

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

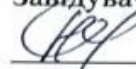
Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра теоретичної електротехніки

«На правах рукопису»
УДК _____

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

 Микола ОСТРОВЕРХОВ

«16» 01 2024 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

за освітньо-професійною програмою «Електротехнічні пристрої та
електротехнологічні комплекси»

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

на тему: «АВТОМАТИЗОВАНІ БЛАНКИ ПЕРЕМИКАНЬ СИСТЕМИ
АВТОМАТИЗАЦІЇ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ»

Виконав:

студент 2 курсу, групи ЕВ-21мп
Коломійчук Денис Сергійович



Науковий керівник:

Професор, д.т.н.
Островерхов Микола Якович



Рецензент:

Доцент, к.т.н.
Грудська Валентина Павлівна



Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент 

Київ – 2024 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра теоретичної електротехніки

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні пристрої та електротехнологічні комплекси»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Микола ОСТРОВЕРХОВ

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Коломійчук Денис Сергійович

1. Тема дисертації «Автоматизовані бланки перемикачів системи автоматизації району електричних мереж», науковий керівник дисертації Островерхов Микола Якович, професор, доктор технічних наук, затверджені наказом по університету від 03.11.2023 р. № 5131-с

2. Термін подання студентом дисертації 05.01.2024

3. Об'єкт дослідження режим роботи частини району електричної мережі 110/35/10/0.4кВ

4. Вихідні дані спрощена схема електричних з'єднань району електричної мережі

5. Перелік завдань, які потрібно розробити:

1) аналіз застосування SCADA систем для створення АСТКП на підстанціях.

2) аналіз застосування оперативних перемикачів на підстанціях.

3) розробка схеми нормального режиму РЕМ.

4) розрахунок нормального та після аварійного режимів роботи РЕМ.

5) розробка імітаційної моделі SCADA для РЕМ.

6) розробка порядку виконання автоматизованих бланків перемикачів.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) повна однолінійна схема нормального режиму роботи району електричної мережі
- 2) струморозподіл району електричної мережі в нормальному режимі роботи
- 3) струморозподіл району електричної мережі в після аварійному режимі роботи

7. Орієнтовний перелік публікацій :

- 1) Удосконалення системи моніторингу на електричних підстанціях для підвищення ефективності електроенергетичного виробництва
- 2) The use of SCADA systems in the electric power industry

8. Дата видачі завдання 01.09.2023

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Застосування SCADA-систем для створення автоматизованої системи управління ТП на електричних підстанціях	04.09.23-22.09.23	
2	Оперативні перемикання та бланки перемикань на електричних підстанціях	25.09.23-13.10.23	
3	Розрахунок режимів роботи району електричної мережі	16.10.23-10.11.23	
4	Автоматизовані бланки перемикань для електричних підстанцій району електричної мережі	13.11.23-15.12.23	
5	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час виконання оперативних перемикань на підстанціях	18.12.23-22.12.23	
6	Розробка стартап-проекту	25.12.23-29.12.23	
7	Оформлення пояснювальної записки та графічного матеріалу	01.01.24-04.01.24	

Студент

Денис КОЛОМІЙЧУК

Науковий керівник

Микола ОСТРОВЕРХОВ

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація: 146 с., 34 табл., 41 рис., 12 дод., 13 джерел.

АВТОМАТИЗАЦІЯ, АВТОМАТИЗОВАНІ БЛАНКИ ПЕРЕМИКАНЬ, РАЙОН ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ, ТЕЛЕМЕХАНІКА, SCADA.

Об'єкт дослідження – процеси функціонування та режими роботи району електричних мереж 110/35/10/0,4 кВ.

Мета дослідження – підвищення рівня безперебійного електропостачання на основі автоматизованих бланків перемикань автоматизованої системи керування технологічним процесом району електричних мереж.

Методи дослідження – закони та закономірності теоретичних основ електротехніки електричних кіл змінного струму, методи розрахунку електричних мереж та систем, методи теорії автоматичного керування, основи автоматизації електроенергетичних об'єктів на основі SCADA-систем.

Здійснено аналіз застосування SCADA-систем для створення автоматизованої системи управління технологічним процесом на електричних підстанціях. Розглянуто загальні положення про оперативні перемикання на енергетичних об'єктах та бланки перемикань на електричних підстанціях. Здійснено розрахунок режимів роботи району електричних мереж. На основі SCADA-системи реалізовано автоматизовані бланки перемикань для електричних підстанцій району електричних мереж. Розглянуто питання охорони праці та безпеки під час виконання оперативних перемикань на підстанціях. Розроблено стартап-проект.

Впровадження результатів дослідження дозволить підвищити рівень безперебійного електропостачання споживачів та надійність роботи району електричних мереж.

ABSTRACT

Master's thesis: 146 pp., 34 tables, 41 figures, 12 appendices, 13 sources.

AUTOMATION, AUTOMATED SWITCH BLANKS, ELECTRICAL NETWORKS DISTRICT, SCADA, TELE-MECHANICS.

The object of the study is the functioning processes and modes of operation of the 110/35/10/0.4 kV electric network district.

The purpose of the study is to increase the level of uninterrupted power supply on the basis of automated switching forms of the automated system for controlling the technological process of the electrical network district.

Research methods – laws and regularities of the theoretical foundations of electrical engineering of alternating current circuits, methods of calculating electrical networks and systems, methods of automatic control theory, the basics of automation of electric power facilities based on SCADA systems.

An analysis of the application of SCADA systems for the creation of an automated technological process control system at electrical substations was carried out. The general provisions on operational switching at power facilities and switching forms at electrical substations were considered. The calculation of the operation modes of the electrical network area was carried out. On the basis of the SCADA system, automated switching forms for electric substations of the district of electric networks have been implemented. The issue of labor protection and safety during operational switching at substations is considered. A startup project has been developed.

The implementation of the research results will increase the level of uninterrupted power supply to consumers and the reliability of the area's electrical networks.

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень та скорочень	9
Вступ	11
Розділ 1. Застосування SCADA-систем для створення автоматизованої системи управління ТП на електричних підстанціях.....	17
1.1 Призначення та засоби вирішення задач АСКТП для енергетичних об'єктів	17
1.2 Телемеханіка та її роль в системах АСКТП.....	22
1.3 Основні можливості сучасних систем АСКТП енергетичних об'єктів. Переваги та недоліки.	26
1.4 Основне та додаткове обладнання автоматизованої системи	31
1.5 Структурна схема автоматизації електричних підстанції та АСКТП диспетчерського пункту.	37
Розділ 2. Оперативні перемикання та бланки перемикачів на електричних підстанціях.....	41
2.1 Загальні положення про оперативні перемикання на енергетичних об'єктах.....	41
2.2 Проведення оперативних перемикачів з вимикачами, роз'єднувачами та заземлювальними ножами.....	45
2.3 Перевірка положень комутаційних апаратів. Дії з оперативними блокуваннями	48
2.4 Послідовність операцій при вмиканні та вимиканні ліній електропередачі.....	49
2.5 Особливості перемикачів на «підстанціях нового покоління»	52
Розділ 3. Розрахунок режимів роботи району електричної мережі	58
3.1 Характеристика об'єктів розподілу району електричної мережі ..	58

3.2 Розрахунок потужностей об'єктів розподілу району електричної мережі. Визначення параметрів схеми заміщення ПС, РП, КТП, ЗТП та ділянок мережі.....	64
3.3 Електричний розрахунок режиму роботи мережі в нормальному режимі	83
3.4 Електричний розрахунок після аварійного режиму роботи при використанні оперативних перемикачів.....	95
Розділ 4. Автоматизовані бланки перемикачів для електричних підстанцій району електричної мережі.....	107
4.1 Оперативні перемикачів із використанням АСТКП на «підстанціях нового покоління».....	107
4.2 Створення екрану оператора району електричної мережі	109
4.3 Розробка підпрограм імітаційної моделі РЕМ.....	113
4.4 Імітація аварійних режимів роботи та розробка автоматизованих бланків перемикачів.....	119
Розділ 5. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час виконання оперативних перемикачів на підстанціях.....	130
5.1 Технічні характеристики приміщення оперативного диспетчерського персоналу.	130
5.2 Визначення послідовності робіт та їх обсягу під час роботи оперативного персоналу.....	131
5.3 Оцінка та визначення показників умов праці на робочих місцях .	132
5.4 Шкідливі та небезпечні шкідливі чинники. Їх визначення та оцінка	132
5.5 Обрання організаційних та технічних заходів з безпеки праці	133

5.6 Обрання засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	134
Розділ 6. Розробка старТАП-ПРОЕКТУ	135
6.1 Опис ідеї проекту	135
6.2 Технологічний аудит ідеї проекту	136
6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	137
ВИСНОВКИ.....	142
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	145
Додаток А. Опис обладнання телемеханіки rtu 540/560 hitachi energy (abb).....	147
Додаток Б. Основні характеристики промислового сервера hitachi energy sys600с.....	152
Додаток В. Основні характеристики мережевого комутатора ruggedcom rst2228153	
Додаток Г. Опис ПС-110/10/10кв №2	155
Додаток Д. Розрахунок поточкорозподілу на початках та кінцях ліній для нормального режиму роботи району електричної мережі	156
Додаток Е. Розрахунок поточкорозподілу на початках та кінцях ліній для після аварійного режиму роботи району електричної мережі.....	158
Додаток Ж. Код програми опису логіки живлення ліній рем в нормальному режимі роботи	160
Додаток И. Код програми опису логіки живлення в третій аварійній ситуації та під час дії автоматизованого бланку №3	162
Додаток К. Акт впровадження результатів магістерської дисертації у навчальний процес кафедри теоретичної електротехніки.....	166

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичний ввід резерву;

АПВ – автоматичне повторне увімкнення;

АРМ – автоматизоване робоче місце;

АСДК – автоматизована система диспетчерського керування;

АСКТП – автоматизація системи керування технологічним процесом;

БП – балансуєчий пункт;

ВН – висока напруга;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЗН – заземлювальні ножі;

КЛ – кабельна лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;

ПА – протиаварійна автоматика;

ПЗО – пристрій зв'язку з об'єктом;

ПЛ – повітряна лінія електропередачі;

ПЛК – програмований логічний контролер;

ПС – електрична підстанція;

РЕМ – район електричної мережі;

РЗА – релейний захист та автоматика;

СВ – секційний вимикач;

СШ – секція шин;

ТВ – телевимірювання;

ТК – телекерування;

ТС – телесигналізація;

ШР – шинний роз'єднувач;

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition, диспетчерське керування та збір даних.

ВСТУП

Енергетична галузь є невід'ємною частиною сучасного світу. Без неї важко уявити нормальне життя, так як саме завдяки електроенергії є можливим робота будь-яких галузей промисловості, транспорту, житлово-комунального сектору та простих людей. У зв'язку з цим енергетичний сектор потребує постійного розширення та вдосконалення. Із збільшенням кількісної частини обладнання виникає проблема його обслуговування, зменшення аварійних ситуацій. Принципові електричні схеми обладнання стають більш складними, що ускладнює роботу оперативного персоналу та впливає на кількість аварійних ситуацій та на час їх усунення.

На даний момент комп'ютерна промисловість досягла високого рівня розвитку, що дозволяє використовувати її в різних сферах промисловості, зокрема в електроенергетиці. Одним із таких рішень є автоматизація різноманітних процесів в частині генерації та передачі електроенергії. Доцільним є використання засобів автоматизованих систем керування технологічним процесом (АСКТП), що істотно зменшує кількість ручної праці оперативного персоналу і відповідно кількість потенційних помилок.

АСКТП є надійним та ефективним інструментом в галузі автоматизації електроенергетичних об'єктів, таких як електричні підстанції, розподільчі пункти та електростанції різних типів. Дана система забезпечує контроль стану та керування основними комутаційними апаратами об'єкту, а також їх захист за допомогою використання логічних функцій та різних типів блокування. Використання АСКТП дозволяє істотно збільшити ефективність процесів розподілу, передачі та використання електроенергії, а також зменшити втрати та забезпечити безперебійне електропостачання для всіх груп споживачів. Саме завдяки автоматизації електроенергетичних об'єктів стає можливим знизити витрати на обслуговування енергетичних об'єктів, які є віддаленими від населених пунктів, наприклад електричних підстанцій. Однією з важливих

переваг є зменшення ризику виникнення аварійних ситуацій, а також контроль причин їх виникнення, що дозволяє зменшити їх кількість та швидко ліквідацію наслідків.

Актуальність теми. Безперебійне електропостачання є дуже важливою ознакою надійності енергосистеми, на яку впливає впровадження системи АСКТП. За допомогою оперативних перемикачів відбуваються резервування живлення певних енергетичних об'єктів або ліній електропередачі на об'єкті. В ручному режимі це вимагає значного часу, особливо для електричних підстанцій, які знаходяться далеко від енергокеруючих компаній, та відповідно не мають постійного обслуговуючого персоналу на місцях. В результаті багато часу витрачається на приїзд персоналу на об'єкт, визначення причин несправності або аварій, та відповідно на її ліквідацію.

Використання АСКТП дозволяє зменшити цей час за рахунок реєстрації аварійних ситуацій в журналі подій, який доступний диспетчеру або оператору в режимі онлайн, а також створити миттєві сповіщення диспетчеру. Усунення такого роду несправностей або аварій можливе за допомогою автоматизованих бланків перемикачів, які представляють собою набір команд, які виконують перемикач в автоматизованому режимі, для якомога швидшого забезпечення споживачів електроенергією або взагалі без перерви у постачанні. Автоматизовані бланки працюють на основі звичайних бланків перемикачів або типових бланків перемикачів, які розробляються для кожного конкретного об'єкту диспетчерськими підрозділами із врахуванням вимог до охорони праці та пожежної безпеки, вимог виробників обладнання та місцевих інструкцій на це устаткування.

Таким чином, підвищення рівня безперебійного електропостачання на основі автоматизованих бланків перемикачів автоматизованої системи керування технологічним процесом району електричних мереж є актуальним та важливим науковим завданням.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.
Дисертаційна робота виконана в рамках пріоритетного напрямку «Енергетика та енергоефективність» наукової школи кафедри теоретичної електротехніки «Розвиток теорії перетворення енергії електромагнітного поля та її практичне застосування в електротехніці» в ході виконання ініціативної науково-дослідної теми «Методи керування взаємозв'язаними електротехнічними і електромеханічними системами в умовах невизначеності математичної моделі об'єкту» (ДР 0118U000542) за планом науково-дослідних робіт кафедри теоретичної електротехніки.

Мета дослідження – підвищення рівня безперебійного електропостачання на основі автоматизованих бланків перемикачів автоматизованої системи керування технологічним процесом району електричних мереж.

Для досягнення мети поставлені наступні **основні задачі**:

- аналіз застосування SCADA-систем для створення автоматизованої системи управління технологічним процесом на електричних підстанціях.
- розгляд оперативних перемикачів та бланків перемикачів на електричних підстанціях; .
- розрахунок режимів роботи району електричних мереж;
- створення автоматизованих бланків перемикачів для електричних підстанцій району електричних мереж;
- охорона праці та безпека під час виконання оперативних перемикачів на підстанціях;
- розробка стартап-проекту.

Об'єкт дослідження – процеси функціонування та режими роботи району електричних мереж 110/35/10/0,4 кВ.

Предметом дослідження є рівень безперебійного електропостачання споживачів району електричних мереж.

Методи дослідження – закони та закономірності теоретичних основ електротехніки електричних кіл змінного струму, методи розрахунку електричних мереж та систем, методи теорії автоматичного керування, основи автоматизації електроенергетичних об'єктів на основі SCADA-систем.

Наукова новизна одержаних результатів:

- отримав подальший розвиток спосіб підвищення рівня безперебійного електропостачання району електричних мереж шляхом реалізації автоматизованих бланків перемикачів з врахуванням процесів функціонування та режимів роботи електричних мереж, що дозволяє підвищити надійність їх роботи та безперебійне постачання електроенергії споживачам;
- удосконалено послідовність розрахунку та основні чинники режимів роботи району електричної мережі при створенні автоматизованих бланків перемикачів, що забезпечує чіткий алгоритм роботи програмного забезпечення при реалізації автоматизованих бланків перемикачів для енергетичних об'єктів та ліній живлення району електричної мережі.

Практичне значення одержаних результатів для району електричних мереж полягає у розробці автоматизованих бланків перемикачів автоматизованої системи керування технологічним процесом, впровадження якої підвищує рівень безперебійного електропостачання. Основною задачею, яка була досягнута в ході виконання даної роботи – розроблення чіткого алгоритму дій, що дозволяють на основі розрахунку режимів роботи створювати автоматизовані бланки перемикачів, які забезпечують високу надійність роботи мережі та відповідно зменшувати кількість аварійних ситуацій, що призводять до аварійних відключень кінцевих споживачів. Такий результат роботи дозволить отримати широке застосування, наслідком застосування якого є підвищення безперебійності роботи мережі, зменшення втрат потужності при перетоках потужності, що

виникають внаслідок аварійних ситуацій та відповідно збільшенні прибутків компаній, що займаються розподілом та передачею електричної енергії.

За допомогою програмно-технічного комплексу розроблено автоматизований файл для розрахунку режимів роботи району електричної мережі, що включає розрахунок параметрів схеми заміщення, потоко- та струморозподілу мережі в нормальному та після аварійному режимах роботи.

Розроблено графічний екран диспетчерського керування із використанням автоматизованих бланків перемикачів для заданої схеми мережі, що дозволяє запобіганню відключень кінцевих споживачів внаслідок аварійних ситуацій та збільшує надійність роботи мережі. Розроблена в SCADA-системі графічна панель автоматизованого робочого місця оператора, яка містить 1 графічний екран, 13 підпрограм, що описують логіку керування всією системою та 243 канали зв'язку для обмін інформацією між підпрограмами та екраном оператора.

Розроблена імітаційна модель SCADA забезпечує моделювання струморозподілу в нормальному режимі роботи мережі та дозволяє керувати всіма комутаційними апаратами кожного об'єкту, що дозволяє імітувати три аварійні ситуації і відповідно три автоматизовані бланки перемикачів, які дозволяють забезпечити живлення знеструмлених частин схеми реалізуючи перехід до після аварійного режиму роботи мережі на основі проведеного розрахунку.

Результати виконаних досліджень впроваджені в акті впровадження держбюджетної теми «Автоматизовані бланки перемикачів системи автоматизації району електричних мереж» до навчально-методичного комплексу дисципліни «Комп'ютерні засоби автоматизації електротехнологічних установок» що дозволяють студентам з використанням програмного забезпечення створювати імітаційну модель SCADA-системи із застосуванням автоматизованих бланків перемикачів системи для покращення автоматизації району електричних мереж.

Апробація результатів дисертації. Основні положення і результати досліджень за темою дисертаційної роботи докладалися, обговорювалися і

отримали схвальні відгуки на Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» (м. Київ, 2023), XXII Міжнародній науково-технічній онлайн-конференції для студентів і молодих дослідників «Science and Technology of the XXI Century» (м. Київ, 2021).

Публікації. За результатами досліджень опубліковано 3 наукові праці, у тому числі одна стаття у науковому фаховому виданні України, 2 тези доповідей в збірниках матеріалів конференцій:

1. Островерхов М.Я., Коломійчук Д.С., Фальченко М.Ю., Большаков Г.Г., Вещиков Г.В. «Керування швидкістю синхронного двигуна с постійними магнітами у ковзному режимі» // ЕНЕРГЕТИКА: економіка, технології, екологія. – Київ: КПІ імені Ігоря Сікорського, 2024. – № 1 (2024). – С. 21-32.
2. Островерхов М.Я., Коломійчук Д.С. Удосконалення системи моніторингу на електричних підстанціях для підвищення ефективності електроенергетичного виробництва // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2023.
3. Denys Kolomiichuk, The use of SCADA systems in the electric power industry//Science and Technology of the XXI Century: Proceedings of the XXII International R&D Online Conference for Students and Emerging Researchers, 10 November, 2021. Kyiv, 2021. Part I. 160 p.

РОЗДІЛ 1. ЗАСТОСУВАННЯ SCADA-СИСТЕМ ДЛЯ СТВОРЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТП НА ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

АСКТП – автоматизована система керування технологічним процесом – являється комплексом програмного забезпечення та апаратної частини, що призначені для керування, моніторингу та аналізу об'єктом електроенергетичної інфраструктури, до яких входять електричні станції різних типів (ТЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС, ГАЕС, ВДЕ), електричних підстанцій (ПС, ТП), розподільчих пунктів (РП, КРУ, КРУЕ, КРУН) . В комплексі можливостей АСКТП можливо передбачити як керування електричною частиною, тобто комутаційні апарати, параметри електроенергії кожної ліній і т.д., а також і в частині керування виробленням електроенергії, наприклад, система збудження турбогенератора на ТЕЦ або АЕС.

В даній роботі буде приділено увагу саме АСКТП для електричної частини для ПС. Система АСКТП здатна забезпечити автоматизоване керування та контроль підстанцією та дозволити зменшити ризики виникнення аварійних ситуацій, покращити якість постачання електроенергії та збільшити ефективність району електричної мережі, в яку входить дана підстанція. В якості апаратної бази зазвичай входять такі елементи, як датчики, сенсори, пристрої збору інформації, виконавчі механізми, вимірювальні перетворювачі, автоматичні регулятори, тощо. В якості програмної частини використовується спеціальне ПЗ, яке, як правило, постачається в комплекті із основним обладнанням мікропроцесорних пристроїв або серверів.

1.1 Призначення та засоби вирішення задач АСКТП для енергетичних об'єктів

Система АСКТП електричних ПС призначена для створення автоматизованого процесу керування цим об'єктом, яка розробляється суто під

вимоги окремої ПС, та не може бути використана для будь-якої іншою, якщо вони не є ідентичними, що в реаліях сучасної енергосистеми є майже не можливим, через велику кількість змін на об'єктах після їх побудови, такі як модернізації, реконструкції і тому подібне. Функції АСКТП для більшості ПС є однаковими, різниця полягає лише у кількості точок керування, тобто кількість комутаційних апаратів, кількість захистів або терміналів РЗА, кількість ліній та вимірювального обладнання. Також задачі, які може виконувати АСКТП конкретного об'єкту визначаються технічним завданням на проектування під час розробки проекту, тому навіть аналогічні об'єкти із приблизно однаковою однолінійною схемою, можуть мати абсолютно різні системи автоматизованого керування. До основних функцій АСКТП слід віднести [1]:

- автоматизоване керування роботою електроустаткування, зокрема – вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори;
- автоматизація роботи та оперативного керування мережами;
- автоматизована система обліку електроенергії (АСОЕ) або в більшості випадків автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ);
- автоматизована система керування якістю електричної енергії;
- розподіл електричної енергії та керування навантаженням споживачів, забезпечення стабільності роботи електричної мережі та зниження перевантажень розподільчих об'єктів;
- інформування оперативного персоналу про стан об'єкту в режимі онлайн.

Система диспетчерського управління мережами рівня обленерго, РЕМ системи електропостачання або їх об'єктами, вирішує завдання контролю схеми мережі та стан електрообладнання, оптимізацію по напрузі, збір, обробку та оцінку плинної інформації. Для такої системи створюються трьох рівневі структури[1]:

Нижній рівень – засоби з'єднання з об'єктом представляються у вигляді мікропроцесорних улаштувань збору даних в терміналах телемеханіки або інтелектуальних пристроїв контрольованих об'єктів. Цей рівень забезпечує з'єднання технологічного обладнання з верхніми рівнями системи, проведення первинної обробки та фільтрації даних, а також обробки управляючих команд з верхніх рівнів. В складі нижнього рівня представлені датчики, електроприводи та виконавчі механізми, які реалізують виконання керуючих впливів. Датчики виконують збір інформації в програмовані локальні контролери (ПЛК), що виконують наступні функції:

- збір і обробка інформації про параметри технологічного процесу;
- вирішення задач автоматизованого логічного керування;
- керування електроприводами та виконавчими механізмами.

Середній рівень – система збору та передачі інформації, що входить в канали телемеханіки, обладнання зв'язку, а також інтелектуальні налаштування збору даних, що виконують функції контролерів для контрольованих пунктів нижнього рівня. Засоби збору даних забезпечують виконання функцій вводу аналогових та імпульсних сигналів, телекерування двопозиційними об'єктами, формування архіву подій з передачею на верхній рівень.

До апаратно-програмованих засобів контролерного рівня постають високі вимоги до їх надійності, часу реакції на керовані прилади, датчики. Розробка, наладка та виконання програм керування локальними контролерами здійснюється за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення. Інформація з контролерів безпосередньо передається в мережу диспетчерського рівня, або в контролери верхнього рівня.

Верхній рівень – оперативно-інформаційний комплекс (ОІК) складається із обладнання локальної комп'ютерної мережі та персональними комп'ютерами із достатнім ресурсами. Структура кожного ОІК може бути різною і залежить від функцій, рівню ієрархії, обсягу інформації, що підлягає обробці. Потрібно враховувати, що програмні засоби повинні бути ліцензійними і мають складатися

із стандартного прикладного програмного забезпечення, що виконує основні функції SCADA.

SCADA-системи (Supervisory Control And Data Acquisition, диспетчерське керування та збір даних) являються програмним забезпеченням системи АСКТП, до основних функцій, якої входять [2]:

- збір інформації про контрольований технологічний процес;
- керування технологічним процесом, що реалізовується диспетчерським персоналом на основі зібраних даних і правил/критеріїв, виконання яких забезпечує найбільшу ефективність та безпеку технологічного процесу;
- збір вимірювальної інформації про контрольовані технологічні параметри від контролерів нижнього рівня та датчиків;
- збереження зібраної інформації в архівах;
- математична обробка зібраної інформації;
- графічне представлення виконання технологічного процесу, а також вимірюваної та архівної інформації в зручній формі (таблиці, тренди, графіки);
- прийом команд оператора та передача їх в адрес контролерів нижніх рівнів та виконавчих механізмів»;
- реєстрація подій, пов'язаних з контрольованими технологічним процесом та діями персоналу, що відповідає за експлуатацію та обслуговування системи (диспетчери);
- сповіщення оперативного персоналу про знаходження аварійних подій, пов'язаних з контрольованим технологічним процесом і діями персоналу в аварійних ситуаціях;
- формування зведень та інших звітних документів на основі архівної інформації; Безпосереднє автоматизоване керування технологічним процесом в залежності із заданими алгоритмами;
- системи обчислювального комплексу, що забезпечує короткотривале та довготривале планування режимів [1];

- системи автоматизації комерційного обліку і контролю електричної енергії та потужності (АСКОЕ) [1];
- обмін інформацією (прийом/передача) по цифрових інтерфейсах зв'язку і протоколам рівня: Ethernet (TCP/IP, UDP/IP, Ethernet/IP, CC-Link), RS-485 (Modbus, Profibus, CAN), HART з верхнім рівнем [3];
- виконання функцій технологічних захистів, блокування та сигналізації;
- ручне/автоматичне дистанційне керування виконавчими механізмами;
- синхронізація часу з системою єдиного астрономічного часу;
- інформаційна підтримка персоналу (паспортизація вимірювальних каналів, підказки персоналу щодо ведення технологічного процесу, тощо).

Таким чином, можна зрозуміти, що SCADA-система забезпечує збір, обробку та передачу інформації про технологічний процес, забезпечує інтерфейс з оператором, зберігає історію процесу та виконує автоматизоване керування процесом, в тому обсязі, який є достатнім без участі оператора або диспетчера. Тобто, система АСКТП може увімкнути блокування спрацювання АВР без участі оператора, проте вона не може вимкнути вимикач даної лінії без дії оператора, а лише може надати рекомендацію згідно заданого в програму алгоритму, а оператор сам приймає рішення, яке буде виконано далі.

До складу усіх сучасних SCADA-системи входять три основні структурні компоненти [2]:

- Remote Terminal Unit (RTU) – віддалений термінал, який здійснює керування в режимі реального часу. Зазвичай RTU реалізований у вигляді мікропроцесорного контролера, а також може виступати у вигляді датчиків, виконавчого механізму, ПЗО, що здатний опрацьовувати великі обсяги інформації та здійснювати керування в режимі жорсткого реального часу.
- Master Terminal Unit (MTU), Master Station (MS) – диспетчерський пункт керування (термінал), що здійснює обробку даних і керування верхнього

рівня та забезпечує НМІ (Human Machine Interface) між людиною оператором та системою. Зазвичай реалізований у вигляді автоматизованого робочого місця (АРМ) оператора або диспетчера. В ролі АРМ виступає в ролі персонального комп'ютера (стаціонарний АРМ) та ноутбук (переносний АРМ).

- Communication System (CS) – комунікаційна система (канал зв'язку) між RTU та MTU, що необхідна для передачі даних між віддаленими точками. В якості комунікаційної системи можна використовувати різноманітні дротові та бездротові канали зв'язку.

1.2 Телемеханіка та її роль в системах АСКТП

Телемеханіка – це система збору інформації за допомогою програмно-апаратного комплексу, що виконує функції збору, передачі, оброблення та відображення необхідних даних про стан технологічних процесів на об'єктах електроенергетики. [4] Системи збору телемеханічної інформації призначені для:

- забезпечення диспетчерських служб всіх рівнів інформацією про поточну топологію мережі, навантаження та споживання електричної енергії;
- забезпечення оперативного персоналу енергосистем і енергетичних об'єктів поточною інформацією про параметри роботи та стану обладнання;
- контролю небезпечних з точки зору сталості перетоків електроенергетичної системи;
- контролю часу роботи обладнання в режимах регламентованого перевантаження;
- збору інформації про забезпечення роботи системи автоматичних регулювання частоти та активної потужності, протиаварійної автоматики та інших системних пристроїв регулювання та керування.

Засоби телемеханіки мають забезпечувати:

- прийом та передачу дискретних сигналів (ТС) та спрацювання охоронної сигналізації з міткою реального часу до кожного повідомлення;
- прийом та передачу результатів телевимірювання: аналого-цифрового перетворювання у часі із визначеною циклічністю; збір інформації від інтелектуальних вимірювальних перетворювачів; оцінку достовірності ТВ; додавання мітки часу для кожного ТВ;
- прийом по каналах зв'язку від пульта керування до контрольного пункту різних видів команд телекерування (ТК) для виконання одиничного, групового, імпульсного та послідовного ТК;
- збір інформації з цифрових вимірювальних перетворювачів різних типів, елементів АСКТП, мікропроцесорних пристроїв РЗА та ПА;
- передавання і приймання телеінформації в різних обсягах по різних каналах зв'язку і різних напрямках з різними протоколами зв'язку;
- тестування приймальної та каналоутворюючої апаратури;
- ретрансляція інформації від інших джерел (інші КП телемеханіки, елементи АСКТП, АСОЕ);
- можливість віддаленої діагностики та налаштування апаратури (в тому числі зміни уставок РЗ і ПА), а також завантаження програмного забезпечення з диспетчерського центру;
- обмін інформації з АСКТП об'єкта;
- зберігання телемеханічної інформації в локальних архівах;
- телекерування об'єктами;
- виведення аварійно-попереджувальної сигналізації;
- синхронізація часу з астрономічним або еталонним джерелом часу.

