруга

ВРЗ – відкрита розподільна злагода

ЕЕС – електроенергетична система

ЕМ – електрична мережа

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

КРП – комплектний розподільний пристрій

ЛЕП – лінія електропередачі

НН – нижча напруга

ПБЗ – перемикання без збудження

ПЛ – повітряна лінія

ПрАТ – приватне акціонерне товариство

ПС –підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РП – розподільний пристрій

РПН – пристрій регулювання напруги під навантаженням

СЕС – сонячна електростанція

СК – синхронний компенсатор

ТВП – трансформатор власних потреб

ВСТУП

Основним завданням ПрАТ «Львівобленерго» [1], як і будь-якого іншого обленерго, є:

- своєчасне забезпечення необхідної пропускної спроможності системи розподілу згідно з наявними та прогнозними потребами Користувачів та замовників (щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу);

- забезпечення достатньої пропускної спроможності системи розподілу для потреб Користувачів енерговузлів, що розвиваються (щодо споживання електричної енергії та її відпуску в мережу);

- забезпечення надійної, безпечної, ефективної експлуатації системи розподілу, відповідності якості електропостачання встановленим вимогам;

- зниження технологічних витрат електроенергії в елементах системи розподілу та комерційних втрат електроенергії в системі розподілу.

У рамках окреслених вище основних завдань, виконується дана робота. Прогноз навантаження використовується для розвитку мереж живлення та розподільних мереж, вибору типів електростанцій, визначення загальної потреби системи в енергоресурсах.

Метою бакалаврської кваліфікаційної роботи є дослідити розвиток південної частини електричних мереж 110 кВ ПрАТ «Львівобленерго». Спрогнозувати навантаження заданого фрагменту схеми, підібрати відповідне обладнання для нової підстанції «Іваннів».

Згідно з вказаною метою необхідно виконати такі завдання:

- провести аналіз вхідних даних для планування розвитку електричних мереж 110 кВ;
- провести розрахунок основних експлуатаційних режимів роботи електричних мереж з новими елементами – двома ЛЕП 110 кВ та ПС Іваннів;

- обґрунтувати вибір кількості та значення потужностей силових трансформаторів цієї підстанції;
- вибрати головну схему електричних з’єднань, а також виконати вибір основного та допоміжного електрообладнання підстанції Іваннів.

1 АНАЛІЗ ЗАВДАННЯ

1.1 Завдання

У рамках розвитку електричних мереж Львівщини, поблизу населеного пункту Чуква, передбачається спорудження підстанції класу напруги 110 кВ «Іваннів». Від шин 10 кВ підстанції будуть живитися споживачі, сумарна активна потужність навантаження яких становитиме 8 МВт. Додаткова вхідна інформація така:

- коефіцієнт потужності - tgφ=0.51;
- час максимального навантаження - $T_{н.б}$=5740 год;
- коефіцієнт мінімального навантаження -
- відсотковий склад споживачів за категорією надійності – I/II/III – 10%/40%/50%.

На рисунку 1.1 показано витяг з цифрової карти України [2] з місцем знаходження майбутньої підстанції «Іваннів».

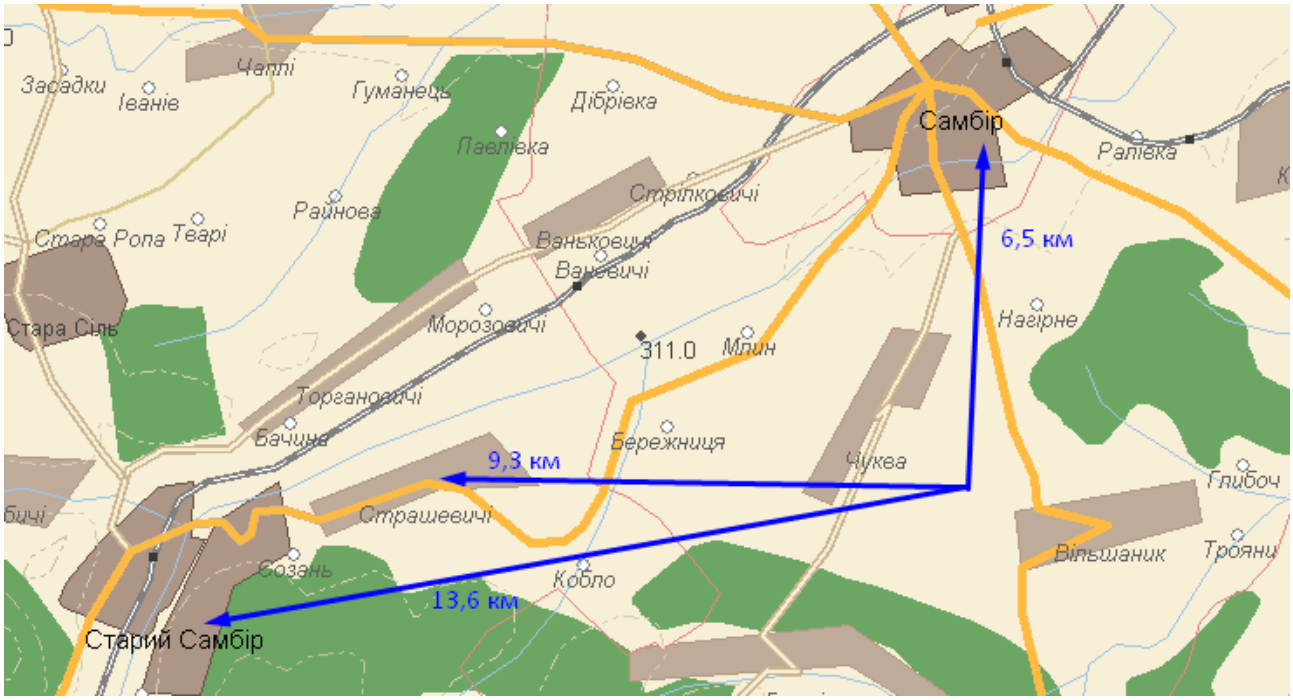

Рисунок 1.1 – Географічне розташування ПС «Іваннів»

На карту нанесено відстані від неї до найближчих діючих підстанцій обленерго від яких, ймовірно, прокладатимуться лінії електропересилання.

1.2 Розгляд ділянки заданих електричних мереж

Задається частина нормальної схеми електричних з'єднань «Львівобленерго» показана на рисунку 1.2.

Запропонований фрагмент схеми досить цікавий, тим, що тут присутні джерела відновлюваної енергії. Так на ПС «Самбір-Т» є дві сонячні електростанції. Самбірська СЕС потужністю 3.116 МВт та Самбірська СЕС-2 потужністю 1.08 МВт. Також на підстанції «Ст. Самбір-Т» є вітрова електростанція Ст. Самбір ВЕС-1 потужністю 13.2 МВт та ВЕС-2 на 20,7 МВт.

Основним джерелом живлення (традиційним, системним) наявної електричної мережі є вузлова підстанція «Вел.Любінь-Т». Повітряною лінією марки АС-185/29 110 кВ довжиною 23 км вона пересилає потужність до підстанції «Рудки-Т». Тип цієї підстанції за способом приєднання до мережі, визначається згідно ПУЕ [3]. Дана підстанція прохідна, двох трансформаторна з класами напруг 110/ 35/10 кВ. Трансформатори однакової потужності – 16 МВА. Один з них, а саме – Т2 перебуває в резерві.

ПС «Рудки-Т» з'єднується повітряною лінією з двох сегментів дротів марки АС-150/24 довжиною 3.16 км та марки АС-185/29 довжиною 22.43 км з ПС «Самбір-Т». Дана підстанція прохідна, двох трансформаторна з класами напруг 110/ 35/10 кВ. Трансформатори однакової потужності – 31.5 МВА. Один з них, а саме – Т2 перебуває в резерві.

Своєю чергою, повітряною лінією марки АС-185/29 110 кВ довжиною 22 км ПС «Самбір-Т» з'єднується з ПС «Ст. Самбір-Т». Дана підстанція вузлова, трьох трансформаторна з класами напруг 110/ 35/10 кВ. Два трансформатори Т1 і Т3 однакової потужності – 16 МВА працюють паралельно. Третій – Т2 потужністю – 40 МВА перебуває в резерві.

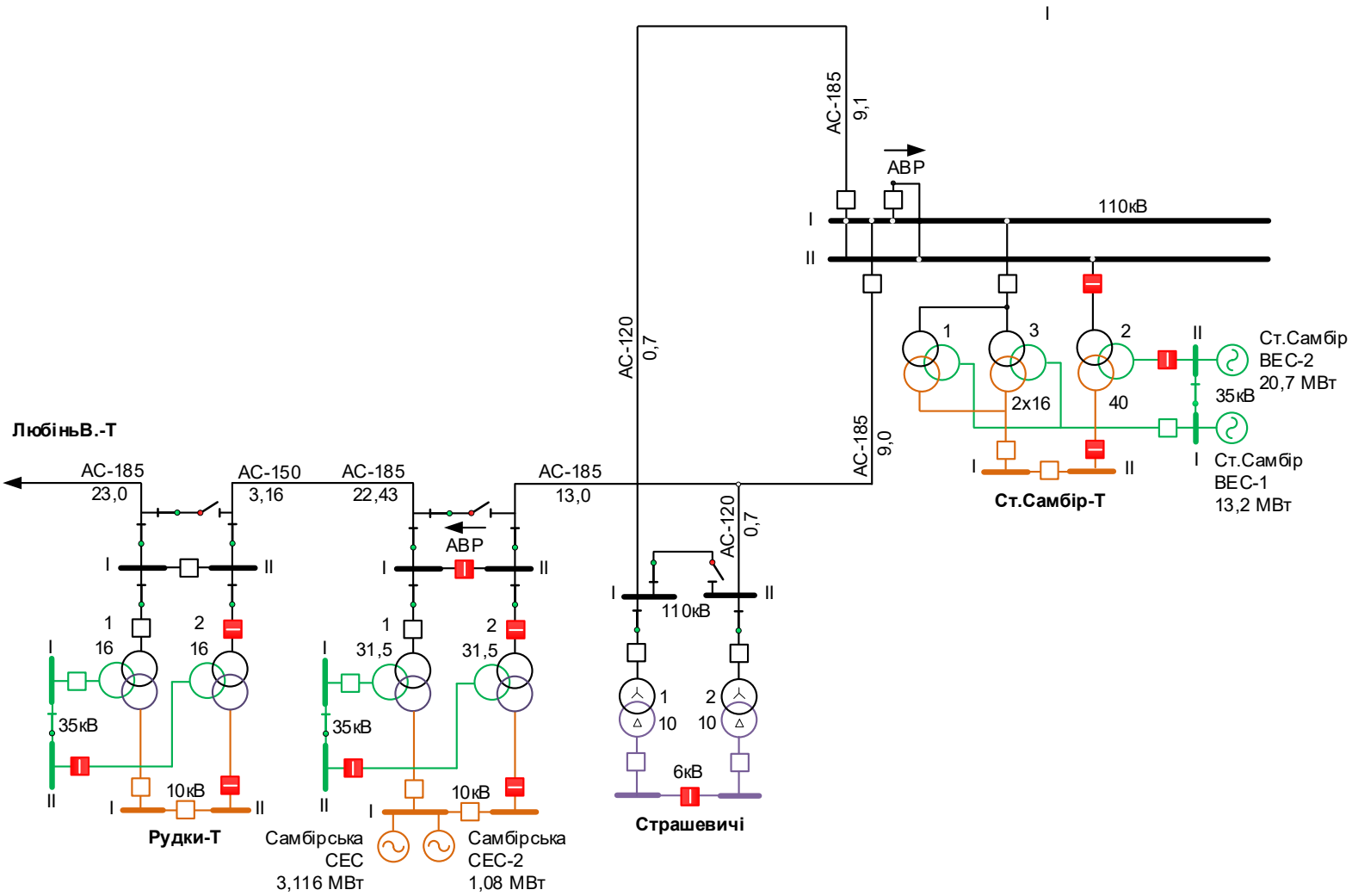

Рисунок 1.2 – Витяг з нормальної схеми електричних з’єднань ПрАТ «Львівобленерго», південна зона 110 кВ

На 13- тому км ЛЕП від ПС «Самбір-Т» є відпайка довжиною 700 м маркою проводу АС-120/19 до підстанції «Страшевичі». Ще одна ЛЕП проходить до ПС «Ст. Самбір-Т». Вона складається з двох сегментів дротів: 700 м маркою АС-120/19 та 9.1 км маркою АС-185/29. Дана підстанція прохідна, двох трансформаторна з класами напруг 110/6 кВ. Трансформатори однакової потужності – 10 МВА.

Довідникові дані марок повітряних ліній і працюючих трансформаторів розглянутої електричної схеми візьмемо з [4, 5] і наведемо в Додатку А (табл. 1, табл. 2 відповідно).

1.3 Визначення найбільших і найменших орієнтовних навантажень наявних і нової підстанцій

Наближено підберемо величину потужності споживання для кожної підстанції, беручи до уваги кількість і потужність задіяних в роботу трансформаторів.

Підстанція «Рудки-Т». До шин споживачів підключено Т1 потужністю 16 МВА. Приймемо величину навантаження 10 МВА. Розподіл між споживачами середньої і нижчої напруги буде 58% і 42%, відповідно. Коефіцієнт потужності та мінімального навантаження залишимо без змін, як в завданні (п.1.1) для усіх підстанцій.

Підстанція «Самбір-Т» особлива. До шин споживачів підключено Т1 потужністю 31.5 МВА. Споживання відбувається лише з боку СН, бо на шини НН працюють Самбірські СЕС та СЕС-2 (див. рис.1.2). Приймемо величину навантаження 12 МВА.

Підстанція «Страшевичі» - це класика. Розподільна злагоди з боку вищої напруги, згідно літературного джерела [6], називається «Схема два блоки лінія-трансформатор з вимикачем і неавтоматичною перемичкою з боку ліній». Розподільна злагоди з боку нижчої напруги, за [6], називається «Схема одна, секціонована вимикачем система шин». Працюють Т1 і Т2 потужністю по 10

МВА на окремі секції (секційний вимикач вимкнено, див. рис.1.2) шин 6 кВ. Отже, приймемо потужність споживання 9 МВА.

Підстанція «Ст. Самбір-Т» теж особлива. До шин споживачів підключено Т1 і Т3 потужністю по 16 МВА. Споживання відбувається лише з боку НН, бо до шин СН підключені Ст. Самбірські ВЕС-1 та ВЕС-2 (див. рис.1.2). Приймемо величину навантаження 11 МВА.

Розрахунок детальний усіх необхідних величин потужності: активних, реактивних, максимальних, мінімальних, на СН, на НН, за категоріями надійності покажемо на прикладі однієї підстанції.

Підстанція №1 «Рудки-Т». Навантаження 10 МВА; для СН 58% і для НН 42%; tg(φ)=0.51; k_{min}=0.61; за категоріями надійності – I/II/III – 10%/40%/50%.

Потужності найбільших навантажень.

Q1=S1*sin(arctg(tg(φ)))=10* sin(arctg(0.51)))=4.543 (Мвар).

P1=S1*cos(arctg(tg(φ)))=10* cos(arctg(0.51)))=8.908 (МВт).

$Q1_{СН}$=0.58* Q1=0.58*4.543=2.645 (Мвар).

$Q1_{НН}$=0.42* Q1=0.42*4.543=1.908 (Мвар).

$P1_{СН}$=0.58* P1=0.58*8.908=5.167 (МВт).

$P1_{НН}$=0.42* P1=0.42*8.908=3.741 (МВт).

Потужності найменших навантажень.

$Q1_{СН\ мін}$=0.61* $Q1_{СН}$ =0.61*2.645 =1.613 (Мвар).

$Q1_{НН\ мін}$=0.61* $Q1_{НН}$ =0.61*1.908= 1.145 (Мвар).

$P1_{СН\ мін}$=0.61* $P1_{СН}$ =0.61*5.167 = 3.152 (МВт).

$P1_{НН\ мін}$=0.61* $P1_{НН}$ =0.61*3.741 =2.282 (МВт).

Розподіл потужності за категоріями надійності електропостачання.

$S1_{I}$= S1*0.1=10*0.1=1 (МВА).

$S1_{II}$= S1*0.4=10*0.4=4 (МВА).

$S1_{III}$= S1*0.5=10*0.5=5 (МВА).

Для решти підстанцій виконаємо обчислення (вже без формул) за цим же сценарієм.

Підстанція №2 «Самбір-Т». Навантаження 12 МВА і 100% для СН.

Потужності найбільших навантажень.

Q2= 12* sin(27°) = 5.452(Мвар).

P2= 12* cos(27°)=10.692(МВт).

Потужності найменших навантажень.

$Q2_{мін}$=0.61* 5.452 =3.326 (Мвар).

$P2_{мін}$=0.61* 10.692=6.522 (МВт).

Розподіл потужності за категоріями надійності електропостачання.

$S2_{I}$= 12*0.1=1.2 (МВА).

$S2_{II}$= 12*0.4=4.8 (МВА).

$S2_{III}$= 12*0.5=6 (МВА).

Підстанція №3 «Страшевичі». Навантаження 9 МВА і 100% для НН.

Потужності найбільших навантажень.

Q3= 9* sin(27°) = 4.086 (Мвар).

P3= 9* cos(27°)=8.019 (МВт).

Потужності найменших навантажень.

$Q3_{мін}$=0.61* 4.086 =2.492 (Мвар).

$P3_{мін}$=0.61* 8.019=4.892 (МВт).

Розподіл потужності за категоріями надійності електропостачання.

$S3_{I}$= 9*0.1=0.9 (МВА).

$S3_{II}$= 9*0.4=3.6 (МВА).

$S3_{III}$= 9*0.5=4.5 (МВА).

Підстанція №4 «Ст. Самбір-Т». Навантаження 11 МВА і 100% для НН.

Потужності найбільших навантажень.

Q4= 11* sin(27°) = 4.994 (Мвар).

P4= 11* cos(27°)=9.801(МВт).

Потужності найменших навантажень.

$Q4_{мін}$=0.61* 4.994 =3.046 (Мвар).

$P4_{мін}$=0.61* 9.801=5.979 (МВт).

Розподіл потужності за категоріями надійності електропостачання.

$S4_{I}$= 11*0.1=1.1 (МВА).

$S4_{II}$= 11*0.4=4.4 (МВА).

$S4_{III}$= 11*0.5=5.5 (МВА).

Для нової підстанції проведемо подібні обчислення, врахувавши, що задано активну потужність споживання.

Підстанція №5 «Іваннів». Навантаження 8 МВт і 100% для НН.

Потужності найбільших навантажень.

Q5= P5* tg(φ)=8* 0.51 = 4.08 (Мвар).

P5= 8 (МВт).

Потужності найменших навантажень.

$Q5_{мін}$=0.61* 4.08 =2.489 (Мвар).

$P5_{мін}$=0.61* 8 =4.88 (МВт).

Розподіл потужності за категоріями надійності електропостачання.

$$S5 = \sqrt{P5^2 + Q5^2} = \sqrt{8^2 + 4.08^2} = 8.98 \text{ (МВА)}.$$

$S2_{I}$= 8.98*0.1=0.898 (МВА).

$S2_{II}$= 8.98*0.4=3.592 (МВА).

$S2_{III}$= 8.98*0.5=4.49 (МВА).

1.4 Вибір основних елементів розвитку заданого фрагмента електричних мереж

Найперше визначимось зі схемою з’єднання нової ПС «Іваннів» з наявною електричною мережею. Згідно з [3], споживачі І-ї категорії за надійністю електропостачання, повинні отримувати живлення не менш, як двома незалежними шляхами. На ПС «Іваннів» є споживачі усіх трьох категорій, тому плануємо прокладання двох ліній електропересилання.