Система телемеханіки на ПС призначена для автоматизації керування (Увімкнути/Вимкнути) та сигналізації положення (Увімкнено/Вимкнено) комутаційними апаратами, моніторинг параметрів електричної енергії (фазні напруги U_A , U_B , U_C , лінійні напруги U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} , фазні струми I_A , I_B , I_C , лінійні

струми I_{AB} , I_{BC} , I_{CA} , активна потужність P , реактивна потужність Q , повна потужність S) кожної лінії, що входить в комплекс ПС, сигналізації спрацювання захистів, та можливість підключення терміналів РЗА. Таким чином до засобів телемеханіки входять телекерування (ТК), телесигналізація (ТС) та телевимірювання (ТВ), які в свою чергу передають цю інформацію в АСКТП за допомогою пристроїв зв'язку з об'єктом (ПЗО).

Телекерування – керування положенням або станом дискретних об'єктів з неперервною множиною станів методами і засобами телемеханіки. Телекерування буває двопозиційне та багатопозиційне, зупинимось на першому, так як більшість керованих об'єктів на підстанції мають саме два положення – увімкнено і вимкнено. Операція телекерування обов'язково має супроводжуватись відповідною телесигналізацією об'єкта, що контролює правильність виконання операції ТК. Також слід зауважити, що існують кілька видів команд ТК, з яких розглянемо тільки двопозиційні, тобто, «Увімкнути»/«Вимкнути», так як у випадку комутаційних апаратів інша ситуація є неможливою або вважається аварійною і свідчить про несправність апарату.

В більшості випадків телекерування реалізовується за допомогою спеціалізованих модулів ТК, які мають певну кількість дискретних входів. Ланцюги телекерування включаються в розрив живлення котушок проміжних реле повторювачів вимикачів для ланцюгів включення/виключення вимикача. Функцію телекерування забезпечують можливістю реалізації виводу за допомогою кулачкових перемикачів усіх ланцюгів ТК або рідше, за допомогою накладок, які врізаються в ланцюги живлення модулю телекерування і таким чином припиняючи живлення модулю за необхідності вимкнення ланцюгів телекерування при проведенні ремонтних робіт для унеможливлення неправильного спрацювання і забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу. Також в залежності від підстанції, керування вимикачем може бути реалізовано за три- або п'яти- провідною системою, три-провідна система передбачає лише команди «Увімкнути»/«Вимкнути», а п'яти-провідна має реле фіксації, яке

дозволяє зберігати положення комутаційного апарату та запобігати випадковому вимиканню або вмиканню.

Телесигналізація – отримання інформації про стан контрольованих та керованих об’єктів, що мають ряд дискретних станів, методами та засобами телемеханіки. Телесигналізація є простішою в порівнянні із телекеруванням – при зміні положення комутаційного апарату або спрацюванні певного захисту, подається живлення на сигнальне реле, контакти якого замикаються (або розмикаються) і відповідно, така пара контактів подає дискретний сигнал на модуль сигналізації, і відповідно на контролер приходять сигнали про спрацювання сигналу. Живлення модулів телесигналізації, телекерування та телевимірювання здійснюється постійним струмом, а величина напруги зазвичай залежить від 12 VDC до 48VDC, і є однаковою для всіх модулів, якщо вони мають одного виробника. Згідно норми 3.3.89 Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) – усі вхідні канали ТС мають бути гальванічно розділеними. [4] Для ТС про оперативний стан устаткування треба використовувати як датчик один допоміжний «сухий» контакт контрольованого обладнання, контакт реле-повторювача, пару контактів «замкнуто-розімкнено» групи контактів. Телесигналізацію потрібно використовувати для:

- відображення на диспетчерських пунктах положення і стану основного комутаційного обладнання тих електроустановок, які безпосередньо приймають участь в оперативному керуванні;
- передачі інформації до ОІК та/або інших пристроїв її оброблення;
- передачі аварійних і попереджувальних сигналів.

Телевимірювання – має забезпечувати визначення основних електричних або технологічних параметрів, які характеризують режими роботи окремого електроустаткування, що необхідне для встановлення і контролю оптимальних режимів роботи системи енергопостачання в цілому, а також для запобігання можливим аварійним процесам або їх ліквідації. [4]. До вимірюваних параметрів можна віднести такі основні величини, як струм, напруга потужність, а до

технологічних – температура, вологість, тиск, рівень робочої рідини і швидкість обертання двигуна або генератора для електростанцій. Параметри температури, вологості та тиску є важливими для підстанцій, так як деяке обладнання АСКТП та телемеханіки має визначений діапазон, в якому воно буде правильно працювати. Для передачі даних до контролерів та мікропроцесорних модулів використовуються спеціальні датчики температури, тиску, вологості, які зазвичай мають інтерфейс RS-232/RS-485. Електричні параметри мережі є важливими для моніторингу якості відпущеної електроенергії, а також для регулювання цих параметрів, наприклад, рівня напруги трансформатора за допомогою РПН. Телевимірювання електричних параметрів реалізуються за допомогою модулів телевимірювання (аналоговий сигнал, наприклад, 0...5mA) або за допомогою спеціалізованих вимірювальних перетворювачів, які включаються у вимірювальні кола трансформаторів струму та напруги, а інформацію до контролерів або мікропроцесорних модулів передають за допомогою інтерфейсів RS-232/RS-485. Такі перетворювачі вимірюють багато параметрів, такі як лінійні та фазні напруги, струми, частоту, активну, реактивну, повну потужність, а також можуть вимірювати вплив вищих гармонік в залежності від моделі даного перетворювача.

1.3 Основні можливості сучасних систем АСКТП енергетичних об'єктів.

Переваги та недоліки.

Одною із головних задач, що вирішує SCADA в частині АСКТП є забезпечення НМІ при представленні інформації про процеси керування енергетичним об'єктом. Збірною частиною графічного інтерфейсу є графічні екрани, які можуть бути реалізовані у вигляді АРМ операторів та диспетчерів або відеостін, які є більш габаритним рішенням, проте забезпечують більш зручне відображення процесу для великої кількості персоналу, та зазвичай розташовуються в операторському або диспетчерському приміщенні. Такі графічні екрани дозволяють відображувати різноманітні мнемосхеми або

мнемокадри, зображення, гістограми, графік залежностей різних величин, таблиць, тощо. Для обмеження доступу до контрольованих параметрів передбачається система захисту від несанкціонованого доступу.

Система керування тривогами SCADA системи попереджує оператора про виникнення подій, що можуть призвести до серйозних наслідків, такі як аварії, перевантаження, вивід із ладу електрообладнання, та сповіщають про необхідність втручання оператора, для їх уникнення або мінімізації. В журналі тривог розрізняють квітовані (пошкоджені) та неквітовані (не пошкоджені) тривоги. Тривога стає підтвердженою, коли оператор відреагував на сповіщення про тривогу. До цього моменту тривога залишається в стані непідтвердженої.

До основних переваг впровадження системи АСКТП слід віднести:

- керування процесами розподілу та передачі електричної енергії між об'єктами електричної мережі та споживачами;
- діагностика стану електрообладнання на об'єктах;
- забезпечення безаварійності роботи електроустаткування;
- зменшення витрат на обслуговування енергетичних об'єктів;
- підвищення енергоефективності роботи електроустановок;
- зменшення комерційних втрат електричної енергії;
- зменшення впливу людських факторів, таких як неухважність;
- підвищення надійності системи;
- ведення архівної бази даних та подій, швидка реалізація звітів.

Недоліками ж впровадження таких систем постають фактори, що стримують швидке впровадження даних систем, а саме висока вартість системи, що спричинена високою вартістю необхідного обладнання, довгий час реалізації такої системи, що може займати кілька років, що обумовлено великою кількістю факторів, які необхідно врахувати, та відповідно кількістю моментів, що потрібно реалізувати: проектування, доставка обладнання, монтаж шаф АСКТП, обладнання телемеханіки, наладки всієї системи та навчання персоналу

оволодіння всією системою. Проте переваги значною мірою покривають усі ці недоліки.

Загалом систему АСКТП можна поділити на чотири складові: SCADA, DSC, RTU, PLC. Кожна з цих компонентів відповідає за реалізацію певних функцій, має своє переваги та недоліки.

SCADA – виступає в ролі диспетчерського контролю та збору даних, але вона являється лише програмним продуктом, який забезпечує керування усією системою АСКТП та дає можливість НМІ для спрощеного керування оператором або диспетчером. Функції SCADA були розглянути в розділі 1.1 даної роботи, розглянемо основні переваги і недоліки цієї складової АСКТП.

Переваги SCADA:

- простота в обслуговуванні;
- надійність;
- безперервність роботи;
- можливість віддаленого контролю;
- забезпечення доступу до даних та керування об'єктом в режимі жорсткого реального часу.

Недоліки:

- впровадження такої системи потребує спеціальних навичок та умінь;
- обробка даних неможлива за відсутності зв'язку із системою;
- важлива сумісність програмного забезпечення із апаратною частиною.

DCS (Distributed Control System) – децентралізована система керування технологічним процесом, в якій пристрої розподілені у просторі, кожен з них працює над своїм завданням, але взаємодіють між собою для виконання більш складної та важливої спільної задачі [5]. Від SCADA системи відрізняється глибокою інтеграцією засобів розробки коду для візуалізації та керування, а також побудовою розподіленої системи вводу-виводу, що сприяє децентралізації обробки інформації. Елементи в цій системі можуть розташовуватись на великих

відстанях між собою, а зв'язок між ними забезпечується різними дротовими та бездротовими засобами. До основних функцій слід віднести:

- контроль над пристроями керування;
- збір даних з пристроїв керування;
- сигналізація;
- введення журналів операцій та формування звітів;
- зберігання архівних даних;
- діагностика та безпека системи в цілому.

До основних переваг слід віднести:

- керування різними процесами реалізовується різними контролерами, тобто при вході із ладу одного контролера, загальна мережа не постраждає, таким чином здійснюється децентралізація даних;
- висока швидкість роботи;
- висока надійність роботи;
- можливість відстеження трендів стану процесу;
- реалізований доступ до великого обсягу інформації із магістралі даних;
- візуалізація інформації користувачем.

Серед недоліків системи є:

- висока вартість;
- необхідність регулярного обслуговування;
- невисока кіберзахищенність;
- необхідне регулярне оновлення системи для безперебійної роботи.

RTU – виступає в якості мікропроцесорного контролера та дозволяє проводити збір інформації телемеханіки (ТС, ТВ, ТК), передачу цієї інформації в SCADA, а також зворотній зв'язок у вигляді керуючих впливів на датчики та виконавчі механізми. Тобто RTU є проміжною складовою між SCADA та нижнім рівнем, і зазвичай знаходиться в приміщенні із основним обладнанням, яким необхідно керувати. До переваг RTU можна віднести:

- наявність простого інтерфейсу;
- наявність програмованої оболонки, яку можна конфігурувати під власні потреби;
- наявність великої кількості точок вводу/виводу;
- робота в промислових умовах.

Серед недоліків можна виокремити відсутність можливості обробки даних, а також реалізації керування на цій основі.

PLC (Programmable Logic Controller) – програмований апаратний модуль, що слугує для реалізації автоматичного керування [5]. Для апаратно-програмованого забезпечення рівня контролерів передбачаються жорсткі критерії надійності, часу спрацювання на виконавчі механізми та датчики. Вони мають гарантовано спрацьовувати на зовнішні події за час, відведений для кожної події. Для об'єктів, яким обов'язковий цей критерій, необхідно використовувати контролери із операційними системами реального часу, або в системі АСКТП має бути годинник реального часу, який буде виконувати синхронізацію часу для усієї системи. Функціонал таких контролерів може бути різним:

- обмін інформації між локальними контролерами та верхнім рівнем;
- робота в автономному режимі при порушенні зв'язку з верхнім рівнем;
- синхронізація та підтримка єдиного часу в системі;
- резервування каналів передачі даних;
- збір даних з локальних контролерів;
- опрацювання даних.

Серед основних переваг таких контролерів можна виділити:

- компактність таких пристроїв;
- можливість програмування контролеру під необхідні функції;
- підтримка різних мов програмування;
- можливість роботи в промислових умовах;

- можливість автоматичного керування об'єктами на основі отриманих даних та їх обробці без верхнього рівня та SCADA.

Недоліки ПЛК:

- повільна робота, у порівнянні із спеціалізованими пристроями під конкретні задачі;
- необхідність знань з програмування для налаштування цих пристроїв;
- можливість збоїв у роботі, що виникають при неправильному програмуванні.

1.4 Основне та додаткове обладнання автоматизованої системи

Як вже було сказано раніше, система АСКТП є програмно-апаратним комплексом, який забезпечує автоматизоване керування певним енергетичним об'єктом. До програмної частини АСКТП можна віднести SCADA та DSC, RTU та PLC відносяться до апаратної частини. Система АСКТП не може існувати без виконання цих двох складових, розглянемо основне та додаткове обладнання, необхідне для створення автоматизованої системи.

Телемеханіка є складовою нижнього рівня системи АСКТП, проте не завжди вона є основною частиною, наприклад, для систем автоматизації електричних станцій в частині теплової автоматики, телемеханіка може не використовуватися, замість неї використовуються програмовані ПЛК та системи керування різного роду засувками, насосами, датчиками тиску та іншими елементами. В даній роботі, систему автоматизацію таких складних об'єктів як електростанція, розглядати не будемо, проте слід зауважити, що телемеханіка є все ж таки більш додатковим обладнанням ніж, основним. Побудова системи АСКТП для енергетичних об'єктів розподільчого рівня, таких як РП або ПС, не можлива без участі телемеханіки, так як цей комплекс виступає в ролі виконавчого механізму всієї системи. Для різних ПС обладнання телемеханіки

може бути як складовою обладнання АСКТП, так і окремою частиною. Тобто, структурно, обладнання телемеханіки може розміщуватись в окремій шафі ТМ, а може розміщуватись в серверній шафі. Зазвичай в РП та на ПС до 35кВ, обладнання телемеханіки розміщується в своїх шафах, а серверне обладнання там взагалі не присутнє. Для таких об'єктів організуються канали передачі даних на верхній рівень, тобто диспетчерське приміщення, яке територіально може знаходитися дуже далеко, або на ПС 110кВ і вище, структура такої мережі залежить від вищого керівництва енергокеруючої компанії, у власності якої знаходиться об'єкт автоматизації, наявності обслуговуючого персоналу на ПС та деяких інших факторів, таких як наявність постійного робочого місця для інженерів АСКТП, простору для розміщення такого обладнання. Реалізація всіх критеріїв є суб'єктивним для кожного об'єкту району електричної мережі і визначається під час проектування такої системи.

Обладнання телемеханіки розробляється багатьма виробниками, проте хотілося би зупинитися на обладнанні фірми Hitachi Energy (ABB), яке є дуже поширеним на енергетичних об'єктах України. До основного обладнання телемеханіки входить RTU, яке забезпечує збір та передачу інформації на верхній рівень. Слід зауважити, що основне обладнання телемеханіки розташовується в спеціалізованих шафах, які забезпечують рівень захисту IP різного рівня в залежності від специфіки об'єкту. Структуру обладнання телемеханіки буде розглянуто в 5 підпункті цього розділу.

Найбільш поширеними серіями RTU виробника Hitachi Energy є 540 та 560 серії. Серія 540 – є модульною системою, обладнання якої кріпиться на DIN-рейку, основне обладнання 560 серії розміщується в спеціалізованих корзинах, в яких набираються різноманітні модулі в залежності від кількості сигналів ТС, ТК, ТВ, аналогічно як і для 540 серії, основна різниця полягає в конструктивному виконанні, проте в 560 серії також наявне модульне обладнання яке кріпиться на DIN-рейку. Серед головних модулів RTU слід виокремити модулі ТС, ТВ, ТК та

процесорний модуль. Розглянемо основні характеристики цього обладнання для 540 серії, характеристики 560 серії наведені у додатку А

Центральний комунікаційний контролер 540CMD01 є основою шафи телемеханіки і являє собою промисловий ПЛК з розширеними комунікаційними можливостями рис. 1.1 [6].

Основні характеристики 540CMD01:

- наявність головного процесору;
- карта пам'яті SD (250, 750 або Open DP);
- додатковий годинник реального часу (RTC) з буферною пам'яттю від батарейного живлення;
- порти 1...4 - послідовні інтерфейси RS485/ RS232 з роз'ємом RJ45;
- порт I/O-bus шини WRB для локального зв'язку з модулями вводу-виводу;
- порт E1/E2 – Ethernet 10/100BaseT з роз'ємом RJ45;
- синхронізація часу за протоколом SNTP або IEC 60870-5-104;
- внутрішнє джерело живлення інтегрованого годинника;
- встановлення на DIN-рейку.

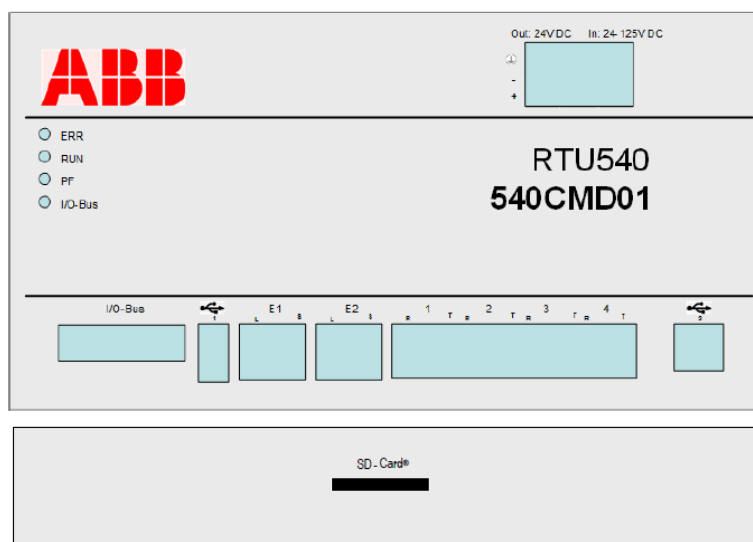


Рисунок 1.1 – Схема розміщення інтерфейсних портів на процесорному модулі 540CMD01 R0001

Підтримка протоколів зв'язку систем телемеханіки і РЗА :

- МЕК 60870-5-101 (по RS232/RS485);
- МЕК 60870-5-104 (по Ethernet);
- МЕК 60870-5-103 (РЗА);
- МЕК 61850-8-1 (універсальний протокол РЗА);
- DNP3;
- SPA;
- Modbus.

Контролер працює під управлінням заводського системного ПЗ, яке конфігурується для виконання необхідних завдань. Вбудований в контролер web-сервер дозволяє оперативному персоналу за допомогою підключення до контролера ноутбука з web-браузером, виконувати за місцем моніторинг стану входів модулів вводу, моніторинг і зміну стану виходів модулів виведення, діагностику системи телемеханіки, перегляд системних подій, зчитування і завантаження конфігурації системи. В цілях безпеки для підключення до контролера через web-браузер треба ввести ім'я користувача та пароль. Основні характеристики обладнання вводу/виводу розглянуто в додатку А.

Для електричних ПС, які не мають власних серверних шаф АСКТП, інформаційний зв'язок із верхнім рівнем здійснюється по GPRS/LTE каналу передачі або радіоканалу. Процесорний модуль підключається до Ethernet LAN портів GPRS/LTE роутера, який розміщується в шафі телемеханіки, та передає інформацію на верхній рівень за протоколом Host Communication Interface with IEC 60870-5-104 (ідентично ГОСТ Р МЕК 60870-5-104).

Для організації передачі інформації на верхній рівень використовуються спеціалізовані LTE-роутери, які мають можливість підключення SIM-карт двох незалежних операторів, спеціальні кліматичні умови (температура від -40 до 75 °С при вологості від 10 до 90% без конденсації) та мають інтерфейси RS-485/RS-232 для прийому та передачі даних з верхнього рівня.

Для організації інтерфейсних зв'язків між обладнанням телемеханіки використовуються комутатори, які мають містити інтерфейси RS-485 з портами RJ-45. Вибір конкретного комутатора залежить від кількості основного обладнання шафи ТМ, а також терміналів РЗА, які можуть мати оптичні порти для зв'язку з верхнім рівнем, що обумовлює кількість портів, наявність та кількість оптичних портів, кліматичні умови. Також при наявності обладнання для якого необхідно здійснити автоматизоване керування, що знаходиться на великій відстані від шафи ТМ використовуються перетворювачі інтерфейсів, наприклад мідь в оптику (довжина $>100\text{м}$). При наявності великої кількості обладнання, для якого необхідно здійснити автоматизацію керування можливе встановлення кількох шаф ТМ, які можуть розміщуватися в різних приміщеннях, і для організації зв'язку між ними також може бути використано оптичне з'єднання.

Для забезпечення живлення основного обладнання шафи телемеханіки бажано забезпечити два вводи живлення 220VAC при їх наявності на ПС, тоді з двох вводів 220VAC реалізуються АВР, для забезпечення живлення обладнання у разі виходу одного вводу із ладу, або вимкнення для ремонтних робіт. Для забезпечення захисту по живленню після АВР необхідно встановлювати пристрої захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) I та II класів захисту. Живлення 24VDC реалізуються за допомогою спеціальних блоків живлення. В даній роботі вибір пристроїв ПЗІП, АВР, блоків живлення та автоматичних вимикачів проводиться не буде, так як їх вибір обумовлюється характеристиками ПС, кількістю дискретних сигналів, і для кожного окремого випадку обладнання буде відрізнятися. Так само не буде проведений вибір реле для отримання сигналів ТС, так як їх вибір залежить від параметрів оперструму на об'єкті.

До основного серверного обладнання слід віднести промислові комутатори та сервери. Нерідко в серверних шафах АСКТП розміщують засоби RTU для збору інформації з місцевого обладнання. В таких випадках зазвичай використовують RTU 560 серії у варіанті корзини. До серверного обладнання

вимагаються жорсткі вимоги кліматичного виконання, так як таке обладнання дуже сильно нагрівається, тому потрібно забезпечити хорошу вентиляцію такої шафи, в зимовий період необхідно забезпечувати підтримку нормальної температури за рахунок обігрівача шафи, за умов, якщо такі умови не підтримуються в самому приміщенні, в якому розташована серверна шафа.

Сервери потрібні для обробки та збереження інформації, саме цей пристрій є головним мозком усієї системи АСКТП. В багатьох випадках для забезпечення резервування можливості керування процесом та забезпечення надійності використовується 2 сервери, що забезпечують взаємне резервування. Основні характеристики серверного обладнання на прикладі промислового серверу SYS600C Hitachi Energy розглянуто в додатку Б.

Мережеві комутатори використовуються для підключення всього зовнішнього обладнання всієї мережі АСКТП, тобто шафи телемеханіки через радіоканал, та відповідні перетворювачі інтерфейсів, АРМ диспетчерів, та обладнання яке може розміщуватись поруч із серверною шафою. Для забезпечення надійності та керованості процесами підключень всього обладнання необхідно використовувати керовані комутатори, які можуть забезпечувати можливість керування комутацією та здійснювати керування за їх допомогою через web-інтерфейс за відповідним протоколом. Основні характеристики мережевого комутатора на прикладі Siemens – Ruggedcom RST2228 розглянуто в додатку В.

До обладнання серверних шаф також вимагаються суворі вимоги забезпечення живлення, так як відсутність живлення основного серверного обладнання може призвести до відмови нормальної роботи усієї системи. Мінімальна вимога до забезпечення живлення такого обладнання – два вводи 220VAC, але для кращого резервування бажано також використовувати 220VDC. Згідно вимог ПУЕ для такого обладнання необхідно забезпечити гарантоване живлення обладнання при відсутності напруги на всіх вводах – 2 години [4]. Для забезпечення цієї вимоги в серверних шафах встановлюються джерела

безперебійного живлення (ДБЖ) разом із комплектом акумуляторних батарей. Після вибору основного обладнання розраховується сумарна споживана потужність та згідно графіків навантаження таких пристроїв підбирається конкретна модель ДБЖ та АКБ. В залежності від вимог згідно технічного завдання при проектуванні таких шаф можливі різні варіанти реалізації живлення, а також додаткового обладнання такого як блоки живлення, автоматичні вимикачі, ПЗП, моделей основного серверного обладнання в залежності від наявних вводів живлення, місця в шафі і тому подібне.

1.5 Структурна схема автоматизації електричних підстанції та АСКТП диспетчерського пункту.

Структурна схема автоматизації включає в себе великий обсяг обладнання, необхідного для створення системи АСКТП, серед якого можна виділити серверну частину, яка забезпечує верхній рівень системи та обладнання телемеханіки, що забезпечує нижній рівень системи, проте є випадки, коли обладнання телемеханіки входить в комплекс серверного обладнання – такі випадки були описані раніше. Розглянемо структурну схему телемеханіки для електричних підстанцій на базі обладнання RTU (рис. 1.2).

На рисунку 1.2 зображено структурну схему основного обладнання телемеханіки. Через обладнання радіозв'язку у вигляді радіомодему виконується обмін інформації з верхнім рівнем. Радіомодем підключений по інтерфейсу RS-232 до віддаленого терміналу керування (RTU). До цього терміналу по двох лініях підключені вимірювальні перетворювачі та комутатор. Комутатор використовується для підключення LTE-роутера, який забезпечує резервний зв'язок із верхнім рівнем за допомогою 3G/LTE мережі.

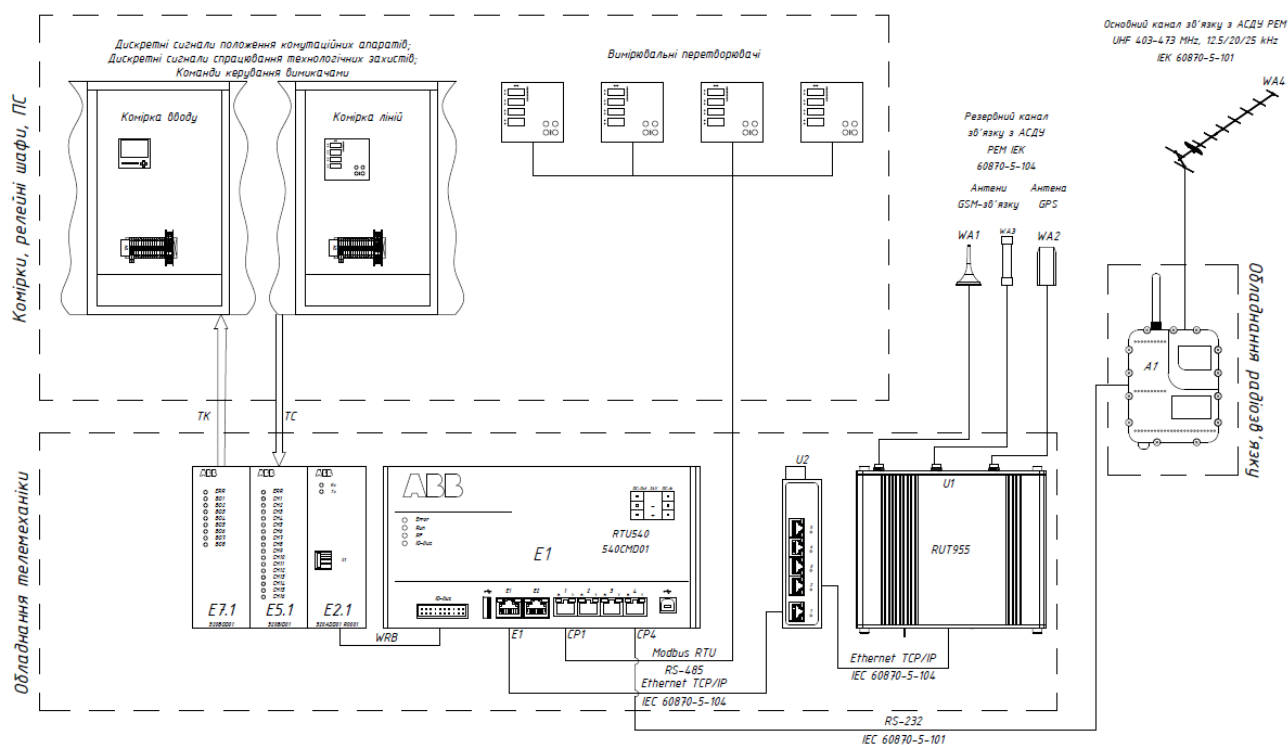


Рисунок 1.2 – Структурна схема ПС

Вимірювальні перетворювачі виконують функцію телевимірювання, тобто збір даних про електричні параметри основного обладнання, а саме – вхідні та вихідні лінії ПС, секційні вимикачі, силові трансформатори та трансформатори власних потреб, кількість яких, визначається в залежності від кількості основного обладнання. Також до модулю RTU підключені модулі ТК та ТЛ, які здійснюють відповідні функції телесигналізації та телекерування. Це основна структура підключення обладнання телемеханіки, кількість та тип обладнання визначається для кожного окремого випадку. Так, наприклад, радіомодем може бути підключений за допомогою оптичної лінії зв'язку, за умови, що він знаходиться на великій відстані від обладнання телемеханіки. В цьому випадку необхідно передбачувати перетворювач електричного сигналу в оптичний з обох сторін такої лінії.

Таким чином було розглянуто приклад базової структурної схеми телемеханіки для об'єктів електроенергетики, в більш конкретних ситуаціях схема може видозмінюватися, відповідно додаючи або прибираючи певне

обладнання, а також кількісні зміни в залежності від задач, що постають перед даною системою. Як вже було описано раніше, АСКТП району електричних мереж має збирати інформацію з усіх об'єктів, що входять в систему керування для подальшої взаємодії та керування. Розглянемо типову структурну схему обладнання АСКТП, що зображена на рис. 1.3.

Для кожної ПС на рис. 1.3 показано два канали зв'язку – основний (радіо-модем та антено-щоголова споруда) та резервний (LTE-роутер), які підключені до процесорного модуля RTU на об'єкті по аналогії з рис. 1.1. В диспетчерського пункті так само розташовано антено-щоголову споруду із радіомодемом та LTE-роутером, які відповідно підтримують зв'язок з усіма об'єктами РЕМ, дані пристрої підключаються до керованого комутатора, що передає інформацію на основний сервер, який оброблює всю інформацію. Також через комутатор до серверу підключається АРМ диспетчера та блок керування щитом, з яких здійснюється керування всім процесом роботи РЕМ. Через мережевий екран до комутатора відбувається підключення до ОІК, що здійснює передачу інформації та доступ до керування вище стоячим органом, наприклад, диспетчери обленерго мають доступ до диспетчерського керування РЕМ, що знаходиться у їх підпорядкованості. Також на даній схемі показано підключення до комутатора KVM-консолі та технічного ноутбуку. KVM-консоль являє собою стаціонарний екран із клавіатурою для проведення технічних робіт та налаштувань безпосередньо у серверній шафі, а технічний ноутбук є зовнішнім портативним пристроєм, з якого можна проводити сервісне обслуговування, наприклад оновлення програмного забезпечення, що дозволить проводити такі роботи без перерви роботи диспетчерського персоналу.

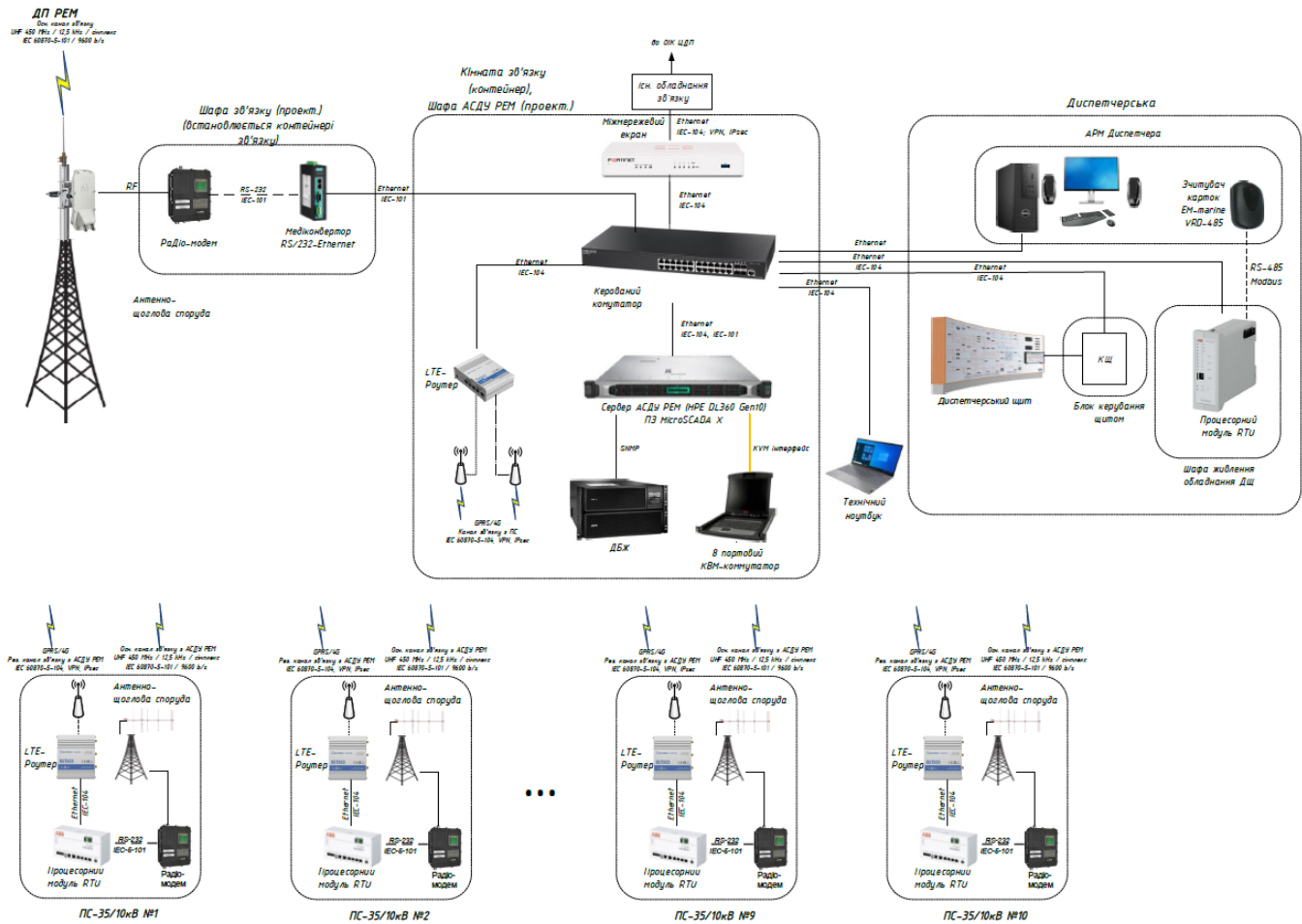


Рисунок 1.3 – Структурна схема АСТКП РЕМ

РОЗДІЛ 2. ОПЕРАТИВНІ ПЕРЕМИКАННЯ ТА БЛАНКИ ПЕРЕМИКАНЬ НА ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦЯХ

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України є дуже потужною та складною системою, яка об'єднує велику кількість енергетичних об'єктів, таких як джерела генерації та об'єкти розподілу. До джерел генерації відносяться електростанції різних типів – АЕС, ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ, ТЕС та відновлювальна енергетика (сонячні станції, вітрові електростанції та інші), до об'єктів розподілу відносяться електричні підстанції різних класів напруги, трансформаторні підстанції та розподільчі пункти. Висока складність, велика кількість об'єктів в системі, нерівномірність споживання в різні часові проміжки (день, місяць, рік) обумовлює неможливість роботи всієї системи в нормальному режимі протягом всього часу. Таким чином це викликає потребу використовувати оперативні перемикання для зміни режимів роботи мережі розподілу електричної енергії. Метою даного розділу є розгляд правил виконання оперативних перемикань та порядок створення бланків перемикань.

2.1 Загальні положення про оперативні перемикання на енергетичних об'єктах

Оперативними перемиканнями в електроустановках називаються цілеспрямовані дії оперативного персоналу комутаційними апаратами в схемі електроустановки та/або перемикаючими пристроями в колах РЗА і ПА, віртуальними перемикачами мікропроцесорних захистів та автоматики, автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК), засобів диспетчерського-технологічного керування (ЗДТК) з метою зміни схеми з'єднань електроустановки, режиму роботи або стану устаткування. [7] Перемикання в свою чергу поділяються на прості та складні, до складних перемикань відносяться так, що вимагають певної послідовності та координації дій оперативного

персоналу під час операцій з комутаційними апаратами, заземлювальними роз'єднувачами та пристроями релейного захисту, протиаварійної і режимної автоматики. Перелік складних перемикань може бути розширений з огляду на місцеві умови та визначається технічним керівником підприємства. Усі перемикання, які не увійшли до складних, відносяться до простих.

Розподіл оперативних перемикань на прості та складні необхідно для чіткого планування дій в разі їх виконання. Прості перемикання в електроустановках може виконувати одна особа без програм та бланків перемикань або перемикання під час ліквідації технологічних порушень. Складні перемикання необхідно виконувати в групі, що складається не менше ніж з двох осіб, одна з яких має бути контролюючою, згідно бланків перемикань або типовими бланками перемикань.

Перемикання в електроустановках виконуються [7]:

- 1) оперативним персоналом підприємств за програмами перемикань, автоматизованими бланками перемикань із застосуванням АСКТП або спеціальними (разовими) програмами перемикань для введення в роботу нових об'єктів диспетчеризації;
- 2) оперативним персоналом об'єкта електроенергетики:
 - за типовими бланками перемикань;
 - за спеціальними (разовими) програмами, складеними для кожного конкретного випадку і деталізованими для рівня персоналу, який безпосередньо виконує перемикання, на виконання складних перемикань з пристроями РЗА і ПА, АСДК і ЗДТК, що не передбачені місцевими інструкціями з експлуатації (нетипові перемикання), на випробування та увімкнення в роботу об'єктів диспетчеризації після капітальних ремонтів і реконструкції, а також нових об'єктів диспетчеризації;
 - за бланками перемикань;
 - без бланків і програм перемикань (поопераційно);

- за автоматизованими бланками перемикачів із застосуванням АСКТП.

Бланком перемикачів називається оперативний документ, що розроблено для виконання перемикачів на конкретному устаткуванні для конкретної схеми електричних з'єднань, в якому зазначено чітку послідовність всіх операцій із комутаційними апаратами силового устаткування, у колах РЗА та основні перевірочні операції, та яким користується оперативний персонал і персонал служб РЗА безпосередньо на місці виконання перемикачів. Автоматизованим бланком перемикачів називається чітка послідовність дій з комутаційними апаратами та пристроями РЗА та ПА, що реалізується за допомогою використання програмного забезпечення АСКТП з метою увімкнення/вимкнення обладнання за завчасно розробленим алгоритмом. Автоматизовані бланки розробляються під час проектування та налагоджування АСКТП.

Типовий бланк перемикачів – це бланк перемикачів, складений заздалегідь для виконання перемикачів адміністративно-технічним персоналом, в якому міститься обов'язкова до виконання послідовність операцій під час виконання складних перемикачів в електроустановках, що часто повторюються. Типові бланки розробляються як для нормальних так і для ремонтних схем з'єднань електроустановок.

Для забезпечення можливості відновлення порядку дій, який виконував оперативно-диспетчерський персонал необхідно вести оперативний журнал, що є основним оперативним документом, в якому необхідно фіксувати в хронологічному порядку всі дії оперативного персоналу та події, що відбулися під час його чергування. За наявності автоматизованого робочого місця (АРМ) оперативного персоналу АСКТП дозволяється вести оперативний журнал в електронному вигляді за умови виконання всіх вимог, а також забезпечення можливості збереження, архівування та захисту записів від несанкціонованого доступу. У випадках використання введених в АСКТП бланків перемикачів, в АСКТП має бути передбачена функція електронної ідентифікації осіб, що вносять

в АСКТП бланки перемикачів та зміни до них, осіб що здійснюють перемикачів, та контролюючих осіб. Для забезпечення такого функціоналу необхідно використовувати паролі для доступу до АРМ і в програмному забезпеченні та за необхідності використовувати зчитувачі карток, які інтегруються в АСКТП для забезпечення доступу до приміщення, в якому розташовані АРМ. За наявності АРМ оперативного персоналу час виконання операцій перемикачів, всі дії з комутаційними апаратами, зміна оперативної схеми, зміна режиму роботи електроустановки повинні фіксуватися автоматично. Дії оперативного персоналу, що не фіксуються автоматично, необхідно вводитися ним самостійно [7].

Програма перемикачів – оперативний документ з планом упорядкованої послідовності операцій перемикачів, спрямований на вирішення конкретного завдання оперативними персоналом щодо проведення зміни існуючої схеми електричних з'єднань, режиму роботи чи стану устаткування в електроустановках різних видів оперативного керування та різних об'єктів електроенергетики, а також під час проведення випробувань та впровадження нового устаткування [7].

Типові бланки і бланки перемикачів розробляються для об'єктів електроенергетики з урахуванням заходів, наведених у програмах перемикачів, і складаються для конкретного устаткування та для конкретної схеми електричних з'єднань, яку необхідно вказувати в бланку як вихідну. Таким чином, слід зазначити, що типові бланки і бланки перемикачів – це послідовність дій які виконуються на конкретному об'єкті, наприклад, підстанція, а програма перемикачів це комплекс заходів, який охоплює більш велику систему, наприклад, район електричної мережі (РЕМ), що включає в себе різні енергетичні об'єкти.

У випадках, коли схема первинних з'єднань або вторинних кіл РЗА і ПА електроустановки сталися зміни, використання типового бланку перемикачів забороняється і потрібно скласти новий бланк перемикачів або новий типовий бланк перемикачів, що підписується та затверджується в установленому місцевими інструкціями порядку.

2.2 Проведення оперативних перемикачів з вимикачами, роз'єднувачами та заземлювальними ножами

Під час проведення оперативних перемикачів з включенням та відключенням напруги на електроустановках, що в своєму складі мають вимикачі потрібно проводити вимикачами. Для цього потрібно [7]:

- перевірити правильність вибору ключа керування;
- вивести або перевірити чи виведені пристрої АПВ, АВР;
- визначити пристрої та прилади, за якими необхідно вести контроль положення вимикача (сигнальні лампи, реле положення стану вимикача, телесигналізація);
- перевести ключ керування (кнопку) вимикача в положення ВИМКНУТИ або УВИМКНУТИ і тримати в такому положенні до відповідної зміни показуючих пристроїв або спрацювання сигналізації.

Керування високовольтними вимикачами всіх типів та класів напруги потрібно здійснювати за допомогою щита керування або з АРМ АСДК; керування вимикачами з електромагнітним приводом потрібно здійснювати дистанційно; вакуумними вимикачами та з вантажним/пружинним/вантажно-пружинним приводами можна керувати як дистанційно так і місцево. Для масляних вимикачів постають особливі вимоги щодо керування ними [7]:

- якщо ключ керування знаходиться безпосередньо на його комірці, то потрібно дотримуватися вказівок нормативно-технічної документації з експлуатації цих приводів;
- увімкнення масляного вимикача ручним приводом необхідно здійснювати швидким поворотом важеля керування до упору, але без значних зусиль у кінці його ходу;
- після відключення масляного вимикача дією захисту його увімкнення необхідно здійснювати виключно дистанційно – із щита керування.

Операції з вимикачами за допомогою пристроїв телемеханіки, АСКТП необхідно виконувати за окремими місцевими інструкціями. Виконання операції вимикачем контролюється за надходженням інформації, що передається до оперативного персоналу пристроями телемеханіки, де інформація може відображатися у вигляді відеотаблиці або мнемосхеми [7].

Основною функцією роз'єднувачів є створення видимого розриву для безпечної експлуатації та проведення ремонтних робіт електроустановок у вимкненому стані. Під час виконання операцій з роз'єднувачами потрібно [7]:

- на ключ керування вимкненого вимикача вивісити плакат «Не вимикати! Працюють люди!»;
- перевірити правильність вибору приєднання;
- перевірити вимкнене положення вимикача приєднання;
- перевірити правильність вибору комутаційного апарата – роз'єднувачів;
- оглянути привід, опорну ізоляцію, стан тросів підвісних роз'єднувачів;
- увімкнути чи вимкнути роз'єднувач, спостерігаючи за положенням його контактів.

Всі операції із роз'єднувачами слід проводити при вимкненому вимикачі, тобто без напруги. Проте в деяких випадках дозволяється проводити оперативні переключення без зняття напруги [7]:

- у кільцевих мережах 6-10кВ дозволяється вимкнення роз'єднувачами вирівнювальних струмів до 70А і замикання мережі в кільце з різницею напруги на розімкнених контактах роз'єднувачів не більше ніж 5%;
- допускається вимкнення триполюсними роз'єднувачами зовнішньої установки напругою 10кВ і нижче струму навантаження до 15А;
- зарядного струму системи шин і приєднань усіх класів напруги (окрім конденсаторних батарей, для яких зарядний струм є робочим);
- трансформаторів напруги (ТН), нейтралей силових трансформаторів, заземлювальних дугогасних реакторів за умови відсутності струму в мережі замикання на землю;

- зарядного струму повітряних і кабельних ліній;
- для класу напруги 6-35кВ дозволяється вимикати і вмикати струм намагнічування силових трансформаторів, а також струми замикання які не перевищують 5А для 35кВ, 6А для 10кВ та 7,5А для 6кВ.

Увімкнення роз'єднувачів з ручним приводом потрібно виконувати швидко і рішуче, але без удару в кінці увімкнення. Почату операцію необхідно завершити до кінця, навіть за наявності дуги між контактами. Вимкнення роз'єднувачів потрібно проводити повільно і обережно, щоб переконатися у відсутності дуги і цілісності ізоляторів.

Після кожного перемикання роз'єднувачів та заземлювальних ножів, дійсне їх положення необхідно перевіряти візуально, а в разі керування за допомогою АСКТП – за даними засобів телемеханіки та відеоспостереження для кожної фази комутаційного апарата. Виключенням є комутаційні апарати елегазових КРУ, положення яких перевіряється за даними телемеханіки з АРМ АСКТП.

В електроустановках напругою 35-220кВ з відокремлювачами і роз'єднувачами в одному колі вимкнення ненавантаженого трансформатора, системи шин, ліній електропередавання необхідно проводити дистанційно відокремлювачем, увімкнення із попередньо увімкненим відокремлювачем. У мережах 35кВ і нижче вимкнення і увімкнення ненавантажених трансформаторів і ПЛ необхідно проводити триполюсними відокремлювачами і роз'єднувачами.

Під час увімкнення стаціонарних захисних заземлень необхідно [7]:

- перевірити правильність вибору приєднання та апарата;
- впевнитися у відсутності напруги на частин електроустановки, що підлягають заземленню;
- зробити невеликий рух важелем приводу і впевнитися у тому, що потрібні заземлювальні ножі рухаються;
- увімкнути заземлювальні ножі і перевірити правильність увімкнення кожної фази;
- заблокувати привід ножів в увімкненому стані;

- вивісити плакат «Заземлено» на ключах керування та на приводах роз'єднувачів.

Під час увімкнення стаціонарних захисних заземлень з АРМ АСКТП потрібно [7]:

- перевірити правильність вибору приєднання та апарат;
- впевнитися у відсутності напруги на частинах електроустановки, що підлягають заземленню, перевіркою схеми в натурі (за допомогою засобів відеоспостереження), даними телемеханіки або за допомогою індикатора.
- увімкнути заземлювальні ножі;
- перевірити правильність увімкнення кожної фази, спостерігаючи за положенням контактів за наявними засобами відеоспостереження та (або) даними телемеханіки в АРМ АСКТП;
- вивісити плакат «Заземлено» на ключах керування і приводах роз'єднувачів по місцю.

2.3 Перевірка положень комутаційних апаратів. Дії з оперативними блокуваннями

Перед початком проведенням оперативних перемикачів із вимикачем необхідно перевірити його положення. Перевірку положення по місцю виконують за допомогою механічного покажчика, положення робочих контактів у вимикачів з відкритим розривом кола струму, за показом манометрів повітряних вимикачів, за сигнальними лампами на розподільчій шафі вимикача. Перевірка положення вимикача за сигнальними лампами ключів керування та показуючих приладів, АРМ СКТП допускається у випадках:

- вимкнення приєднання вимикачем без виконання операції з роз'єднувачами;

- вимкнення приєднання вимикачем і виконання операцій роз'єднувачами дистанційним керування із щита керування або АРМ АСКТП;
- увімкнення приєднання під навантаження;
- подачі та зняття напруги з шин.

Перевірку положення роз'єднувачів слід виконувати візуально у випадках, якщо оперативний персонал, який буде виконувати оперативні перемикання на об'єкті, а не за допомогою засобів АСКТП. У випадку коли перемикання здійснюється за допомогою засобів АСКТП, положення роз'єднувачів перевіряється за допомогою засобів відеоспостереження, а також засобів телемеханіки – телесигналізація положення комутаційних апаратів, а також телевимірювання струму та напругу на приєднанні.

2.4 Послідовність операцій при вмиканні та вимиканні ліній електропередачі

Оперативні переключення ліній електропередачі є дуже важливими, так як саме за допомогою введення ліній в роботу забезпечується резервування кінцевого споживача. Також найбільша кількість аварійних ситуацій пов'язана саме із лініями електропередачі, особливо – повітряні лінії, так як внаслідок атмосферних явищ найчастіше відбуваються обриви ліній, короткі замикання та влучання блискавок. Забезпечення безаварійності роботи ліній електропередачі та швидкі переключення ліній живлення є важливою задачею, що постає перед енергетиками.

Під час вимкнення повітряних і кабельних ліній тупикового живлення першим рекомендується вимикати вимикач з боку навантаження, другим – з боку живлення. Увімкнення потрібно виконувати в зворотній послідовності. Вимикати навантаження транзитних ліній належить в того боку, де неповно-фазне вимкнення вимикача призводить до більш тяжких наслідків. Подавати напруга на лінію необхідно з боку вимикача, який має найбільшу вірогідність неповно-

фазного включення. Для виведення повітряної лінії в ремонт необхідно відключити її вмикачі, лінійні роз'єднувачі. Шинні роз'єднувачі потрібно відключити за потреби виконання робіт у лінійній комірці та по режиму заземлення повітряної лінії, що знаходиться в зоні сильної дії наведеної напруги.

Увімкнення однієї зі спарених кабельних ліній необхідно здійснювати після вимкнення лінії, яка знаходиться в роботі. Допускається увімкнення або вимкнення однієї зі спарених ПЛ напругою 6кВ і 10кВ лінійними роз'єднувачами без вимкненого вимикача з боку живлення, якщо її зарядний струм не перевищує допустимий.

Перед увімкненням на паралельну роботу або замиканням між собою ліній електрично не зв'язаних розподільчих мереж чи їх ділянок необхідно попередньо замкнути тимчасовий електричний зв'язок між центрами живленням (увімкнення секційного вимикача чи ліній, що безпосередньо з'єднують шини двох центрів живлення). Шини або їх секції, що живляться від окремих обмоток одного трансформатора або однієї обмотки через здвоєний реактор, вважаються окремими центрами живлення.

Перед увімкненням тимчасового електричного зв'язку потрібно установити однакові рівні напруги на шинах центрів живлення. Одразу після увімкнення необхідно перевірити значення вирівнювального струму, що не повинен перевищувати допустиме значення навантаження цього зв'язку. Якщо створення тимчасового електричного зв'язку неможливе, операції переведення навантаження з однієї лінії на іншу необхідно здійснювати з короткочасним вимкненням споживачів після обов'язкового їх попередження, а споживачів першої категорії – після узгодження з ними. Для мереж 0.4кВ забороняється увімкнення на спільні шини трансформаторів, що живляться від різних ліній.

Для випадків коли потрібно вимкнути лише якусь визначену ділянку лінії використовуються реклоузери. Реклоузер – це комутаційне обладнання на основі вакуумного вимикача, яке використовується для секціонування лінії

електропередачі. Принцип роботи реклоузера зображений на рис. 2.1-2.2. Основні функції реклоузера:

- автоматичне секціонування та резервування мережі;
- дистанційне керування мережею;
- комутації ділянок ліній в нормальних режимах;
- вимикання пошкодженої ділянки мережі;
- захист повітряної лінії в аварійних режимах.

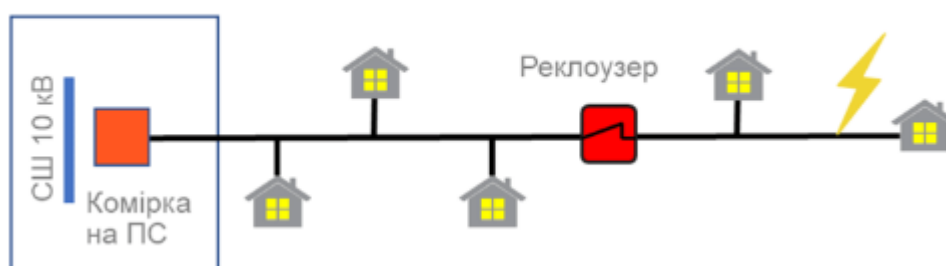


Рисунок 2.1 – Схема включення реклоузера в нормальному режимі [8]

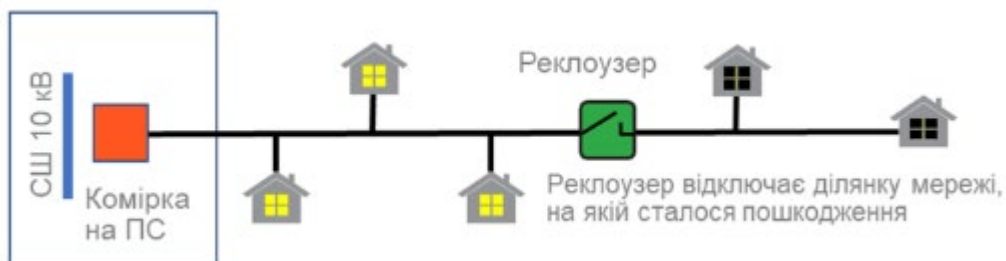


Рисунок 2.2 – Схема відключення реклоузером пошкодженої ділянки [8]

Принцип роботи реклоузера полягає в наступній послідовності:

- відключення ділянки мережі, на якій сталося пошкодження;
- через заданий час повторне включення лінії, у випадку якщо пошкодження припинилося, лінія починає працювати в нормальному режимі;

- у випадку якщо пошкодження не усунуто, реклоузер відключає дану ділянку і надсилає сигнал про аварію, для подальшого ремонту даної ділянки.

Таким чином за допомогою використання реклоузерів з'являється можливість відключення лише певної ділянки мережі у разі виникнення аварійної ситуації, а також однією з переваг застосувань реклоузерів є локалізація пошкодження. Тобто для лінії з двостороннім живленням у випадку пошкодження між двома реклоузерами, спрацюють обидва реклоузери, а споживачі які знаходяться між джерелом живлення та реклоузером не будуть відключення від електропостачання.

Кожен реклоузер має свою систему керування, модуль RTU та обладнання для передачі інформації на верхній рівень, наприклад, за допомогою радіозв'язку, таким чином ці пристрої дуже просто інтегруються в існуючу АСКТП, що також, є вагомою перевагою. Окрім аварійного вимкнення, реклоузер може працювати і як звичайний вимикач, таким чином оператор системи розподілу може вмикати та вимикати ділянку мережі при необхідності в автоматизованому режимі.

2.5 Особливості перемикань на «підстанціях нового покоління»

«ПС нового покоління» називаються підстанції, розподільчі пункти, електростанціях де в повному обсязі впровадженні засоби дистанційного диспетчерського керування. Основні відмінності, якими дані енергетичні об'єкти відрізняються від звичайних є [7]:

- наявність програмного логічного блокування, що реалізується на АРМ і мікропроцесорних терміналах, що входять в склад АСКТП;
- застосування тільки сучасних типів вимикачів (елегазові, масляні та вакуумні чи КРУЕ, крім повітряних вимикачів);
- дистанційне керування комутаційними апаратами силового обладнання з АРМ оперативного персоналу енергетичного об'єкті та терміналів

керування кожного приєднання з можливістю дистанційного керування з АРМ оперативного персоналу диспетчерських пунктів;

- застосування мікропроцесорних пристроїв РЗА і ПА;
- наявність блокування, що виключає можливість одночасного керування обладнанням об'єкта електроенергетики з АРМ оперативного персоналу підстанції, АРМ диспетчерського персоналу та з індивідуальних терміналів на приєднання;
- застосування технологічного відеоспостереження за станом основного обладнання.

До загальних вимог, що відносяться до енергетичних об'єктів, на яких здійснюються оперативні перемикання слід віднести [7]:

- 1) під час виконання перемикань із застосуванням АРМ або терміналів керування оперативному персоналу заборонено знаходитися на відповідному РП;
- 2) дистанційне керування вимикачами, роз'єднувачами та заземлюючими ножами, а також пристроями РЗА і ПА виконується із застосуваннями АРМ;
- 3) під час виконання перемикань із застосуванням АРМ контроль за станом комутаційних апаратів здійснюється за допомогою засобів телемеханіки та відеоспостереження;
- 4) оперативні перемикання із застосуванням АРМ та/чи терміналів керування виконуються із використанням індивідуальних паролів доступу;
- 5) під час перемикань із застосування АРМ та/чи терміналів керування деякі операції виконуються таким чином:
 - перевірка готовності оперативного блокування перевіряється за відсутності сигналу «несправне блокування» в АРМ;

- завершення виконання кожної операції з вимикачем, роз'єднувачем, ЗН перевіряється за сигналізацією АРМ та за даними технологічного відеоспостереження (за його наявності);
- перевірка положення вимикачів, перед операціями з роз'єднувачами, викотним візком у його колі, перевіряється за сигналізацією АРМ та за даними технологічного відеоспостереження (за його наявності);
- відключення оперативного струму привода вимикача під час виконання операцій із роз'єднувачами на приєднанні, що відключене цим вимикачем, не виконується;
- відключення оперативного струму приводу та захистів ШЗВ у разі переведення приєднань з однієї системи шин на іншу не виконується;
- готовність ДЗШ перед виконанням операцій із шинними роз'єднувачами перевіряється за відсутністю сигналу «несправність ДЗШ» в АРМ;
- відключення пристроїв автоматики (АПВ шин, АПВ ліній, АВР секційних, шино-з'єднувальних та інших вимикачів) перед операціями з роз'єднувачами не виконується;
- допускається виконувати перемикання на обладнанні підстанцій із застосуванням автоматизованих бланків перемикачів (автоматичне виведення в ремонт (введення в роботу) секцій, систем шин, трансформаторів (автотрансформаторів) тощо). Послідовність операцій і об'єм перемикачів, що виконуються із застосуванням автоматизованого бланку перемикачів, повинні відповідати послідовності операцій і об'єму перемикачів, визначених затвердженими типовими бланками перемикачів;
- під час виконання перемикачів з виведення в ремонт ПЛ обладнання із застосуванням АРМ, плакати безпеки, в тому числі «Не вмикати! Робота на лінії», фіксується в АРМ на мнемосхемі;

- На ключі керування та приводів комутаційних апаратів і ЗН плакати безпеки фіксуються після закінчення перемикань, під час виконання перевірки положень роз'єднувачів і ЗН безпосередньо на місці їх установки (для ПС без постійного чергового персоналу - під час підготовки робочого місця);
- плакати безпеки, в тому числі «Не вмикати! Робота на лінії», знімаються в АРМ під час виконання перемикань із вводу в роботу лінії електропередавання, обладнання;
- З ключів керування і приводів комутаційних апаратів і ЗН плакати безпеки знімаються перед початком перемикань;
- передача інформації диспетчерському персоналу про виконанні із застосуванням АРМ чи терміналів керування операції з відключення, заземлення ПЛ, обладнання виконується після перевірки положень роз'єднувачів і ЗН безпосередньо на місці їх установки, в тому числі за механічними вказівниками положень у КРУЕ.