З рисунка 1.1 видно, що коротші відстані до ПС «Іваннів» від ПС «Страшевичі» і ПС «Самбір-Т», тобто такі ЛЕП будуть мати менші капіталовкладення в їх спорудження.

Для визначення довжини траси прокладання ПЛ, виміряну географічну відстань (рис.1.1), згідно з [3], для рівнинної місцевості слід збільшити на 10%.

Отже, ПЛ1 Страшевичі – Іваннів буде завдовжки:

L1=1.1*9.3=10.23 км.

ПЛ2 Самбір-Т – Іваннів буде завдовжки:

L2=1.1*6.5=7.15 км.

Марку дротів визначимо за рекомендаціями ПУЕ, а саме АС-185/29. Погонні параметри наведено в таблиці 1 додатку А. Принагідно, обчислимо параметри нових ЛЕП з урахуванням їх довжини:

$R_{Л1}$=0.159*10.23=1.627 (Ом).

$R_{Л2}$=0.159*7.15=1.137 (Ом).

$X_{Л1}$=0.413*10.23=4.225 (Ом).

$X_{Л2}$=0.413*7.15=2.953 (Ом).

$B_{Л1}$=2.747*10.23=28.102 (мкСм).

$B_{Л2}$=2.747*7.15=19.641 (мкСм).

Дотримуючись, знову ж, умов щодо надійності електропостачання споживачів на підстанції встановимо два трансформатори. Для вибору потужності трансформаторів ПС «Іваннів», за [6] визначаємо найперше розрахункову потужність:

$$S_{Т\ розр.}=S_{нав}/1.4=8.98/1.4=6.41\ (МВА).$$

З літературного джерела [4], з таблиці 4.2 вибираємо найближчий більший за потужністю тип трансформатора. Це трансформатор типу ТДН – 10000/110 і його параметри наведено в додатку А, в таблиці 2. Такого ж типу трансформатори встановлено на ПС «Страшевичі» з тою відмінністю, що обмотка НН має 6 кВ, а не 10, як на новій ПС «Іваннів».

1.5 Схеми електричних з’єднань розподільних пристроїв ПС «Іваннів»

Згідно вимог ПУЕ [3], для прохідних підстанцій напругою 35-220 кВ застосовують «Схему місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рисунок 1.3, а).

Для РП середньої і нижчої напруги підстанцій з ВН 110 кВ, зазвичай застосовують «Схему одна, секціонована вимикачем система шин» (рисунок 1.3, б).

Визначимо кількість приєднань з боку НН ПС «Іваннів».

$$n_{\text{роз}} = \frac{P_{\text{НН}}}{P_{\text{нат}}} + 2,$$

де $P_{\text{нат}}$ =2.5 МВт – натуральна потужність кабельної лінії; $P_{\text{НН}}$ =8 МВ – активна потужність навантаження на стороні НН підстанції «Іваннів».

$$n_{\text{фід.}} = \frac{8}{2.5} + 2 = 5.2.$$

Приймаємо 6 приєднань, по три на кожній секції.

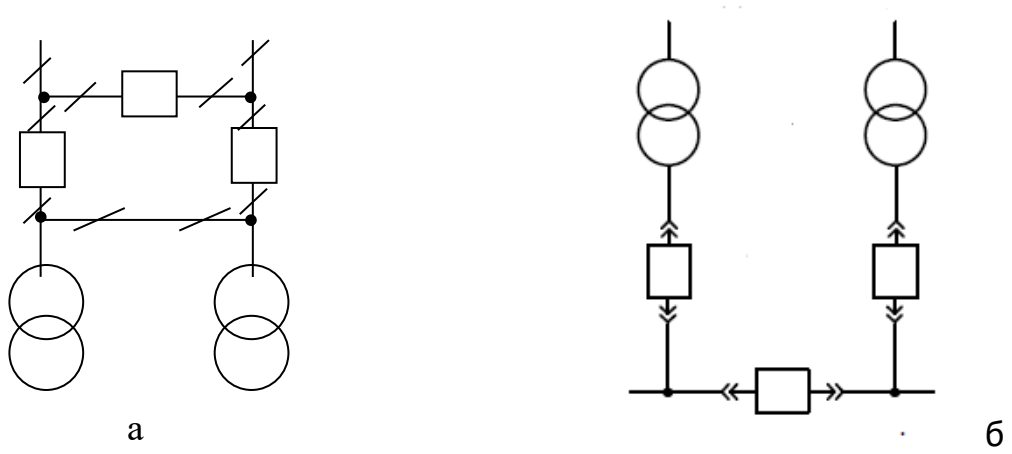

Рисунок 1.3 – Схеми РП ПС «Іваннів»: а – з боку ВН; б – з боку НН

Отже, аналіз вхідної інформації завершено. Проведено обчислення навантажень усіх підстанцій для режимів найбільших і найменших потужностей споживання. Охарактеризовано основні елементи наявної електричної мережі і їх стан (в роботі, в резерві). Вибрано також основні елементи для розвитку заданої ЕМ – нові ЛЕП та трансформатори для ПС «Іваннів». Тобто, вся необхідна інформація для розрахунку основних експлуатаційних режимів ЕМ підготовлена.

2 ОСНОВНІ ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ РЕЖИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

2.1 Формування режимної і графічної схем в середовищі ДАКАР ЕЛЕКС

Розрахунок, дослідження, аналіз координат режимів електричної мережі будемо виконувати в спеціалізованій, призначеній для цього програмі – діалоговий автоматизований комплекс аналізу режимів (ДАКАР), фірми ЕЛЕКС [5].

Найперше необхідно в розділі **Графічні схеми** відтворити схему електричних з'єднань, показану на рисунку 1.2. Додати до неї заплановані нові елементи, а саме: лінію $Л_1$, лінію $Л_2$, і підстанцію «Іваннів» 110/10 кВ з двома трансформаторами (п.1.4). Задати величину навантаження для споживачів усіх підстанцій, згідно з проведеними обрахунками (п.1.3).

Під час графічної побудови кожного елемента схеми паралельно задається інформація про марку проводу і довжину ЛЕП, тип трансформатора, потужність генерування тощо. За допомогою **Довідників** електричного обладнання, вбудованих в комплекс, автоматично обчислюються розрахункові параметри усіх заданих елементів і формується, так звана, **Режимна схема** з набором **Вузлів**, **Віток**, **Навантажень** тощо. Саме тому, немає потреби обчислювати опори і провідності ліній електропересилання і трансформаторів «в ручну».

2.2 Максимальний режим

Встановлюємо напругу джерела живлення – вузлової ПС «Любінь В.-Т» на 5% вищою від номінальної напруги мережі [3], тобто 115,5 кВ. Задаємо навантаження підстанцій на шинах споживачів найбільші. На схемі відобразимо лише працюючі електроустановки (без резервних). Графічна схема

з результатами розрахунку максимального режиму показана на рисунку 2.1. А, власне, результати – в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Результати усталеного максимального режиму

U кВ	фаза град	P МВт	Q Мвар	Pг МВт	Qг Мвар	Назва вузла
115.500	-0.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	1: Любінь В.-Т
112.769	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	2: Рудки-Т
36.314	-3.9	5.167	2.645	0.000	0.000	3:
10.285	-4.9	3.741	1.908	0.000	0.000	4:
108.542	-4.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:1
110.481	-0.4	0.000	-0.000	0.000	0.000	6: Самбір-Т
35.550	-3.4	10.692	5.452	0.000	0.000	7:
9.852	-1.8	0.000	-0.000	4.196	0.000	8:
107.864	-1.8	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:3
110.232	-0.4	0.000	-0.000	0.000	0.000	11: Іваннів
6.147	-2.9	4.010	2.043	0.000	0.000	13:
6.147	-2.9	4.010	2.043	0.000	0.000	14:
110.165	-0.1	0.000	-0.000	0.000	0.000	15: Ст.Самбір-Т
36.262	2.8	0.000	-0.000	23.900	0.000	16:
10.204	1.7	9.800	5.000	0.000	0.000	17:
108.030	2.9	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:4
108.030	2.9	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:5
110.184	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	20:
10.252	-3.0	4.000	2.040	0.000	0.000	21:
10.247	-3.0	4.000	2.080	0.000	0.000	22:
110.166	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	12: Страшевичі

Струм А	Pпоч МВт	Qпоч Мвар	Pкін МВт	Qкін Мвар	Pнх МВт	Qнх Мвар	Назва вітки
53	-8.964	-5.541	8.919	4.626	0.022	0.154	Тг3:1_ВН
92	-5.174	-2.639	5.167	2.645	0.000	0.000	Тг3:1_СН
236	-3.745	-1.987	3.741	1.908	0.000	0.000	Тг3:1_НН
161	-18.186	-25.803	17.907	25.901	0.000	-0.823	1: Любінь В.-Т-2: Рудки-Т
47	-6.569	-6.572	6.511	5.830	0.051	0.436	Тг3:3_ВН
195	-10.706	-5.833	10.692	5.452	-0.000	-0.000	Тг3:3_СН
246	4.194	0.002	-4.196	0.000	0.000	0.000	Тг3:3_НН
118	-8.944	-20.360	8.774	20.808	0.000	-0.874	2: Рудки-Т-6: Самбір-Т
423	-4.036	-2.352	4.010	2.043	0.013	0.064	12: Страшевичі-13:
423	-4.036	-2.352	4.010	2.043	0.013	0.064	12: Страшевичі-14:
40	6.978	-3.185	-7.012	2.612	0.021	0.147	Тг3:4_ВН
190	11.918	0.025	-11.950	0.000	-0.000	0.000	Тг3:4_СН
311	-4.907	-2.637	4.900	2.500	0.000	0.000	Тг3:4_НН
40	6.978	-3.185	-7.012	2.612	0.021	0.147	Тг3:5_ВН
190	11.918	0.025	-11.950	0.000	-0.000	0.000	Тг3:5_СН
311	-4.907	-2.637	4.900	2.500	0.000	0.000	Тг3:5_НН
37	1.582	-6.502	-1.590	6.915	0.000	-0.435	6: Самбір-Т-20:
46	-3.787	-7.734	3.780	7.955	-0.000	-0.239	6: Самбір-Т-11: Іваннів
253	-4.027	-2.348	4.000	2.040	0.013	0.064	11: Іваннів-21:
254	-4.027	-2.390	4.000	2.080	0.013	0.064	11: Іваннів-22:

Продовженні таблиці 2.1

39	6.833	-2.599	-6.841	2.907	0.000	-0.326	12: Страшевичі-15: Ст.Самбір-Т
35	-5.518	-3.734	5.517	3.755	0.000	-0.023	20:-12: Страшевичі
28	-4.278	3.548	4.274	-3.217	0.000	-0.341	12: Страшевичі-11: Іваннів
41	7.108	-3.182	-7.115	3.463	0.000	-0.300	20:-15: Ст.Самбір-Т
Сумарне генерування				46.282		25.803	
Сумарне генерування PV				28.096		0.000	
Сумарне навантаження				45.419		23.211	
Втрати поздовжні				0.696		4.812	
Втрати поперечні				0.167		-2.221	
Сумарний небаланс				0.000		0.000	
Незбалансованість БВ				18.186		25.803	

Проведемо аналіз отриманих результатів. Найперше, слід відзначити, що задіяти повну потужність Ст. Самбірських ВЕС-1 і ВЕС-2 не є можливим. Оскільки потужність працюючих трансформаторів Т1 і Т2 дорівнює 32 МВА, а сумарна потужність вітрових станцій складає 33,9 МВт. Тому, для розрахунку максимального режиму задаємо потужність ВЕС, скажімо 23,9 МВт (інформації про реальну величину потужності немає).

За результатами розрахунку можна зробити висновки, що всі координати режиму, а саме: напруги вузлів; струми гілок схеми - не виходять за допустимі границі. При цьому, генерування активної потужності в ЕМ від джерел відновлюваної енергії складає 28096 кВт і від системи – 46282 кВт. Втрати активної потужності становлять 863 кВт.

З метою оптимізації режиму, покращення якості електроенергії, зменшення втрат в електричній мережі застосовують регулювання напруги на шинах споживачів. Згідно літературного джерела [7]: «Для регулювання напруги на всіх ПС 110-750 кВ необхідно передбачити трансформатори (автотрансформатори) з пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН). На шинах високої напруги ПС у режимі максимального навантаження рівні напруги мають забезпечити одержання на шинах низької напруги (з урахуванням використання РПН) напруги, не нижчої ніж 1,05 номінальної у нормальних режимах і не нижчої ніж номінальна – у післяаварійних режимах.».

Перевіримо дотримання цих норм проектування для досліджуваної мережі. Усі трансформатори підстанцій обладнані пристроями регулювання

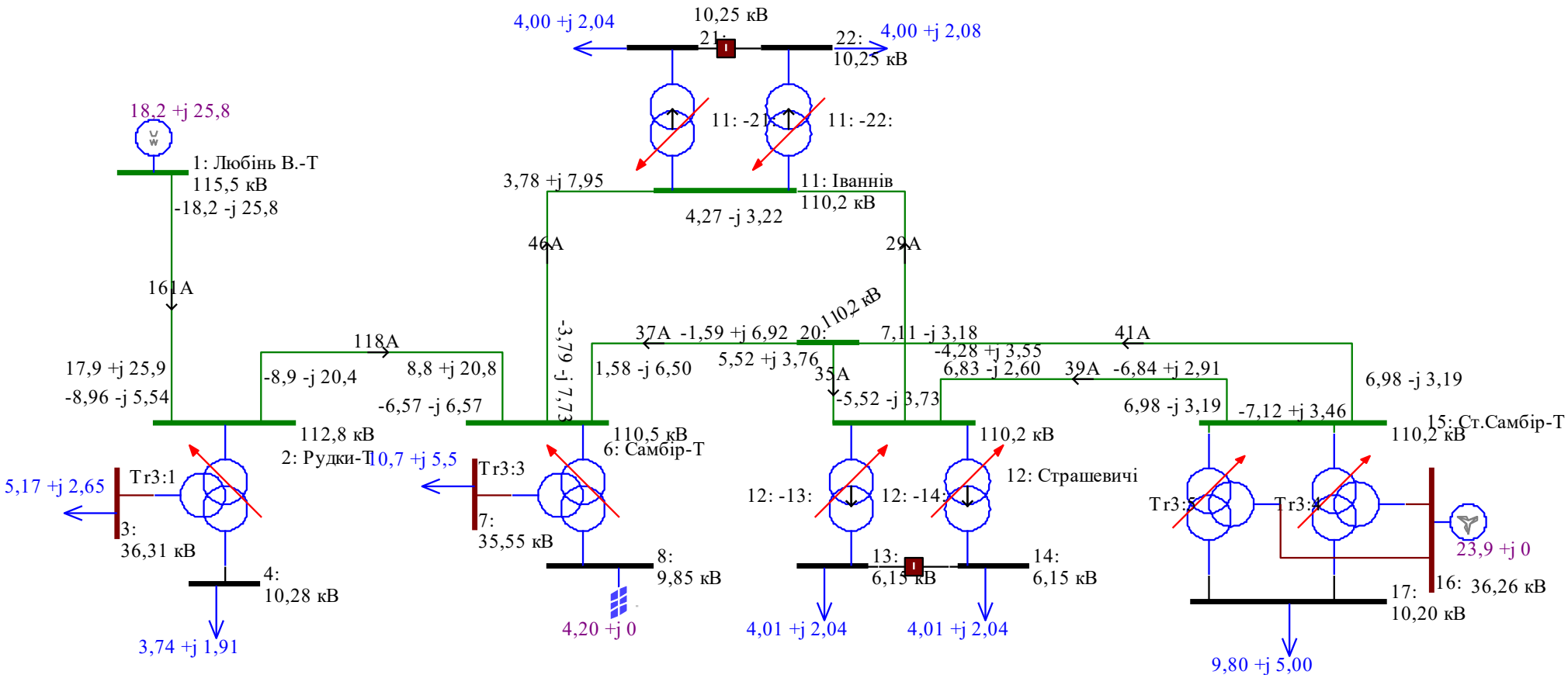

Рисунок 2.1 – Максимальний режим з номінальними коефіцієнтами напруги

(див. таблицю 2, додатку А). Обчислимо значення бажаних напруг на шинах споживачів підстанцій.

Для шин НН ПС «Страшевичі» 6 кВ,

$U_{баж}$= 1.05*6=6.3 кВ.

Для шин НН ПС «Рудки-Т», «Ст. Самбір-Т», «Іваннів» 10 кВ,

$U_{баж}$= 1.05*10=10.5 кВ.

Для шин СН ПС «Рудки-Т», «Самбір-Т» 35 кВ,

$U_{баж}$= 1.05*35=36.75 кВ.

Отже, напруги на шинах НН та СН усіх підстанцій нижчі, ніж бажані (див. таблицю 2.1). Проведемо регулювання. У комплексі ДАКАР ЕЛЕКС закладено алгоритм визначення потрібного номера відгалуження (анцапфи) РПН і зміни коефіцієнта трансформації, відповідно. Тому, достатньо у **Властивостях** кожного трансформатора задати бажану напругу і активізувати в **Параметрах моделі** опцію **Рег. коеф. тр-ції** [5]. Графічна схема з результатами розрахунку максимального відрегульованого режиму показана на рисунку 2.2. А результати, відповідно – в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Результати усталеного максимального режиму з регулюванням напруги

U кВ	фаза град	P МВт	Q Мвар	Pг МВт	Qг Мвар	Назва вузла
115.500	-0.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	1: Любінь В.-Т
112.769	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	2: Рудки-Т
36.972	-3.9	5.167	2.645	0.000	0.000	3:
10.471	-4.9	3.741	1.908	0.000	0.000	4:
108.542	-4.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	Tr3:1
110.481	-0.4	0.000	-0.000	0.000	0.000	6: Самбір-Т
35.550	-3.4	10.692	5.452	0.000	0.000	7:
10.608	-1.8	0.000	-0.000	4.196	0.000	8:
107.864	-1.8	0.000	-0.000	0.000	0.000	Tr3:3
110.232	-0.4	0.000	-0.000	0.000	0.000	11: Іваннів
6.259	-2.9	4.010	2.043	0.000	0.000	13:
6.259	-2.9	4.010	2.043	0.000	0.000	14:
110.165	-0.1	0.000	-0.000	0.000	0.000	15: Ст.Самбір-Т
37.601	2.8	0.000	-0.000	23.900	0.000	16:
10.581	1.7	9.800	5.000	0.000	0.000	17:
108.031	2.9	0.000	-0.000	0.000	0.000	Tr3:4
108.031	2.9	0.000	-0.000	0.000	0.000	Tr3:5
110.184	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	20:

Продовження таблиці 2.2

10.438	-3.0	4.000	2.040	0.000	0.000	21:
10.433	-3.0	4.000	2.080	0.000	0.000	22:
110.166	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	12: Страшевичі

Струм А	Рпоч МВт	Qпоч Мвар	Ркін МВт	Qкін Мвар	Рнх МВт	Qнх Мвар	Назва вітки
53	-8.964	-5.541	8.919	4.626	0.022	0.154	Tr3:1_BH
91	-5.174	-2.639	5.167	2.645	0.000	0.000	Tr3:1_CH
232	-3.745	-1.987	3.741	1.908	0.000	0.000	Tr3:1_HH
161	-18.186	-25.802	17.907	25.900	0.000	-0.823	1: Любінь В.-Т-2: Рудки-Т
47	-6.569	-6.572	6.511	5.830	0.051	0.436	Tr3:3_BH
195	-10.706	-5.833	10.692	5.452	0.000	0.000	Tr3:3_CH
228	4.194	0.003	-4.196	0.000	-0.000	0.000	Tr3:3_HH
118	-8.943	-20.360	8.773	20.807	0.000	-0.874	2: Рудки-Т-6: Самбір-Т
415	-4.036	-2.352	4.010	2.043	0.013	0.064	12: Страшевичі-13:
415	-4.036	-2.352	4.010	2.043	0.013	0.064	12: Страшевичі-14:
40	6.978	-3.185	-7.012	2.612	0.021	0.147	Tr3:4_BH
183	11.919	0.025	-11.950	0.000	0.000	-0.000	Tr3:4_CH
300	-4.907	-2.637	4.900	2.500	0.000	0.000	Tr3:4_HH
40	6.978	-3.185	-7.012	2.612	0.021	0.147	Tr3:5_BH
183	11.919	0.025	-11.950	0.000	0.000	-0.000	Tr3:5_CH
300	-4.907	-2.637	4.900	2.500	0.000	0.000	Tr3:5_HH
37	1.582	-6.501	-1.590	6.915	0.000	-0.435	6: Самбір-Т-20:
46	-3.787	-7.734	3.780	7.955	0.000	-0.239	6: Самбір-Т-11: Іваннів
248	-4.027	-2.348	4.000	2.040	0.013	0.064	11: Іваннів-21:
249	-4.027	-2.390	4.000	2.080	0.013	0.064	11: Іваннів-22:
39	6.833	-2.599	-6.841	2.907	0.000	-0.326	12: Страшевичі-15: Ст.Самбір-Т
35	-5.518	-3.734	5.517	3.755	0.000	-0.023	20:-12: Страшевичі
28	-4.278	3.548	4.274	-3.217	0.000	-0.341	12: Страшевичі-11: Іваннів
41	7.108	-3.182	-7.116	3.463	0.000	-0.300	20:-15: Ст.Самбір-Т

Сумарне генерування	46.282	25.802
Сумарне генерування PV	28.096	0.000
Сумарне навантаження	45.419	23.211
Втрати поздовжні	0.696	4.812
Втрати поперечні	0.167	-2.221
Сумарний небаланс	-0.000	-0.000
Незбалансованість БВ	18.186	25.802

Як видно з результатів, у таблиці 2.2 напруги на шинах споживачів піднялися практично до заданих. Абсолютна точність не є можливою, бо регулювання дискретне, крок залежить від типу РПН чи ПБЗ.