Для підстанцій нового покоління на яких постійно чергує оперативний персонал встановлено ряд правил, до яких відносяться [7]:

- 1) у разі відмови АРМ дистанційне керування вимикачами, роз'єднувачами і ЗНН виконується із застосуванням терміналів керування. Виконання перемикань із застосуванням терміналів керування по бланках перемикань, складених для виконання перемикань із застосуванням АРМ, допускається тільки для попередження розвитку і під час ліквідації порушень нормального режиму;
- 2) у випадку відмови АРМ і терміналів керування допускається керування роз'єднувачами і ЗН із шафи керування м за місцем установки роз'єднувачів і ЗН. Такі перемикання виконуються за правилами, що зазначені для об'єктів, що не належать до «ПС нового покоління»;

- 3) відключення вимикача, що знаходиться під робочою напругою, за місцем його установки допускається тільки у випадку загрози життю людей. В усіх інших випадках такі включення заборонені;
- 4) у розподільчих установках, улаштованих без застосування КРУЕ, ряд операцій виконується таким чином:
 - огляд опорно-стрижневої ізоляції роз'єднувачів приєднань, на яких будуть виконуватися перемикання, виконується оперативним персоналом безпосередньо перед початком перемикань за допомогою систем відеоспостереження, а у випадку відмови АРМ і терміналів керування - на місці;
 - перевірка відповідності дійсних положень вимикачів, роз'єднувачів і ЗН операціям, що виконані з ними із застосуванням АРМ, виконуються після закінчення перемикань безпосередньо за місцем установки комутаційних апаратів.

Для «підстанцій нового покоління» що не мають постійного обслуговуючого персоналу передбачені наступні правила [7]:

- особливості виконання перемикань обумовлені тим, що перемикання на таких підстанціях виконуються диспетчерським персоналом диспетчерських служб (груп) дистанційно з використанням АРМ без присутності персоналу безпосередньо на підстанції;
- допускається проводити огляд стану відповідності дійсних положень вимикачів, роз'єднувачів і ЗН, стану опорно-стрижневої ізоляції роз'єднувачів безпосередньо перед початком перемикань. За допомогою пристроїв технологічного відеоспостереження перевірити справність системи, можливість чітко визначити оперативні найменування обладнання, положення комутаційного апарату за погодних умов та освітлення, а також за наявності відеозображення на віддалених диспетчерських пунктах. Перевірка відповідності дійсних положень роз'єднувачів вимикачів, роз'єднувачів і ЗН операціям, що виконуються

- з використанням АРМ, а також огляд опорно-стрижневої ізоляції роз'єднувачів (у розподільчих установках, побудованих без використання КРУЕ) виконуються після закінчення перемикачів безпосередньо на місці встановлення комутаційних апаратів оперативним персоналом до підготовки робочого місця;
- включення ЗН у РУ, що побудовані без застосування КРУЕ, виконується після перевірки відсутності напруги на струмовідних частинах вивірянням схеми в натурі (з використанням АРМ).

РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Усі оперативні перемикання ліній та розподіл потужності базуються на розрахунку режимів конкретного району електричної мережі та об'єктів, що в ньому містяться. Диспетчерське керування та бланки перемикань мають враховувати перетоки потужності та допустимі втрати, для забезпечення найбільш оптимального розподілу потужності із найменшими втратами. Основним режимом роботи мережі є нормальний режим роботи (усталений), який було спроектовано при побудові об'єктів розподілу, основними параметрами є конструктивні особливості основного обладнання, до якого входять лінії електропередачі, силові трансформатори, реактори, тощо. До основних режимних характеристик відносяться параметри електроенергії, такі як – значення активної та реактивної потужності, струми та напруги у вузлах та фазовий кут.

3.1 Характеристика об'єктів розподілу району електричної мережі

В даній роботі розглядається частина району електричної мережі, яка включає в себе підстанції (ПС-110/35/10 – 1, ПС-110/10/10 – 1, ПС-35/10 – 3), розподільчий пункт (РП-10 – 1), закриті трансформаторні підстанції (ЗТП-10/0,4 – 2) та комплектні трансформаторні підстанції (КТП-10/0,4 – 18). Таким чином частина району електричної мережі, що розглядається в даній роботі містить 26 об'єктів (вузлів). Вибір силових трансформаторів об'єктів розподілу наведений в розділі 3.2.

В ролі споживачів в даній роботі будуть розглядатись сторона 0,4 кВ ЗТП та КТП, яка безпосередньо з'єднана кабельними лініями до реальних споживачів. На підстанціях передбачено встановлення трансформаторів із РПН (регулювання під навантаженням), таким чином при розрахунку роботи мережі, сторона нижчої напруги п'яти підстанцій буде вважатися опорним пунктом для гілок мережі, які

відповідають за розподіл потужності до КТП, РП та ЗТП, та буде прийнятою 10.5 кВ для всіх режимів. Реальне значення напруги на нижчій стороні буде залежати від фактичного споживання та регулюватися за допомогою РПН, таким чином забезпечуючи необхідне значення напруги на стороні вищої напруги КТП, РП та ЗТП.

Фактичний балансуючий пункт розміщується в частині району електричної мережі напругою 110кВ або вище, та забезпечує живлення двох підстанцій 110кВ, які живлять частину району електричної мережі, що розглядається в даній роботі. Фактичний балансуючий пункт в даній роботі розглядатись не буде, тому що, розрахунки, що будуть проведені в даному розділі виконуються для частини мережі та відповідно повне навантаження підстанцій 110кВ та 35кВ розглядатись не буде, а це в свою чергу призведе до неточності розрахунку напруги на стороні ВН, СН, та НН кожної підстанції. Таким чином даний розрахунок буде відносно спрощеним.

Розглянемо однолінійні схеми об'єктів мережі, на рис. 3.1 зображено однолінійну схему ПС №1 – ПС-110/35/10, схема даної ПС включає дві лінії живлення по стороні 110кВ, 6 живильних ліній по стороні 35кВ та 6 ліній по стороні 10кВ. В якості трансформатора буде використовуватися трьохобмотковий трансформатор 110/35/10,5 типу ТДТН, потужність якого буде визначена в розділі 3.2. Сторона 110кВ має дві секції шин та обхідну шину, така конфігурація є найбільш оптимальною, так як дозволяє здійснювати перемикання між робочими шинами без відключення споживачів. Сторони 35кВ та 10кВ мають по дві секції шин, які з'єднані між собою секційним вимикачем. Лінії живлення, що відходять від шин 10кВ мають у складі вимикач та два роз'єднувачі – лінійний та шинний. Силкові трансформатори з кожної сторони (ВН, СН та НН) мають відповідний вимикач та шинний роз'єднувач, а зі сторони СН та НН між вимикачем та трансформатором передбачено встановлення роз'єднувача. Однолінійна схема ПС-110/10/10 наведена в додатку Г, яка є схожою до схеми ПС-110/35/10 за виключенням трансформатора, в цьому випадку використовується трансформатор

з розщепленою обмоткою НН 10,5кВ типу ТРДН, конструкція шин 110кВ та 10кВ є такою самою, як і для ПС-110/35/10кВ.

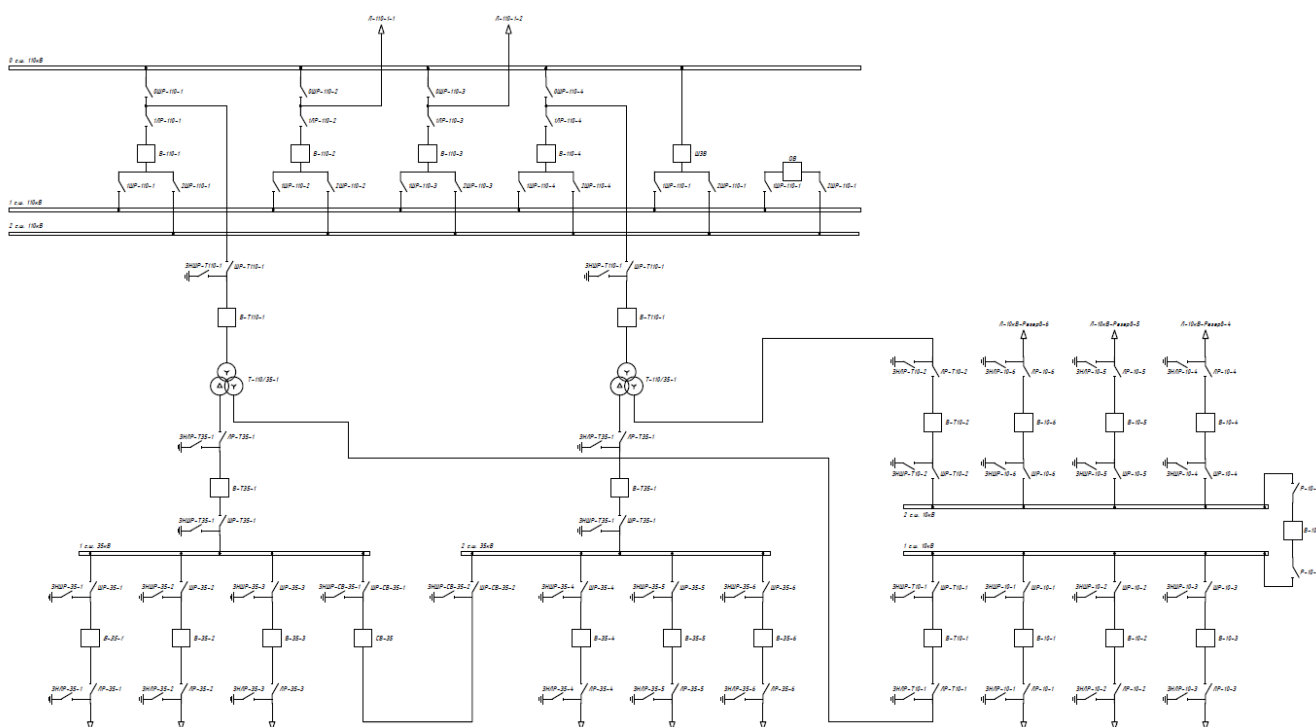


Рисунок 3.1 – Однолінійна схема ПС-110/35/10

Від ПС-110/35/10 живляться три підстанції 35/10кВ, однолінійна схема даних підстанцій є однаковою та наведена на рис 3.2. Сторона ВН 35кВ має дві секції шин, що з'єднані секційним вимикачем та живляться від двох секцій шин 35кВ ПС-110/35/10. Силовий трансформатор на даних ПС є двохобмотковим 35/10кВ типу ТМН для ПС №3 та для ПС №4/№5 типу ТДНС, що пов'язано із навантаженням даних ПС, розрахунок яких наведено в розділі 3.2. Сторона НН – 10.5 кВ виконана за таким самим принципом як і на ПС-110/35/10, та має дві секції, що з'єднані між собою секційним вимикачем, проте кожна секція шин 10.5кВ має 4 живильні лінії.

На рис. 3.3 зображено однолінійну схему розподільчого пункту, який призначений для живлення КТП, та живиться від двох ПС-35/10кВ. В своєму складі має лише дві секції шин 10.5кВ, які підключаються до двох ліній 10кВ від ПС через роз'єднувачі та вимикач, таким самим чином виконано живильні лінії до

КТП. Аналогічно секції шин 10,5кВ з'єднані секційним вимикачем, а кожна секція шин має по 3 живильні лінії.

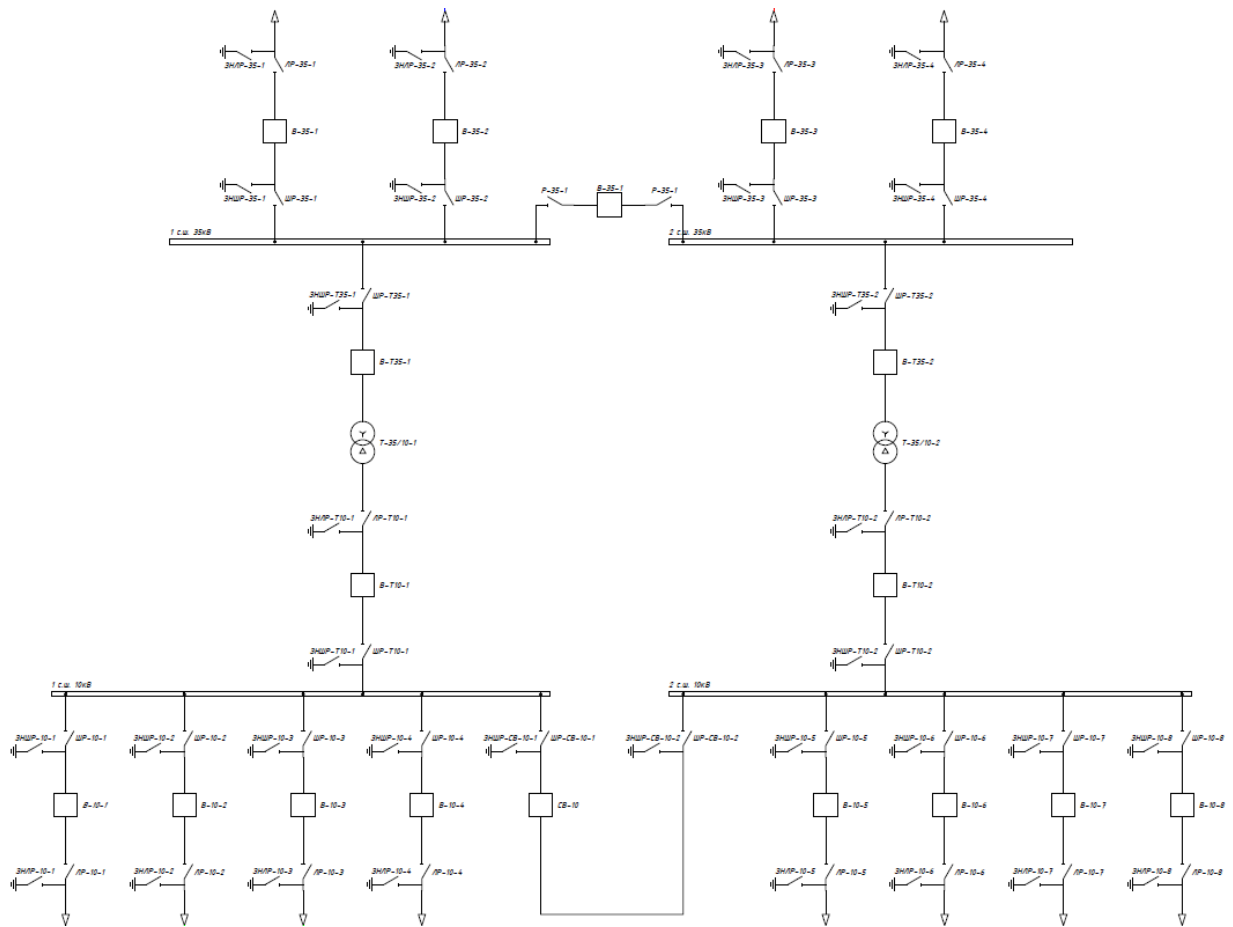


Рисунок 3.2 – Однолінійна схема ПС-35/10кВ

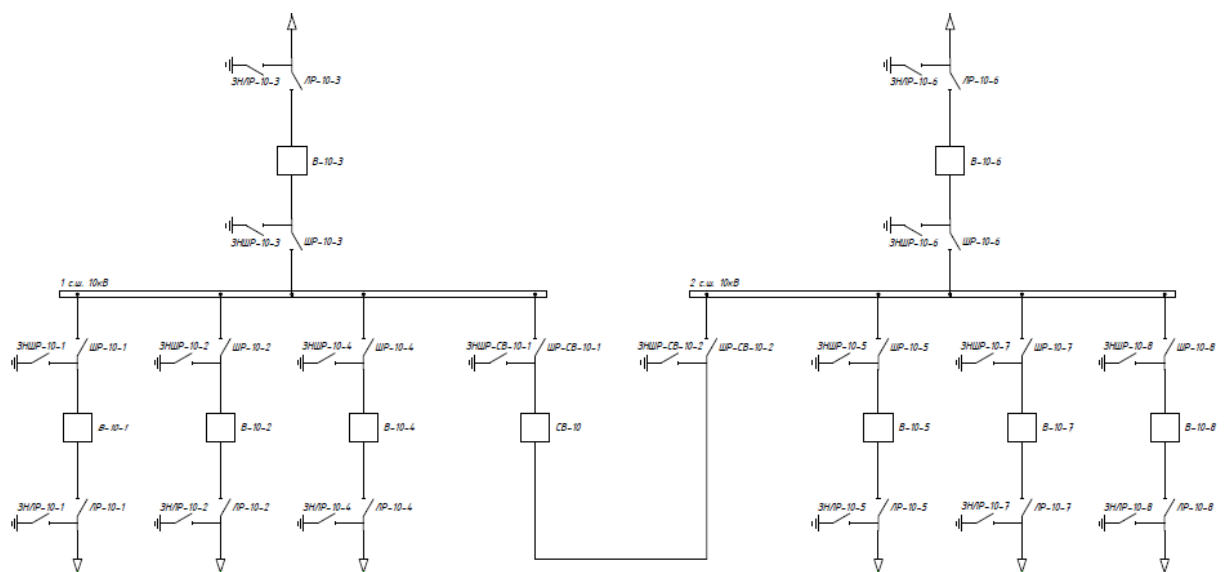


Рисунок 3.3 – Однолінійна схема РП-10кВ.

Закриті трансформаторні підстанції (ЗТП) призначені для живлення кінцевих споживачів та мають у своєму складі дві секції шин 10.5кВ, що з'єднані секційним вимикачем та дві групи автоматичних вимикачів на стороні 0,4кВ, що підключенні до відповідних двообмоткових трансформаторів типу ТМ 10.5/0.4кВ. Однолінійна схема ЗТП наведена на рисунку 3.4.

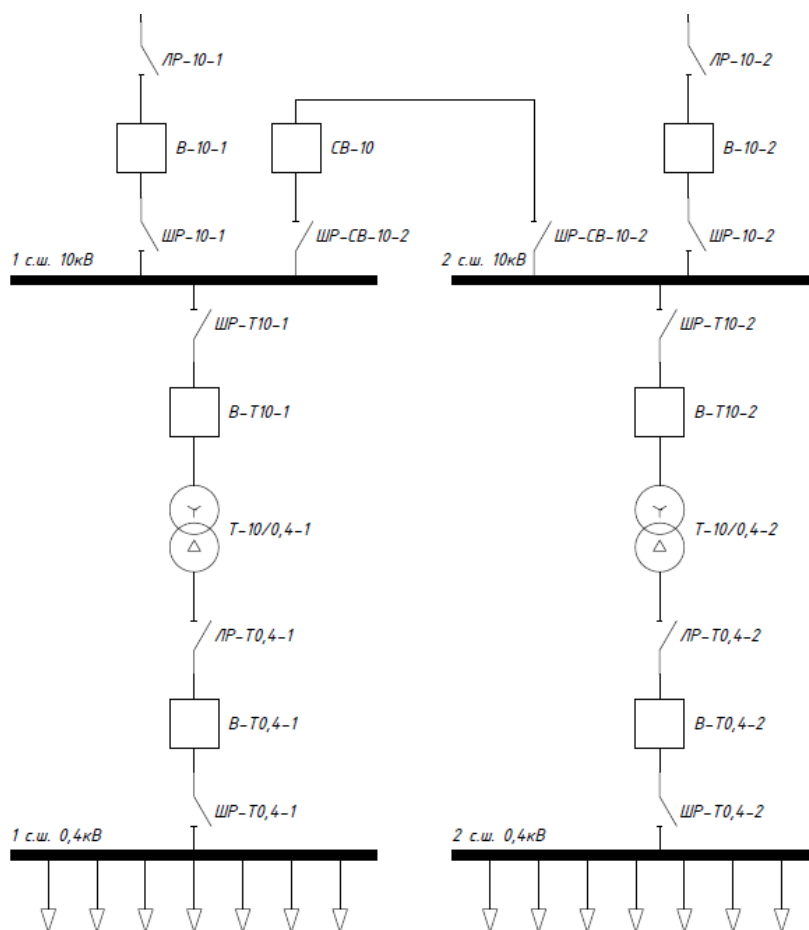


Рисунок 3.4 – Однолінійна схема ЗТП-10/0.4кВ.

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) мають у своєму складі один трансформатор 10/0.4кВ, що безпосередньо приєднується до лінії живлення через роз'єднувач. Живлення споживачів відбувається аналогічно до ЗТП через групу автоматичних вимикачів, проте відмінністю КТП від ЗТП є відсутність вимикачів перед та після трансформатора, що пов'язано із меншим навантаженням. Трансформатори використовуються двообмоткові із сухим повітряним охолодженням типу ТСЗ, так як КТП знаходяться на вулиці та мають відносно

невелику потужність до 630-1000кВА. Однолінійна схема КТП наведена на рисунку 3.5.

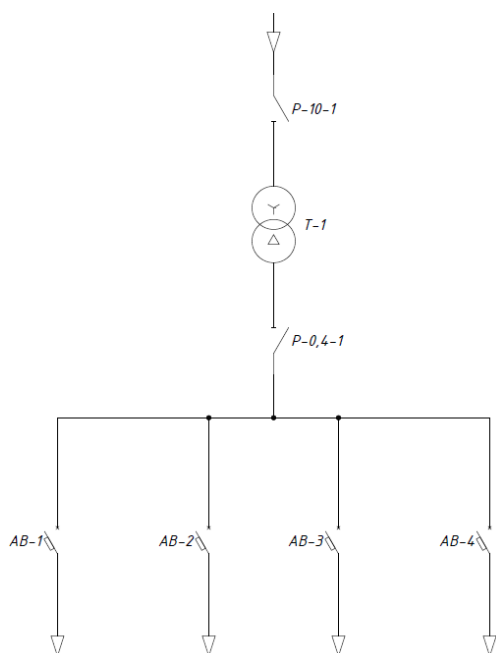


Рисунок 3.5 – Однолінійна схема КТП-10/0.4кВ

Розглянувши основні об'єкти розподілу району електричної мережі, тепер можна розглянути спрощену структурну схему району електричної мережі, що зображена на рис. 3.6. Повна принципова однолінійна схема району електричної мережі наведена у додатку Л. На даній схемі зображено структурна схема розподілу потужності району електричної мережі. Від ПС-110/35/10кВ (вузол №1) живляться три ПС-35/10кВ (вузли №3, №4, №5), від ПС-110/10/10кВ (вузол №2) живиться друга секція шин ЗТП-10/0.4кВ №2 (вузол №11) та 4шт. КТП-10/0.4кВ №15-№18, що є відгалудженнями основної лінії. Перша секція шин ЗТП-10/0.4кВ №2 (вузол №10) живиться від ПС-35/10кВ №5 (вузол №5). Перша секція шин РП-10кВ (вузол №8) живиться від ПС-35/10кВ №3 (вузол №3), а друга секція шин РП живиться від ПС-35/10кВ №4 (вузол №4), від РП живляться 7 КТП-10/0.4кВ №5-№11. Живлення ЗТП-10/0.4кВ №1 відбувається від ПС-35/10кВ №2 (вузол №4) та ПС-35/10кВ №3 (вузол №5). На лінії живлення першої секції шин ЗТП №1 від ПС-35/10кВ №1 знаходяться 4 відгалудження – живлення КТП-10/0.4кВ №1-№4, а на

лінії живлення другої секції шин ЗТП №1 від ПС-35/10кВ №3 – три відгалуження для живлення КТП №12-№14. Нумерація вузлів необхідна для розділення секцій шин розподільчого пункту та закритих трансформаторних підстанцій, так як вони живляться від різних ПС. Тому в розрахунку усталеного режиму приймається умова, що всі секційні вимикачі знаходяться у вимкненому стані.

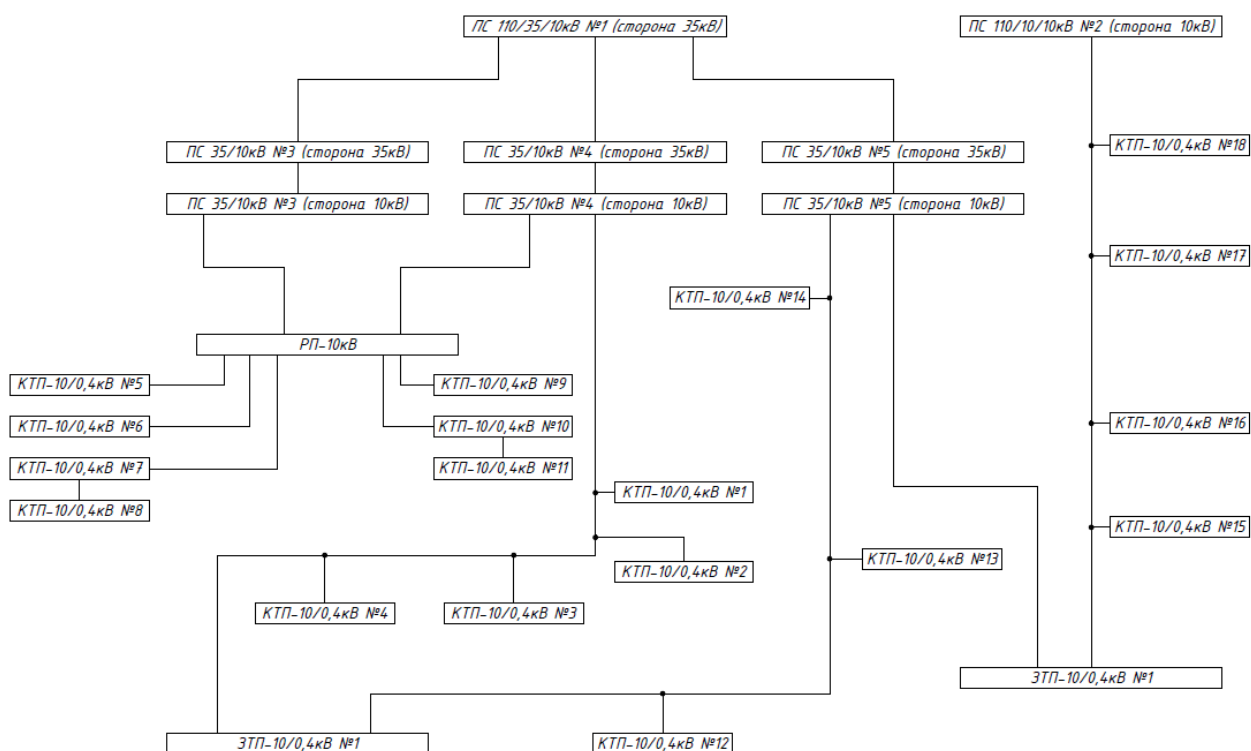


Рисунок 3.6 – Структурна схема району електричної мережі 110/35/10/0.4кВ

3.2 Розрахунок потужностей об'єктів розподілу району електричної мережі. Визначення параметрів схеми заміщення ПС, РП, КТП, ЗТП та ділянок мережі

Основною задачею даного підрозділу є вибір силових трансформаторів для всіх об'єктів району електричної мережі, а також визначення параметрів заміщення трансформаторів та ліній електропередачі, що з'єднують всі об'єкти в

мережу. Розрахунок доцільно розпочати з визначення величини $\cos\phi$ для різних класів напруги:

$$\begin{aligned}\cos\phi_{35} &= 0.91; \\ \cos\phi_{10} &= 0.9; \\ \cos\phi_{0.4} &= 0.95;\end{aligned}$$

Відповідно розрахуємо $\operatorname{tg}\phi$ для різних класів напруги:

$$\begin{aligned}\phi_{35} &= \arccos(\cos\phi_{35}) = \arccos(0.91) = 24.49^\circ; \\ \phi_{10} &= \arccos(\cos\phi_{10}) = \arccos(0.9) = 25.84^\circ; \\ \phi_{0.4} &= \arccos(\cos\phi_{0.4}) = \arccos(0.95) = 18.19^\circ; \\ \operatorname{tg}\phi_{35} &= \operatorname{tg}(24.49^\circ) = 0.46; \\ \operatorname{tg}\phi_{10} &= \operatorname{tg}(25.84^\circ) = 0.48; \\ \operatorname{tg}\phi_{0.4} &= \operatorname{tg}(18.19^\circ) = 0.33;\end{aligned}$$

Виконаємо розрахунок реактивної та повної потужності для КТП №1:

$$\begin{aligned}P_{\text{КТП1}} &= 110 \text{ кВт}; \\ Q_{\text{КТП1}} &= -P_{\text{КТП1}} \cdot \operatorname{tg}\phi_{0.4} = -110 \cdot 10^3 \cdot 0.33 = -36.16 \text{ кВА}; \\ S_{\text{КТП1}} &= P_{\text{КТП1}} + j \cdot Q_{\text{КТП1}} = 110 - j36.16 \text{ кВА};\end{aligned}$$

Розрахуємо модуль потужності для даного пункту:

$$|S_{\text{КТП1}}| = \sqrt{P_{\text{КТП1}}^2 + Q_{\text{КТП1}}^2} = \sqrt{110^2 + 36.16^2} = 115.79 \text{ кВА}$$

Для КТП встановлюється 1 силовий трансформатор, тому коефіцієнтом навантаження на паралельну роботу – 0,7 можна знехтувати, тоді обираємо трансформатор ТСЗ-160, 10.5/0.4кВ. Основні параметри трансформатора КТП №1 [9]:

$$\begin{aligned}S_{\text{T}_\text{КТП1}} &= 160 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{\text{XX}_\text{КТП1}} &= 700 \text{ Вт}; \\ \Delta P_{\text{КЗ}_\text{КТП1}} &= 2700 \text{ Вт}; \\ U_{\text{КЗ}_\text{КТП1}} &= 5.5\%; \\ I_{\text{XX}_\text{КТП1}} &= 4\%; \\ U_{\text{ТВ}_\text{КТП1}} &= 10.5 \text{ кВ}\end{aligned}$$

Розрахуємо параметри схеми заміщення для двохобмоткового трансформатора [10]:

Активний опір трансформатора:

$$r_{T_КТП1} = \frac{\Delta P_{КЗ_КТП1} \cdot U_{ТВ_КТП1}^2}{S_{T_КТП1}} = \frac{2700 \cdot 10500^2}{160000} = 11.63 \text{ } \Omega;$$

Реактивний опір трансформатора:

$$x_{T_КТП1} = \frac{U_{КЗ_КТП1} \cdot U_{ТВ_КТП1}^2}{S_{T_КТП1}} = \frac{0.055 \cdot 10500^2}{160000} = 37.9 \text{ } \Omega;$$

Активна провідність трансформатора:

$$g_{T_КТП1} = \frac{\Delta P_{ХХ_КТП1}}{U_{ТВ_КТП1}^2} = \frac{700}{10500^2} = 6.35 \cdot 10^{-6} \text{ } СМ;$$

Реактивна провідність трансформатора:

$$b_{T_КТП1} = -\frac{I_{ХХ_КТП1} \cdot S_{T_КТП1}}{U_{ТВ_КТП1}^2} = -\frac{0.04 \cdot 160000}{10500^2} = -5.8 \cdot 10^{-5} \text{ } СМ;$$

Повна провідність трансформатора:

$$Y_{T_КТП1} = g_{T_КТП1} + j \cdot b_{T_КТП1} = 6.35 \cdot 10^{-6} - j \cdot 5.8 \cdot 10^{-5} = (6.35 - j \cdot 58) \cdot 10^{-6} \text{ } СМ;$$

Виконаємо розрахунок приведених навантажень для даного пункту району електричної мережі. Розрахуємо коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$\beta_{T_КТП1} = \frac{|S_{КТП1}|}{S_{T_КТП1}} = \frac{115.79}{160} = 0.72 = 72\%$$

Визначимо величини активних, реактивних та повних втрат потужності в опорах та на провідностях трансформатора. Розрахуємо втрати на опорах трансформаторів [10]:

$$\Delta P_{ТЗ_КТП1} = \Delta P_{КЗ_КТП1} \cdot \beta_{T_КТП1}^2 = 2700 \cdot 0.72^2 = 1.41 \text{ } кВт;$$

$$\Delta Q_{TZ_КТП1} = -S_{КТП1} \cdot \beta_{T_КТП1}^2 \cdot U_{T_КТП1} = -160000 \cdot 0.72^2 \cdot 0.055 = -4.61 \text{ кВА};$$

$$\Delta S_{TZ_КТП1} = \Delta P_{TZ_КТП1} + j \cdot \Delta Q_{TZ_КТП1} = 1.41 - j4.61 \text{ кВА};$$

Розрахуємо втрати в провідностях трансформаторів:

$$\Delta P_{TY_КТП1} = \Delta P_{XX_КТП1} = 700 \text{ Вт};$$

$$\Delta Q_{TY_КТП1} = -S_{КТП1} \cdot I_{XX_КТП1} = -160000 \cdot 0.04 = -6.4 \text{ кВА};$$

$$\Delta S_{TY_КТП1} = \Delta P_{TY_КТП1} + j \cdot \Delta Q_{TY_КТП1} = 0.7 - j6.4 \text{ кВА};$$

Тепер розрахуємо приведені навантаження із врахуванням втрат на трансформаторі:

$$S_{np_КТП1} = S_{КТП1} + \Delta S_{TZ_КТП1} + \Delta S_{TY_КТП1} = 110 - j36.16 + 1.41 - j4.61 + 0.7 - j6.4 = 112.11 - j47.16 \text{ кВА}$$

Розрахунки для всіх інших КТП аналогічні. Для ЗТП розрахунок аналогічний, проте згідно опису схеми в розділі 3.1 на закритих трансформаторних підстанціях встановлюється два силові трансформатори, тому при виборі трансформатора враховується коефіцієнт 0.7. Цей коефіцієнт обумовлюється можливістю перевантаження одного трансформатора на 40%, у разі виходу із ладу другого трансформатора, таким чином забезпечуючи живлення споживачів до 4 годин на час ремонту, або виконання оперативних перемикачів. Результати розрахунків по всіх КТП та ЗТП наведені в таблицях 3.1, 3.2, 3.3 та 3.4.