Детальна інформація про зміну номерів анцапф і зміну напруг виводиться в ДАКАР ЕЛЕКС окремо, в Протоколі (див. таблицю 2.3)

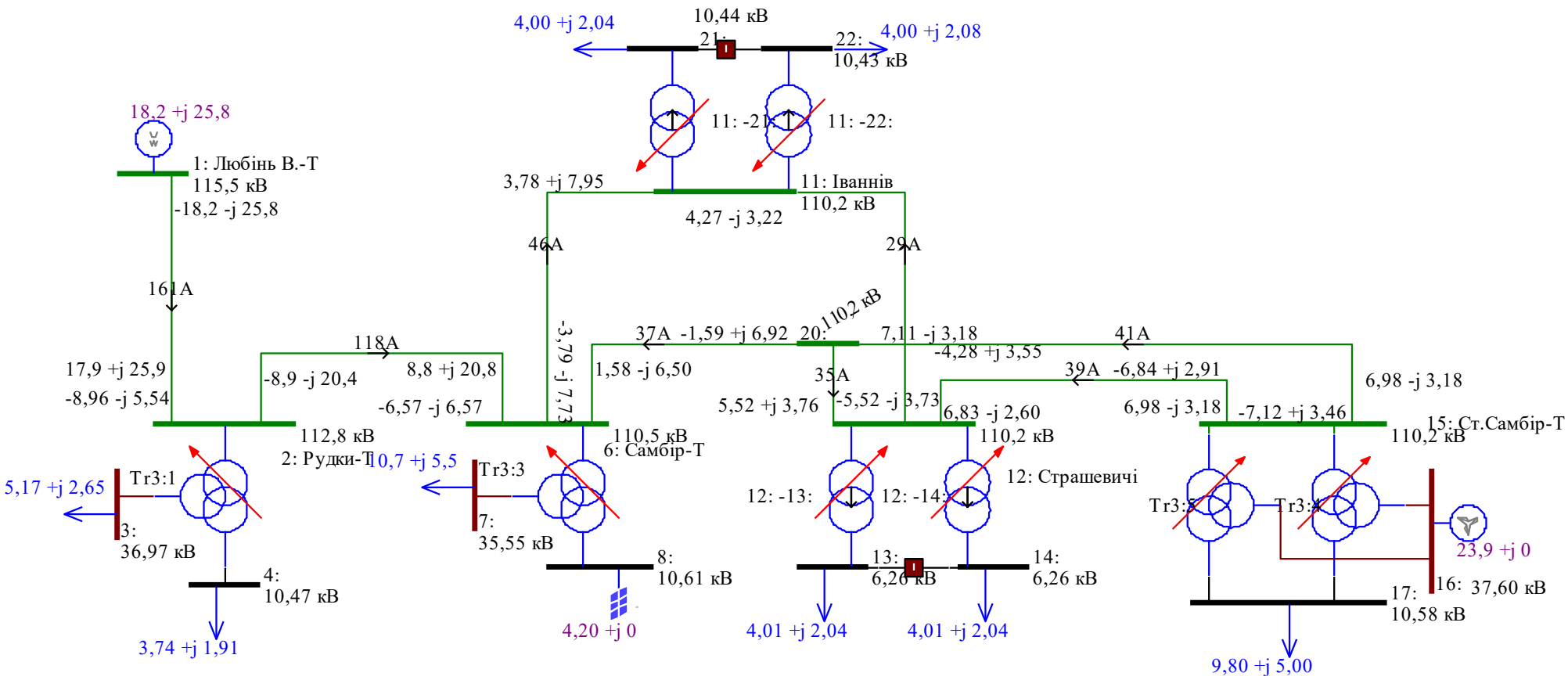

Рисунок 2.2 – Максимальний відрегульований режим

Таблиця 2.3 - Протокол регулювання напруги

При Up= 6.15 і Uз= 6.3 зміна анцапфи РПН вітки 12: Страшевичі-13: з 10 на 11							
При Up= 6.15 і Uз= 6.3 зміна анцапфи РПН вітки 12: Страшевичі-14: з 10 на 11							
При Up=10.25 і Uз= 10.5 зміна анцапфи РПН вітки 11: Іваннів-21: з 10 на 11							
При Up=10.25 і Uз= 10.5 зміна анцапфи РПН вітки 11: Іваннів-22: з 10 на 11							
При Up=10.28 і Uз= 10.5 зміна анцапфи РПН вітки Тг3:1_НН з 10 на 11							
При Up= 9.85 і Uз= 10.5 зміна анцапфи РПН вітки Тг3:3_НН з 10 на 14							
При Up=10.20 і Uз= 10.5 зміна анцапфи РПН вітки Тг3:4_НН з 10 на 12							
При Up=10.20 і Uз= 10.5 зміна анцапфи РПН вітки Тг3:5_НН з 10 на 12							
Назва вітки	Uрозр	Uз.мін	Uз.макс	Анцапфа	К-ть	Похибка	Назва вузла
12: Страшевичі-13: РПН	6.26	6.30	6.30	11	19	0.007	13:
12: Страшевичі-14: РПН	6.26	6.30	6.30	11	19	0.007	14:
11: Іваннів-21: РПН	10.44	10.50	10.50	11	19	0.006	21:
11: Іваннів-22: РПН	10.43	10.50	10.50	11	19	0.006	22:
Тг3:1_НН РПН	10.47	10.50	10.50	11	19	0.003	4:
Тг3:3_НН РПН	10.61	10.50	10.50	14	19	0.010	8:
Тг3:4_НН РПН	10.58	10.50	10.50	12	19	0.008	17:
Тг3:5_НН РПН	10.58	10.50	10.50	12	19	0.008	17:

2.3 Післяаварійні (ремонтні) режими

Дослідимо два режими, почергово вимикаючи, виводячи в ремонт аварійний або плановий ЛЕП, що підходять до нової підстанції «Іваннів». Спершу вимкнемо ПЛ1 Страшевичі – Іваннів. Графічна схема з результатами розрахунку максимального післяаварійного режиму №1 показана на рисунку 2.3. І результати – в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Результати максимального ремонтного режиму № 1

U кВ	фаза град	P МВт	Q Мвар	Pг МВт	Qг Мвар	Назва вузла
115.500	-0.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	1: Любінь В.-Т
112.734	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	2: Рудки-Т
36.959	-3.9	5.167	2.645	0.000	0.000	3:
10.468	-4.9	3.741	1.908	0.000	0.000	4:
108.506	-4.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:1
110.407	-0.4	0.000	-0.000	0.000	0.000	6: Самбір-Т
35.524	-3.4	10.692	5.452	0.000	0.000	7:
10.600	-1.8	0.000	-0.000	4.196	0.000	8:
107.789	-1.8	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:3
110.201	-0.4	0.000	-0.000	0.000	0.000	11: Іваннів
6.248	-2.7	4.010	2.043	0.000	0.000	13:
6.248	-2.7	4.010	2.043	0.000	0.000	14:
109.995	0.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	15: Ст.Самбір-Т
37.540	3.0	0.000	-0.000	23.900	0.000	16:

Продовження таблиці 2.4

10.563	1.9	9.800	5.000	0.000	0.000	17:
107.857	3.1	0.000	-0.000	0.000	0.000	Tr3:4
107.857	3.1	0.000	-0.000	0.000	0.000	Tr3:5
110.016	-0.1	0.000	-0.000	0.000	0.000	20:
10.435	-3.1	4.000	2.040	0.000	0.000	21:
10.430	-3.1	4.000	2.080	0.000	0.000	22:
109.995	-0.1	0.000	-0.000	0.000	0.000	12: Страшевичі

Струм А	Рпоч МВт	Qпоч Мвар	Ркін МВт	Qкін Мвар	Рнх МВт	Qнх Мвар	Назва вітки
53	-8.964	-5.541	8.919	4.626	0.022	0.154	Tr3:1_ВН
91	-5.174	-2.639	5.167	2.645	0.000	0.000	Tr3:1_СН
232	-3.745	-1.987	3.741	1.908	0.000	0.000	Tr3:1_НН
163	-18.211	-26.217	17.926	26.299	-0.000	-0.823	1: Любінь В.-Т-2: Рудки-Т
47	-6.569	-6.572	6.511	5.830	0.051	0.436	Tr3:3_ВН
195	-10.706	-5.833	10.692	5.452	0.000	0.000	Tr3:3_СН
229	4.194	0.003	-4.196	0.000	-0.000	0.000	Tr3:3_НН
120	-8.962	-20.757	8.787	21.189	0.000	-0.874	2: Рудки-Т-6: Самбір-Т
416	-4.036	-2.353	4.010	2.043	0.013	0.064	12: Страшевичі-13:
416	-4.036	-2.353	4.010	2.043	0.013	0.064	12: Страшевичі-14:
40	6.978	-3.186	-7.012	2.612	0.021	0.146	Tr3:4_ВН
184	11.918	0.025	-11.950	0.000	0.000	0.000	Tr3:4_СН
301	-4.907	-2.638	4.900	2.500	0.000	0.000	Tr3:4_НН
40	6.978	-3.186	-7.012	2.612	0.021	0.146	Tr3:5_ВН
184	11.918	0.025	-11.950	0.000	0.000	0.000	Tr3:5_СН
301	-4.907	-2.638	4.900	2.500	0.000	0.000	Tr3:5_НН
63	5.844	-10.098	-5.868	10.469	0.000	-0.434	6: Самбір-Т-20:
49	-8.062	-4.520	8.054	4.738	0.000	-0.239	6: Самбір-Т-11: Іваннів
248	-4.027	-2.348	4.000	2.040	0.013	0.064	11: Іваннів-21:
250	-4.027	-2.390	4.000	2.080	0.013	0.064	11: Іваннів-22:
38	6.646	-2.485	-6.653	2.793	0.000	-0.325	12: Страшевичі-15: Ст.Самбір-Т
38	-1.427	-7.169	1.427	7.190	0.000	-0.023	20:-12: Страшевичі
43	7.295	-3.300	-7.303	3.579	0.000	-0.299	20:-15: Ст.Самбір-Т

Сумарне генерування	46.307	26.217
Сумарне генерування PV	28.096	0.000
Сумарне навантаження	45.419	23.211
Втрати поздовжні	0.722	4.883
Втрати поперечні	0.166	-1.877
Сумарний небаланс	0.000	-0.000
Незбалансованість БВ	18.211	26.217

Як видно з результатів, цей режим абсолютно безпечний для функціонування схеми і надійний щодо електропостачання споживачів підстанції «Іваннів». Струм у лінії Л2 зріс лише на 3 А. Напруги на шинах усіх підстанцій залишились на рівні бажаних. Це підтверджується протоколом (таблиця 2.5) – усі номери анцапф такі ж, як у нормальному максимальному режимі.

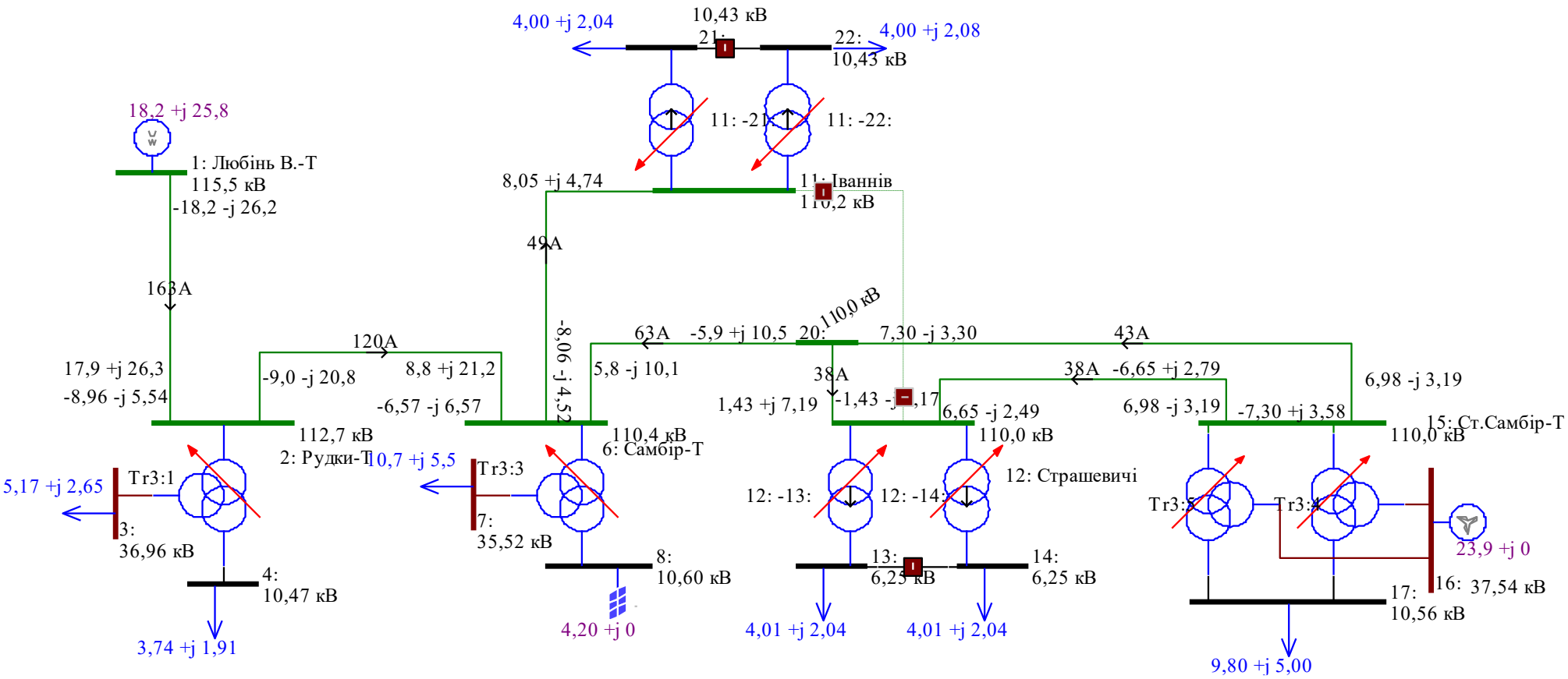

Рисунок 2.3 – Максимальний відрегульований післяаварійний режим №1

При цьому, генерування активної потужності в ЕМ від джерел відновлюваної енергії не змінилося, а від системи дещо збільшилося і склало – 46307 кВт. Втрати активної потужності теж зросли і становлять 888 кВт.

Таблиця 2.5 - Протокол регулювання напруги ремонтного режиму №1

Назва вітки	Uрозр	Uз.мін	Uз.макс	Анцапфа	К-ть	Похибка	Назва вузла
12: Страшевичі-13: РПН	6.25	6.30	6.30	11	19	0.008	13:
12: Страшевичі-14: РПН	6.25	6.30	6.30	11	19	0.008	14:
11: Іваннів-21: РПН	10.43	10.50	10.50	11	19	0.006	21:
11: Іваннів-22: РПН	10.43	10.50	10.50	11	19	0.007	22:
Тг3:1_НН РПН	10.47	10.50	10.50	11	19	0.003	4:
Тг3:3_НН РПН	10.60	10.50	10.50	14	19	0.010	8:
Тг3:4_НН РПН	10.56	10.50	10.50	12	19	0.006	17:
Тг3:5_НН РПН	10.56	10.50	10.50	12	19	0.006	17:

Тепер вимкнемо ПЛ2 Самбір – Іваннів. Графічна схема з результатами розрахунку максимального післяаварійного режиму №2 показана на рисунку 2.4. І результати – в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Результати максимального ремонтного режиму № 2

U кВ	фаза град	P МВт	Q Мвар	Рг МВт	Qг Мвар	Назва вузла
115.500	-0.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	1: Любінь В.-Т
112.736	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	2: Рудки-Т
36.960	-3.9	5.167	2.645	0.000	0.000	3:
10.468	-4.9	3.741	1.908	0.000	0.000	4:
108.507	-4.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:1
110.411	-0.4	0.000	-0.000	0.000	0.000	6: Самбір-Т
35.525	-3.4	10.692	5.452	0.000	0.000	7:
10.600	-1.8	0.000	-0.000	4.196	0.000	8:
107.792	-1.8	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:3
109.307	-0.4	0.000	-0.000	0.000	0.000	11: Іваннів
6.225	-2.9	4.010	2.043	0.000	0.000	13:
6.225	-2.9	4.010	2.043	0.000	0.000	14:
109.616	-0.1	0.000	-0.000	0.000	0.000	15: Ст.Самбір-Т
37.406	2.8	0.000	-0.000	23.900	0.000	16:
10.524	1.7	9.800	5.000	0.000	0.000	17:
107.468	2.9	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:4
107.468	2.9	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:5
109.649	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	20:
10.345	-3.1	4.000	2.040	0.000	0.000	21:
10.340	-3.1	4.000	2.080	0.000	0.000	22:
109.604	-0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	12: Страшевичі
Струм А	**Рпоч МВт**	**Qпоч Мвар**	**Ркін МВт**	**Qкін Мвар**	**Рнх МВт**	**Qнх Мвар Назва вітки**
53	-8.964	-5.541	8.919	4.626	0.022	0.154 Тг3:1 ВН

Продовження таблиці 2.6

91	-5.174	-2.639	5.167	2.645	0.000	0.000	Tr3:1_CH
232	-3.745	-1.987	3.741	1.908	0.000	0.000	Tr3:1_HH
163	-18.232	-26.190	17.946	26.272	0.000	-0.823	1: Любінь В.-Т-2: Рудки-Т
47	-6.569	-6.572	6.511	5.830	0.051	0.436	Tr3:3_BH
195	-10.706	-5.833	10.692	5.452	0.000	0.000	Tr3:3_CH
229	4.194	0.003	-4.196	0.000	0.000	0.000	Tr3:3_HH
120	-8.983	-20.731	8.807	21.163	0.000	-0.874	2: Рудки-Т-6: Самбір-Т
417	-4.036	-2.354	4.010	2.043	0.013	0.064	12: Страшевичі-13:
417	-4.036	-2.354	4.010	2.043	0.013	0.064	12: Страшевичі-14:
40	6.978	-3.189	-7.011	2.613	0.021	0.145	Tr3:4_BH
184	11.918	0.025	-11.950	0.000	-0.000	0.000	Tr3:4_CH
302	-4.907	-2.639	4.900	2.500	0.000	0.000	Tr3:4_HH
40	6.978	-3.189	-7.011	2.613	0.021	0.145	Tr3:5_BH
184	11.918	0.025	-11.950	0.000	-0.000	0.000	Tr3:5_CH
302	-4.907	-2.639	4.900	2.500	0.000	0.000	Tr3:5_HH
79	-2.238	-14.591	2.200	14.925	0.000	-0.432	6: Самбір-Т-20:
251	-4.027	-2.351	4.000	2.040	0.013	0.063	11: Іваннів-21:
252	-4.027	-2.393	4.000	2.080	0.013	0.063	11: Іваннів-22:
39	6.937	-2.272	-6.944	2.576	0.000	-0.323	12: Страшевичі-15: Ст.Самбір-Т
77	-9.205	-11.400	9.201	11.417	0.000	-0.022	20:-12: Страшевичі
49	-8.065	-4.438	8.054	4.744	0.000	-0.337	12: Страшевичі-11: Іваннів
42	7.004	-3.524	-7.012	3.802	0.000	-0.297	20:-15: Ст.Самбір-Т

Сумарне генерування	46.328	26.190
Сумарне генерування PV	28.096	0.000
Сумарне навантаження	45.419	23.211
Втрати поздовжні	0.743	4.953
Втрати поперечні	0.165	-1.974
Сумарний небаланс	-0.000	-0.000
Незбалансованість БВ	18.232	26.190

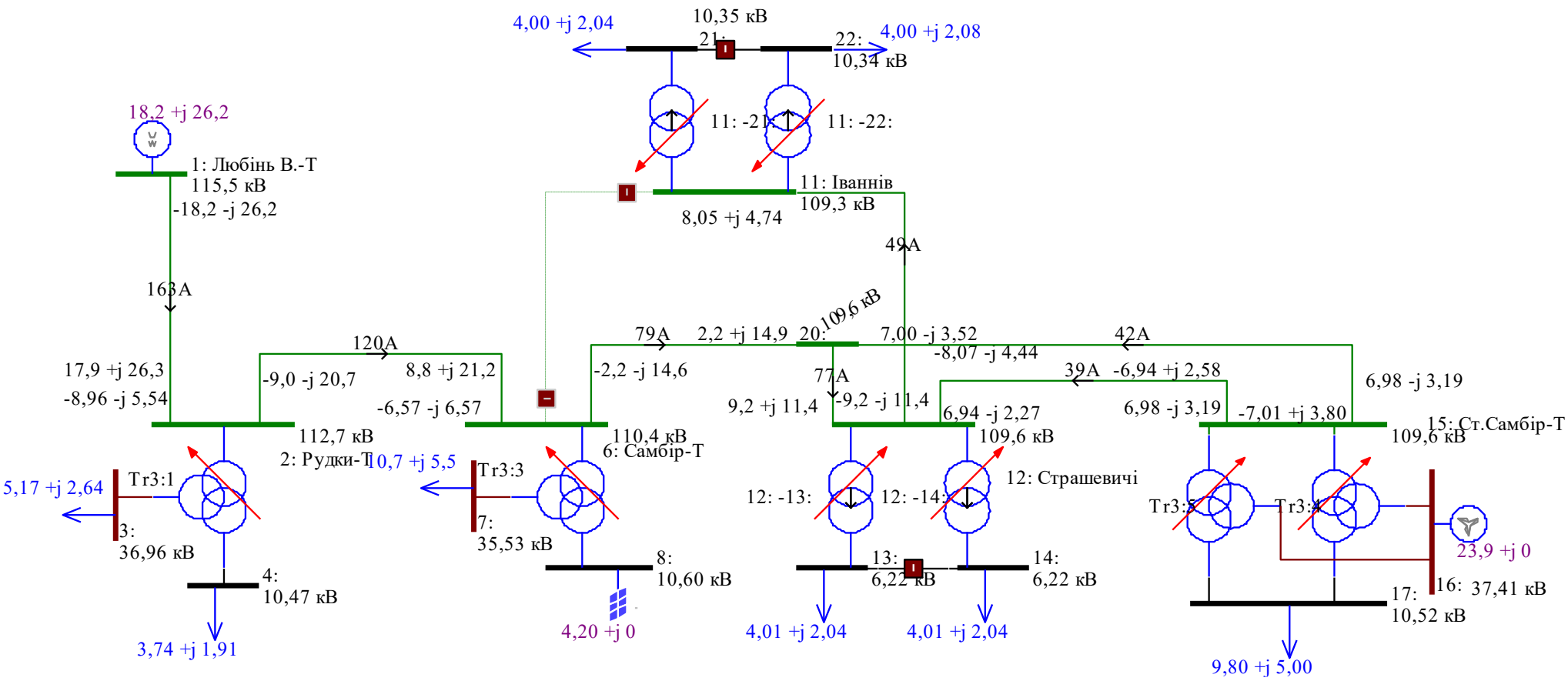

Рисунок 2.4 – Максимальний відрегульований післяаварійний режим №2

Як видно з результатів, цей режим теж безпечний для функціонування схеми і надійний щодо електропостачання споживачів підстанції «Іваннів». Струм у лінії Л1 зріс на 20 А. Напруги на шинах усіх підстанцій залишились на рівні бажаних. Це підтверджується протоколом, який практично не змінився порівняно з попереднім режимом (таблиця 2.7) – усі номери анцапф такі ж, як у нормальному максимальному режимі і в ремонтному – №1.

При цьому, генерування активної потужності в ЕМ від джерел відновлюваної енергії не змінилося, а від системи ще збільшилося і склало – 46328 кВт. Втрати активної потужності теж зросли і становлять 908 кВт. Висновок – ремонтний режим №2 більш затратний.

Таблиця 2.7 - Протокол регулювання напруги ремонтного режиму №1

Назва вітки	Uрозр	Uз.мін	Uз.макс	Анцапфа	К-ть	Похибка	Назва вузла
12: Страшевичі-13: РПН	6.22	6.30	6.30	11	19	0.012	13:
12: Страшевичі-14: РПН	6.22	6.30	6.30	11	19	0.012	14:
11: Іваннів-21: РПН	10.35	10.50	10.50	11	19	0.015	21:
11: Іваннів-22: РПН	10.34	10.50	10.50	11	19	0.015	22:
Тг3:1_НН РПН	10.47	10.50	10.50	11	19	0.003	4:
Тг3:3_НН РПН	10.60	10.50	10.50	14	19	0.010	8:
Тг3:4_НН РПН	10.52	10.50	10.50	12	19	0.002	17:
Тг3:5_НН РПН	10.52	10.50	10.50	12	19	0.002	17:

2.4 Мінімальний режим

Встановлюємо напругу джерела живлення – вузлової ПС «Любінь В.-Т» рівною номінальній напрузі мережі [3], тобто 110 кВ. Задаємо навантаження підстанцій на шинах споживачів найменші, розраховані попередньо в розділі 1, п.1.3. Для цього скористаємося функцією **Прогноз** комплексу ДАКАР ЕЛЕКС і задамо коефіцієнт зміни величини потужності всього **Регіону** (усіх навантажень ЕМ) k_{min}=0.61. На схемі, відновимо номінальні коефіцієнти трансформації. Для цього у **Властивостях** кожного трансформатора встановимо **Анцапфа РПН** номер 10, а **Анцапфа ПБЗ** номер 3, що відповідає нейтральному положенню анцапф пристроїв регулювання напруги. Значення заданих напруг приберемо. В **Параметрах моделі** знімемо опцію **Рег. коеф. тр-ції.** Графічна схема з

результатами розрахунку мінімального режиму показана на рисунку 2.5, результати – в таблиці 2.8.

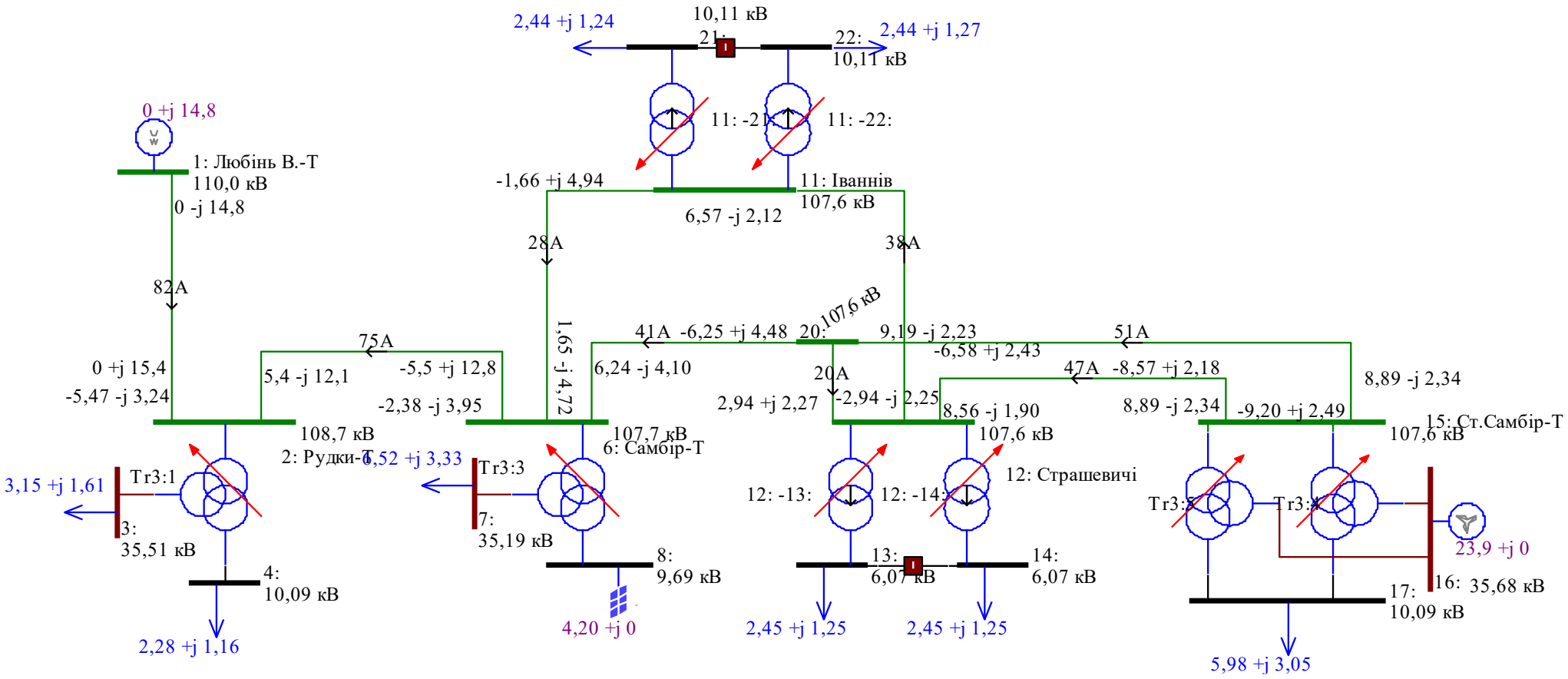

Рисунок 2.5 – Мінімальний режим з номінальними коефіцієнтами трансформації

Таблиця 2.8 - Результати мінімального режиму

U кВ	фаза град	P МВт	Q Мвар	Pг МВт	Qг Мвар	Назва вузла
. 110.000	-0.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	1: Любінь В.-Т
108.688	0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	2: Рудки-Т
35.510	-2.0	3.152	1.613	0.000	0.000	3:
10.090	-2.7	2.282	1.164	0.000	0.000	4:
106.115	-2.1	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:1
107.682	0.8	0.000	-0.000	0.000	0.000	6: Самбір-Т
35.188	-0.7	6.522	3.326	0.000	0.000	7:
9.694	0.2	0.000	-0.000	4.196	0.000	8:
106.132	0.3	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:3
107.567	0.9	0.000	-0.000	0.000	0.000	11: Іваннів
6.067	-0.6	2.446	1.246	0.000	0.000	13:
6.067	-0.6	2.446	1.246	0.000	0.000	14:
107.629	1.2	0.000	-0.000	0.000	0.000	15: Ст.Самбір-Т
35.680	5.1	0.000	-0.000	23.900	0.000	16:
10.087	4.4	5.978	3.050	0.000	0.000	17:
106.288	5.2	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:4
106.288	5.2	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:5
107.588	1.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	20:
10.111	-0.8	2.440	1.244	0.000	0.000	21:
10.108	-0.8	2.440	1.269	0.000	0.000	22:
107.577	1.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	12: Страшевичі

Струм А	Pпоч МВт	Qпоч Мвар	Pкін МВт	Qкін Мвар	Pнх МВт	Qнх Мвар	Назва вітки
33	-5.467	-3.244	5.438	2.805	0.021	0.143	Тг3:1_ВН
58	-3.155	-1.611	3.152	1.613	0.000	0.000	Тг3:1_СН
147	-2.284	-1.194	2.282	1.164	0.000	0.000	Тг3:1_НН
82	-0.096	-14.789	0.026	15.363	-0.000	-0.755	1: Любінь В.-Т-2: Рудки-Т
23	-2.383	-3.954	2.333	3.467	0.048	0.414	Тг3:3_ВН
120	-6.527	-3.470	6.522	3.326	-0.000	-0.000	Тг3:3_СН
250	4.195	0.003	-4.196	-0.000	0.000	0.000	Тг3:3_НН
75	5.441	-12.120	-5.508	12.773	0.000	-0.821	2: Рудки-Т-6: Самбір-Т
261	-2.463	-1.401	2.446	1.246	0.012	0.061	12: Страшевичі-13:
261	-2.463	-1.401	2.446	1.246	0.012	0.061	12: Страшевичі-14:
49	8.887	-2.337	-8.926	1.551	0.020	0.140	Тг3:4_ВН
193	11.918	0.026	-11.950	-0.000	0.000	0.000	Тг3:4_СН
192	-2.992	-1.577	2.989	1.525	0.000	0.000	Тг3:4_НН
49	8.887	-2.337	-8.926	1.551	0.020	0.140	Тг3:5_ВН
193	11.918	0.026	-11.950	-0.000	0.000	0.000	Тг3:5_СН
192	-2.992	-1.577	2.989	1.525	0.000	0.000	Тг3:5_НН
41	6.238	-4.097	-6.248	4.484	0.000	-0.414	6: Самбір-Т-20:
28	1.653	-4.723	-1.655	4.944	0.000	-0.228	6: Самбір-Т-11: Іваннів
156	-2.458	-1.399	2.440	1.244	0.012	0.061	11: Іваннів-21:
157	-2.458	-1.424	2.440	1.269	0.012	0.061	11: Іваннів-22:
47	8.560	-1.901	-8.571	2.184	0.000	-0.311	12: Страшевичі-15: Ст.Самбір-Т
20	-2.944	-2.253	2.944	2.274	0.000	-0.022	20:-12: Страшевичі
37	-6.577	2.429	6.570	-2.121	-0.000	-0.325	12: Страшевичі-11: Іваннів
51	9.192	-2.231	-9.203	2.489	0.000	-0.286	20:-15: Ст.Самбір-Т

Сумарне генерування	28.192	14.789			
Сумарне генерування PV	28.096	0.000			
Сумарне навантаження	27.705	14.159			
Втрати поздовжні	0.328	2.710	Втрати поперечні	0.158	-2.079

Отже, оскільки зменшилось споживання потужності, відповідно зменшилось її генерування, але лише з боку системи, воно складає 28192 кВт. Генерування відновлюваних джерел енергії ми не змінювали. Втрати потужності також зменшилися і становлять 486 кВт. Як бачимо, напруги на шинах СН та НН усіх підстанцій дещо вищі від номінальних значень. Для дотримання норм проектування [7], де сказано: «У режимі мінімального навантаження напруга на високій стороні ПС 35-330 кВ, як правило, не має бути вищою ніж 1,05 номінальної напруги мережі; більш висока напруга допускається за умови, що на шинах низької напруги не буде перевищено номінальну напругу», - застосуємо пристрої РПН та ПБЗ, встановивши бажану напругу рівну номінальній. Графічна схема з результатами розрахунку мінімального відрегульованого режиму показана на рисунку 2.6, результати – в таблиці 2.9.

У таблиці 2.10 наведено протокол зміни анцапф пристроїв регулювання напруги. Він досить об’ємний, оскільки розрахунок мінімального режиму проводився з номінальними коефіцієнтами трансформації.