Виконаємо аналогічний розрахунок для ПС-35/10кВ №3. Розрахуємо повне навантаження ПС виходячи з того, що від першої секції шин 10.5кВ живиться лише перша секція шин 10.5 кВ РП-10кВ. Тобто сумарна потужність цієї лінії буде становити:

$$S_{ПС3_Л1} = S_{РП_1С} = S_{КТП5} + S_{КТП6} + S_{КТП7} + S_{КТП8} = (178.06 + j73.73) \cdot 10^3 + (284.23 + j115.97) \cdot 10^3 + (284.23 + j115.97) \cdot 10^3 + (178.06 + j73.73) \cdot 10^3 = 924.59 - j379.42 \text{ кВА};$$

Для вибору трансформатора прийнемо потужність інших ліній такою ж самою як і для лінії, що розглядається, тоді потужність ПС №3 буде становити:

$$S_{ПС3} = 8 \cdot S_{ПС3_Л1} = 8 \cdot (924.59 - j379.42) \cdot 10^3 = 7.39 + j3.03 \text{ МВА};$$

Розрахуємо модуль потужності для даної ПС:

$$|S_{ПС3}| = \sqrt{P_{ПС3}^2 + Q_{ПС3}^2} = \sqrt{7.39^2 + 3.03^2} = 8 \text{ МВА};$$

Для всіх ПС встановлюється два силові трансформатори, тому врахуємо коефіцієнт короткотривалого перевантаження трансформатора, у разі виходу із роботи другого (до 4 годин) на 40%. Таким чином два трансформатори можуть прийняти потужність $1.4 \cdot S_{ПС4}$, а один трансформатор відповідно $0.7 \cdot S_{ПС4}$, тоді отримаємо:

$$|S_{Т_ПС3}| = 0.7 \cdot |S_{ПС3}| = 0.7 \cdot 8 = 5.6 \text{ МВА};$$

Обираємо трифазний двохобмотковий трансформатор з пасивним масляним охолодженням ТМН-6300 35/10.5кВ

Основні параметри трансформаторів, що встановлюються на даній ПС [11]:

$$S_{Т_ПС3} = 6300 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ХХ_ПС3} = 8 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{КЗ_ПС3} = 46.5 \text{ кВт};$$

$$U_{КЗ_ПС3} = 7.5\%;$$

$$I_{ХХ_ПС3} = 0.8\%;$$

$$U_{ТВ_ПС3} = 35 \text{ кВ}$$

Розрахуємо параметри схеми заміщення для двообмоткового трансформатора:

Активний опір трансформатора:

$$r_{Т_ПС3} = \frac{\Delta P_{КЗ_ПС3} \cdot U_{ТВ_ПС3}^2}{2 \cdot S_{Т_ПС3}} = \frac{46500 \cdot 35000^2}{2 \cdot 6300000} = 0.72 \text{ } \Omega;$$

Реактивний опір трансформатора:

$$x_{T_ПЗ3} = \frac{U_{КЗ_ПЗ3} \cdot U_{ТВ_ПЗ3}^2}{2 \cdot S_{T_ПЗ3}} = \frac{0.075 \cdot 35000^2}{2 \cdot 6300000} = 14.58 \text{ } \Omega;$$

Активна провідність трансформатора:

$$g_{T_ПЗ3} = \frac{\Delta P_{XX_ПЗ3}}{U_{ТВ_ПЗ3}^2} = \frac{8000}{35000^2} = 6.53 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Реактивна провідність трансформатора:

$$b_{T_ПЗ3} = -\frac{I_{XX_ПЗ3} \cdot S_{T_ПЗ3}}{U_{ТВ_ПЗ3}^2} = -\frac{0.008 \cdot 6300000}{35000^2} = -4.11 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Повна провідність трансформатора:

$$Y_{T_КТП1} = g_{T_КТП1} + j \cdot b_{T_КТП1} = 6.53 \cdot 10^{-6} - j \cdot 4.11 \cdot 10^{-5} = (6.53 - j41.1) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Виконаємо розрахунок приведених навантажень для даного пункту району електричної мережі. Розрахуємо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$\beta_{T_ПЗ3} = \frac{|S_{ПЗ3}|}{2 \cdot S_{T_ПЗ3}} = \frac{8}{2 \cdot 6.3} = 0.63 = 63\%$$

Визначимо величини активних, реактивних та повних втрат потужності в опорах та на провідностях трансформаторів. Розрахуємо втрати на опорах трансформаторів:

$$\Delta P_{TZ_ПЗ3} = 2 \cdot \Delta P_{КЗ_ПЗ3} \cdot \beta_{T_ПЗ3}^2 = 2 \cdot 46500 \cdot 0.63^2 = 37.45 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ_ПЗ3} = -2 \cdot S_{ПЗ3} \cdot \beta_{T_ПЗ3}^2 \cdot U_{T_ПЗ3} = -2 \cdot 630000 \cdot 0.63^2 \cdot 0.075 = -380.51 \text{ кВА};$$

$$\Delta S_{TZ_ПЗ3} = \Delta P_{TZ_ПЗ3} + j \cdot \Delta Q_{TZ_ПЗ3} = 37.45 - j380.51 \text{ кВА};$$

Розрахуємо втрати в провідностях трансформаторів:

$$\Delta P_{TY_PC3} = 2 \cdot \Delta P_{XX_PC3} = 2 \cdot 8000 = 16 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TY_PC3} = -2 \cdot S_{PC3} \cdot I_{XX_PC3} = 2 \cdot 6300000 \cdot 0.008 = -100.8 \text{ кВА};$$

$$\Delta S_{TY_PC3} = \Delta P_{TY_PC3} + j \cdot \Delta Q_{TY_PC3} = 16 - j100.8 \text{ кВА};$$

Тепер розрахуємо приведені навантаження із врахуванням втрат на трансформаторі:

$$\begin{aligned} S_{np_PC3} &= S_{PC3} + \Delta S_{TZ_PC3} + \Delta S_{TY_PC3} = 7396.72 - j3035.38 + 37.45 - j380.51 + 16 - j100.8 = \\ &= 7.45 - j3.52 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Розрахунок для ПС №2, №4 та №5 є аналогічним, так як на даних ПС використовуються двохобмоткові силові трансформатори. Результати розрахунків наведені в таблицях 3.1-3.4. На ПС №1 використовуються трьохобмоткові трансформатори. Проведемо розрахунок:

ПС-110/35/10.5 №1 живить три ПС-35/10.5кВ, тобто сумарна потужність сторони СН даної ПС буде становити:

$$S_{PC1_CH} = S_{PC3} + S_{PC4} + S_{PC5} = 7.45 - j3.51 + 12.62 - j5.81 + 15.82 - j7.21 = 35.9 - j16.55 \text{ МВА};$$

Сторона НН даної ПС в даній роботі не розглядається, тому приймемо, що навантаження по напрузі 10.5кВ буде становити 40% від навантаження сторони СН, тоді отримаємо:

$$S_{PC1_HH} = 0.4 \cdot S_{PC1_CH} = 0.4 \cdot (35.9 - j16.55) = 14.36 - j6.62 \text{ МВА};$$

Розрахуємо повну потужність ПС, як суму потужностей на шинах СН та НН:

$$S_{PC1} = S_{PC1_CH} + S_{PC1_HH} = 35.9 - j16.55 + 14.36 - j6.62 = 50.26 - j23.16 \text{ МВА};$$

Розрахуємо модуль потужності для даної ПС:

$$|S_{PC1}| = \sqrt{P_{PC1}^2 + Q_{PC1}^2} = \sqrt{50.261^2 + 23.167^2} = 55.34 \text{ МВА};$$

Аналогічно до розрахунку ПС №3, розрахуємо потужність трансформатора:

$$|S_{T_ПС1}| = 0.7 \cdot |S_{ПС1}| = 0.7 \cdot 55.34 = 38.74 \text{ MVA};$$

Обираємо трифазний трьохобмотковий трансформатор з активним масляним охолодженням (дугтя) ТДТН-40000, 110/35/10.5кВ.

Основні параметри трансформаторів, що встановлюються на даній ПС [10]:

$$S_{T_ПС1} = 40000 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{XX_ПС1} = 39 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{КЗ_ПС1} = 200 \text{ кВт};$$

$$U_{B-C_ПС1} = 10.5\%;$$

$$U_{B-H_ПС1} = 17.5\%;$$

$$U_{C-H_ПС1} = 6.5\%;$$

$$I_{XX_ПС1} = 0.6\%;$$

$$U_{ТВ_ПС1} = 110 \text{ кВ}$$

Визначимо фіктивні значення напруги КЗ для обмоток ВН, СН та НН силових трансформаторів ПС №1 [10]:

$$U_{KB_ПС1} = 0.5 \cdot (U_{B-C_ПС1} + U_{B-H_ПС1} - U_{C-H_ПС1}) = 0.5 \cdot (10.5 + 17.5 - 6.5) = 11\% = 0.11$$

$$U_{KC_ПС1} = 0.5 \cdot (U_{B-C_ПС1} + U_{C-H_ПС1} - U_{B-H_ПС1}) = 0.5 \cdot (10.5 + 6.5 - 17.5) = 0$$

$$U_{KY_ПС1} = 0.5 \cdot (U_{B-H_ПС1} + U_{C-H_ПС1} - U_{B-C_ПС1}) = 0.5 \cdot (17.5 + 6.5 - 10.5) = 7\% = 0.07$$

Розрахуємо параметри схеми заміщення для двохобмоткового трансформатора:

Активний опір трансформатора:

$$r_{B_ПС1} = r_{C_ПС1} = r_{H_ПС1} = \frac{\Delta P_{КЗ_ПС1} \cdot U_{ТВ_ПС1}^2}{2 \cdot S_{T_ПС1}} = \frac{39000 \cdot 110000^2}{2 \cdot 40000000} = 0.76 \text{ }\Omega;$$

Реактивний опір трансформатора [10]:

$$x_{B_ПС1} = \frac{U_{KB_ПС1} \cdot U_{ТВ_ПС1}^2}{2 \cdot S_{T_ПС1}} = \frac{0.11 \cdot 110000^2}{2 \cdot 40000000} = 32.52 \text{ } \Omega;$$

$$x_{C_ПС1} = \frac{U_{KC_ПС1} \cdot U_{ТВ_ПС1}^2}{2 \cdot S_{T_ПС1}} = \frac{0 \cdot 110000^2}{2 \cdot 40000000} = 0 \text{ } \Omega;$$

$$x_{H_ПС1} = \frac{U_{KH_ПС1} \cdot U_{ТВ_ПС1}^2}{2 \cdot S_{T_ПС1}} = \frac{0.07 \cdot 110000^2}{2 \cdot 40000000} = 20.42 \text{ } \Omega;$$

Активна провідність трансформатора:

$$g_{T_ПС1} = \frac{\Delta P_{XX_ПС1}}{U_{ТВ_ПС1}^2} = \frac{39000}{110000^2} = 3.22 \cdot 10^{-6} \text{ } См;$$

Реактивна провідність трансформатора:

$$b_{T_ПС1} = -\frac{I_{XX_ПС1} \cdot S_{T_ПС1}}{U_{ТВ_ПС1}^2} = -\frac{0.006 \cdot 40000000}{11000^2} = -1.98 \cdot 10^{-5} \text{ } См;$$

Повна провідність трансформатора:

$$Y_{T_КТП1} = g_{T_КТП1} + j \cdot b_{T_КТП1} = 3.22 \cdot 10^{-6} - j \cdot 1.98 \cdot 10^{-5} = (3.22 - j19.8) \cdot 10^{-6} \text{ } См;$$

Виконаємо розрахунок приведених навантажень даного пункту району електричної мережі. Розрахуємо коефіцієнт завантаження для обмоток ВН, СН та НН трансформаторів:

$$\beta_{ВН_ПС1} = \frac{|S_{ПС1}|}{2 \cdot S_{T_ПС1}} = \frac{55.34}{2 \cdot 40} = 0.69 = 69\%$$

$$\beta_{СН_ПС1} = \frac{|S_{ПС1_СН}|}{2 \cdot S_{T_ПС1}} = \frac{39.53}{2 \cdot 40} = 0.49 = 49\%$$

$$\beta_{НН_ПС1} = \frac{|S_{ПС1_НН}|}{2 \cdot S_{T_ПС1}} = \frac{15.81}{2 \cdot 40} = 0.2 = 20\%$$

Визначимо величини активних, реактивних та повних втрат потужності в опорах та на провідностях трансформаторів. Розрахуємо втрати на опорах трансформаторів [10]:

$$\Delta P_{TZ_ПС1} = \frac{2 \cdot \Delta P_{КЗ_ПС1}}{2} \cdot (\beta_{ВН_ПС1}^2 + \beta_{СН_ПС1}^2 + \beta_{НН_ПС1}^2) = \frac{2 \cdot 46500}{2} \cdot (0.69^2 + 0.49^2 + 0.2^2) = 152.36 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ_ПС1} = -2 \cdot S_{ПС1} \cdot (\beta_{ВН_ПС1}^2 \cdot U_{КВ_ПС1} + \beta_{СН_ПС1}^2 \cdot U_{КС_ПС1} + \beta_{НН_ПС1}^2 \cdot U_{КН_ПС1}) =$$

$$= -2 \cdot 630000 \cdot (0.69^2 \cdot 0.11 + 0.49^2 \cdot 0 + 0.2^2 \cdot 0.07) = -4326.7 \text{ кВА};$$

$$\Delta S_{TZ_ПС3} = \Delta P_{TZ_ПС3} + j \cdot \Delta Q_{TZ_ПС3} = 152.36 - j4326.7 \text{ кВА};$$

Розрахуємо втрати в провідностях трансформаторів [10]:

$$\Delta P_{TY_ПС1} = 2 \cdot \Delta P_{XX_ПС1} = 2 \cdot 39000 = 78 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TY_ПС1} = -2 \cdot S_{ПС3} \cdot I_{XX_ПС1} = 2 \cdot 40000000 \cdot 0.006 = -480 \text{ кВА};$$

$$\Delta S_{TY_ПС1} = \Delta P_{TY_ПС1} + j \cdot \Delta Q_{TY_ПС1} = 78 - j480 \text{ кВА};$$

Тепер розрахуємо приведені навантаження із врахуванням втрат на трансформаторі:

$$S_{np_ПС1} = S_{ПС1} + \Delta S_{TZ_ПС1} + \Delta S_{TY_ПС1} = 50261.18 - j23166.5 + 152.36 - j4326.7 + 78 - j480 =$$

$$= 50.49 - j27.97 \text{ МВА}$$

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку величин повних потужностей об'єктів РЕМ та вибір силових трансформаторів.

Пункт	Активна потужність, Р, МВт	Реактивна потужність, Q, МВАр	Повна потужність, S, МВА	Модуль повної потужності, МВА	Розрахункова номінальна потужність, St, кВА	Кількість та тип трансформаторів
КТП №1	0.110	-0.036	0.11-j0.036	0.116	160	1xTC3-160 10.5/0.4
КТП №2	0.440	-0.145	0.44-j0.145	0.463	630	1xTC3-630 10.5/0.4
КТП №3	0.280	-0.092	0.28-j0.092	0.295	400	1xTC3-40 10.5/0.4
КТП №4	0,280	-0,092	0,28-j0,092	0,295	400	1xTC3-400 10.5/0.4
КТП №5	0,175	-0,058	0,175-j0,058	0,184	250	1xTC3-250 10.5/0.4
КТП №6	0,280	-0,092	0,28-j0,092	0,295	400	1xTC3-400 10.5/0.4
КТП №7	0,280	-0,092	0,28-j0,092	0,295	400	1xTC3-400 10.5/0.4
КТП №8	0,175	-0,058	0,175-j0,058	0,184	250	1xTC3-250 10.5/0.4

Продовження таблиці 3.1

Пункт	Активна потужність, P, МВт	Реактивна потужність, Q, МВАр	Повна потужність, S, МВА	Модуль повної потужності, МВА	Розрахункова номінальна потужність, S _г , кВА	Кількість та тип трансформаторів
КТП №9	0,110	-0,036	0,11-j0,036	0,116	160	1xТСЗ-160 10.5/0.4
КТП №10	0,440	-0,145	0,44-j0,145	0,463	630	1xТСЗ-630 10.5/0.4
КТП №11	0,175	-0,058	0,175-j0,058	0,184	250	1xТСЗ-250 10.5/0.4
КТП №12	0,175	-0,058	0,175-j0,058	0,184	250	1xТСЗ-250 10.5/0.4
КТП №13	0,440	-0,145	0,44-j0,145	0,463	630	1xТСЗ-630 10.5/0.4
КТП №14	0,280	-0,092	0,28-j0,092	0,295	400	1xТСЗ-400 10.5/0.4
КТП №15	0,440	-0,145	0,44-j0,145	0,463	630	1xТСЗ-630 10.5/0.4
КТП №16	0,440	-0,145	0,44-j0,145	0,463	630	1xТСЗ-630 10.5/0.4
КТП №17	0,175	-0,058	0,175-j0,058	0,184	250	1xТСЗ-250 10.5/0.4
КТП №18	0,110	-0,036	0,11-j0,036	0,116	168	1xТСЗ-160 10.5/0.4
ЗТП №1	2,870	-0,943	2,87-j0,943	3,021	2500	2xТМ-2500 10.5/0.4
ЗТП №2	2,790	-0,917	2,79-j0,917	2,937	2500	2xТМ-2500 10.5/0.4
ПС №1	50,261	-23,167	50,261-j23,167	55,343	10000	2xТДТН-40000 110/35/10.5
ПС №2	25,871	-10,062	25,871-j10,062	27,759	25000	2xТРДН-25000 110/10.5/10.5
ПС №3	7,397	-3,035	7,397-j3,035	7,995	6300	2xТМН-6300 35/10.5
ПС №4	12,546	-4,940	12,546-j4,94	13,483	10000	2xТДНС-10000 35/10.5
ПС №5	15,745	-6,099	15,745-j6,099	16,885	16000	2xТДНС-16000 35/10.5

Таблиця 3.2 – Каталожні дані силових трансформаторів об'єктів РЕМ [9], [10], [11]

Пункт	Тип трансформатора	Потуж- ність, кВА	Уном, обмоток, кВ			U _к , %			ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
КТП №1	ТСЗ-160 10.5/0.4	160	10.5	-	0.4	5.5	-	-	2.7	0.7	4.0
КТП №2	ТСЗ-630 10.5/0.4	630	10.5	-	0.4	5.5	-	-	7.3	2	1.5
КТП №3	ТСЗ-40 10.5/0.4	400	10.5	-	0.4	5.5	-	-	5.4	1.3	3.0
КТП №4	ТСЗ-400 10.5/0.4	400	10.5	-	0.4	5.5	-	-	5.4	1.3	3.0
КТП №5	ТСЗ-250 10.5/0.4	250	10.5	-	0.4	5.5	-	-	3.8	1	3.5
КТП №6	ТСЗ-400 10.5/0.4	400	10.5	-	0.4	5.5	-	-	5.4	1.3	3.0
КТП №7	ТСЗ-400 10.5/0.4	400	10.5	-	0.4	5.5	-	-	5.4	1.3	3.0
КТП №8	ТСЗ-250 10.5/0.4	250	10.5	-	0.4	5.5	-	-	3.8	1	3.5
КТП №9	ТСЗ-160 10.5/0.4	160	10.5	-	0.4	5.5	-	-	2.7	0.7	4.0
КТП №10	ТСЗ-630 10.5/0.4	630	10.5	-	0.4	5.5	-	-	7.3	2	1.5
КТП №11	ТСЗ-250 10.5/0.4	250	10.5	-	0.4	5.5	-	-	3.8	1	3.5
КТП №12	ТСЗ-250 10.5/0.4	250	10.5	-	0.4	5.5	-	-	3.8	1	3.5
КТП №13	ТСЗ-630 10.5/0.4	630	10.5	-	0.4	5.5	-	-	7.3	2	1.5

Продовження таблиці 3.2

Пункт	Тип трансформатора	Потужність, кВА	Уном, обмоток, кВ			Uк, %			ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Iх, %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
КТП №14	ТСЗ-400 10.5/0.4	400	10.5	-	0.4	5.5	-	-	5.4	1.3	3.0
КТП №15	ТСЗ-630 10.5/0.4	630	10.5	-	0.4	5.5	-	-	7.3	0.2	1.5
КТП №16	ТСЗ-630 10.5/0.4	630	10.5	-	0.4	5.5	-	-	7.3	2	1.5
КТП №17	ТСЗ-250 10.5/0.4	250	10.5	-	0.4	5.5	-	-	3.8	1	3.5
КТП №18	ТСЗ-160 10.5/0.4	168	10.5	-	0.4	5.5	-	-	2.7	0.7	4.0
ЗТП №1	ТМ-2500 10.5/0.4	2500	10.5	-	0.4	6.5	-	-	23.5	3.85	1.0
ЗТП №2	ТМ-2500 10.5/0.4	2500	10.5	-	0.4	6.5	-	-	23.5	3.85	1.0
ПС №1	ТДТН-40000 110/35/10.5	40000	110	35	10.5	10.5	17.5	6.5	200	39	0.6
ПС №2	ТРДН-25000 110/10.5/10.5	25000	110	-	10.5/ 10.5	10.5	-	-	120	25	0.7
ПС №3	ТМН-6300 35/10.5	6300	35	-	10.5	7.5	-	-	46.5	8	0.8
ПС №4	2хТДНС-10000 35/10.5	10000	35	-	10.5	8.0	-	-	60	12	0.8
ПС №5	2хТДНС-16000 35/10.5	16000	35	-	10.5	10.0	-	-	85	17	0.7

Таблиця 3.3 – Коефіцієнти завантаження та втрати потужності в елементах схеми заміщення трансформаторів

Пункт	Тип трансформатора	βвн	ΔStZ, кВА	ΔSty, кВА
КТП №1	1хТСЗ-160 10.5/0.4	0.724	1.41j-4.61	0.7-j6.4
КТП №2	1хТСЗ-630 10.5/0.4	0.735	3.95-j18.73	2-j9.45
КТП №3	1хТСЗ-40 10.5/0.4	0.737	2.93-j11.94	1.3-j12
КТП №4	1хТСЗ-400 10.5/0.4	0.737	2.93-j11.94	1.3-j12
КТП №5	1хТСЗ-250 10.5/0.4	0.737	2.06-j7.47	1-j8.75
КТП №6	1хТСЗ-400 10.5/0.4	0.737	2.93-j11.94	1.3-j12
КТП №7	1хТСЗ-400 10.5/0.4	0.737	2.93-j11.94	1.3-j12
КТП №8	1хТСЗ-250 10.5/0.4	0.737	2.06-j7.47	1-j8.75
КТП №9	1хТСЗ-160 10.5/0.4	0.724	1.41-j4.61	0.7-j6.4
КТП №10	1хТСЗ-630 10.5/0.4	0.735	3.95-j18.73	2-j9.45
КТП №11	1хТСЗ-250 10.5/0.4	0.737	2.06-j7.47	1-j8.75
КТП №12	1хТСЗ-250 10.5/0.4	0.737	2.06-j7.47	1-j8.75
КТП №13	1хТСЗ-630 10.5/0.4	0.735	3.95-j18.73	2-j9.45
КТП №14	1хТСЗ-400 10.5/0.4	0.737	2.93-j11.94	1.3-j12
КТП №15	1хТСЗ-630 10.5/0.4	0.735	3.95-j18.73	0.2-j9.45
КТП №16	1хТСЗ-630 10.5/0.4	0.735	3.95-j18.73	2-j9.45
КТП №17	1хТСЗ-250 10.5/0.4	0.737	2.06-j7.47	1-j8.75

Продовження таблиці 3.3

Пункт	Тип трансформатора	$\beta_{вн}$	ΔStZ , кВА	ΔSty , кВА
КТП №18	1хТСЗ-160 10.5/0.4	0.689	1.28-j4.39	0.7-j6.72
ЗТП №1	2хТМ-2500 10.5/0.4	0.604	17.16-j118.65	7.7-j50
ЗТП №2	2хТМ-2500 10.5/0.4	0.587	16.22-j112.13	7.7-j50
ПС №1	2хТДТН-40000 110/35/10.5	0.692	152.36-j4326.7	78-j480
ПС №2	2хТРДН-25000 110/10.5/10.5	0.555	73.97-j1618.14	50-j325
ПС №3	2хТМН-6300 35/10.5	0.635	37.45-j380.51	16-j100.8
ПС №4	2хТДНС-10000 35/10.5	0.674	54.54-j727.16	24-j150
ПС №5	2хТДНС-16000 35/10.5	0.528	47.33-j890.98	34-j224

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку опорів та провідностей схем заміщення блоків трансформаторів електричної мережі

Пункт	Опір трансформатора			Провідність трансформатора			Комплексна провідність трансформатора, 10^{-6} См
	Активний, Ом	Реактивний, Ом	Повний, Ом	Активна, 10^{-6} См	Реактивна, 10^{-6} См	Повна, 10^{-6} См	
КТП №1	11.63	37.90	39.64	6.35	-58.05	58.40	6.349-j58.05
КТП №2	2.03	9.63	9.84	18.14	-85.71	87.61	18.141-j85.714
КТП №3	3.72	15.16	15.61	11.79	-108.84	109.48	11.791-j108.844
КТП №4	3.72	15.16	15.61	11.79	-108.84	109.48	11.791-j108.844
КТП №5	6.70	24.26	25.16	9.07	-79.37	79.88	9.07-j79.365
КТП №6	3.72	15.16	15.61	11.79	-108.84	109.48	11.791-j108.844
КТП №7	3.72	15.16	15.61	11.79	-108.84	109.48	11.791-j108.844
КТП №8	6.70	24.26	25.16	9.07	-79.37	79.88	9.07-j79.365
КТП №9	11.63	37.90	39.64	6.35	-58.05	58.40	6.349-j58.05
КТП №10	2.03	9.63	9.84	18.14	-85.71	87.61	18.141-j85.714
КТП №11	6.70	24.26	25.16	9.07	-79.37	79.88	9.07-j79.365
КТП №12	6.70	24.26	25.16	9.07	-79.37	79.88	9.07-j79.365
КТП №13	2.03	9.63	9.84	18.14	-85.71	87.61	18.141-j85.714
КТП №14	3.72	15.16	15.61	11.79	-108.84	109.48	11.791-j108.844
КТП №15	2.03	9.63	9.84	1.81	-85.71	85.73	1.814-j85.714
КТП №16	2.03	9.63	9.84	18.14	-85.71	87.61	18.141-j85.714
КТП №17	6.70	9.63	11.73	9.07	-79.37	79.88	9.07-j79.365
КТП №18	10.55	36.09	37.60	6.35	-60.95	61.28	6.349-j60.952
ЗТП №1	0.21	2.87	2.87	34.92	-226.76	229.43	34.921-j226.757
ЗТП №2	0.21	2.87	2.87	34.92	-226.76	229.43	34.921-j226.757
ПС №1	0.76	32.52	32.53	3.22	-19.83	20.09	3.22-j19.83
ПС №2	1.16	50.82	50.83	2.07	-13.43	13.59	2.07-j13.43
ПС №3	0.72	14.58	14.60	6.53	-41.14	41.66	6.53-j41.14
ПС №4	0.37	9.80	9.81	9.80	-61.22	62.00	9.8-j61.22

Продовження таблиці 3.4

Пункт	Опір трансформатора			Провідність трансформатора			Комплексна провідність трансформатора, 10^{-6} См
	Активний, Ом	Реактивний, Ом	Повний, Ом	Активна, 10^{-6} См	Реактивна, 10^{-6} См	Повна, 10^{-6} См	
ПС №5	0.20	7.66	7.66	6.53	-91.43	91.66	6.53-j91.43

Після розрахунку пунктів району електричної мережі перейдемо до розрахунку опорів та провідностей ділянок мережі – повітряних ліній електропередачі та кабельних ліній. Кабельні лінії використовуються для живлення КТП від РП, тобто КТП №5-№11, для всіх інших ліній згідно схеми, наведеної в додатку Л використовуються повітряні ЛЕП. Також згідно даної схеми, лінії, що мають відгалудження секціонуються за допомогою реклоузерів, та розбиті на окремі ділянки. Як було описано в розділі 2.4, реклоузери використовуються для секціонування повітряних ліній та виконують функцію відключення певних ділянок в автоматичному або автоматизованому режимі. Так, наприклад, для лінії, що з'єднує вузли 4 та 8, ЛЕП поділена на 8 ділянок, які нумеруються Л-481, Л-482 і так далі, де перша цифра показує вузол об'єкт від якого здійснюється живлення, друга цифра – вузол, що живиться, а третя цифра номер ділянки ЛЕП, починаючи від вузла, що живить всю лінію.

Схему заміщення ЛЕП, доцільно розглядати за П-подібною схемою заміщення, яка наведена на рис. 3.7. Дана схема включає в себе повний опір $r+jx$ та дві половини повної провідності $g/2+jb/2$.

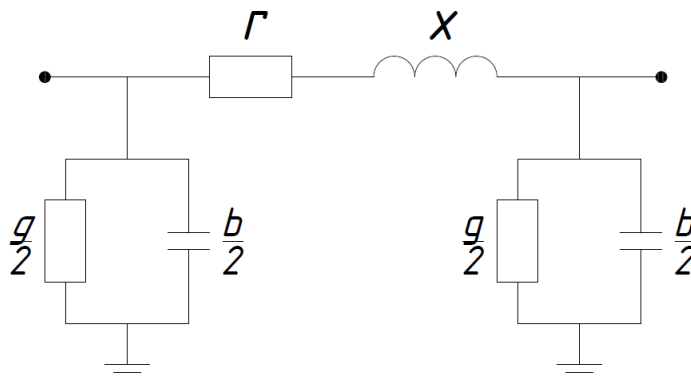


Рисунок 3.7 – П-подібна схема заміщення ЛЕП

Активний опір ділянки ЛЕП залежить від фізичних параметрів лінії, таких як переріз та матеріал, реактивний опір та провідність залежать від середньо геометричних відстаней між фазами, та висоти над землею а активна провідність залежить від втрат на корону, для класів напруги 10кВ та 35кВ цими втратами можна знехтувати. Для ЛЕП класу напруги 10кВ марка проводу АС-120, для класу напруги 35кВ – АС-120, де АС – означає сталевалюмінієвий провід, а 70 та 120 відповідно переріз алюмінієвої частини проводу (струмопровідної) кожної фази у мм².

Розрахуємо погонні параметри схеми заміщення для провідників, що використовуються в заданій схемі.

Погонний резистанс визначається згідно наступної формули [10]:

$$r_{o120} = \frac{\rho_a \cdot k_{120}}{0.25 \cdot \pi \cdot d_{a120}} = \frac{28.5 \cdot 0.0392}{0.25 \cdot 3.145 \cdot 2.4^2} = 0.25 \frac{\Omega}{\text{км}}$$

де $\rho_a = 28.5 \frac{\Omega \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$ – питомий опір алюмінію;

$k_{120} = 0.0392$ - коефіцієнт скрутки алюмінієвої проволочки для 120мм² [10];

$d_{a120} = 2.4 \text{ мм}$ - діаметр одного витка алюмінієвої проволочки для 120мм² [10].

Для визначення погонних реактансу та сусцентансу приймаємо опору ПП10-6 [12] для класу напруги (рис. 3.8) та опору П35-1 [13] для класу напруги 35кВ (рис. 3.9). Основні розміри, необхідні для розрахунку зображені на відповідних рисунках.

Виконаємо розрахунок погонного реактансу та сусцентансу для опори ПП10-6. Розрахуємо середньо геометричну відстань між фазами:

$$D_{CF} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{AC}} = \sqrt[3]{2050 \cdot 2200 \cdot 2050} = 2098.89 \text{ мм},$$

де D_{AB} , D_{BC} , D_{CA} – відстані між відповідними фазами у мм.

Тоді погонний реактанс визначається за формулою [10]:

$$\begin{aligned} x_{o120} &= 2\pi \cdot f \cdot \left(\frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot D_{CF}}{d_{o120}} \right) + \frac{\mu}{4} \right) \right) = 2 \cdot 3.145 \cdot 50 \cdot \left(\frac{4 \cdot 3.145 \cdot 10^{-7}}{2 \cdot 3.145} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 2098.89}{15.2} \right) + \frac{1.000022}{4} \right) \right) = \\ &= 0.37 \frac{\Omega}{\text{км}} \end{aligned}$$

де $f=50$ Гц – частота мережі; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ - абсолютна магнітна проникність;
 $d_{0120}=15.2$ мм – діаметр проводу; $\mu=1.000022$ – відносна магнітна проникність
 алюмінію.

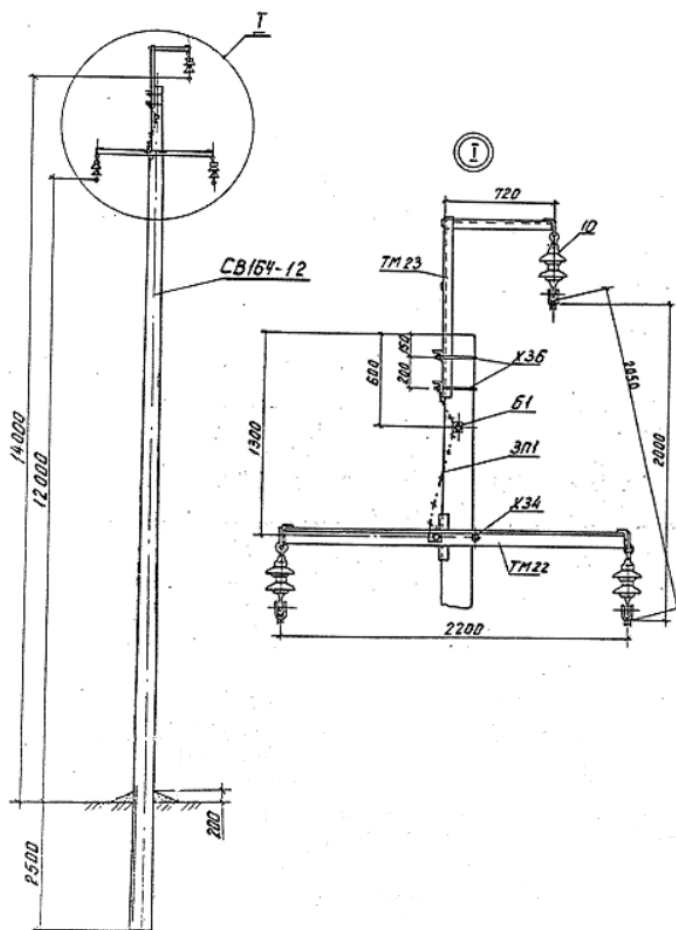


Рисунок 3.8 – Опора ПП10-6 [12]

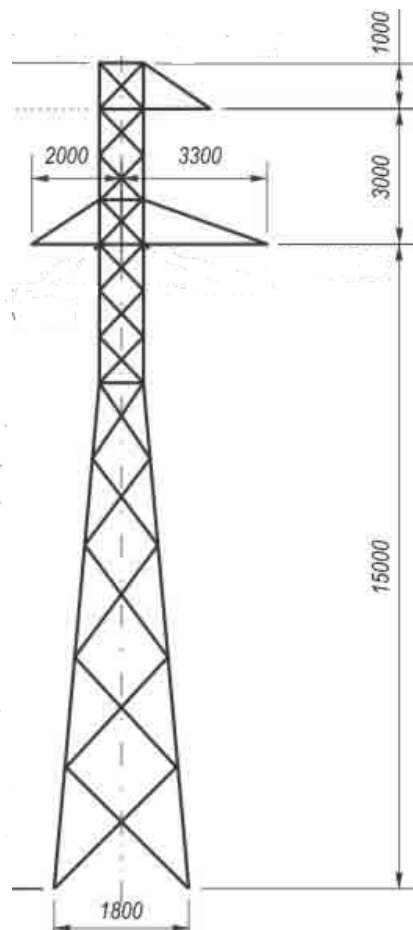


Рисунок 3.9 – Опора ПЗ5-1 [13]

Середньо геометрична відстань між фазними провідниками та їх дзеркальними відображеннями становить:

$$D_{G'} = \sqrt[3]{D_{AB'} \cdot D_{BC'} \cdot D_{AC'}}$$

де значення $D_{AB'}$, $D_{BC'}$, $D_{AC'}$ розраховують наступним чином:

$$D_{AB'} = \sqrt{D_b^2 + (2 \cdot D_g + D_0)^2} = \sqrt{1100^2 + (2 \cdot 12400 + 2000)^2} = 26822.57$$

$$D_{BC'} = \sqrt{(D_B + D_C)^2 + (2 \cdot D_g)^2} = \sqrt{(1100 + 1100)^2 + (2 \cdot 12400)^2} = 24897.39$$

$$D_{AC} = D_{AB} = 26822.57$$

де D_A, D_B, D_C – відстані фази від до опори, D_g – відстань від фаз В і С до землі, D_0 – відстань від фази В і С до фази А по вертикалі.

Тоді отримаємо:

$$D_{CF} = \sqrt[3]{26822.57 \cdot 24897.39 \cdot 26822.57} = 26164.84 \text{ мм}$$

Тепер визначимо середньо геометричну відстань підвішування центру мас:

$$h_{CF} = \sqrt[3]{h_A \cdot h_B \cdot h_C} = \sqrt[3]{14000 \cdot 12400 \cdot 12400} = 12911.91 \text{ мм},$$

де h_A, h_B, h_C – висота над землею відповідних фаз.

Розрахуємо погонний суццтанс провідника:

$$b_{o120} = 2\pi \cdot f \cdot \frac{2\pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{CF}}{0.5 \cdot d_{o120}} \cdot \frac{D_{CF}}{D_{CF}}\right)} = 2 \cdot 3.145 \cdot 50 \cdot \frac{2 \cdot 3.145 \cdot 8.85 \cdot 10^{-12} \cdot 1.00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 12911.91}{0.5 \cdot 15.2} \cdot \frac{2098.83}{26164.84}\right)} = 3.12 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}},$$

де $\varepsilon_0 = 8.85 \cdot 10^{-12} \frac{\Phi}{\text{м}}$ - електрична стала; $\varepsilon = 1.00059$ - відносна діелектрична

провідність повітря

За аналогічними розрахунками погонні параметри для проводу марки АС-120, що використовується для класу напруги 35кВ:

$$\text{Погонний резистанс} - r_{o120} = 0.25 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$\text{Погонний реоктанс} - x_{o120} = 0.42 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$\text{Погонний суццтанс} - x_{o120} = 2.75 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

Для живлення КТП від РП використовується трьохжильний броньований кабель марки ААБ 3х120. Схема заміщення включає лише активний опір кабелю, так як відстань між фазами в трьохжильному кабелі можна прийняти близькою до нуля. Питомий електричний резистанс кабелю рівний $r_{0_каб} = 0.253 \frac{\Omega}{\text{км}}$.

Розрахуємо повздовжній опір та поперечні провідності проводів і повздовжні опори кабелів живлення об'єктів району електричної мережі. Для прикладу розглянемо лінію Л-КТП1, що є відгалудженням від основної лінії 4-8, та живить відповідно КТП №1. Згідно схеми наведеної в додатку В, довжина цієї лінії становить 0.1км. Тоді повздовжній опір та поперечна провідність даної ділянки буде становити [10]:

$$Z_{Л-КТП1} = L_{КТП1} \cdot (r_{0120} + j \cdot x_{0120}) = 0.1 \cdot (0.25 + j0.37) = 0.025 + j0.037 \text{ } \Omega$$

$$Y_{Л-КТП1} = L_{КТП1} \cdot (g_{0120} + j \cdot b_{0120}) = 0.1 \cdot (0 + j3.12 \cdot 10^{-6}) = j3.12 \cdot 10^{-7} \text{ } СМ$$

Результати розрахунку для всіх інших ділянок мережі наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Результати розрахунку повних опорів та провідностей схем ліній електропередачі

Ділянка	Повний опір, Ом	Повна провідність, СМ·10 ⁻⁶	Ділянка	Повний опір, Ом	Повна провідність, СМ·10 ⁻⁶
3-6	0.54+j0.81	j6.861	2-11-5	0.06+j0.09	j0.78
4-7	0.44+j0.66	j5.613	2-11-6	0.16+j0.24	j2.027
5-10	0.62+j0.92	j7.796	2-11-7	0.3+j0.44	j3.742
4-8-1	0.07+j0.11	j0.936	2-11-8	0.07+j0.11	j0.936
4-8-2	0.06+j0.09	j0.78	Л-КТП-1	0.02+j0.04	j0.312
4-8-3	0.14+j0.2	j1.715	Л-КТП-2	0.02+j0.04	j0.312
4-8-4	0.09+j0.13	j1.091	Л-КТП-3	0.02+j0.04	j0.312
4-8-5	0.05+j0.07	j0.624	Л-КТП-4	0.02+j0.04	j0.312
4-8-6	0.15+j0.22	j1.871	Л-КТП-5	0.38	0
4-8-7	0.06+j0.09	j0.78	Л-КТП-6	0.53	0
4-8-8	0.14+j0.2	j1.715	Л-КТП-7	0.22	0
5-9-1	0.16+j0.24	j2.027	Л-КТП-8	0.43	0
5-9-2	0.2+j0.3	j2.495	Л-КТП-9	0.63	0
5-9-3	0.11+j0.17	j1.403	Л-КТП-10	0.2	0
5-9-4	0.05+j0.07	j0.624	Л-КТП-11	0.47	0
5-9-5	0.09+j0.13	j1.091	Л-КТП-12	0.02+j0.04	j0.312
5-9-6	0.06+j0.09	j0.78	Л-КТП-13	0.02+j0.04	j0.312
5-9-7	0.1+j0.15	j1.247	Л-КТП-14	0.02+j0.04	j0.312
2-11-1	0.06+j0.09	j0.78	Л-КТП-15	0.02+j0.04	j0.312
2-11-2	0.06+j0.09	j0.78	Л-КТП-16	0.02+j0.04	j0.312

Продовження таблиці 3.5

Ділянка	Повний опір, Ом	Повна провідність, $\text{См}\cdot 10^{-6}$	Ділянка	Повний опір, Ом	Повна провідність, $\text{См}\cdot 10^{-6}$
2-11-3	0.15+j0.22	j1.871	Л-КТП-17	0.02+j0.04	j0.312
2-11-4	0.06+j0.09	j0.78	Л-КТП-18	0.02+j0.04	j0.312

Перед ітераційним розрахунком параметрів режиму роботи мережі необхідно виконати розрахунок провідностей вузлів, що необхідні для подальшого визначення струмів навантаження у вузлах мережі. Виконаємо розрахунок для одного вузла схеми, а результати розрахунку провідностей всіх вузлів буде наведено в таблиці 3.6. Таким чином для вузла КТП №1, розрахункова поперечна провідність буде становити [10]:

$$Y_{Л-КТП} = 0.5 \cdot Y_{Л-КТП} + 1 \cdot (g_{Т-КТП} + j \cdot b_{Т-КТП}) = 0.5 \cdot j3.12 \cdot 10^{-7} + 6.35 \cdot 10^{-6} - j5.8 \cdot 10^{-5} = (6.35 - j57.89) \cdot 10^{-7} \text{ См},$$

де $0.5 \cdot Y_{Л-КТП}$ – враховує П-подібну схему заміщення лінії та розподіл провідності лінії між двома вузлами, які вона з'єднує, а $1 \cdot (g_{Т-КТП} + j \cdot b_{Т-КТП})$ – провідність трансформатора, що встановлена на КТП.

Таблиця 3.6 – Результати розрахунку поперечних провідностей вузлів району електричної мережі.

Вузол	Поперечна провідність вузла, $\text{См}\cdot 10^{-6}$	Вузол	Поперечна провідність вузла, $\text{См}\cdot 10^{-6}$
КТП №1	6.35-57.89j	КТП №16	18.14-85.56j
КТП №2	18.14-85.56j	КТП №17	9.07-79.21j
КТП №3	11.79-108.69j	КТП №18	6.35-60.8j
КТП №4	11.79-108.69j	Вузол №1	6.45+12.88j
КТП №5	9.07-79.37j	Вузол №2	2.07-13.42j
КТП №6	11.79-108.84j	Вузол №3	6.53-37.71j
КТП №7	11.79-108.84j	Вузол №4	9.8-58.4j
КТП №8	9.07-79.37j	Вузол №5	6.53-87.51j
КТП №9	6.35-58.05j	Вузол №6	41.72-372.99j
КТП №10	18.14-85.71j	Вузол №7	33.56-220.32j
КТП №11	9.07-79.37j	Вузол №8	226.76+34.93j

Продовження таблиці 3.6

Вузол	Поперечна провідність вузла, $\text{См}\cdot 10^{-6}$	Вузол	Поперечна провідність вузла, $\text{См}\cdot 10^{-6}$
КТП №12	9.07-79.21j	Вузол №9	226.76+34.94j
КТП №13	18.14-85.56j	Вузол №10	226.76+38.82j
КТП №14	11.79-108.69j	Вузол №11	226.76+34.93j
КТП №15	1.81-85.56j		

3.3 Електричний розрахунок режиму роботи мережі в нормальному режимі

Згідно схеми наведеної в додатку В для роботи РЕМ в нормальному режимі передбачено, що всі секційні вимикачі знаходяться у вимкненому стані. Таким чином конфігурація мережі є «зірка», таким чином для розрахунку поточкорозподілу, струмів та напруги пунктів мережі доцільно розглядати окремі гілки.

Для прикладу розглянемо вузол №4 (сторона 10.5кВ ПС-35/10кВ №4). Від шини 10.5кВ, що виступає у ролі живлячого пункту живляться дві лінії – 4-8 та 4-7. Лінія 4-8 живить 1 с.ш. ЗТП №1 та має 4 відгалудження для живлення 4 КТП. Таким чином із використанням реклоузерів, що слугують для секціонування лінії 4-8, вона розбита на 8 ділянок. Лінія 4-7 живить 2 с.ш. РП-10кВ, яка в свою чергу живить 3 КТП. Спрощена схема даної струморозподілу від вузла №4 зображено на рис. 3.10.

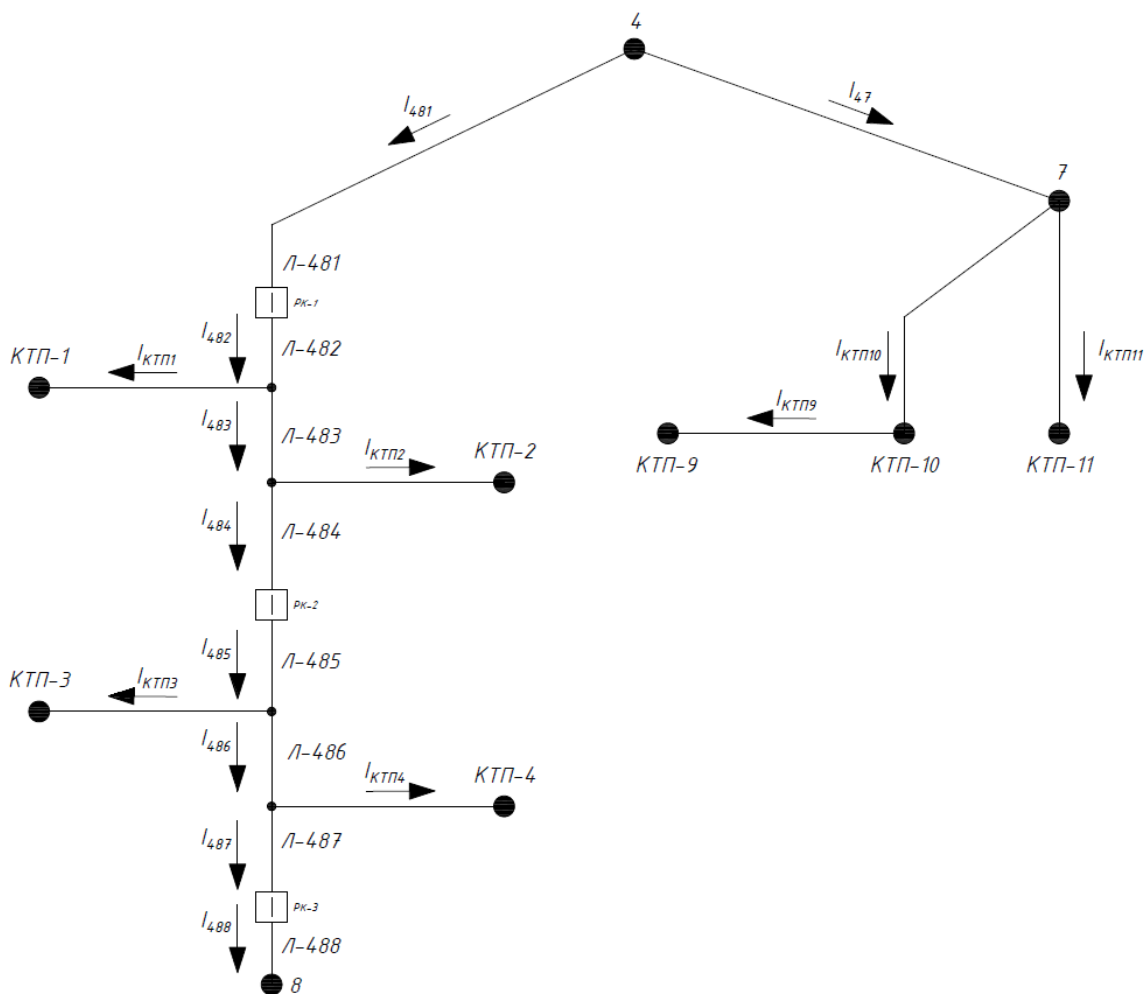


Рисунок 3.10 – Струмозподіл лінії 4-8 та відгалуджень.

Розрахунки режимів роботи мережі слід проводити ітераційним методом, що полягає в уточненні втрат потужності в елементах схеми заміщення мережі із заданими рівнем точності. В даній роботі приймаємо точність 2%. Для першої ітерації рівень напруги у всіх вузлах схеми приймаємо рівний номінальному. Для ділянки 4-8, що розглядається напруги всіх вузлів прийнято номінальне значення напруги 10.5кВ. Номер вузлів кінця ліній рівний номеру лінії в напрямку розподілу струму.

Виконаємо розрахунок струмових навантажень для вузлів КТП1, результати розрахунків для інших пунктів наведені в таблиці 3.7.

$$I_{КТП1} = \frac{S_{np_КТП1} + Y_{КТП1} \cdot (|U_{КТП1}|)^2}{U_{КТП1}} = \frac{(112.11 - j47.16) \cdot 10^3 + (6.35 - j57.9) \cdot 10^{-6} \cdot (10500)^2}{10500} = 10.74 - j5.1 \text{ A}$$

Таблиця 3.7 – Режимні параметри на першій ітерації розрахунку струморозподілу від вузла №4.

Вузол	Приведена потужність вузлів, кВА	Рівень напруги в пунктах, кВ	Лінійний струм навантаження пунктів, А
КТП №1	112.11-j47.16	10.5	10.74-j5.1
КТП №2	445.95-j172.8	10.5	42.66-j17.36
КТП №3	284.23-j115.98	10.5	27.19-j12.19
КТП №4	284.23-j115.98	10.5	27.19-j12.19
Вузол №8	1274.74-j489.27	10.5	123.69-j46.23
КТП №9	112.11-j47.16	10.5	10.74-j5.1
КТП №10	445.95-j172.8	10.5	42.66-j17.36
КТП №11	178-j73.74	10.5	17.05-j7.85

Знаючи струми у вузлах за першим законом Кірхгофа розрахуємо струм I_{481} :

$$I_{487} = I_{488} = I_8 = 123.69 - j46.23 \text{ A};$$

$$I_{486} = I_{487} + I_{КТП4} = 123.69 - j46.23 + 27.19 - j12.19 = 150.88 - j58.42 \text{ A};$$

$$I_{484} = I_{485} = I_{486} + I_{КТП3} = 150.88 - j58.42 + 27.19 - j12.19 = 178.08 - j70.6 \text{ A};$$

$$I_{483} = I_{484} + I_{КТП2} = 178.08 - j70.6 + 42.66 - j17.36 = 220.74 - j87.96 \text{ A};$$

$$I_{481} = I_{482} = I_{483} + I_{КТП1} = 220.74 - j87.96 + 10.74 - j5.1 = 231.48 - j93.06 \text{ A};$$

Аналогічно розрахуємо струми лінії 4-7:

$$I_{КТП10-9} = I_{КТП9} + I_{КТП10} = 10.74 - j5.1 + 42.66 - j17.36 = 53.41 - j22.46 \text{ A};$$

$$I_{47} = I_{КТП10-9} + I_{КТП11} = 53.41 - j22.46 + 17.05 - j7.86 = 70.46 - j30.31 \text{ A};$$

Тоді сумарний струм, що протікає по шинах 10кВ вузла №4 буде становити:

$$I_4 = I_{481} + I_{47} = 231.48 - j93.06 + 70.46 - j30.31 = 301.9 - j123.37 \text{ A}$$

Знаючи струми, що протікають на кожній ділянці лінії та відповідні опори даних ліній проведемо розрахунок напруги вузлів від опорного пункту. Для ділянки 4-8 опорним пунктом виступають шина 10.5кВ ПС-35/10кВ №3. Таким чином напруга вузла №4 буде становити 10.5кВ, тоді виконаємо розрахунок

напруги в усіх інших вузлах даної лінії, причому напруга на кінці лінії Л-481 буде позначатися як U_{481} , тоді отримаємо [10]:

$$\begin{aligned}
 U_{481} &= U_{4HH} - I_{481} \cdot Z_{481} = 10.5 - (231.48 - j93.06) \cdot (0.074 + j0.111) = 10.47 - j0.02 \text{ кВ}; \\
 U_{482} &= U_{481} - I_{482} \cdot Z_{482} = 10.47 - j0.02 - (231.48 - j93.06) \cdot (0.062 + j0.092) = 10.45 - j0.03 \text{ кВ}; \\
 U_{483} &= U_{482} - I_{483} \cdot Z_{483} = 10.45 - j0.03 - (220.74 - j87.96) \cdot (0.136 + j0.203) = 10.45 - j0.03 \text{ кВ}; \\
 U_{484} &= U_{483} - I_{484} \cdot Z_{484} = 10.45 - j0.03 - (178.08 - j70.6) \cdot (0.086 + j0.129) = 10.38 - j0.08 \text{ кВ}; \\
 U_{485} &= U_{484} - I_{485} \cdot Z_{485} = 10.38 - j0.08 - (178.08 - j70.6) \cdot (0.049 + j0.074) = 10.36 - j0.09 \text{ кВ}; \\
 U_{486} &= U_{485} - I_{486} \cdot Z_{486} = 10.36 - j0.09 - (150.88 - j58.42) \cdot (0.148 + j0.221) = 10.33 - j0.12 \text{ кВ}; \\
 U_{487} &= U_{486} - I_{487} \cdot Z_{487} = 10.33 - j0.12 - (123.69 - j46.23) \cdot (0.062 + j0.092) = 10.32 - j0.13 \text{ кВ}; \\
 U_8 &= U_{487} - I_{488} \cdot Z_{488} = 10.32 - j0.13 - (123.69 - j46.23) \cdot (0.136 + j0.203) = 10.29 - j0.15 \text{ кВ}; \\
 U_{КТП1} &= U_{482} - I_{КТП1} \cdot Z_{Л-КТП1} = 10.45 - j0.03 - (10.74 - j5.1) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.45 - j0.03 \text{ кВ}; \\
 U_{КТП2} &= U_{483} - I_{КТП2} \cdot Z_{Л-КТП2} = 10.45 - j0.03 - (42.66 - j17.36) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.4 - j0.07 \text{ кВ}; \\
 U_{КТП3} &= U_{485} - I_{КТП3} \cdot Z_{Л-КТП3} = 10.36 - j0.09 - (27.19 - j12.19) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.36 - j0.09 \text{ кВ}; \\
 U_{КТП4} &= U_{486} - I_{КТП4} \cdot Z_{Л-КТП4} = 10.33 - j0.12 - (27.19 - j12.19) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.33 - j0.12 \text{ кВ}; \\
 U_7 &= U_{4HH} - I_{47} \cdot Z_{47} = 10.5 - (70.46 - j30.31) \cdot (0.445 + j0.664) = 10.45 - j0.03 \text{ кВ}; \\
 U_{КТП10} &= U_7 - I_{КТП10-9} \cdot Z_{Л-КТП10} = 10.43 - j0.03 - (53.41 - j22.46) \cdot 0.197 = 10.44 - j0.03 \text{ кВ}; \\
 U_{КТП9} &= U_{КТП10} - I_{КТП9} \cdot Z_{Л-КТП9} = 10.41 - j0.02 - (10.74 - j5.1) \cdot 0.633 = 10.43 - j0.03 \text{ кВ}; \\
 U_{КТП11} &= U_7 - I_{КТП11} \cdot Z_{Л-КТП11} = 10.43 - j0.03 - (17.05 - j7.86) \cdot 0.468 = 10.44 - j0.03 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

Виконаємо розрахунок втрат потужності для вузла №4 на першій ітерації розрахунку [10]:

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{\Sigma 4}^{(1)} &= U_{4HH} \cdot (I_4 + U_{4HH} \cdot Y_4) - S_{\Sigma 4} = 10500 \cdot (301.9 - j123.37 + 10500 \cdot (9.8 - j58.4) \cdot 10^{-6}) - \\
 &- (3.136 - j1.235) \cdot 10^6 = 0.04 - j0.07 \text{ МВА},
 \end{aligned}$$

де $S_{\Sigma 4}$ - сумарна споживана потужність на секціях шин 10.5кВ ПС-35/10кВ