Завдяки регулюванню, вдалося досягти заданих бажаних напруг на шинах усіх підстанцій. У цьому режимі виникло перевантаження по струму в обмотках трансформаторів на ПС «Ст.Самбір-Т». Тому довелося зменшити потужність генерування вітрових електростанцій. У підсумку, ми отримали зростання. При цьому, значно зменшилися втрати потужності і склали 589 кВт

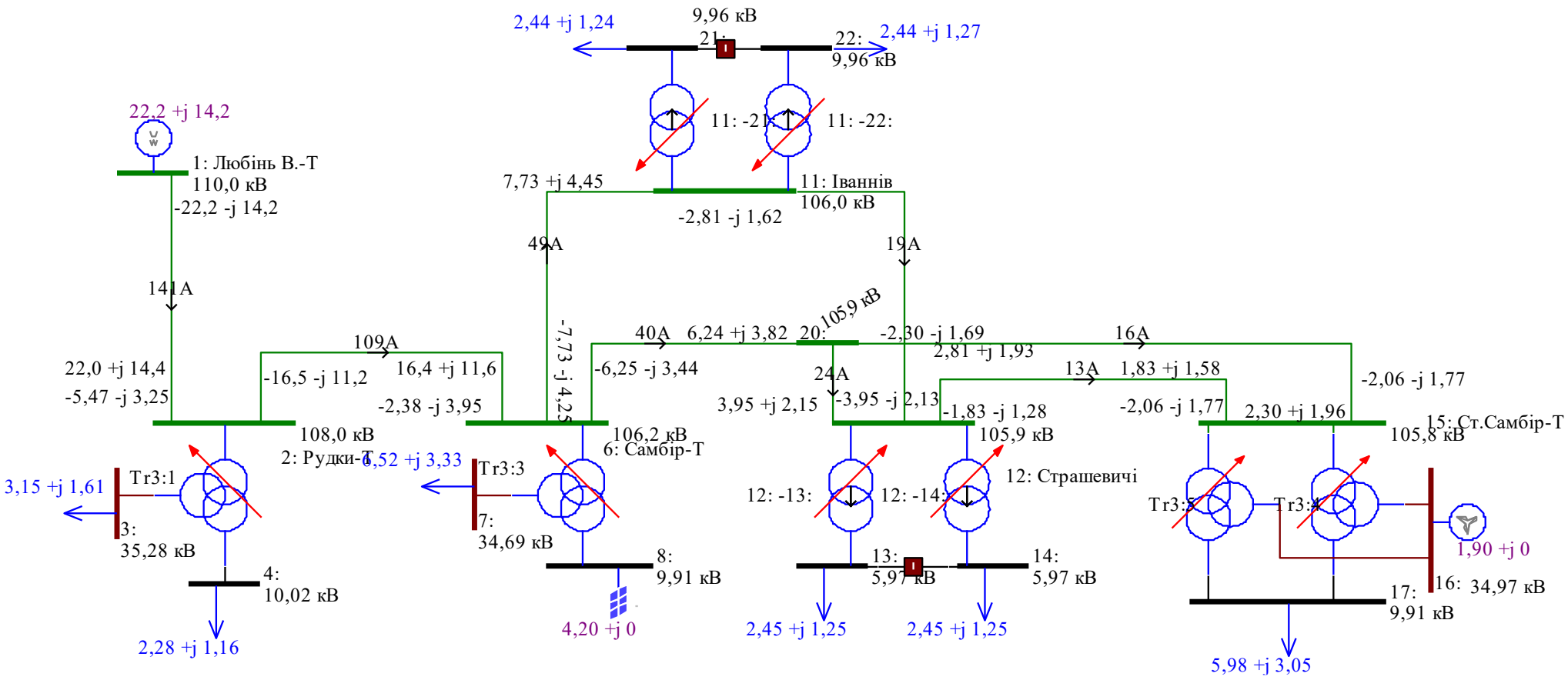

Рисунок 2.6 – Мінімальний відрегульований режим

Таблиця 2.9 - Результати мінімального відрегульованого режиму

U кВ	фаза град	P МВт	Q Мвар	Pг МВт	Qг Мвар	Назва вузла
. 110.000	-0.0	0.000	-0.000	0.000	0.000	1: Любінь В.-Т
108.008	-0.8	0.000	-0.000	0.000	0.000	2: Рудки-Т
35.276	-3.1	3.152	1.613	0.000	0.000	3:
10.023	-3.7	2.282	1.164	0.000	0.000	4:
105.416	-3.2	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:1
106.232	-1.4	0.000	-0.000	0.000	0.000	6: Самбір-Т
34.690	-2.9	6.522	3.326	0.000	0.000	7:
9.913	-2.0	0.000	-0.000	4.196	0.000	8:
104.658	-1.9	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:3
106.028	-1.5	0.000	-0.000	0.000	0.000	11: Іваннів
5.970	-3.2	2.446	1.246	0.000	0.000	13:
5.970	-3.2	2.446	1.246	0.000	0.000	14:
105.832	-1.6	0.000	-0.000	0.000	0.000	15: Ст.Самбір-Т
34.967	-2.5	0.000	-0.000	1.900	0.000	16:
9.908	-3.3	5.978	3.050	0.000	0.000	17:
104.425	-2.5	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:4
104.425	-2.5	0.000	-0.000	0.000	0.000	Тг3:5
105.927	-1.5	0.000	-0.000	0.000	0.000	20:
9.961	-3.2	2.440	1.244	0.000	0.000	21:
9.958	-3.2	2.440	1.269	0.000	0.000	22:
105.914	-1.5	0.000	-0.000	0.000	0.000	12: Страшевичі

Струм А	Pпоч МВт	Qпоч Мвар	Pкін МВт	Qкін Мвар	Pнх МВт	Qнх Мвар	Назва вітки
34	-5.467	-3.246	5.438	2.806	0.020	0.141	Тг3:1_ВН
58	-3.155	-1.611	3.152	1.613	0.000	0.000	Тг3:1_СН
148	-2.284	-1.195	2.282	1.164	0.000	0.000	Тг3:1_НН
141	-22.198	-14.248	21.985	14.444	0.000	-0.751	1: Любінь В.-Т-2: Рудки-Т
23	-2.382	-3.949	2.333	3.472	0.047	0.403	Тг3:3_ВН
122	-6.527	-3.474	6.522	3.326	0.000	0.000	Тг3:3_СН
244	4.194	0.003	-4.196	0.000	0.000	-0.000	Тг3:3_НН
109	-16.518	-11.198	16.370	11.633	0.000	-0.805	2: Рудки-Т-6: Самбір-Т
265	-2.463	-1.402	2.446	1.246	0.012	0.059	12: Страшевичі-13:
265	-2.463	-1.402	2.446	1.246	0.012	0.059	12: Страшевичі-14:
14	-2.063	-1.769	2.042	1.579	0.019	0.136	Тг3:4_ВН
16	0.950	0.000	-0.950	0.000	0.000	0.000	Тг3:4_СН
196	-2.992	-1.579	2.989	1.525	0.000	0.000	Тг3:4_НН
14	-2.063	-1.769	2.042	1.579	0.019	0.136	Тг3:5_ВН
16	0.950	0.000	-0.950	0.000	0.000	0.000	Тг3:5_СН
196	-2.992	-1.579	2.989	1.525	0.000	0.000	Тг3:5_НН
40	-6.254	-3.438	6.245	3.815	0.000	-0.402	6: Самбір-Т-20:
49	-7.734	-4.246	7.726	4.446	-0.000	-0.221	6: Самбір-Т-11: Іваннів
159	-2.457	-1.400	2.440	1.244	0.012	0.060	11: Іваннів-21:
159	-2.457	-1.425	2.440	1.269	0.012	0.060	11: Іваннів-22:
13	-1.830	-1.278	1.829	1.577	0.000	-0.301	12: Страшевичі-15: Ст.Самбір-Т
24	-3.947	-2.129	3.947	2.149	0.000	-0.021	20:-12: Страшевичі
18	2.810	1.933	-2.812	-1.622	0.000	-0.316	12: Страшевичі-11: Іваннів
16	-2.298	-1.686	2.297	1.961	0.000	-0.277	20:-15: Ст.Самбір-Т

Сумарне генерування	28.294	14.248		
Сумарне генерування PV	6.096	0.000		
Сумарне навантаження	27.706	14.159		
Втрати поздовжні	0.435	2.130	Втрати поперечні	0.154 -2.041

Таблиця 2.10 - Протокол регулювання мінімального режиму

При Up= 7.11 і Uз= 6.0 зміна анцапфи РПН вітки 12: Страшевичі-13: з 19 на 10
При Up= 7.11 і Uз= 6.0 зміна анцапфи РПН вітки 12: Страшевичі-14: з 19 на 10
При Up=11.86 і Uз= 10.0 зміна анцапфи РПН вітки 11: Іваннів-21: з 19 на 10
При Up=11.86 і Uз= 10.0 зміна анцапфи РПН вітки 11: Іваннів-22: з 19 на 10
При Up=11.93 і Uз= 10.0 зміна анцапфи РПН вітки Tr3:1_НН з 19 на 10
При Up=44.11 і Uз= 35.0 зміна анцапфы ПБЗ ветви Tr3:1_СН з 5 на 1
При Up=11.38 і Uз= 10.0 зміна анцапфи РПН вітки Tr3:3_НН з 19 на 12
При Up=11.80 і Uз= 10.0 зміна анцапфи РПН вітки Tr3:4_НН з 19 на 10
При Up=43.72 і Uз= 35.0 зміна анцапфы ПБЗ ветви Tr3:4_СН з 5 на 1
При Up=11.80 і Uз= 10.0 зміна анцапфи РПН вітки Tr3:5_НН з 19 на 10
При Up=43.72 і Uз= 35.0 зміна анцапфы ПБЗ ветви Tr3:5_СН з 5 на 1
При Up=33.51 і Uз= 35.0 зміна анцапфы ПБЗ ветви Tr3:1_СН з 1 на 3
При Up=33.22 і Uз= 35.0 зміна анцапфы ПБЗ ветви Tr3:4_СН з 1 на 3
При Up=33.22 і Uз= 35.0 зміна анцапфы ПБЗ ветви Tr3:5_СН з 1 на 3

Назва вітки	Uрозр	Uз.мін	Uз.макс	Анцапфа	К-ть	Похибка	Назва вузла
12: Страшевичі-13: РПН	5.97	6.00	6.00	10	19	0.005	13:
12: Страшевичі-14: РПН	5.97	6.00	6.00	10	19	0.005	14:
11: Іваннів-21: РПН	9.96	10.00	10.00	10	19	0.004	21:
11: Іваннів-22: РПН	9.96	10.00	10.00	10	19	0.004	22:
Tr3:1_НН РПН	10.02	10.00	10.00	10	19	0.002	4:
Tr3:3_НН РПН	9.91	10.00	10.00	12	19	0.009	8:
Tr3:4_НН РПН	9.91	10.00	10.00	10	19	0.009	17:
Tr3:5_НН РПН	9.91	10.00	10.00	10	19	0.009	17:

Отже, основні усталені режими: максимальний, мінімальний, два ремонтні – розраховано і проаналізовано. Загалом висновок такий, що координати усіх режимів фрагменту досліджуваної електричної мережі з підключенням нових елементів, а саме ПС «Іваннів» та двох ЛЕП, прокладених до неї відповідають нормам проектування.

3 ВИБІР ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ДЛЯ ПІДСТАНЦІЇ «ІВАННІВ»

3.1 Визначення величин струмів КЗ на шинах ПС «Іваннів»

У додатку Б є результати розрахунку значень струмів коротких замикань, проведених в комплексі ДАКАР ЕЛЕКС. Вибрано два можливих місця КЗ для ПС «Іваннів» на шинах ВН та НН. Було розраховано два види КЗ: трифазне та однофазне, з метою виявлення максимальних значень таких струмів. Як видно з результатів, найбільшими виявились струми трифазних КЗ. Тому візьмемо їх за основу для вибору обладнання ПС «Іваннів».

З цього додатку випишемо таку інформацію:

струми трифазних КЗ на шинах ПС «Іваннів»:

ВН (вузол 11): $I_{п0}$=4.876 кА; НН (вузол 22): $I_{п0}$=7.914 кА;

опори прямої послідовності:

ВН (вузол 11): $r = 2.848$ Ом; $x = 12.476$ Ом;

НН (вузол 22): $r = 0.065$ Ом; $x = 0.765$ Ом.

Наступні обчислення виконуємо за алгоритмами, описаними в [6].

Стала часу загасання аперіодичної складової.

Шини ВН ПС «Іваннів»:

$$T_a = \frac{x}{\omega \cdot r} = \frac{12.476}{314 \cdot 2.848} = 0.014 \text{ (с)}.$$

Шини НН ПС «Іваннів»:

$$T_a = \frac{0.765}{314 \cdot 0.065} = 0.037 \text{ (с)}.$$

Ударні коефіцієнти $k_у$.

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}.$$

Шини ВН ПС «Іваннів»:

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.014}} = 1.49.$$

Шини НН ПС «Іваннів»:

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.037}} = 1.763.$$

Ударні струми на шинах ПС «Іваннів».

$$i_{y\text{ВН}} = \sqrt{2}\ \cdot I_{\text{п}0} \cdot k_y = \sqrt{2}\ \cdot 4.876 \cdot 1.49 = 10.271\ (\text{кА}).$$

$$i_{y\text{НН}} = \sqrt{2}\ \cdot 7.914 \cdot 1.763 = 19.732\ (\text{кА}).$$

Для обчислення величин аперіодичної складової та теплового імпульсу маємо, попередньо, вибрати вимикачі.

В паспортних даних є інформація про час власного вимкнення вимикачів і повного їх вимкнення.

Найбільшою популярністю для РП 110 кВ користуються елегазові вимикачі фірми ABB типу LTB 145D1|B. Параметри такого типу вимикачів візьмемо з [6] і наведемо в таблиці 3, додатку А.

Отже, власний час вимикання $t_{\text{вим.вл}} = 22$ мс та повний час вимиканя $t_{\text{вим.п}} = 40$ мс.

Час, для якого визначається струм КЗ:

$$t = t_{\text{вим.вл}} + t_{\text{з}}\ , \text{с}.$$

Тут $t_{\text{з}} = 0.01$ с – час дії релейного захисту, [6].

Обчислимо аперіодичну складову струму КЗ на шинах ВН ПС «Іваннів».

$$t \quad = 0.022 + 0.01 = 0.032\ (\text{с}),$$

$$i_{\text{а}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{n}0} \cdot e^{-\text{t}/T_a} = \sqrt{2} \cdot 4.876 \cdot \text{e}^{-0.032/0.014} = 0.701\ (\text{кА}),$$

Для РП 10 кВ ПС «Іваннів» з цього ж літературного джерела [6] візьмемо вакуумний вимикач типу ВВК 2-10-20/630 У3, для якого $t_{\text{вим.вл}} = 50$ мс, $t_{\text{вим.п}} = 75$ мс (див. таблицю 4, додатку А).

Обчислимо аперіодичну складову струму КЗ на шинах НН ПС «Іваннів».

$$t \quad = 0.05 + 0.01 = 0.06\ (\text{с}),$$

$$i_{\text{а}} = \sqrt{2} \cdot 7.914 \cdot \text{e}^{-0.06/0.037} = 2.211(\text{кА}).$$

Визначимо час протікання струму короткого замикання:

$$t_{\text{кз}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{вимк.п}},$$

де $t_{\text{р.з.}} = 0.1$ с – час дії релейного захисту, [6].

Обчислимо тепловий імпульс струму КЗ на шинах ВН ПС «Іваннів».

$$t_{\text{кз.}} = 0.1 + 0.04 = 0.14\ (\text{с}),$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{кз}} + T_{\text{а}}) = 4.876^2 \cdot (0.14 + 0.014) = 12.839\ (\text{кА}^2 \cdot \text{с}),$$

Обчислимо тепловий імпульс струму КЗ на шинах НН ПС «Іваннів».

$$t_{\text{кз.}} = 0.1 + 0.075 = 0.175\ (\text{с}),$$

$$B_{\text{к}} = 7.914^2 \cdot (0.175 + 0.037) = 13.278\ (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

3.2 Визначення величин проектних струмів на шинах ПС «Іваннів»

Максимальний розрахунковий струм в колі ВН підстанції «Іваннів».

$$I_{\text{нб.розр.ВН}} = 1.4 \cdot I_{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50.2\ (\text{А}).$$

Максимальний розрахунковий струм в колі НН підстанції «Іваннів».

$$I_{\text{нб.розр.НН}} = 1.4 \cdot I_{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} 1.4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524.86\ (\text{А}).$$

Максимальний розрахунковий струм у колах ПЛ підстанції «Іваннів».

ЛЕП 110 кВ, що підходять до ПС «Іваннів» виконані проводом марки АС-185/29 з допустимим тривалим струмом 510 А (таблиця Д3.1, [6]).

Для обчислення максимального розрахункового струму приймемо сезонну еквівалентну температуру для зими на території Львівщини, де розташована підстанція, $\theta_{0,\text{розр}} = -4$ °С.

Отримуємо:

$$I_{\text{нб.розр.ПЛ}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0,\text{розр}}}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0,\text{ном}}}} = 510 \cdot \sqrt{\frac{70 + 4}{70 - 25}} = 654\ (\text{А}).$$

Цей струм є більшим, ніж $I_{\text{нб.розр.ВН}} = 50.2$ А. Тому, максимальний розрахунковий струм у колах ВН підстанції приймаємо 654 А.

3.3 Умови перевірки вимикачів і вибір роз’єднувачів

З боку вищої напруги 110 кВ підстанції «Іваннів» планується встановлення елегазових вимикачів компанії ABB типу LTB 145D1|B. Згідно

вимог ПУЕ [3], вимикачі необхідно перевіряти за рядом умов. Проведемо потрібні для цього обрахунки.

Для часу до моменту розходження дугогасних контактів після виникнення КЗ, який було знайдемо вище і який дорівнює 0.032 с, за графіком (рисунок 6.5, [6]) знаходимо величину $\beta_{\text{н}}$, яка дорівнює 0.49.

Визначаємо допустиму величину аперіодичної складової струму КЗ, яку вимикач може вимкнути:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вим}} = \sqrt{2} \cdot 0.49 \cdot 40000 = 27718 \text{ (А)}.$$

Порівняємо розраховані вище та довідникові параметри для вимикачів типу LTB 145D1|B (див. таблицю 3, додатку А):

$U_{\text{РП}} = 110$ кВ кВ $< U_{\text{ном}} = 145$ кВ;

$I_{\text{нб.ВН}} = 654\ A < \ I_{\text{ном}} = 3150$ А;

$I_{\text{п0}} = 4876$ А $< I_{\text{ном.відкл}} = 40000$ А;

$i_{\text{а}} = \ 7016$ А $< i_{a,\text{ном}} = 27718$ А;

$i_y = 10.271$ кА $< i_{\text{дин}} = 100$ кА;

$B_{\text{к}} = 12.839\ \text{кА}^2\text{с} < I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800\ \text{кА}^2\text{с}$.

Роз'єднувачі вибираємо і перевіряємо також за вимогами ПУЕ [3]. З літературного джерела [6], таблиця Д6.1, додаток 6 нам підходить роз`єднувач типу РДЗ-110(Б) / 1000 - горизонтально-поворотний з заземлюючими ножами з підсиленою ізоляцією. Паспортні дані його наведені в таблиці 5 додатку А цієї кваліфікаційної роботи.

Перевіримо виконання умов:

$U_{\text{РП}} = 110$ кВ кВ $= U_{\text{ном}} = 110$ кВ;

$I_{\text{нб.ВН}} = 654\ A < \ I_{\text{ном}} = 1000$ А;

$i_y = 10.271$ кА $< i_{\text{дин}} = 80$ кА;

$B_{\text{к}} = 12.839\ \text{кА}^2\text{с} < I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 31.5^2 \cdot 3 = 2977\text{кА}^2\text{с}$.

Усі умови виконуються.

Для розподільного пристрою напругою 10 кВ підстанції «Іваннів» планується встановлення вакуумних вимикачів типу ВВК 2-10-20/630 У3

(таблиця Д5.3, [6]). Для них час до моменту розходження дугогасних контактів після виникнення КЗ дорівнює 0.06 с. Відповідна за графіком (рисунок 6.5, [6]) величина $\beta_{\text{н}}$, дорівнює 0.24.

Визначимо допустиму величину аперіодичної складової струму КЗ, яку вимикач може вимкнути:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0.24 \cdot 20000 = 6788 \text{ (А)}.$$

Порівняємо розраховані вище та довідникові параметри для вимикачів типу ВВК 2-10-20/630 У3 (див. таблицю 4, додатку А):

$U_{\text{РП}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;

$I_{\text{нб.НН}} = 524.86 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$;

$I_{\text{п0}} = 7914 \text{ А} < I_{\text{ном.відкл}} = 20000 \text{ А}$;

$i_{\text{а}} = 2211 \text{ А} < i_{a.\text{ном}} = 6788 \text{ А}$;

$i_y = 19.732 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$;

$B_{\text{к}} = 13.278 \text{ кА}^2\text{с} < I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$.

Усі умови виконуються.

3.4 Шини й ошинування ПС «Іваннів»

Для РП ВН 110 кВ обираємо гнучкі шини. Оскільки ЛЕП, які підходять до підстанції «Іваннів» виконані проводами марки АС-185/29, то гнучкі шини будуть такої ж марки.

Згідно з ПУЕ [3], проводи марки АС-185/29 для ЛЕП напругою 110 кВ є відповідними з умов корони. Тому перевірку не проводимо.