№4:

$$\begin{aligned}
 S_{\Sigma 4} &= S_{КТП1} + S_{КТП2} + S_{КТП3} + S_{КТП4} + S_{КТП9} + S_{КТП10} + S_{КТП11} + 0.44 \cdot S_{ЗТП1} = \\
 &= (112.11 - j47.16) \cdot 10^3 + (445.94 - j172.8) \cdot 10^3 + (284.232 - j115.98) \cdot 10^3 + (284.23 - j115.98) \cdot 10^3 + \\
 &+ (112.11 - j47.16) \cdot 10^3 + (445.95 - j172.8) \cdot 10^3 + (178.06 - j73.74) \cdot 10^3 + 0.44 \cdot (2.89 - j1.11) \cdot 10^6 = \\
 &= 3.936 - j1.525 \text{ МВА},
 \end{aligned}$$

де $0.44 \cdot S_{ЗТП1}$ - потужність 1 с.ш. ЗТП №1

Результати розрахунку струмів та напруги для всіх вузлів схеми наведено в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати ітераційного розрахунку параметрів режиму роботи електричної мережі після першої ітерації

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
КТП №1	10.74-j5.1	10.45-j0.03
КТП №2	42.66-j17.36	10.4-j0.07
КТП №3	27.19-j12.19	10.36-j0.09
КТП №4	27.19-j12.19	10.33-j0.12
КТП №5	17.05-j7.86	10.41-j0.05
КТП №6	27.19-j12.19	10.4-j0.04
КТП №7	27.19-j12.19	10.41-j0.05
КТП №8	17.05-j7.86	10.4-j0.04
КТП №9	10.74-j5.1	10.43-j0.03
КТП №10	42.66-j17.36	10.44-j0.03
КТП №11	17.05-j7.86	10.44-j0.03
КТП №12	17.05-j7.85	10.29-j0.15
КТП №13	42.66-j17.36	10.32-j0.12
КТП №14	27.19-j12.19	10.36-j0.1
КТП №15	42.32-j17.36	10.31-j0.14
КТП №16	42.66-j17.36	10.35-j0.1
КТП №17	17.05-j7.85	10.39-j0.07
КТП №18	10.73-j5.14	10.45-j0.03
Вузол №2	249.14-j98.73	10.5
Вузол №3	88.49-j40.09	10.5
Вузол №4	301.94-j123.37	10.5
Вузол №5	380.06-j147.31	10.5
Вузол №6	88.49-j40.09	10.42-j0.05
Вузол №7	70.46-j30.31	10.45-j0.03
Вузол №8	123.69-j46.23	10.29-j0.15
Вузол №9	156.77-j58.94	10.25-j0.18
Вузол №10	136.38-j50.98	10.37-j0.09
Вузол №11	136.38-j51.02	10.23-j0.19
Сумарні втрати потужності, $\Delta S_{\Sigma 2}$, МВА	0.029-j0.032	
Сумарні втрати потужності, $\Delta S_{\Sigma 3}$, МВА	0.005-j0.046	

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
Сумарні втрати потужності, $\Delta S_{\Sigma 4}$, МВА	0.035-j0.067	
Сумарні втрати потужності, $\Delta S_{\Sigma 5}$, МВА	0.055-j0.032	

На даному етапі розрахунок першої ітерації можна завершити. Для другої ітерації розрахунок повторюється, проте для всіх вузлів окрім опорного вузла значення напруги приймаються рівними розрахованим на першій ітерації розрахунку. Таким чином розрахуємо струмове навантаження вузлів для ділянок 4-8 та 4-7, які були розглянуті на першій ітерації розрахунку:

$$I_{КТП1} = \frac{S_{np-КТП1} + Y_{КТП1} \cdot (|U_{КТП1}|)^2}{U_{КТП1}} = \frac{(112.11 - j47.16) \cdot 10^3 + (6.35 - j57.9) \cdot 10^{-6} \cdot (|10.45 - j0.03|)^2}{10.45 + j0.03} = 10.78 - j5.15 \text{ А}$$

Знаючи струми у вузлах за першим законом Кірхгофа розрахуємо струм I_{481} :

$$I_{487} = I_{488} = I_8 = 125.42 - j48.97 \text{ А};$$

$$I_{486} = I_{487} + I_{КТП4} = 125.42 - j48.97 + 27.5 - j12.67 = 152.92 - j61.64 \text{ А};$$

$$I_{484} = I_{485} = I_{486} + I_{КТП3} = 152.92 - j61.64 + 27.44 - j12.57 = 180.36 - j74.2 \text{ А};$$

$$I_{483} = I_{484} + I_{КТП2} = 180.36 - j74.2 + 42.95 - j17.79 = 223.31 - j91.99 \text{ А};$$

$$I_{481} = I_{482} = I_{483} + I_{КТП1} = 223.31 - j91.99 + 10.78 - j5.15 = 234.09 - j97.15 \text{ А};$$

Таблиця 3.9 – Режимні параметри на другій ітерації розрахунку струморозподілу від вузла №4.

Вузол	Приведена потужність вузлів, кВА	Рівень напруги в пунктах, кВ	Лінійний струм навантаження пунктів, А
КТП №1	112.11-j47.16	10.45-j0.03	10.78-j5.15
КТП №2	445.95-j172.8	10.4-j0.07	42.95-j17.79
КТП №3	284.23-j115.98	10.36-j0.09	27.44-j12.57
КТП №4	284.23-j115.98	10.33-j0.09	27.5-j12.67

Продовження таблиці 3.9

Вузол	Приведена потужність вузлів, кВА	Рівень напруги в пунктах, кВ	Лінійний струм навантаження пунктів, А
Вузол №8	1274.74-j489.27	10.29-j0.15	125.42-j48.97
КТП №9	112.11-j47.16	10.43-j0.03	10.8-j5.15
КТП №10	445.95-j172.8	10.44-j0.03	42.86-j17.57
КТП №11	178-j73.74	10.44-j0.033	17.13-j7.94

Аналогічно розрахуємо струми лінії 4-7:

$$I_{КТП10-9} = I_{КТП9} + I_{КТП10} = 10.8 - j5.15 + 42.86 - j17.57 = 53.67 - j22.72 \text{ А};$$

$$I_{47} = I_{КТП10-9} + I_{КТП11} = 53.8 - j22.73 + 17.13 - j7.94 = 70.79 - j30.66 \text{ А};$$

Тоді сумарний струм, що протікає по шинах 10кВ вузла №4 буде становити:

$$I_4 = I_{481} + I_{47} = 234.09 - j97.15 + 70.79 - j30.66 = 304.88 - j127.81 \text{ А}$$

Виконаємо розрахунок напруги вузлів на другій ітерації розрахунку:

$$U_{481} = U_{4HH} - I_{481} \cdot Z_{481} = 10.5 - (234.09 - j97.15) \cdot (0.074 + j0.111) = 10.47 - j0.02 \text{ кВ};$$

$$U_{482} = U_{481} - I_{482} \cdot Z_{482} = 10.47 - j0.02 - (234.09 - j97.15) \cdot (0.062 + j0.092) = 10.45 - j0.03 \text{ кВ};$$

$$U_{483} = U_{482} - I_{483} \cdot Z_{483} = 10.45 - j0.03 - (223.31 - j91.99) \cdot (0.136 + j0.203) = 10.4 - j0.07 \text{ кВ};$$

$$U_{484} = U_{483} - I_{484} \cdot Z_{484} = 10.4 - j0.07 - (180.36 - j74.2) \cdot (0.086 + j0.129) = 10.37 - j0.08 \text{ кВ};$$

$$U_{485} = U_{484} - I_{485} \cdot Z_{485} = 10.37 - j0.08 - (180.36 - j74.2) \cdot (0.049 + j0.074) = 10.36 - j0.09 \text{ кВ};$$

$$U_{485} = U_{484} - I_{485} \cdot Z_{485} = 10.37 - j0.08 - (180.36 - j74.2) \cdot (0.049 + j0.074) = 10.36 - j0.09 \text{ кВ};$$

$$U_{486} = U_{485} - I_{486} \cdot Z_{486} = 10.36 - j0.09 - (152.92 - j61.64) \cdot (0.148 + j0.221) = 10.32 - j0.12 \text{ кВ};$$

$$U_{487} = U_{486} - I_{487} \cdot Z_{487} = 10.32 - j0.12 - (125.42 - j48.97) \cdot (0.062 + j0.092) = 10.31 - j0.13 \text{ кВ};$$

$$U_8 = U_{487} - I_{488} \cdot Z_{488} = 10.31 - j0.13 - (125.42 - j48.97) \cdot (0.136 + j0.203) = 10.28 - j0.15 \text{ кВ};$$

$$U_{КТП1} = U_{482} - I_{КТП1} \cdot Z_{Л-КТП1} = 10.45 - j0.03 - (10.78 - j5.15) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.45 - j0.03 \text{ кВ};$$

$$U_{КТП2} = U_{483} - I_{КТП2} \cdot Z_{Л-КТП2} = 10.4 - j0.07 - (42.95 - j17.79) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.4 - j0.07 \text{ кВ};$$

$$U_{КТП3} = U_{485} - I_{КТП3} \cdot Z_{Л-КТП3} = 10.36 - j0.09 - (27.44 - j12.57) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.36 - j0.09 \text{ кВ};$$

$$U_{КТП4} = U_{486} - I_{КТП4} \cdot Z_{Л-КТП4} = 10.32 - j0.12 - (27.5 - j12.67) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.32 - j0.12 \text{ кВ};$$

$$U_7 = U_{4HH} - I_{47} \cdot Z_{47} = 10.5 - (70.79 - j30.66) \cdot (0.445 + j0.664) = 10.45 - j0.03 \text{ кВ};$$

$$U_{КТП10} = U_7 - I_{КТП10-9} \cdot Z_{Л-КТП10} = 10.45 - j0.03 - (53.67 - j22.72) \cdot 0.197 = 10.44 - j0.03 \text{ кВ};$$

$$U_{КТП9} = U_{КТП10} - I_{КТП9} \cdot Z_{Л-КТП9} = 10.44 - j0.03 - (10.8 - j5.15) \cdot 0.633 = 10.43 - j0.03 \text{ кВ};$$

$$U_{КТП11} = U_7 - I_{КТП11} \cdot Z_{Л-КТП11} = 10.45 - j0.03 - (17.13 - j7.94) \cdot 0.468 = 10.44 - j0.03 \text{ кВ};$$

Виконаємо розрахунок втрат потужності для вузла №4 на другій ітерації розрахунку:

$$\Delta S_{\Sigma 4}^{(2)} = U_{4HH} \cdot (I_4 + U_{4HH} \cdot Y_4) - S_{\Sigma 4} = 10500 \cdot (304.88 - j127.81 + 10500 \cdot (9.8 - j58.54) \cdot 10^{-6}) - (3.136 - j \cdot 1.235) \cdot 10^6 = 0.07 - j0.11 \text{ МВА}$$

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного розрахунку [10]:

$$\delta S_{\Sigma 4}^{(2)} = \frac{|\Delta S_{\Sigma 4}^{(2)} - \Delta S_{\Sigma 4}^{(1)}|}{\Delta S_{\Sigma 4}^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|0.035 - j0.067 - 0.088 - j0.116|}{0.088 - j0.116} \cdot 100\% = 95.785\%$$

Критерій збіжності $>2\%$, тому ітераційний розрахунок слід продовжити. Виконаємо наступну ітерацію розрахунку. Результати розрахунку другої ітерації наведено в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати ітераційного розрахунку параметрів режиму роботи електричної мережі після другої ітерації

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
КТП №1	10.78-j5.15	10.45-j0.03
КТП №2	42.95-j17.79	10.35-j0.06
КТП №3	27.44-j12.57	10.29-j0.08
КТП №4	27.5-j12.67	10.24-j0.1
КТП №5	17.16-j7.99	10.38-j0.04
КТП №6	27.39-j12.39	10.37-j0.03
КТП №7	27.37-j12.39	10.37-j0.03
КТП №8	17.18-j7.98	10.37-j0.03
КТП №9	10.8-j5.15	10.41-j0.02
КТП №10	42.86-j17.57	10.41-j0.02
КТП №11	17.13-j7.94	10.42-j0.02
КТП №12	17.29-j8.23	10.17-j0.12
КТП №13	43.18-j18.14	10.23-j0.1
КТП №14	27.44-j12.58	10.29-j0.08
КТП №15	42.47-j17.55	10.2-j0.11
КТП №16	43.09-j18.01	10.27-j0.08
КТП №17	17.17-j8.04	10.34-j0.06
КТП №18	10.76-j5.19	10.43-j0.03

Продовження таблиці 3.10

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
Вузол №2	252.47-j103.77	10.5
Вузол №3	89.1-j40.76	10.5
Вузол №4	304.88-j127.81	10.5
Вузол №5	384.97-j154.99	10.5
Вузол №6	89.1-j40.76	10.38-j0.04
Вузол №7	70.79-j30.66	10.42-j0.03
Вузол №8	125.42-j48.97	10.28-j0.15
Вузол №9	159.44-j63.16	10.24-j0.18
Вузол №10	137.62-j52.88	10.37-j0.09
Вузол №11	138.98-j54.98	10.22-j0.19
	ΔS_{Σ} , МВА	δS_{Σ} , %
Вузол №2	0.064-j0.085	146.772
Вузол №3	0.012-j0.053	20.578
Вузол №4	0.066-j0.114	73.905
Вузол №5	0.107-j0.112	150.731

Розрахунок подальших ітерацій аналогічний та наведений в табличній формі. Результати розрахунку третьої ітерації наведено в таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Результати ітераційного розрахунку параметрів режиму роботи електричної мережі після третьої ітерації

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
КТП №1	10.78-j5.15	10.45-j0.03
КТП №2	42.96-j17.79	10.4-j0.07
КТП №3	27.45-j12.57	10.36-j0.09
КТП №4	27.51-j12.67	10.32-j0.12
КТП №5	17.16-j7.99	10.41-j0.05
КТП №6	27.39-j12.39	10.4-j0.04
КТП №7	27.37-j12.4	10.41-j0.05
КТП №8	17.18-j7.98	10.4-j0.04
КТП №9	10.8-j5.15	10.43-j0.03
КТП №10	42.87-j17.57	10.44-j0.03
КТП №11	17.13-j7.94	10.44-j0.03
КТП №12	17.3-j8.24	10.28-j0.15
КТП №13	43.2-j18.15	10.32-j0.12

Продовження таблиці 3.11

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
КТП №14	27.45-j12.58	10.36-j0.1
КТП №15	42.47-j17.55	10.3-j0.14
КТП №16	43.11-j18.02	10.35-j0.1
КТП №17	17.17-j8.04	10.39-j0.07
КТП №18	10.77-j5.19	10.45-j0.03
Вузол №2	252.49-j103.85	10.5
Вузол №3	89.11-j40.76	10.5
Вузол №4	304.98-j127.85	10.5
Вузол №5	385.12-j155.08	10.5
Вузол №6	89.11-j40.76	10.42-j0.05
Вузол №7	70.8-j30.66	10.45-j0.03
Вузол №8	125.49-j48.99	10.28-j0.1
Вузол №9	159.57-j63.21	10.24-j0.1
Вузол №10	137.59-j52.9	10.37-j0.09
Вузол №11	138.97-j55.04	10.22-j0.19
	ΔS_{Σ} , МВА	δS_{Σ} , %
Вузол №2	0.064-j0.086	0.774
Вузол №3	0.012-j0.053	0.168
Вузол №4	0.067-j0.114	0.859
Вузол №5	0.108-j0.113	1.181

Критерій збіжності для втрат потужності у вузлах №2-№5 <2%, тому ітераційних розрахунків для нормального режиму роботи мережі можна завершити.

Для перевірки вибору ліній електропередачі виконаємо перевірку за допустимим струмом, що може протікати по заданих лініях. Для цього слід розрахувати модулі струмів, тоді для лінії Л-481 модуль струму буде рівний:

$$I_{481} = 236.06 - j97.36 \text{ A};$$

$$|I_{481}| = \sqrt{236.06^2 + 97.36^2} = 255.524 \text{ A}$$

Слід зауважити, що в даній формулі модуль струму є результатом розрахунку для трифазної мережі, так як будь-яка мережа розподілу є трифазною, то струм потрібно поділити на $\sqrt{3}$, так як тривало-допустимий струм для проводів,

що були використані в даній мережі, передбачає струм для однієї фази. Для всіх інших ліній розрахунок модулю струму аналогічний, результати розрахунку наведені в таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Лінійні струми ділянок РЕМ.

Ділянка	Лінійний струм, що протікає, А	Допустимий тривалий струм	Ділянка	Лінійний струм, що протікає, А	Допустимий тривалий струм
3-6	97.99	390	2-11-5	242.14	390
4-7	77.15	390	2-11-6	195.42	390
5-10	147.41	390	2-11-7	149.47	390
4-8-1	253.55	390	2-11-8	149.47	390
4-8-2	253.55	390	Л-КТП-1	11.95	390
4-8-3	241.62	390	Л-КТП-2	46.5	390
4-8-4	195.12	390	Л-КТП-3	30.19	390
4-8-5	195.12	390	Л-КТП-4	30.29	390
4-8-6	164.96	390	Л-КТП-5	18.93	218
4-8-7	134.71	390	Л-КТП-6	30.06	218
4-8-8	134.71	390	Л-КТП-7	30.05	218
5-9-1	267.78	390	Л-КТП-8	18.95	218
5-9-2	267.78	390	Л-КТП-9	11.97	218
5-9-3	237.61	390	Л-КТП-10	46.33	218
5-9-4	190.76	390	Л-КТП-11	18.88	218
5-9-5	190.76	390	Л-КТП-12	19.16	390
5-9-6	171.64	390	Л-КТП-13	46.86	390
5-9-7	171.64	390	Л-КТП-14	30.2	390
2-11-1	273.01	390	Л-КТП-15	45.95	390
2-11-2	273.01	390	Л-КТП-16	46.73	390
2-11-3	261.08	390	Л-КТП-17	18.96	390
2-11-4	242.14	390	Л-КТП-18	11.95	390

Таким чином з урахуванням коефіцієнту $1/\sqrt{3}$, що враховує струм в кожній фазі, струми для всіх ділянок мережі знаходяться в допустимих межах згідно таблиці 3.3.6. Результати розрахунку остаточної потужності, напруги та струмів вузлів наведені у таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – Результати ітераційного розрахунку параметрів нормального режиму роботи електричної мережі

Вузол	Приведена потужність вузлів, $ S $, кВА	Рівень напруги у вузлах, $ U $, кВ	Лінійний струм навантаження вузлів, $ I $, А
КТП №1	121.63	10.45	11.95
КТП №2	478.25	10.4	46.5
КТП №3	306.98	10.36	30.19
КТП №4	306.98	10.32	30.29
КТП №5	192.73	10.41	18.93
КТП №6	306.98	10.4	30.06
КТП №7	306.98	10.41	30.05
КТП №8	192.73	10.4	18.95
КТП №9	121.63	10.43	11.97
КТП №10	478.25	10.44	46.33
КТП №11	192.73	10.44	18.88
КТП №12	192.73	10.28	19.16
КТП №13	478.25	10.32	46.86
КТП №14	306.98	10.36	30.2
КТП №15	476.58	10.3	45.95
КТП №16	478.25	10.35	46.73
КТП №17	192.73	10.39	18.96
КТП №18	121.55	10.45	11.95
Вузол №2	2866.58	10.5	273.01
Вузол №3	1028.85	10.5	97.99
Вузол №4	3472.29	10.5	330.69
Вузол №5	4359.27	10.5	415.17
Вузол №6	1020.88	10.42	97.99
Вузол №7	806.08	10.45	77.15
Вузол №8	1414.5	10.28	134.71
Вузол №9	1802.19	10.24	171.64
Вузол №10	1547.84	10.37	147.41
Вузол №11	1569.43	10.22	149.47

Результати розрахунку поточкорозподілу на початках та кінцях ліній наведено в додатку Д. Струмозподіл району електричної мережі в нормальному режимі роботи наведений в додатку М.

3.4 Електричний розрахунок після аварійного режиму роботи при використанні оперативних перемикань

Для розробки будь-яких бланків оперативних перемикань передусім необхідно провести розрахунок мережі для різних випадків обриву ділянок мережі чи відмови деякого обладнання. Після чого опираючись на схему нормального режиму необхідно визначити шляхи перетоків потужності для забезпечення живлення кінцевих споживачів, зазвичай таких варіантів більше ніж один, проте бувають випадки коли можливий лише 1 варіант. Далі вже потрібно провести розрахунок перетоків потужностей для визначення найбільш оптимального шляху, що має найменші втрати, а також врахувати допустимі напруги у вузлах та струми, що можуть протікати по лініях.

Для заданої схеми РЕМ, що наведена в додатку Н «варіантів» аварійного режиму може бути багато, проте деякі з них є умовно однаковими, тобто загальний порядок дій буде принципово однаковим, проте для різних комутаційних апаратів та/або ділянок мережі. Таким чином в даній роботі пропонується розглянути три варіанти аварійного режиму, що будуть розглядатися паралельно:

- перший варіант передбачає відключення ділянки мережі Л-47, що живить 2 с.ш. РП-10кВ від шин 10кВ ПС-35/10кВ №4. В цьому випадку аварійний режим може бути різним, наприклад – пошкодження самої лінії, внаслідок чого відбувся обрив лінії; вихід із ладу вимикача або трансформатора, а також відсутність живлення сторони ВН даної ПС, що в свою чергу призведе до відсутності напруги на стороні НН – 10кВ;
- в другому варіанті передбачається спрацювання реклоузерів РК-7 та РК-8 внаслідок пошкодження ділянки Л-2117. В даному випадку таке відключення могло бути спричинено обривом лінії або довготривалим КЗ, що не припинилося протягом короткого часу та Автоматичне повторне ввімкнення (АПВ) не спрацювало;

- в третьому варіанті передбачається пошкодження лінії Л-597, що живить 2 с.ш. ЗРП-10/0.4кВ №1 від шин 10кВ ПС-35/10кВ №5.

Таким чином згідно схеми нормального режиму для першої ситуації, РП-10кВ живиться від двох ліній та відповідно від двох ПС-35/10кВ, отже єдиним варіантом забезпечення живлення 2 с.ш. РП-10кВ є включення секційного вимикача на розподільчому пункті (рис. 3.11). Для другої ситуації внаслідок аварії на ділянці Л-2117 спрацювало одночасно два реклоузери, тобто споживачі КТП №15 та КТП №16 знаходяться без живлення, а також 2 с.ш. ЗРП-10/0.4кВ №2. В цьому випадку найбільш доцільним буде включення секційного вимикача по стороні 10кВ на ЗРП-10/0.4кВ №2, таким чином 2 с.ш. ЗРП буде заживлено від лінії Л-510, яку живить ПС-35/10кВ №5, але для КТП №15 та №16 живлення буде відсутнє протягом проведення ремонтних робіт, так як відбулося КЗ на землю і підключення жодної з двох КТП не є можливим без проведення ремонтних робіт (рис. 3.12). А живлення КТП №17 та КТП №18 буде здійснюватися як і в нормальному режимі роботи від шин 10кВ ПС-110/35/10кВ лінією Л-211 (рис. 3.13). В третій ситуації, алгоритм дій схожий до другого, так як відсутнє живлення 2 с.ш. ЗРП-10/0.4кВ №1 необхідно увімкнути секційний вимикач на ЗРП та живлення даної секції шин буде відбуватися від ПС-35/10кВ №4 лінією Л-48 (Рис. 3.14). Повна принципова однолінійна схема району електричної мережі наведена в додатку Н. Таким чином розглянемо зміни схеми та розглянемо струморозподіл в новій конфігурації РЕМ.

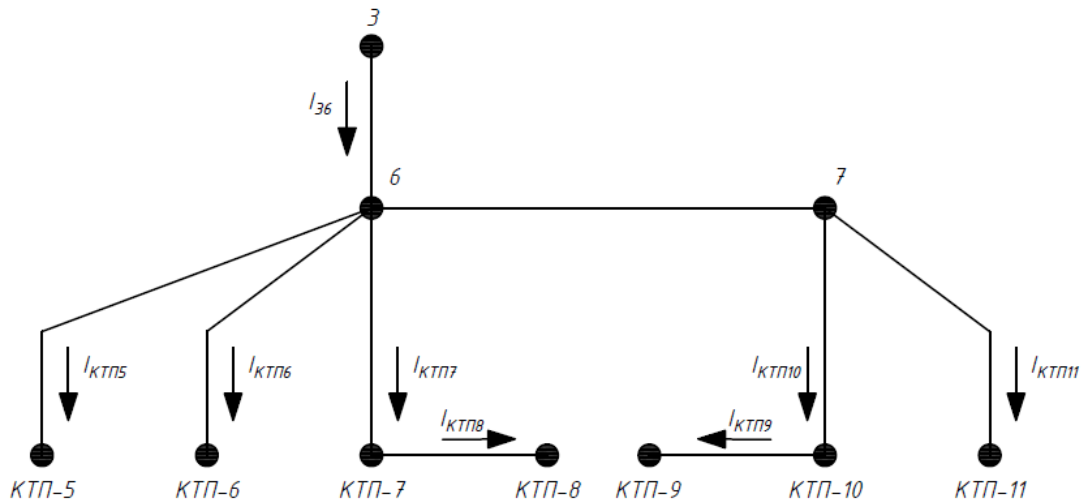


Рисунок 3.11 – Струморозподіл від вузла №3 в після аварійному режимі

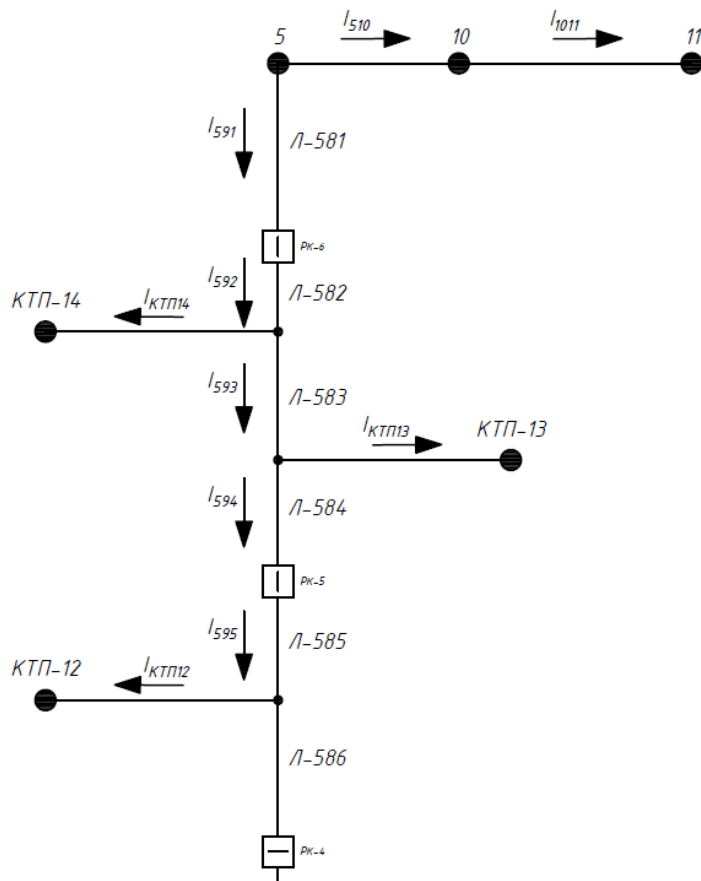


Рисунок 3.12 – Струморозподіл від вузла №5 в після аварійному режимі

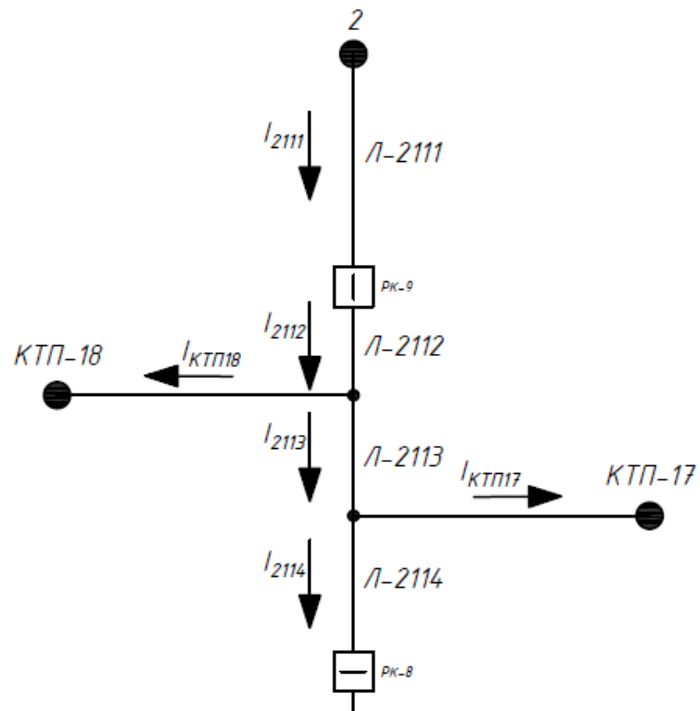


Рисунок 3.13 – Струморозподіл від вузла №2 в після аварійному режимі

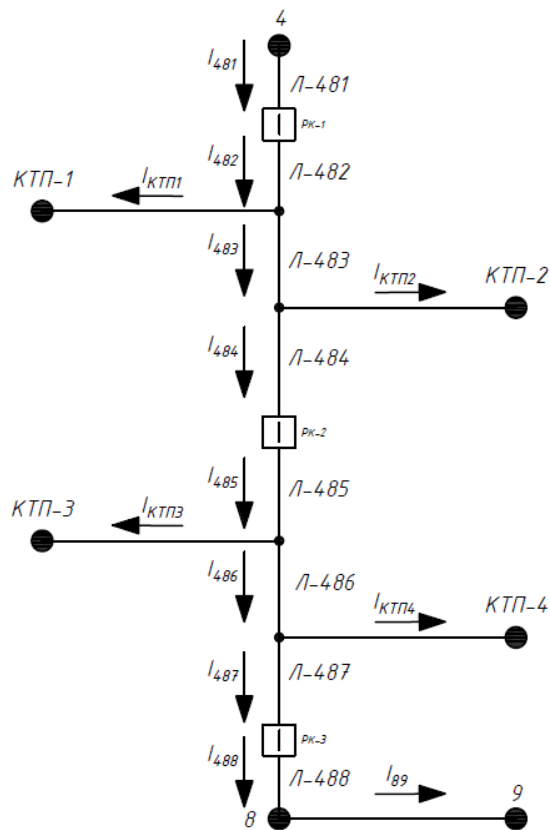


Рисунок 3.14 – Струморозподіл від вузла №4 в після аварійному режимі

Перед початком ітераційного розрахунку необхідно виконати перерахунок провідностей вузлів, у зв'язку із обривом та відключенням деяких ліній мережі. Результати розрахунку поперечних провідностей для після аварійного режиму наведено в таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 – Результати розрахунку поперечних провідностей вузлів району електричної мережі в після аварійному режимі.