Також, згідно з ПУЕ [3], якщо ударний струм менший за 50 кА, перевірку на електродинамічну стійкість виконувати не потрібно. Величина ударного струму в нашому випадку дорівнює 10.271 кА.

Для РП НН 10 кВ обираємо жорсткі шини за таким критерієм, щоб максимальний розрахунковий струм в колі НН підстанції «Іваннів» був не більший від допустимого струму смуги вибраного перерізу і матеріалу.

Максимальний розрахунковий струм в колі НН підстанції «Іваннів», розрахований в п.3.2 і дорівнює 524.86 А. З таблиці Д3.2 [6], вибираємо односмугові алюмінієві шини прямокутного перерізу з допустимим струмом 540 А розміром 40×5 мм^2. Шини можуть розміщуватися горизонтально (плазом), або вертикально (на ребро). Кожен спосіб має свої переваги і недоліки і певні відмінності в обчисленнях під час перевірки умов їх вибору.

Приймаємо, що шини будуть розміщені горизонтально.

Алгоритм перевірки вибраних шин, описаний в [6], винесемо в додаток В.

Визначимо розрахунковий допустимий струм для середньорічної температури повітря, яка згідно карт районування території України для місцевості розташування підстанції «Іваннів» в третьому районі, дорівнює 8°С (рисунок Д1.5, [4]).

$$I_{\text{доп.розр}} = 0{,}95 \cdot 540 \cdot \sqrt{\frac{70-8}{70-25}} = 602 \text{ А}.$$

Порівняємо його з максимальним розрахунковим струмом в колі НН підстанції «Іваннів».

Отже, умова виконується: 524.86 А < 602 А.

Перевірка на термічну стійкість.

Температура шини на початку КЗ.

$$\theta_{\text{П}} = 8 + (70-25) \cdot \left(\frac{524.86}{602}\right)^2 = 42.2 \text{ °C}.$$

Визначимо величину $f_{\text{П}}$ з графіка на рисунку 4.2 [6], $f_{\text{П}} = 42$ °С.

Визначимо величину $f_{\text{К}}$:

$$f_{\text{К}} = 42 + 0.01054 \cdot \frac{13.278 \cdot 10^6}{(40 \cdot 5)^2} = 45.5 \text{ °C}.$$

За одержаним значенням $f_{\text{К}}$ визначаємо з графіка на рисунку 4.2 [6], $\theta_{\text{К}} = 47$ °С.

Отже, умова виконується:

$$\theta_{\text{К}} = 47\text{°C} < \theta_{\text{К.доп}} = 200 \text{ °C}.$$

Перевірка на динамічну стійкість

Шини розміщені плазом.

Ширина шини, $h = 4$ см; висота шини, $b = 0.5$ см.

$$j = \frac{0.5 \cdot 4^3}{12} = 2.7 \text{ см}^4.$$

$$W = \frac{0.5 \cdot 4^2}{6} = 1.3 \text{ см}^3.$$

Довжина прогону між ізоляторами.

$$l_{\text{розр}} = \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{2.7}{2}}} = 1.0 \text{ м}.$$

Довжину прогону між ізоляторами приймемо *l*=1.0 м.

Частота власних коливань шинної конструкції.

$$f_0 = \frac{173.2}{1^2} \cdot \sqrt{\frac{2.7}{2}} = 201.2 \text{ Гц}.$$

Ця величина дещо більша, ніж 200 Гц, але це вважається допустимим. Найбільші динамічні зусилля між шинами під час трифазного КЗ.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot \frac{(10.271 \cdot 10^3)^2}{0.8} = 22.8 \text{ Н/м}.$$

Згинальний момент.

$$M = \frac{22.8 \cdot 1^2}{10} = 2.28 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Напруження в матеріалі шини.

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{2.28}{1.3} = 1.754 \text{ МПа}.$$

Отже, умова виконується.

$$1.754 \text{МПа} < 82.3 \text{ МПа}.$$

3.5 Ізолятори на ПС «Іваннів»

На ВРП 110 кВ, зазвичай встановлюють гірлянди скляних ізоляторів. Їх тип і кількість залежить від ступеня забруднення довкілля. На території ПС

«Іваннів», згідно завдання СЗ звичайний, тобто 2. За цим критерієм з таблиці 5.6, [6] - питома ефективна довжина шляху витоку гірлянди λ_e =2 см/кВ. Визначаємо конфігурацію ізолювального елемента ізолятора (таблиця 5.12, [6]). Нам підходить ІД тарілчастий зі слаборозвиненою нижньою ребристою поверхнею, для якого необхідна умова: $L_i/D \leq 1/4$.

Цим критеріям відповідає ізолятор типу ПС-70Е (таблиця Д4.1, [6]). Характеристики цього типу ізолятора наведені в таблиці 5 додатку А цієї бакалаврської роботи.

Перевіримо виконання необхідної умови.

L_i/D = 303/255=1.19. Умова виконується: 1.19<1.4.

Для визначення довжини шляху витоку, за таблицею 5.7, [6], підберемо коефіцієнт ефективності ізоляторів K_i, відповідно до величини отриманого відношення L_i/D =1.19. K_i=1.1.

Отже, за найбільшої лінійної напруги класу 110 кВ, яка дорівнює 126 кВ, матимемо:

$$L = \lambda_e \cdot U \cdot K_i = 2 \cdot 126 \cdot 1.1 = 277.2 \text{ см.}$$

Кількість ізоляторів гірлянди буде, відповідно:

$$m = 2772\ /303 = 9.15 \approx 10 \text{ шт..}$$

До базової кількості, згідно вимог ПУЕ [3], додаємо ще 1 шт. Тобто, для ВРП 110 кВ ПС «Іваннів» кількість ізоляторів у гірлянді 11 штук.

На РП 10 кВ, згідно вимог ПУЕ [3], вибираємо опорні ізолятори на номінальну напругу 20 кВ, для яких $\lambda_e \geq 1.67$ см/кВ.

З таблиці Д4.4 [6] вибираємо опорний стрижневий полімерний ізолятор для СЗ 2 типу ОСК-8-20-2 УХЛ1. Його параметри подано у таблиці 7, додатку А цієї бакалаврської роботи.

Для цього ізолятора $\lambda_e = 55/10 = 5.5$ (см/кВ) > 1.67 (см/кВ).

Визначаємо розрахункову силу, яка діє на ізолятор, якщо шини розміщені плазом (додаток В).

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot \frac{(19.732 \cdot 10^3\ )^2}{0.8} \cdot 1 \cdot 1 = 84.3 \text{ Н.}$$

Для вибраного ізолятора $F_{доп} = 8$ кН.

$$15.06 \text{ Н} < 8000 \text{ Н}.$$

Отже, вибраний ізолятор пройшов перевірку на механічну міцність.

3.6 Трансформатори струму ПС «Іваннів»

На кожній підстанції обов`язково здійснюється моніторинг біжучих параметрів роботи електричних мереж: струму, напруги , активної і реактивної потужності, електроенергії, відпущеної від шин підстанції. Ці величини вимірюють відповідними приладами: амперметрами, вольтметрами, варметрами, ватметрами, лічильниками енергії. Для роботи цих приладів, а також пристроїв релейного захисту, автоматики, керування, сигналізації необхідно трансформувати струми і напруги в силових колах електроустановок до значень зручних для вимірювання. Так в усіх трансформаторів струму вторинна обмотка має струм 5 або 1 А.

Умови вибору і перевірки трансформаторів струму, описані в [6]. У цьому ж літературному джерелі є довідникова інформація про трансформатори струму.

Отже, для РП 110 кВ підстанції «Іваннів» запропонуємо сучасні надійні елегазові трансформатори струму зовнішнього встановлення (таблиця Д8.5, [6]) типу ТОГ 110-ІІ-ІІ УІ. Технічні характеристики його наведемо в таблиці 8, додатку А цієї БКР.

Вторинна обмотка ТС буде навантажена вимірювальними приладами з’єднувальними провідниками та контактами. Набір типових контрольно-вимірювальних приладів візьмемо з таблиці Д10.1, [6] і наведемо нижче в таблиці 3.1.

Проведемо перевірку ТС за умовами, наведеними [6].

Номінальне допустиме навантаження вторинної обмотки ТС.

$$r_{2ном} \approx z_{2ном} = S_{2ном}/{I_{2ном}}^2 = 30/5^2 = 1.2 \text{ Ом}.$$

Опір вимірювальних приладів.

$$r_{\text{прил}} \approx z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}}/{I_{2\text{ном}}}^2 = 0.74/5^2 = 0.03 \text{ Ом}.$$

Таблиця 3.1 – Навантаження трансформатора струму ВРП 110 кВ

Прилади	Тип	Навантаження фаз (В·А)		
		A	B	C
Амперметр	СА3020-5	0.6	0.6	0.6
Варметр	СТ3030	0.07	0.07	0.07
Ватметр	СР3020	0.07	0.07	0.07
Разом	-	0.74	0.74	0.74

До даного ТС приєднано три прилади. Тому, приймемо перехідний опір контактів 0.05 Ом.

Розрахунковий опір з'єднувальних провідників.

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} = 1.2 - 0.03 - 0.05 = 1.12 \text{ Ом}.$$

Розрахункова площа поперечного перерізу мідного провідника з розрахунковою довжиною 60 м.

$$q_{\text{розр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.12} = 0.94 \text{ мм}^2.$$

З таблиці 7.2, [6] вибираємо контрольний кабель типу КПВГ перерізом 2.5 мм^2. За перерізом вибраного кабелю обчислимо опір провідника.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0.0175 \cdot 60}{2.5} = 0.42 \text{ мм}^2.$$

Визначимо опір навантаження ТС.

$$z_{\text{нав}} = r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} + r_{\text{прил}} = 0.42 + 0.05 + 0.03 = 0.5 \text{ Ом}.$$

Перевіримо умови вибору ТС.

$$I_{1\text{ном}} = 800 \text{ А} > I_{\text{нб.розр}} = 654 \text{ А};$$

$$i_{\text{дин}} = 240 \text{ кА} > i_y = 10.271 \text{ кА};$$

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 70^2 = 4900 \text{ кА}^2\text{с} > B_{\text{к}} = 12.839 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$z_{2\text{ном}} = 1.2 \text{ Ом} > z_{\text{нав}} = 0.5 \text{ Ом}.$$

Отже, ТС типу ТОГ 110-II-II УІ підходить за усіма умовами перевірки.

Для КРП 10 кВ підстанції «Іваннів» запропонуємо новітні трансформатори струму компанії «Біонтоп», які відповідають усім європейським стандартам, типу ТОЛУ 10-1-У2 (таблиця Д7.6, [6]). Технічні характеристики його наведемо в таблиці 9, додатку А цієї БКР.

Вторинна обмотка ТС буде навантажена вимірювальними приладами з'єднувальними провідниками та контактами. Набір типових контрольно-вимірювальних приладів візьмемо з таблиці Д10.1, [6] і наведемо нижче в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Навантаження трансформатора струму КРП 10 кВ

Прилади	Тип	Навантаження фаз (В·А)		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	0.6	0.6	0.6
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6801	0.3	-	0.3
Ватметр	СР3020	0.07	0.07	0.07
Лічильник активної енергії	ЦЭ6803В-Р30	0.1	-	0.1
Разом	-	1.07	0.67	1.07

Проведемо перевірку ТС за умовами, наведеними [6].

Номінальне допустиме навантаження вторинної обмотки ТС.

$$r_{2\text{ном}} \approx z_{2\text{ном}} = S_{2\text{ном}}/{I_{2\text{ном}}}^2 = 20/5^2 = 0.8 \text{ Ом}.$$

Опір вимірювальних приладів.

$$r_{\text{прил}} \approx z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}}/{I_{2\text{ном}}}^2 = 1.07/5^2 = 0.043 \text{ Ом}.$$

До даного ТС приєднано більше, ніж три прилади. Тому, приймемо перехідний опір контактів 0.1 Ом.

Розрахунковий опір з'єднувальних провідників.

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} = 0.8 - 0.043 - 0.1 = 0.657 \text{ Ом}.$$

Розрахункова площа поперечного перерізу мідного провідника з розрахунковою довжиною 40 м.

$$q_{\text{розр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.657} = 1.06 \text{ мм}^2.$$

З таблиці 7.2, [6] вибираємо контрольний кабель типу КПВГ перерізом 2.5 мм^2. За перерізом вибраного кабелю обчислимо опір провідника.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0.0175 \cdot 40}{2.5} = 0.28 \text{ мм}^2.$$

Визначимо опір навантаження ТС.

$$z_{\text{нав}} = r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} + r_{\text{прил}} = 0.28 + 0.1 + 0.043 = 0.423 \text{ Ом}.$$

Перевіримо умови вибору ТС.

$$I_{1\text{ном}} = 750 \text{ А} > I_{\text{нб.розр}} = 524.86 \text{ А};$$

$$i_{\text{дин}} = 180 \text{ кА} > i_y = 19.732 \text{ кА};$$

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 72^2 = 5184 \text{ кА}^2\text{с} > B_{\text{к}} = 13.278 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$z_{2\text{ном}} = 0.8 \text{ Ом} > z_{\text{нав}} = 0.423 \text{ Ом}.$$

Отже, ТС типу ТОЛУ 10-1-У2 підходить за усіма умовами перевірки.

3.7 Трансформатори напруги ПС «Іваннів»

На ВРП 110 кВ до вторинної обмотки ТН буде підключено один вольтметр з перемикачем для вимірювання трьох між фазних напруг. Вибираємо з таблиці Д10.1, [6] вольтметр типу Е377 з потужністю споживання 2 В·А і класом точності 1.5. З таблиці Д9.3,[6] вибираємо елегазовий ТН типу НОГ-110-У1. Паспортні дані його наведено в таблиці 10, додатку А цієї БКР.

Номінальна потужність ТН однієї фази явно більша , ніж потужність споживана приладом – 300 В·А > 2 В·А. Отже, цей ТН підходить.

На КПР 10 кВ буде працювати більше вимірювальних приладів. Їх перелік показано в таблиці 3.3.

З таблиці Д9.6,[6] вибираємо ТН типу НОМ-10-66. Паспортні дані його наведено в таблиці 11, додатку А цієї БКР.

Перевіряємо умову вибору ТН НН ПС «Іваннів».

$$S_{\text{ном}} = 75 > S_{\text{нав}} = 25.3, \text{В} \cdot \text{А}.$$

Умова задовольняється.

Таблиця 3.3 – Навантаження трансформатора напруги КРП 10 кВ

Прилади	Тип	Навантаження, В·А	Кількість	$S_{\sum}$, В·А
Вольтметр	Е377	2	2	4
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ6801	1	1	1
Ватметр	СР3020	0.1*3	1	0.3
Лічильник активної енергії	ЦЭ2727	5	4	20
Разом	-	-	-	25.3

3.8 Трансформатори власних потреб підстанції «Іваннів»

Для забезпечення нормального функціонування підстанції потрібне електропостачання її власних потреб – систем зв'язку, телемеханіки, системи охолодження трансформаторів, аварійного освітлення, пожежогасіння, живлення оперативних кіл. Потужність споживачів ВП невелика.

Основні електроприймачі власних потреб підібрано за рекомендаціями з [6] (таблиці Д11.1 та Д11.2). Їх перелік, кількість та розрахункова потужність наведені в таблиці 12, додатку А цієї кваліфікаційної роботи.

Обчислимо розрахункову потужність ТВП.

$$S_{\text{твп.розр}} = k_{\text{п}} \cdot \sqrt{P_{\text{розр}}^2 + Q_{\text{розр}}^2} = 0.8 \cdot \sqrt{24.5^2 + 2.48^2} = 24.625 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту, який дорівнює 0.8.

Підстанція не передбачає наявності постійного чергового персоналу, тому потужність ТВП визначаємо за умови:

$$S_{\text{т}} \geq S_{\text{твп.розр}}.$$

Вибираємо два трансформатори власних потреб типу ТМ-25/10/0.4 (таблиця Д12.1, [6]). Трансформатори приєднуємо до шин 10 кВ через запобіжники, оскільки їх потужність не перевищує 250 кВ·А.

Головна схема електричних з'єднань підстанції «Іваннів», з вибраним у цьому розділі обладнанням, подана в додатку Д.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У цьому розділі розрахуємо техніко-економічні показники електричних мереж з підстанцією «Іваннів»

Передана споживачам активна потужність (див. таблицю 2.1).

$$P_{\sum \text{нав}} = 45.419 \text{ (МВт)}.$$

Передана споживачам енергія.

$$W = P_{\sum \text{нав}} \cdot T_{max} = 45.419 \cdot 5750 = 261159.25 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)},$$

де T_{max} – час використання максимального навантаження (див. завдання до БКР).

Сумарні втрати активної потужності визначені в результатах комп'ютерного розрахунку (див. таблицю 2.1).

$$\Delta P = \Delta P_{var} + \Delta P_{const} = 0.696 + 0.167 = 0.863 \text{ (МВт)}.$$

де ΔP_{var} – змінні втрати активної потужності, які зелеать від зміни величини потужності, що споживається; ΔP_{const} – умовно-постійні втрати активної потужності, які не залежать від величини споживаної потужності.

Сумарні втрати електроенергії.

$$\Delta W = \Delta P_{var} \cdot \tau + \Delta P_{const} \cdot T,$$

де T – кількість годин в році; τ – час максимальних втрат, який визначається за формулою:

$$\tau = T \cdot (0.124 + T_{max}/10000)^2.$$

$$\tau = 8760 \cdot (0.124 + 5750/10000)^2 = 4280 \text{ (год)}.$$

Отже, сумарні втрати електроенергії становитимуть:

$$\Delta W = 0.696 \cdot 4280 + 0.167 \cdot 8760 = 4441.8 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

Коефіцієнт корисної дії за потужністю.

$$\eta_P = P_{\sum \text{нав}} / \left(P_{\sum \text{нав}} + \Delta P\right) = 45.419/(45.419 + 0.863) = 0.981.$$

Коефіцієнт корисної дії за енергією.

$$\eta_W = W/(W + \Delta W) = 261159.25/(261159.25 + 4441.8) = 0.983.$$

Розрахунок капіталовкладень.

Оцінка капіталовкладень на стадії планування ведеться за укрупненими наближеними показниками вартості. Їх ще називають показниками розрахункової вартості.

Капіталовкладення у спорудження мережі включають вартість на спорудження ліній електропересилання $К_Л$ та підстанцій (станцій) $К_П$:

$$К = К_Л + К_П.$$

Інвестиції в будівництво підстанції, включають вартість розподільчих злагод $К_{РП}$, силових трансформаторів $К_{ТР}$, компенсувальних пристроїв $К_{КП}$, та постійної частини витрат.

Розрахункову вартість 1 км лінії беремо з [8], попередньо знаючи: номінальну напругу, поперечний переріз проводу, матеріал опор, район за ожеледдю, для ПЛ 110 кВ на металевих опорах для II району за ожеледдю вартість спорудження складає 1445.069 тис. грн./км для одноколових ЛЕП. Середньозважений коефіцієнт, що враховує умови проходження трас ліній для Львівської області складає 1.545. Розрахункові вартості відповідають середнім умовам будівництва в районах України. Згідно завдання цієї БКР планується прокласти дві одноколові ПЛ протяжністю 10.23 км та 7.15 км (див. п. 1.4).

$$К_Л = k_р \cdot \sum_{i=1}^{n} Ц_Л \cdot l_{Лi} = 1.545 \cdot 1445.069 \cdot (10.23 + 7.15) = 38803.137 \text{ (тис. грн)}$$

Інвестиції в будівництво підстанцій включать вартість силового обладнання (вимикачів, трансформаторів, генераторів тощо), розподільчих злагод, компенсуючих пристроїв та постійної частини витрат підстанції (вартість будування загального підстанційного пульта керування, компресорної, установки постійного струму, обладнання трансформаторного та масляного господарства та інше).

Згідно даних з [8], для підстанцій заданої електричної мережі, вибираємо наступні вартості підстанції «Іваннів»:

На ПС «Іваннів» встановлено два трансформатори типу ТДН – 10000/110.

– загальна кошторисна вартість встановлення двох силових трансформаторів становить 2 × 12193.158 = 24386.316 тис. грн.;

– вартість приєднання силового трансформатора з вимикачем 2 × 2763.455 = 5526.91 тис. грн.;

– вартість приєднання 2 ліній 110 кВ з роз'єднувачами 2 × 372.645 = 745.29 тис. грн.;

Сумарна вартість капіталовкладень у ПС «Іваннів»:

$$К_П = 24386.316 + 5526.91 + 745.29 = 30658.516 \text{ (тис. грн.)}.$$

Сумарні капіталовкладення у розвиток електричних мереж:

$$К = 38803.137 + 30658.516 = 69461.653 \text{ (тис. грн.)}.$$

Питомі капіталовкладення.

$$К'' = К/P_{\sum нав} = 69461.653/45.419 = 1529.352 \text{ (тис. грн./МВт)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію.

Амортизаційні відрахування призначені для проведення капітальних ремонтів під час експлуатації енергетичного обладнання та для відновлення (реновації) його початкової вартості. Норми амортизації залежать від терміну корисного використання обладнання та будівель, частоти та вартості капітального ремонту та визначаються у відсотках від вартості основних фондів.

Втрата потужності збільшує максимальне навантаження і завжди призводить до додаткового виробництва електроенергії.

Щорічні витрати на експлуатацію визначаються за виразом:

$$В = В_{а.о.} + В_{\Delta var} + В_{\Delta const}.$$

Щорічні витрати на амортизацію та обслуговування мережі визначаються за формулою:

$$В_{а.о.} = К_Л \cdot (а_Л + о_Л)/100 + К_П \cdot (а_П + о_П)/100.$$

де $а_Л$, $о_Л$ – відповідно, відрахування на амортизацію та обслуговування ліній, %; $а_П$, $о_П$ – відповідно, відрахування на амортизацію та обслуговування підстанцій, %.

$$В_{а.о.} = 38803.137 \cdot (2.4 + 0.4)/100 + 30658.516 \cdot (6.4 + 2)/100 = 3109.95 \text{ (тис. грн.)}.$$

Далі обчислюємо щорічні затрати на покриття втрат електроенергії.

Витрати на покриття змінної складової ТВЕ: $В_{\Delta var} = з_0' \cdot \Delta P_{var} \cdot \tau$,

де $з_0'$, (коп./(кВт · год.) – вартість покриття 1 кВт·год змінної складової ТВЕ, що визначається залежно від часу максимальних втрат τ.

Витрати на покриття постійної складової ТВЕ: $В_{\Delta const} = з_0'' \cdot \Delta P_{const} \cdot T$,

де $з_0''$ (коп./(кВт · год.) – вартість покриття 1 кВт·год умовно-постійної складової ТВЕ при терміні експлуатації Т годин протягом року.

Приймаємо τ = Т = 8760 год. Тоді вартість покриття 1 кВт·год змінної та постійної складових ТВЕ будуть однакові.

Отже,

$$В_{\Delta var} = 1.68 \cdot 696 \cdot 4280 = 5004518.4\ (грн.) = 5004.518\ (тис. грн.).$$

$$В_{\Delta const} = 1.68 \cdot 167 \cdot 8760 = 2457705.6 (грн.) = 2457.706\ (тис. грн.).$$

$$В = 3109.95 + 5004.518 + 2457.706 = 10572.174 (тис. грн.).$$

Зведені витрати визначаємо за формулою: $З = Е_Н \cdot К + В$,

де $Е_Н$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень; $Е_Н = 0.12$.

$$З = 0.12 \cdot 69461.653 + 10572.174 = 18907.572\ (тис. грн.).$$

Собівартість передачі електроенергії:

$$С = В/W = 10572.174/261159.25 = 0.04\ (грн./(кВт \cdot год.).$$

Результати розрахунку показників заносимо у таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Техніко-економічні показники ЕМ з ПС «Іваннів»

№	Показник	Числове значення	Одиниця вимірювання
1	Передана споживачам:– потужність – енергія	45.419 261159.25	МВт МВт·год
2	Сумарні втрати: – потужності – енергії	0.863 4441.8	МВт МВт·год
3	Коефіцієнт корисної дії за: – потужністю – енергією	0.981 0.983	
4	Сумарні капіталовкладення	69461.653	тис. грн.
5	Питомі капіталовкладення	1529.352	тис. грн./МВт
6	Щорічні витрати на експлуатацію	10572.174	тис. грн.
7	Зведені витрати	18907.572	тис. грн.
8	Собівартість передачі електричної енергії	0.04	грн./(кВт · год

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Одним із завдань моєї бакалаврської кваліфікаційної роботи є вибір обладнання для ПС «Іваннів», яка є прохідною між підстанціями Самбір Т та Страшевичі і буде приєднана до них одноколовими ЛЕП 110 кВ.

Досліджувана підстанція буде мати розподільні пристрої напругою 110кВ та 10 кВ та повітряні лінії 110 кВ, які можуть нанести шкоди життю та здоров’ю людини. Тому у цьому розділі я буду аналізувати, які види небезпек наявні на підстанції та на ЛЕП і які небезпечні ситуації можуть виникнути. А також розгляну, які можна впровадити заходи безпеки для зменшення нещасних випадків.

5.1 Фактори небезпеки

У зв’язку з тим, що ПС «Іваннів» буде розташована на відкритому повітрі, умови праці будуть залежати від стану навколишнього середовища. Одними з основних факторів виступатимуть метеорологічні характеристики. До метеорологічних факторів відносять: температуру, вологість, швидкість повітря і вплив на обслуговуючий персонал електромагнітних полів.

Технічне обслуговування підстанції пов'язане з роботою електричного обладнання в умовах зміни клімату з підвищеним ризиком ураження електричним струмом. Таким чином, під час експлуатації, технічному обслуговуванні, ремонту обладнання можуть бути небезпечні та шкідливі фактори виробництва, які можна класифікувати на такі пункти:

- підвищені рівні шуму чи вібрації;
- висока вологість і температура в робочій зоні;
- недостатня кількість природного або штучного освітлення;
- підвищений рівень електромагнітного випромінювання;
- підвищений рівень статичної електрики;

- підвищена напруженість електричного поля:
- переважно емоційні та психологічні, нейропсихологічні перевантаження, пов’язані з відповідальною та небезпечною роботою;
- небезпека ураження електричним струмом при обслуговуванні електрообладнання.

Окрім цих факторів небезпеки які пов’язані з роботою і обслуговуванням підстанції, доцільним є розглянути ще фактори, що пов’язані з обслуговуванням ПЛ 110 кВ.

Робота на опорах ліній електропередач є особливо важкою в організації безпечних умов праці з таких причин: вона полягає в тому, що потрібно підніматися на дуже велику висоту. На робочих місцях по повітряній лінії розсіюються електромонтажники, що ускладнює контроль за безпекою їх праці. Ця робота вимагає постійного контролю за положеннями заземлень та за спостереженням відсутності напруги в обслуговуючих ланцюгах ПЛ. Також ця праця пов’язана з погодними параметрами, станом під'їзних шляхів і дослідженням конструкцій опор.

Отже, під час експлуатації, технічному обслуговуванні, огляді чи ремонті ПЛ можуть виникати такі небезпечні та шкідливі фактори, як:

- ураження струмом, через випадковий контакт з струмопровідною частиною;
- падіння працівників з високих опор;
- падіння предметів на працівників з висоти;
- використання несправних інструментів;
- недотримання правил техніки безпеки.

Причини, які спричиняють падіння працівників з високих опор, часто виникають через відсутність страхувальних поясів, відсутність огороджень, недостатньої міцності опор, на яких працює персонал, певних психологічних факторів: порушення координації руху, втрата самоконтролю, необережні дії. Також падіння можуть виникати через погані кліматичні умови: дощ, туман, сніг, ожеледь, сильні вітри.

Наведу також перелік причин, через які виникають падіння предметів з висоти на працівників: обрив вантажозахватних пристроїв, неправильне закріплення вантажу, падіння частин опор ЛЕП, падіння металоконструкцій. Через відсутність огородження на підйомному крані також часто випадають інструменти і матеріали, якими обслуговуючий персонал виконує роботу.

5.2 Заходи безпеки для зменшення негативних факторів

Основними причинами виникнення небезпечних ситуацій на підстанціях є попадання людини під дію електричного струму. Такі ситуації виникають через: випадкове проникнення або наближення на небезпечну відстань до деяких проводів ліній електропередач або поява напруги на металевих частинах обладнання, в результаті пошкодження ізоляції чи не правомірної дії обслуговуючого персоналу. Тому на будь якому підприємстві приймають заходи безпеки, за рахунок яких намагаються зменшити кількість нещасних випадків та зберегти здоров’я та життя своїх працівників.

Також, у межах цього розділу, нам варто розглянути концепцію електробезпеки. Визначення "електробезпека" – це система організаційно-технічних заходів та засобів захисту людей від шкідливого та небезпечного впливу електричного струму, дуги, електромагнітних полів та статичної електрики.

Найбільшу небезпеку для обслуговуючого персоналу становлять деталі електричного обладнання, у яких з певних причин пошкоджена ізоляція, і вони знаходяться під напругою. Для того, щоб запобігти подібним випадкам передбачено захисне заземлення. Захисним заземленням називають таке заземлення, що слугує для належного функціонування та безпечного використання елементів струмопровідних ліній в електрообладнанні. Такий тип заземлення використовується для зменшення напруги дотику та кроку у випадку пошкодження ізоляції електричної установки.

Для гарантування безпечної роботи на підстанції доцільним є дотримуватися основних правил безпеки. Експлуатувати електротехнічне обладнання потрібно відповідно до вимог ПУЕ [3] та «Правил безпечної експлуатації електроустановок» [9].

Щоб не потрапити під ураження електричним струмом потрібно дотримуватися таких правил:

- потрібно регулярно проводити інструктаж з цивільної безпеки;
- видавати наряд-допуск на виконання робіт;
- огороджувати об’єкти, що перебувають під напругою;
- встановлювати попереджувальні плакати та знаки безпеки;
- встановлювати захисне заземлення;
- використовувати пристрої автоматичного захисного вимикання;
- правильний вибирати і перевіряти плавкі вставки запобіжників;
- вірно обирати перерізи проводів та кабелів;
- призупиняти роботи в умовах дощу та грози;
- дотримуватися внормованих відстаней від струмопровідних частин ПЛ, згідно таблиці 5.1;
- використовувати індивідуальні засоби безпеки.

Таблиця 5.1 – Мінімально допустимі відстані до струмопровідних частин ПЛ, м.

Напруга ПЛ, кВ	Від людей	Від машин
6-35	0.6	1.0
110	1.0	1.5
220	2.0	2.5
330	2.5	3.5
750	3.0	6.0

Індивідуальні засоби захисту призначені для безпеки працівників, що здійснюють обслуговування ЛЕП та ПС. До індивідуальних засобів відносять: захист голови за допомогою захисної каски; захист обличчя та очей – окуляри або захисна маска (щиток); захисні засоби для рук – рукавиці; захист дихальних

шляхів – респіратор, протигаз або ватно-марлева пов’язка; захисні засоби від падіння з висоти – страхові пояси; захисний одяг – діелектричні рукавиці та боти для захисту від ураження струмом. А також для захисту від ураження використовуються діелектричні килимки, перенесене заземлення та ізолюючі штанги. Штанги дозволено використовувати в електроустановках до 550 кВ.

Для гарантування безпечної роботи потрібно видавати наряд робіт. Такий дозвіл на виконання роботи з підвищеним ризиком видається собою, яка є керівником або начальником ділянки. При виданні такого документу персонал повідомляють, що проводиться обслуговування підстанції. Таким чином уникають несподіваної подачі живлення на струмопровідні частини.

5.3 Метеорологічні умови праці та гігієна праці

При встановленні РП на відкритому повітрі необхідно дотримуватися вимог, які наведені нижче:

1) Пристрій повинен бути розміщений на площадці висотою не менше 0,2 *м* від рівня планування і повинен мати конструкцію, що відповідає умовам навколишнього середовища. В районі, де спостерігаються снігові заноси висотою *1 метр* та вище, шафи необхідно встановлювати на підвищених фундаментах.

2) У відповідності з вимогами, в шафах необхідний місцевий підігрів для забезпечення нормальної роботи вимірних приладів і приладів обміну.

Розміщення РП підстанцій, генеральний план і інженерна підготовка території та захист їх від затоплення, зсувів виконане у відповідності з вимогами БН і П Держбуду.

Територія ПС зовні відгороджена огорожею висота якої *1,7 м* та обладнана електричним освітленням. Освітлення в свою чергу, встановлене таким чином, щоб можна було її безпечно обслуговувати.

Забезпечується відстань між розподільчими пристроями і деревами, висота яких вище *4 м*, таким чином, щоб не допускати пошкодження обладнання під час падіння дерев.

На відкритих розподільних злагодах і поблизу ліній електропередачі, струмоведучими частинами створюється змінне електромагнітне поле. Воно характеризується в основному напруженістю електричної складової поля *E*, В/м, яка в РУ напругою 10 кВ на висоті росту людини може досягти досить великих значень.

При тривалому впливі шуму на організм людини відбуваються негативні явища: знижується гострота зору і слуху, підвищується кров'яний тиск, знижується увага. Сильний тривалий шум може бути причиною функціональних змін серцево-судинної і нервової систем.

Основна небезпека при обслуговуванні РУ підстанції є небезпека ураження електричним струмом. Джерелом небезпеки є відкриті струмопровідні частини і струмоведучі частини з ізоляцією, яка може виявитися з якихось причин порушеною.

Для зменшення пожежонебезпеки проводять заходи, що зменшують можливість витікання оливи. На трансформаторах та іншому відповідному устаткуванні встановлена апаратура, яка дозволяє отримувати об’єктивну інформацію про стан даного обладнання. До таких пристроїв відносяться теплові реле для визначення температури олії та обмоток, вібродатчики та інші пристрої.

Нормування шкідливих і виробничих чинників (НШВЧ).

<u>Електромагнітне поле.</u>

В РУ напругою 35 кВ і нижче напруженість магнітної складової поля незначна - 10-20 А/м, тому її впливом нехтують. Норми для електричної напруженості (без застосування захисних засобів), наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Допустимий час перебування в електромагнітному полі

Напруженість поля Е, кв / м	5	10	15	20	25
Допустимий час перебування в електричному полі	8г	3г	1,5 год	10хв	5хв

Виробниче освітлення.

Види та системи освітлення, що використовуються в приміщенні для обслуговуючого персоналу ПС « Іваннів» відповідають, згідно з [10] нормам природного та штучного освітлення робочого місця, яке аналізується та при можливості порівнюються з фактичними даними (додаток В [10]). - За цими ж державними стандартами здійснюється оцінка умов праці за показниками світлового середовища.

Опалення та вентиляція.

Згідно Державних санітарних норм та правил [11], досліджуваний у моїй БКР об’єкт - ПС «Іваннів» можна вважати 2-м класом за допустимістю умов праці. Це - умови, що характеризуються такими рівнями чинників виробничого середовища і трудового процесу, які не перевищують встановлених гігієнічних нормативів та не повинні чинити несприятливого впливу на стан здоров'я працівників та їх нащадків в найближчому і віддаленому періодах. Тобто опалення та вентиляція в приміщенні для обслуговуючого персоналу ПС «Іваннів» відповідають цим нормам.

Пожежна безпека.

Джерелом спалаху при порушенні правил пожежної безпеки при монтажі та експлуатації електроустановок, є коротке замикання, перевантаження, великі перехідні опори тощо.

Основними системами комплексу заходів та засобів щодо забезпечення пожежної безпеки об'єкта є: система запобігання пожежі, система протипожежного захисту та система організаційно-технічних заходів. Розглянемо їх окремими пунктами розділу, адже дві перші системи достатньо об'ємні та потребують більш детального вивчення. Всі заходи організаційно технічного характеру на об'єкті можна підрозділити на організаційні, технічні, режимні та експлуатаційні.

Організаційні заходи пожежної безпеки передбачають: організацію пожежної охорони на об'єкті, проведення навчань з питань пожежної безпеки (включаючи інструктажі та пожежно-технічні мінімуми), застосування наочних засобів протипожежної пропаганди та агітації, проведення перевірок, оглядів стану пожежної безпеки приміщень, будівель, об'єкта в цілому [11].

До технічних заходів належать: суворе дотримання правил і норм, визначених чинними нормативними документами при реконструкції приміщень, будівель та об'єктів, технічному переоснащенні виробництва, експлуатації чи можливому переобладнанні електромереж, опалення, вентиляції, освітлення.

Заходи режимного характеру передбачають заборону куріння та застосування відкритого вогню в недозволених місцях, недопущення появи сторонніх осіб у вибухонебезпечних приміщеннях чи об'єктах, регламентацію пожежної безпеки при проведенні вогневих робіт.

Експлуатаційні заходи охоплюють своєчасне проведення профілактичних оглядів, випробувань, ремонтів технологічного та допоміжного устаткування, а також інженерного господарства (електромереж, електроустановок, опалення, вентиляції).

Вплив шуму та вібрації.

Вібрація приводить тіло або його структурні одиниці в коливальний рух. Розрізняють поперечні, поздовжні або крутильні коливання. Залежно від дії на людину вібрації ділять на місцеві і загальні. Загальні вібрації викликають шок в людини, місцеві залучають до коливальних рухів лише окремі частини тіла.

Загальна вертикальна вібрація викликає численні реакції в організмі людини. Ступінь дії вібрації характеризується:

а) станом основних нервових процесів в центральній нервовій системі (збудження і гальмування);

б) реакціями з боку серцево-судинної системи (змінами серцевої діяльності);

в) загальним станом: стомленням, появою болю і інших неприємних відчуттів (жару, нудоти, відчуття трясіння внутрішніх органів і т. д.). Вібрації викликають неприємне відчуття, яке найчастіше виявляється при резонансних для організму частотах.

Нормативним документом для нормування шуму є ДСН 3.3.6.037-99 [12]. згідно якого виконання всіх робіт на постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та території підприємств визначаються допустимими умовами, які зазначені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку

Рівень звукового тиску [дБ] в октавних смугах з середньогеометричними частотами [Гц]									
Гц	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
дБ	107	95	87	82	78	75	73	76	74
Рівень звуку, дБА не більше 80									

Режим роботи слід встановлювати при показнику перевищення вібраційного навантаження на оператора не менше 1 дБ (в 1,12 рази), але не більше 12 дБ (в 4 рази). При показнику перевищення більше 12 дБ заборонено проводити роботи і використовувати машини, що генерують вібрацію.

Згідно ДСН 3.3.6.039-99 [13]. для електричних машин категорія вібрації за санітарними нормами відповідає критерію оцінки – 3 тип «а».

Санітарні норми одночислових показників вібраційного навантаження на оператора для тривалості зміни 8 год для категорії вібрації 3 тип «а» складають: віброприскорення – 100 дБ, віброшвидкість – 92 дБ.

ВИСНОВОК

У цій бакалаврській кваліфікаційній роботі було досліджено частину електричних мереж 110 кВ ПрАТ «Львівобленерго». Було розглянуто можливість розвитку цих електричних мереж з прокладанням двох нових ЛЕП та з плануванням підстанції 110/10 кВ Іваннів.

У рамках виконання поставленого завдання, проведено аналіз схеми заданого фрагменту електричних мереж 110 кВ. Описано типи підстанцій, типи трансформаторів, параметри ЛЕП. Наявні в цих ЕМ джерела генерування потужності, які є відновлюваними. Це дві сонячні електростанції поблизу Самбора та дві вітрові – поблизу Ст. Самбора. Цю схему разом з новими ЛЕП та ПС Іваннів було відтворено в спеціалізованому цифровому комплексі ДАКАР ЕЛЕКС. Розраховано режими її роботи за максимальних та мінімальних навантажень, а також в ремонтних (післяаварійних) режимах.

Визначено струми КЗ та інші проектні струми, необхідні для переврки умов вибору електроустаткування підстанції Іваннів. За нормативними документами і відомими алгоритмами вибрано і перевірено основне та допоміжне електроустаткування підстанції: силові тансформатори, вимірювальну апаратуру, струмоведучі частини, комутаційні апарати, трансформатори власних потреб. Вибрано типові схеми розподільних злагод на ВН та НН підстанції Іваннів і скомпоновано головну схему електричних з’єднань цієї підстанції.

Проведено розрахунок техніко-економічних показників функціонування електричних мереж з підстанцією Іваннів, а також опрацьовано питання з охорони праці та пожежної безпеки на цій підстанції.

ЛІТЕРАТУРНІ ДЖЕРЕЛА

1. План розвитку системи розподілу ПрАТ "Львівобленерго" з 2021 до 2025рр.

2. Сайт ДНВП «Картографія»: www.ukrmap.com.ua

3. Правила улаштування електроустановок. - Х.:Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.

4. Лінії електропересилання, трансформатори та обчислення їх параметрів: навч. посібник / М.С. Сегеда, Н.Б. Дьячнко, А.Б. Козовий. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2020. – 176 с.

5. Програмний комплекс ДАКАР ЕЛЕКС https://dakar.eleks.com

6. Проектування підстанцій електричних мереж: навч. посібник/З.М.Бахор, А.В.Журахівський. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. – 308 с.

7. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище.

8. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ.

9. Правила безпечної експлуатації електроустановок П68 (зі змінами, введеними згідно з Наказом Держнаглядохоронпраці №26 від 25.02.2000). – К.: Основа, 2008. – 144 с.

10. ДБН В.2.5-28:2016. Природне і штучне освітлення. Інженерне обладнання будинків і споруд.

11. “Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу", затверджена наказом Міністерства охорони здоров'я України від 08.04.2014 р. № 248.

12. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.

13. ДСН 3.3.6.039-99.Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації.

ДОДАТОК А

(довідниковий)

Таблиця 1 – Погонні параметри повітряних ліній електропересилання

Марка проводу	Активний опір r_0, Ом/км	Індуктивний опір x_0, Ом/км	Ємнісна провідність b_0, мкСм/км
АС-120/19	0.244	0.427	2.658
АС-150/24	0.198	0.42	2.7
АС-185/29	0.159	0.413	2.747

Таблиця 2 – Технічні характеристики силових трансформаторів

ТДТН-16000/110															
Sн, МВА	Uном, кВ			Uk, %			ΔPк, кВт	ΔPх кВт	Iн.х, %	Rт, Ом			Xт, Ом		
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
16	115	38.5	11	10.5	17	6	100	23	1.0	2.6	2.6	2.6	89.9	0	52
РПН ±9×1.78% в нейтралі ВН і ПБЗ з боку СН ±2×2.5%															
ТФТП-31500/110-110/38.5/10.5															
31.5	115	38.5	10.5	18.2	10.6	6.6	160	55	1.5	1.1	1.1	1.1	46.6	29.8	0
РПН ±9×1.78% в нейтралі ВН															
ТДН-10000/110															
10	115	-	6.6; 11		10.5		60	14	0.7	7.95			139		
РПН ±9×1.78%															

Таблиця 3 - Технічні характеристики вимикача LTB 145 D1|B

Номінальна напруга, кВ	145
Номінальний струм, А	3150
Номінальний струм вимикання, кА	40
Струм електродинамічної стійкості (пікове значення), кА	100
Струм термічної стійкості для проміжку часу 3 сек, кА (с)	40(3)
Власний час вмикання, мс	40
Власний час вимикання, мс	22
Повний час вимикання, мс	40

Таблиця 4 – Технічні характеристики вимикача ВВК 2-10-20/630 У3

Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630

Номінальний струм вимикання, кА	20
Струм електродинамічної стійкості (пікове значення), кА	52
Струм термічної стійкості для проміжку часу 3 сек, кА (с)	20(3)
Власний час вмикання, мс	75
Власний час вимикання, мс	50
Повний час вимикання, мс	75

Таблиця 5 - Технічні характеристики роз'єднувача РДЗ-110(Б) / 1000

Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, А	1000
Струм електродинамічної стійкості (пікове значення), кА	80
Струм термічної стійкості, кА (с)	31.5(3)

Таблиця 6 – Технічні характеристики тарілчастого ізолятора ПС-70Е

Тип ізолятора	Механічна руйнівна сила ізолятора, кН	Діаметр (D) ізолюючої деталі, мм	Будівельна висота (H), мм	Довжина (L_i)шляху витоку, мм	Маса ізолятора, кг
ПС-70Е	70	255	127	303	3.4

Таблиця 7 – Технічні характеристики ізолятора типу ОСК-8-20-2 УХЛ1

Номінальна напруга, кВ	Випробувальна напруга грозового імпульсу, кВ	Мінімальне руйнуюче зусилля на згин, кН	Довжина шляху витоку, см	$U_{50\%}$ кВ	Маса, кг
20	125	8	55	26	4

Таблиця 8 – Технічні характеристики ТС типу ТОГ-110-ІІ -ІІ УІ

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{1ном}$, А	$I_{2ном}$, А	$i_{дин}$, кА	$I_{терм}$, кА	$S_{2ном}$, ВА	t, с	Клас точності
ТОГ 110-ІІ-ІІ УІ	110	400-800	1 або 5	36-240	22-70	30	1	0.5

Таблиця 9 – Технічні характеристики ТС типу ТОЛУ 10-1-У2

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{1ном}$, А	$I_{2ном}$, А	$i_{дин}$, кА	$I_{терм}$, кА	$S_{2ном}$, ВА	t, с	Клас точності
ТОЛУ 10-1-У2	10	750	5	180	72	20	1	0.5

Таблиця 10 – Технічні характеристики ТН типу НОГ-110 У1

Тип	$U_{1ном}$, кВ	$U_{2осн}$, В	$U_{2дод}$, В	$S_{ном}$, В · А	Клас точності
НОГ-110 У1	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	300	0.,5

Таблиця 11 – Технічні характеристики ТН типу НОМ-10-66

Тип	$U_{1ном}$, кВ	$U_{2осн}$, В	$S_{гр}$, В · А	$S_{ном}$, В · А	Клас точності
НОМ-10-66	10	100	640	75	0.5

Таблиця 12 – Споживачі власних потреб ПС 110/10 кВ.

№ п/п	Електроприймачі	Потужність, кВт	Кількість, шт.	Розрахункова потужність	
				$P_{розр}$, кВт	$Q_{розр}$, квар
1.	Освітлення ВРП-110 кВ	2.5	1	2.5	-
2.	Підігрів шафи керування елегазового вимикача	0.6	3	1.8	-
3.	Підігрів шафи КРПЗ-10 кВ	0.3	9	2.7	-
4.	Підігрів та вентиляція шафи зовнішнього встановлення	1.0	1	1.0	-
5.	Підігрів приводу РПН	0.5	2	1.0	-
6.	Потужність двигуна моторного приводу РПН трансформатора	1.0	2	2.0	1.24
7.	Охолодження трансформаторів	1.0	2	2.0	1.24
8.	Апаратура зв’язку та телемеханіки	1.0	1	1.0	-
9.	Постійно увімкнені вимірювальні прилади	1.0	1	1.0	-
10.	Будинок роз’їзного персоналу	5.5	1	5.5	-
	Всього			24.5	2.48

ДОДАТОК Б

(розрахунковий)

Результати розрахунку струмів трифазного КЗ

```
Види КЗ і несиметрії
КЗ у вузлі
  Вузол          11: Іваннів
КЗ у вузлі
  Вузол                  22:


                Розрахунок несиметрії без завдання

Вузол КЗ-          11: Іваннів
---------------------------
Опір прямої послідовності     -  2.848,   12.476

           ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ
           ----------------------------
Струм в місці короткого замикання       4.878 kA    -76.6гр
Максимальний струм в місці короткого замикання -b     10.482 kA
Максимальний струм в місці короткого замикання -c      8.256 kA
-------------------------------------------------------
             Від вузла       I кА фаза град
         6: Самбір-Т        3.260  -75.5
                 21:        0.000    0.0
                 22:        0.000    0.0
      12: Страшевичі        1.620  -78.9
                Сума        4.878  -76.6


Вузол КЗ-                  22:
---------------------------
Опір прямої послідовності     -  0.065,    0.765

           ТРИФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ
           ----------------------------
Струм в місці короткого замикання       7.914 kA    -84.6гр
Максимальний струм в місці короткого замикання -b     20.036 kA
Максимальний струм в місці короткого замикання -c     17.291 kA
-------------------------------------------------------
             Від вузла       I кА фаза град
         11: Іваннів        3.959  -84.6
                 21:        3.956  -84.6
                Сума        7.914  -84.6
```

Результати розрахунку струмів однофазного КЗ

```
  Вузол          11: Іваннів
      КЗ у вузлі
        Вузол                  22:


                Розрахунок несиметрії без завдання

Вузол КЗ-          11: Іваннів
---------------------------
Опір нульової послідовності   -  1.539,   17.415
Опір зворотної послідовності  -  2.848,   12.476
Опір прямої послідовності     -  2.848,   12.476

           ОДНОФАЗНЕ КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ
           ----------------------

Симетричні складові в місці КЗ
Сумарне значення
                   U  кВ  град.   I  кА  град.     R  Ом     X  Ом
               1   43.88    1.9   1.452  -79.8      2.85     12.48
               2   18.59  177.4   1.452  -79.8      2.85     12.48
            3*I0   25.39 -174.8   4.357  -79.8      1.54     17.41
Від вузла
 6: Самбір-Т
               1   46.97    1.1   0.998  -78.6      1.14      2.95
               2   15.58  178.7   0.959  -78.6      1.14      2.95
            3*I0   19.92 -172.5   1.821  -79.3      2.21      8.86
 21:
               1    4.27    1.9   0.000  103.2  32794.17 163970.82
               2    1.81  177.4   0.000  -81.3  32794.17 163970.82
            3*I0    0.00    0.0   0.549  -81.5      7.94    138.53
 22:
               1    4.27    1.9   0.000  103.2  32794.17 163970.82
               2    1.81  177.4   0.000  -81.3  32794.17 163970.82
            3*I0    0.00    0.0   0.549  -81.5      7.94    138.53
 12: Страшевичі
               1   45.86    1.2   0.456  -82.4      1.62      4.22
               2   16.39  178.8   0.494  -82.0      1.63      4.23
            3*I0   19.21 -172.1   1.439  -79.1      3.16     12.68
   Шунт трансформаторної вітви 3*I0
 11: Іваннів-21:   25.39 -174.8   0.549  -81.5
   Шунт трансформаторної вітви 3*I0
 11: Іваннів-22:   25.39 -174.8   0.549  -81.5
            Сума 1                1.452  -79.8
            Сума 2                1.452  -79.8
            Сума 3*I0             5.453  -80.1

Вузол КЗ-                  22:
---------------------------
Опір нульової послідовності   -  1.376,   16.825
Опір зворотної послідовності  -  0.065,    0.765
Опір прямої послідовності     -  0.065,    0.765
```

ДОДАТОК В

(обов`язковий)

Розрахунковий допустимий струм.

$$I_{\text{доп.розр}} = I_{\text{доп.}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0,\text{розр}}}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0,\text{ном}}}},$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустимий струм шини, який відповідає номінальній температурі навколишнього середовища $\theta_{0,\text{ном}}$ = +25°С; $\theta_{\text{доп}}$ - гранична допустима температура тривалого режиму нагрівання пофарбованої шини, $\theta_{\text{доп}}$ = +70°С.

У випадку розташування шин плазом вони гірше охолоджуються, тому,допустимий струм повинен бути зменшений на 5% для шин з шириною смуги до 60 мм.

Жорсткі шини перевіряють на термічну стійкість за умовою: $\theta_{\text{К}} \leq \theta_{\text{К.доп}}$, де $\theta_{\text{К}}$ – температура шин при нагріванні струмом КЗ; $\theta_{\text{К.доп}} = 200$ °С – допустима температура нагрівання шин при КЗ.

Температура шини на початку КЗ.

$$\theta_{\text{П}} = \theta_{0\ \text{розр}} + \left(\theta_{\text{доп}} - \theta_{0,\text{ном}}\right) \cdot \left(\frac{I_{\text{нб.розр.НН}}}{I_{\text{доп. розр}}}\right)^2.$$

Теплове значення провідника на момент вимикання КЗ.

$$f_{\text{К}} = f_{\text{П}} + k \cdot \frac{B_K}{q^2}$$

де $f_{\text{П}}$ - теплове значення провідника на момент початку КЗ; k – коефіцієнт, який враховує питомий опір та ефективну теплоємність провідника (таблиця 4.2, [6]); q – переріз вибраної шини, мм^2.

За одержаним значенням $f_{\text{К}}$ з попереднього графіка визначають кінцеву температуру шини під час короткого замикання $\theta_{\text{К}}$, °С.

Жорсткі шини перевіряють на динамічну стійкість за умовою:

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \text{ де } \sigma_{\text{доп}} = 82.3 \text{ МПа}.$$

Якщо шини розміщені плазом, то h – ширина шини; b – висота шини.

Момент інерції.

$$j = \frac{b \cdot h^3}{12}.$$

Момент опору шини відносно осі, яка перпендикулярна до дії зусилля, при розміщенні шин плазом.

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}.$$

Розрахункова довжина прогону між ізоляторами $l_{розр}$, м шинної конструкції.

$$l_{розр} = \sqrt{(k_{мат}/200) * \sqrt{(j/q)}}.$$

Частота власних коливань шинної конструкції.

$$f_0 = (k_{мат}/l^2) * \sqrt{(j/q)},$$

де $k_{мат}$ – коефіцієнт, який залежить від матеріалу шини (для алюмінієвих шин $k_{мат}$ = 173.2); 200 Гц – гранична частота власних коливань системи шини-ізолятори.

Найбільші електродинамічні зусилля, які виникають між шинами, різних фаз.

$$f = \sqrt{3} * 10^{-7} * k_ф * \frac{(i_y^{(3)})^2}{a}.$$

Коефіцієнт форми $k_ф$ дорівнює одиниці, оскільки відстань між фазами шинних конструкцій (a) значно більша від периметра поперечного перерізу шин $a \geq 2\times(b+h)$. Відстань між фазами для 10 кВ дорівнює 0.8 м.

Значення згинаючого моменту.

$$M = (f * l^2)/10.$$

Напруження в матеріалі шини, що виникає від дії згинаючого моменту.

$$\sigma = M/W.$$

Силу, що діє на ізолятор у випадку розташування всіх фаз шин горизонтально.

$$F_{роз} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot k_ф \cdot \frac{(i_{y.НН})^2}{a} \cdot l.$$

Допустиме навантаження на ізолятор.

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_p.$$

ДОДАТОК Д

(обов`язковий)

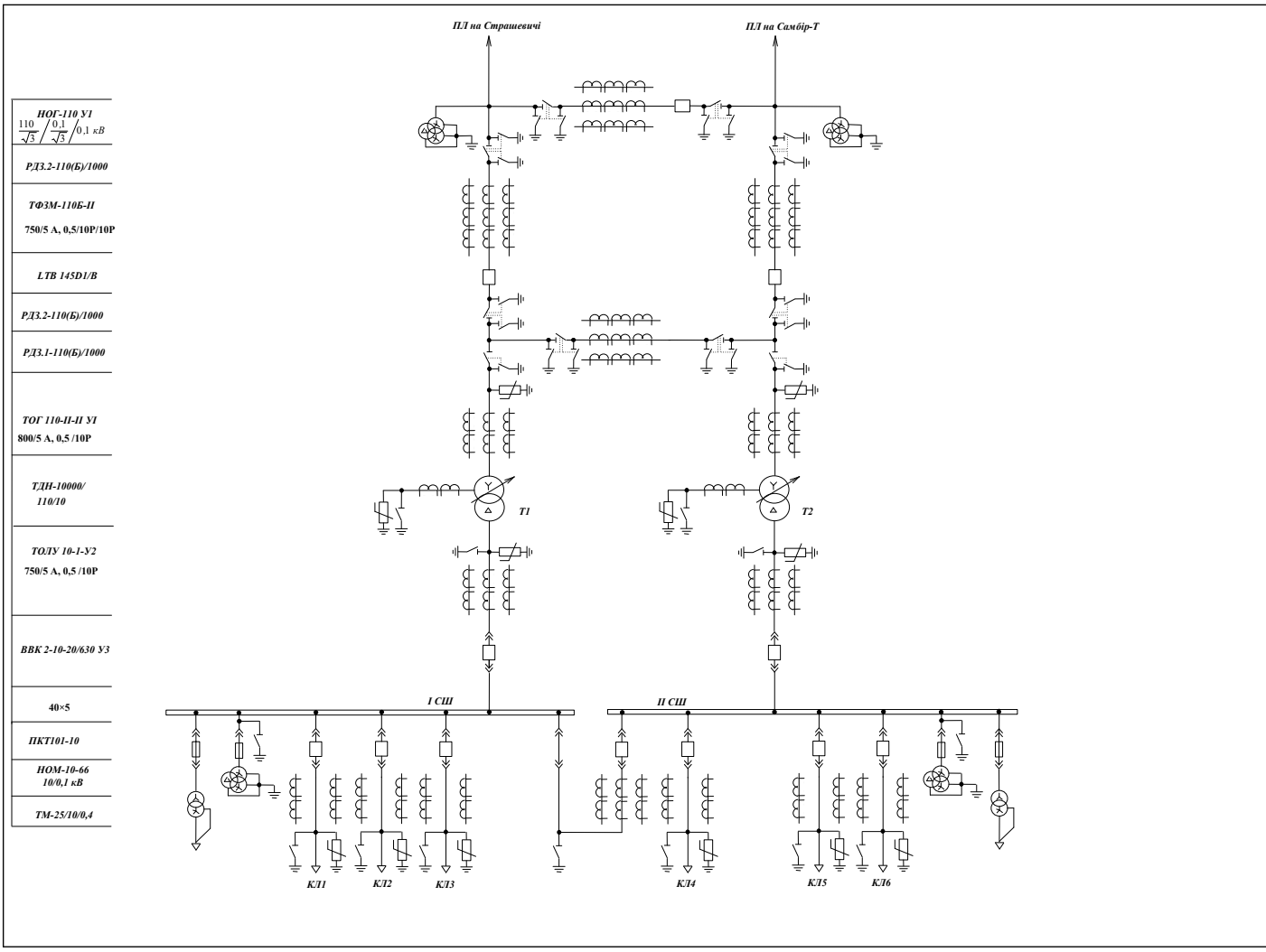

Рисунок Д 1 – Головна схема електричних з’єднань підстанції Іваннів