Вузол	Поперечна провідність вузла, $\text{См}\cdot 10^{-6}$	Вузол	Поперечна провідність вузла, $\text{См}\cdot 10^{-6}$
КТП №1	6.35-57.89j	КТП №8	9.07-79.37j
КТП №2	18.14-85.56j	КТП №9	6.35-58.05j
КТП №3	11.79-108.69j	КТП №10	18.14-85.71j
КТП №4	11.79-108.69j	КТП №11	9.07-79.37j
КТП №5	9.07-79.37j	КТП №12	9.07-79.21j
КТП №6	11.79-108.84j	КТП №13	18.14-85.56j
КТП №7	11.79-108.84j	КТП №14	11.79-108.69j
КТП №17	9.07-79.21j	Вузол №6	41.72-376.42j
КТП №18	6.35-60.8j	Вузол №7	33.56-220.32j
Вузол №1	6.45+12.88j	Вузол №8	226.76+35.78j
Вузол №2	2.07-13.42j	Вузол №9	226.76+34.92j
Вузол №3	6.53-37.71j	Вузол №10	226.76+38.82j
Вузол №4	9.8-61.21j	Вузол №11	226.76+34.92j
Вузол №5	6.53-87.51j		

Розрахунок після аварійного режиму виконується ітераційним методом, критерієм збіжності ітераційного розрахунку так само приймаємо 2% по сумарних втратах у вузлах, що виступають в якості опорних за напругою. В якості вхідних даних приймаємо приведені потужності розраховані в розділі 3.4.2 для розрахунку струмів та рівень напруги в кожному пункті по аналогії до розділу 3.4.3 приймаємо рівними номінальним значенням. Розрахунок першої ітерації подібний до розрахунку нормального режиму роботи, тому розглянемо струморозподіл від вузла №4 (рис. 3.14), а для інших ПС розрахунок буде наведений в табличній формі.

Таким чином виконаємо розрахунок струмового навантаження для вузла КТП №1, а для решти вузлів, що живляться від вузла №4, результати розрахунку наведені в таблиці 3.4.2:

$$I_{КТП1} = \frac{S_{np-КТП1} + Y_{КТП1} \cdot (|U_{КТП1}|)^2}{U_{КТП1}} = \frac{(112.11 - j47.16) \cdot 10^3 + (6.35 - j57.9) \cdot 10^{-6} \cdot (10500)^2}{10500} = 10.74 - j5.1 \text{ A}$$

Таблиця 3.15 – Режимні параметри на першій ітерації розрахунку струморозподілу від вузла №4.

Вузол	Приведена потужність вузлів, кВА	Рівень напруги в пунктах, кВ	Лінійний струм навантаження пунктів, А
КТП №1	112.11-j47.16	10.5	10.74-j5.1
КТП №2	445.95-j172.8	10.5	42.66-j17.36
КТП №3	284.23-j115.98	10.5	27.19-j12.19
КТП №4	284.23-j115.98	10.5	27.19-j12.19
Вузол №8	1274.74-j489.27	10.5	123.69-j46.22
Вузол №9	1621.12-j622.7	10.5	156.77-j58.94

Знаючи струми у вузлах за першим законом Кірхгофа розрахуємо струм I_{481} :

$$I_{487} = I_{488} = I_8 + I_9 = 123.69 - j46.22 + 156.77 - j58.94 = 280.46 - j105.16 \text{ A};$$

$$I_{486} = I_{487} + I_{КТП4} = 280.46 - j105.16 + 27.19 - j12.19 = 307.66 - j117.35 \text{ A};$$

$$I_{484} = I_{485} = I_{486} + I_{КТП3} = 307.66 - j117.35 + 27.19 - j12.19 = 334.85 - j129.35 \text{ A};$$

$$I_{483} = I_{484} + I_{КТП2} = 334.85 - j129.35 + 42.66 - j17.36 = 377.51 - j146.89 \text{ A};$$

$$I_{481} = I_{482} = I_{483} + I_{КТП1} = 377.51 - j146.89 + 10.74 - j5.1 = 388.26 - j151.99 \text{ A};$$

Тоді сумарний струм, що протікає по шинах 10кВ вузла №4 буде рівним струму лінії I_{481} , так як лінія Л-47 вимкнена.

Знаючи струми, що протікають на кожній ділянці лінії та відповідні опори даних ліній проведемо розрахунок напруги вузлів від опорного пункту. Для ділянки 4-8 опорним пунктом виступають шина 10.5кВ ПС-35/10кВ №3, тоді отримаємо:

$$U_{481} = U_{4HH} - I_{481} \cdot Z_{481} = 10.5 - (388.26 - j151.99) \cdot (0.074 + j0.111) = 10.45 - j0.03 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned}
U_{482} &= U_{481} - I_{482} \cdot Z_{482} = 10.45 - j0.03 - (388.26 - j151.99) \cdot (0.062 + j0.092) = 10.42 - j0.06 \text{ кВ}; \\
U_{483} &= U_{482} - I_{483} \cdot Z_{483} = 10.42 - j0.06 - (377.51 - j146.89) \cdot (0.136 + j0.203) = 10.34 - j0.11 \text{ кВ}; \\
U_{484} &= U_{483} - I_{484} \cdot Z_{484} = 10.34 - j0.11 - (334.85 - j129.35) \cdot (0.086 + j0.129) = 10.29 - j0.15 \text{ кВ}; \\
U_{485} &= U_{484} - I_{485} \cdot Z_{485} = 10.29 - j0.15 - (334.85 - j129.35) \cdot (0.049 + j0.074) = 10.26 - j0.17 \text{ кВ}; \\
U_{486} &= U_{485} - I_{486} \cdot Z_{486} = 10.26 - j0.17 - (307.66 - j117.35) \cdot (0.148 + j0.221) = 10.19 - j0.22 \text{ кВ}; \\
U_{487} &= U_{486} - I_{487} \cdot Z_{487} = 10.19 - j0.22 - (286.46 - j105.16) \cdot (0.062 + j0.092) = 10.17 - j0.24 \text{ кВ}; \\
U_8 = U_9 &= U_{487} - I_{488} \cdot Z_{488} = 10.17 - j0.24 - (286.46 - j105.16) \cdot (0.136 + j0.203) = 10.11 - j0.28 \text{ кВ}; \\
U_{КТП1} &= U_{482} - I_{КТП1} \cdot Z_{Л-КТП1} = 10.42 - j0.06 - (10.74 - j5.1) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.42 - j0.06 \text{ кВ}; \\
U_{КТП2} &= U_{483} - I_{КТП2} \cdot Z_{Л-КТП2} = 10.34 - j0.11 - (42.66 - j17.36) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.33 - j0.12 \text{ кВ}; \\
U_{КТП3} &= U_{485} - I_{КТП3} \cdot Z_{Л-КТП3} = 10.26 - j0.17 - (27.19 - j12.19) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.26 - j0.17 \text{ кВ}; \\
U_{КТП4} &= U_{486} - I_{КТП4} \cdot Z_{Л-КТП4} = 10.19 - j0.22 - (27.19 - j12.19) \cdot (0.025 + j0.037) = 10.19 - j0.22 \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Виконаємо розрахунок втрат потужності для вузла №4 на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
\Delta S_{\Sigma 4}^{(1)} &= U_{4HH} \cdot (I_{481} + U_{4HH} \cdot Y_4) - S_{\Sigma 4} = 10500 \cdot (388.26 - j151.99 + 10500 \cdot (9.8 - j61.21) \cdot 10^{-6}) - \\
&- (4.02 - j1.56) \cdot 10^6 = 0.8 - j0.36 \text{ МВА},
\end{aligned}$$

де $S_{\Sigma 4}$ - сумарна споживана потужність на секціях шин 10.5кВ ПС-35/10кВ

№4:

$$\begin{aligned}
S_{\Sigma 4} &= S_{КТП1} + S_{КТП2} + S_{КТП3} + S_{КТП4} + S_{ЗТП1} = (112.11 - j47.16) \cdot 10^3 + (445.94 - j172.8) \cdot 10^3 + \\
&+ (284.232 - j115.98) \cdot 10^3 + (284.23 - j115.98) \cdot 10^3 + (2.89 - j1.11) \cdot 10^6 = 4.02 - j1.56 \text{ МВА},
\end{aligned}$$

де $S_{ЗТП1}$ - повна потужність ЗТП №1

Результати розрахунку для всієї схеми мережі в після аварійному режимі наведені на першій ітерації розрахунку в таблиці 3.16.

Таблиця 3.16 – Результати ітераційного розрахунку параметрів після аварійного режиму роботи електричної мережі після першої ітерації

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
КТП №1	10.74-5.1j	10,42-0,06j
КТП №2	42.66-17.36j	10,33-0,12j
КТП №3	27.19-12.19j	10,26-0,17j
КТП №4	27.19-12.19j	10,19-0,22j
КТП №5	17.05-7.86j	10,35-0,09j

Продовження таблиці 3.16

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
КТП №6	27.19-12.19j	10,34-0,08j
КТП №7	27.19-12.19j	10,35-0,09j
КТП №8	17.05-7.86j	10,34-0,08j
КТП №9	10.74-5.1j	10,34-0,08j
КТП №10	42.66-17.36j	10,35-0,09j
КТП №11	17.05-7.86j	10,35-0,09j
КТП №12	17.05-7.85j	10,43-0,04j
КТП №13	42.66-17.36j	10,44-0,04j
КТП №14	27.19-12.19j	10,45-0,03j
КТП №17	17.05-7.85j	10,49-0,01j
КТП №18	10.73-5.14j	10,49
Вузол №2	27.79-12.99j	10,5
Вузол №3	158.95-70.4j	10,5
Вузол №4	388.26-151.99j	10,5
Вузол №5	359.66-139.4j	10,5
Вузол №6	158.95-70.4j	10,36-0,09j
Вузол №7	70.8-30.66j	10,36-0,09j
Вузол №8	123.69-46.22j	10,11-0,28j
Вузол №9	156.77-58.94j	10,11-0,28j
Вузол №10	136.38-50.98j	10,24-0,19j
Вузол №11	136.38-51.02j	10,24-0,19j
Сумарні втрати потужності, $\Delta S_{\Sigma 2}$, МВА	0.002-0.017j	
Сумарні втрати потужності, $\Delta S_{\Sigma 3}$, МВА	0.002-0.017j	
Сумарні втрати потужності, $\Delta S_{\Sigma 4}$, МВА	0.8-0.361j	
Сумарні втрати потужності, $\Delta S_{\Sigma 5}$, МВА	0.055-0.032j	

На даному етапі розрахунок першої ітерації можна завершити. Виконаємо наступну ітерацію розрахунку в табличній формі. Результати розрахунку наведені в таблиці 3.17.

Таблиця 3.17 – Результати ітераційного розрахунку параметрів після аварійного режиму роботи електричної мережі після другої ітерації

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
КТП №1	10.8-5.19j	10.41-0.06j
КТП №2	43.14-18.09j	10.33-0.12j
КТП №3	27.61-12.86j	10.25-0.17j
КТП №4	27.73-13.08j	10.17-0.22j
КТП №5	17.23-8.09j	10.35-0.09j
КТП №6	27.5-12.56j	10.34-0.08j
КТП №7	27.49-12.56j	10.34-0.09j
КТП №8	17.25-8.09j	10.34-0.08j
КТП №9	10.87-5.25j	10.34-0.08j
КТП №10	43.14-17.95j	10.34-0.09j
КТП №11	17.23-8.09j	10.35-0.09j
КТП №12	17.13-7.96j	10.43-0.04j
КТП №13	42.85-17.62j	10.44-0.04j
КТП №14	27.29-12.32j	10.45-0.03j
КТП №17	17.07-7.87j	10.49-0.01j
КТП №18	10.74-5.15j	10.49
Вузол №2	27.8-13.02j	10.5
Вузол №3	160.71-72.6j	10.5
Вузол №4	397.11-166.45j	10.5
Вузол №5	364.98-147.82j	10.5
Вузол №6	160.71-72.6j	10.35-0.09j
Вузол №7	70.8-30.66j	10.35-0.09j
Вузол №8	126.92-51.54j	10.08-0.28j
Вузол №9	160.91-65.69j	10.08-0.28j
Вузол №10	138.74-54.86j	10.23-0.19j
Вузол №11	138.97-55.04j	10.23-0.19j
	ΔS_{Σ} , МВА	δS_{Σ} , %
Вузол №2	0.002-0.017j	1.77
Вузол №3	0.002-0.017j	473.32
Вузол №4	0.8-0.361j	20.29
Вузол №5	0.055-0.032j	164.65

Згідно даних наведених в таблиці 3.17 критерій збіжності для вузлів №2-№4 є більшим за 2%, таким чином необхідно виконати наступну ітерацію розрахунку. Результати розрахунку наведені в таблиці 3.18.

Таблиця 3.18 – Результати ітераційного розрахунку параметрів після аварійного режиму роботи електричної мережі після третьої ітерації

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ
КТП №1	10.81-5.19j	10.41-0.06j
КТП №2	43.17-18.1j	10.33-0.12j
КТП №3	27.64-12.87j	10.25-0.17j
КТП №4	27.78-13.09j	10.17-0.22j
КТП №5	17.23-8.09j	10.35-0.09j
КТП №6	27.51-12.57j	10.34-0.08j
КТП №7	27.49-12.57j	10.34-0.09j
КТП №8	17.25-8.09j	10.34-0.08j
КТП №9	10.87-5.25j	10.34-0.08j
КТП №10	43.15-17.95j	10.34-0.09j
КТП №11	17.24-8.09j	10.35-0.09j
КТП №12	17.13-7.96j	10.43-0.04j
КТП №13	42.85-17.62j	10.44-0.04j
КТП №14	27.29-12.32j	10.45-0.03j
КТП №17	17.07-7.87j	10.49-0.01j
КТП №18	10.74-5.15j	10.49
Вузол №2	27.8-13.02j	10.5
Вузол №3	160.75-72.62j	10.5
Вузол №4	397.81-166.74j	10.5
Вузол №5	365.12-147.87j	10.5
Вузол №6	160.75-72.62j	10.35-0.09j
Вузол №7	70.8-30.66j	10.35-0.09j
Вузол №8	127.18-51.65j	10.08-0.28j
Вузол №9	161.24-65.82j	10.08-0.28j
Вузол №10	138.88-54.92j	10.23-0.19j
Вузол №11	138.97-55.04j	10.23-0.19j
	ΔS_{Σ} , МВА	δS_{Σ} , %
Вузол №2	0.002-0.017j	0.002
Вузол №3	0.002-0.017j	0.508
Вузол №4	0.8-0.361j	0.776
Вузол №5	0.055-0.032j	0.971

Згідно даних наведених в таблиці 3.18 критерій збіжності для вузлів №2-№4 є меншим за 2%, що задовольняє умови розрахунку, таким чином ітераційний

розрахунок можна завершити. Виконаємо перевірку струморозподілу для заданої схеми після аварійного режиму роботи за умовою максимальних допустимих струмів, що протікають по лініях. Результати перевірки наведені в таблиці 3.19.

Таблиця 3.19 – Лінійні струми ділянок мережі РЕМ в після аварійному режимі

Ділянка	Лінійний струм, що протікає, А	Допустимий тривалий струм	Ділянка	Лінійний струм, що протікає, А	Допустимий тривалий струм
3-6	176.3948	390	Л-КТП-2	46.8154	390
5-10	298.815	390	Л-КТП-3	30.49359	390
4-8-1	431.3429	390	Л-КТП-4	30.70903	390
4-8-2	431.3429	390	Л-КТП-5	19.03983	390
4-8-3	419.3709	390	Л-КТП-6	30.24471	390
4-8-4	372.5555	390	Л-КТП-7	30.23062	390
4-8-5	372.5555	390	Л-КТП-8	19.05838	390
4-8-6	342.0894	390	Л-КТП-9	12.07172	390
4-8-7	311.4207	390	Л-КТП-10	46.73872	390
4-8-8	311.4207	390	Л-КТП-11	19.04253	390
5-9-1	95.14873	390	Л-КТП-12	18.89036	390
5-9-2	95.14873	390	Л-КТП-13	46.33303	390
5-9-3	65.20974	390	Л-КТП-14	29.94353	390
5-9-4	18.89036	390	Л-КТП-17	18.79379	390
5-9-5	18.89036	390	Л-КТП-18	11.90571	390
Л-КТП-1	11.98817	390			

Таким чином з урахуванням коефіцієнту $1/\sqrt{3}$, що враховує струм в кожній фазі, струми для всіх ділянок мережі знаходяться в допустимих межах згідно таблиці 3.4.6. Результати розрахунку остаточної потужності, напруги та струмів вузлів наведені у таблиці 3.20.

Таблиця 3.20 – Результати ітераційного розрахунку параметрів після аварійного режиму роботи електричної мережі

Вузол	Лінійний струм навантаження вузлів, А	Рівень напруги у вузлах, кВ	Вузол
КТП №1	121.63	10.41	11.99
КТП №2	478.25	10.33	46.82
КТП №3	306.98	10.25	30.49
КТП №4	306.98	10.18	30.71
КТП №5	192.73	10.35	19.04
КТП №6	306.98	10.34	30.24
КТП №7	306.98	10.34	30.23
КТП №8	192.73	10.34	19.06
КТП №9	121.63	10.34	12.07
КТП №10	478.25	10.34	46.74
КТП №11	192.73	10.35	19.04
КТП №12	192.73	10.43	18.89
КТП №13	478.25	10.44	46.33
КТП №14	306.98	10.45	29.94
КТП №17	192.73	10.49	18.79
КТП №18	121.55	10.49	11.91
Вузол №2	322.34	10.5	30.7
Вузол №3	1852.15	10.5	176.39
Вузол №4	4529.1	10.5	431.34
Вузол №5	4136.21	10.5	393.92
Вузол №6	1826.41	10.35	176.39
Вузол №7	798.82	10.35	77.15
Вузол №8	1441.29	10.08	137.27
Вузол №9	1828.63	10.08	174.16
Вузол №10	1568.11	10.23	149.34
Вузол №11	1569.45	10.23	149.47

Результати розрахунку поточкорозподілу на початках та кінцях ліній наведено в додатку Е. Струмозподіл району електричної мережі в нормальному режимі роботи наведений в додатку Н.

РОЗДІЛ 4. АВТОМАТИЗОВАНІ БЛАНКИ ПЕРЕМИКАНЬ ДЛЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Автоматизація диспетчерського керування об'єктами електроенергетики є вкрай важливим процесом, який впливає на гнучкість керування даними об'єктами та системою в цілому. Основною перевагою, що досягається диспетчерським керуванням – віддалене керування розосередженими об'єктами району електричної мережі. Швидкість прийняття рішень є визначальним фактором в системах диспетчерського керування, так як виявлення причин аварії та розробка подальших дій для усунення такої аварії займає великий проміжок часу, протягом якого кінцеві споживачі можуть знаходитися без постійного електропостачання, яке може бути критичним для деяких груп споживачів. Отже швидка реакція на події, що відбуваються внаслідок непередбачених подій є основним фактором, який впливає на надійність роботи електричної мережі.

Метою даного розділу є розробка чіткого порядку дій, що будуть виконуватися для заданого району електричної мережі, які спрямовані на швидке відновлення електроспоживання кінцевих споживачів внаслідок виконання автоматизованих бланків перемикачів. Результатом даного розділу є розробка графічного екрану оператора, який матиме можливість виконання автоматизованих перемикачів, що будуть спричинені рядом аварійних ситуацій, які були розглянуті в розділі 3.4.

4.1 Оперативні перемикачів із використанням АСТКП на «підстанціях нового покоління»

Порядок виконання оперативних перемикачів на «підстанціях нового покоління» було описано в розділі 2.5. Головною перевагою виконання оперативних перемикачів на таких об'єктах є відсутність постійного персоналу, що дуже спрощує керування процесами передачі та розподілу електричної енергії

для об'єктів, що знаходяться за межею міста, та доступ обслуговуючого персоналу до яких вимагає тривалого часу. Використання автоматизованих бланків ще більше спрощує дану процедуру, проте як і будь-яке нововведення воно має свої переваги і недоліки. Для початку хотілося би розглянути недоліки:

- для реалізації автоматизованих перемикачів без участі диспетчера необхідно провести дуже велику кількість розрахунків, щоб упевнитись в можливості реалізації таких перемикачів;
- велика кількість аварійних ситуацій, які потрібно передбачити для реалізації автоматизованих бланків перемикачів, що відповідно багатократно збільшує кількість операцій розрахунку;
- необхідна наявність існуючої системи АСКТП або побудова такої системи.

Таким чином можна зауважити, що основні недоліки пов'язані із труднощами реалізації, а не недоліками самої системи. Для реалізації типових бланків перемикачів, що використовуються для ручного керування також потрібно проводити велику кількість розрахунків, тому цей недолік пов'язаний лише зі складністю реалізації, проте все ж таки, для коректної роботи програми потрібно передбачити більшу кількість аварійних ситуацій, щоб зменшити вірогідність неправильного спрацювання програми, або навіть відсутності реакції на ситуацію програмою. Для вирішення цієї проблеми в розділі 6 було розглянуто ідею стартап-проекту, яка могла би вирішити цей недолік, шляхом реалізації програмного забезпечення, яке самостійно могло би проводити аналіз заданої схеми та пошуку варіантів вирішення аварійних ситуацій.

Також варто зазначити що автоматизовані бланки перемикачів є лише надбудовою до існуючої SCADA, таким чином розробка алгоритмів, що будуть здійснювати автоматизовані перемикачів, будуть корисні не лише для нових систем, але і для вже існуючих, причому абсолютно не важливо, в якому програмного забезпеченні було розроблено таку систему, адже будь-яка SCADA

має можливість розширення, а така автоматизація дозволить значно підвищити рівень безперебійності існуючих системи.

4.2 Створення екрану оператора району електричної мережі

Перед початком створення програмної реалізації автоматизованих бланків необхідно створити графічний екран оператора, що буде точно показувати реальне обладнання, яке знаходиться на всіх об'єктах РЕМ. Проте, важливо зауважити, що на даному екрані можна не вказувати обладнання, керування яким не буде здійснюватися, це необхідно для зменшення кількості елементів на екрані, що відповідно впливають порядок дій. Таким чином, комутаційні апарати ліній, що не розглядалися в розділі 3 даної роботи, на екрані показуватися не будуть, проте в інших випадках, можливо залишити всі комутаційні апарати, які будуть використовуватися для операторського керування в майбутньому.

В ролі програмного забезпечення SCADA було обрано програму Trace Mode, що має усі необхідні інструменти для створення екрану оператора та автоматизованих бланків. Опис створення графічного екрану в межах даної роботи можна пропустити, загальний вигляд екрану зображено на рисунку 4.1.

В ролі комутаційних апаратів, таких як вимикачі, роз'єднувачі та реклоузера було обрано динамічні зображення, які змінюються в залежності від стану аргументу до якого вони прив'язані. Наприклад, для увімкненого стану вимикача було обрано квадрат, що має зелений колір, для вимкненого стану – квадрат змінює колір на червоний. Аналогічно, було виконано інші динамічні зображення для роз'єднувача відкритий і закритий стан контакту, що відповідають його позначенню на однолінійних схемах, а для реклоузера квадрат із лінією посередині, якщо лінія в квадраті паралельна із лінією, в якій знаходиться реклоузер – включено, якщо перпендикулярно – то вимкнено. Таким чином розглянемо налаштування одного вимикача, відомості про прив'язки показано на рисунку 4.2.

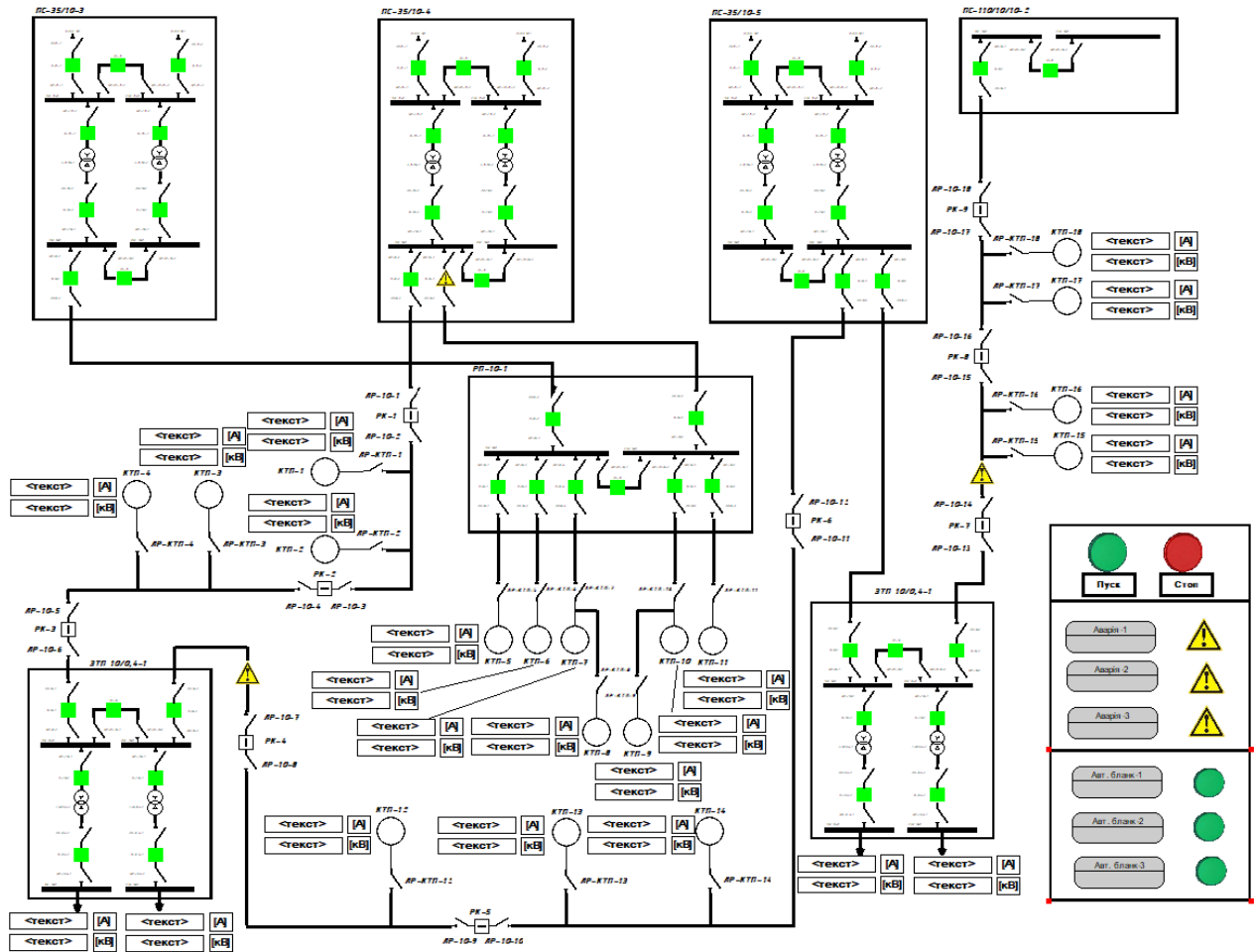


Рисунок 4.1 – Загальний вигляд екрану оператора в неробочому стані.

Свойство	Значение
Изображение (<49> PS3 V 35 1 R)	
<input type="checkbox"/> Вид индикации	Arg = Констант
Привязка	<49> PS3_V_35_1_R
Если ИСТИННО	
Если ЛОЖНО	
Константа	1
Свойство	Значение
Код доступа	0x0
События	
<input type="checkbox"/> MousePress	
<input type="checkbox"/> Подтверждение	False
Сигнал	False
<input type="checkbox"/> Передать значение	
Тип передачи	Ввести и передать
Значение	
Результат	<244> PS3_V_35_1_In
Источник	...
Восстанавливать значение	False
<input type="checkbox"/> MouseReleas	

Рисунок 4.2 – Налаштування комутаційного апарату на графічному екрані.

Згідно даного рисунку можна побачити, що динамічне зображення прив'язано до аргументу PS3_V_35_1_R – що відповідає ввідному вимикачу 1СШ 35кВ на ПС-3, а літера R – означає, що аргумент прив'язаний до реального значення каналу зв'язку, що буде описаний далі. Таким чином при запуску програми відбувається перевірка, якщо PS3_V_35_1_R=1, тоді стан вимикача буде відповідати увімкненому, якщо будь-яке інше, то – вимкнено, проте в даній роботі було передбачено, що вимикач може мати лише два стани, тому аргументи всіх комутаційних апаратів мають тип BOOL, що може мати лише два стани True (1) and False (0). Для керування кожним комутаційним апаратом передбачено можливість зміни стану в ручному режимі, що відбувається при натисканні на комутаційний апарат, при цьому з'являється вікно яке пропонує ввести стан вимикача True (1) and False (0), які записуються в аргумент PS3_V_35_1_In – що відповідає вхідному значенню каналу зв'язку. Далі змінні які відповідають за реальне та вхідне значення передаються у канал зв'язку, що слугує для обміну інформації між різними елементами програми, таких як екран оператора або підпрограми (рис. 4.3)







PS3_V_35_1_R	 IN/OUT	 BOOL	1		PS3_V_35_1:Реальное значение (Система.RTM_1.Канали ПС-3)
PS3_V_35_1_In	 OUT	 BOOL	1		PS3_V_35_1:Входное значение (Система.RTM_1.Канали ПС-3)

Рисунок 4.3 – Прив'язка аргументів до каналу зв'язку.

При прив'язці аргументів до каналу зв'язку обирається тип даних та тип аргументу, тому реальне значення має тип IN/OUT, а вхідне значення лише OUT, що забезпечує лише передачу даних в канал зв'язку для подальших дій та операцій. Для зручності налаштувань та прив'язку для кожного об'єкту та групи об'єктів було створено окремі групи каналів та вміст групи каналів ПС-3, назви яких зображені на рис. 4.4.

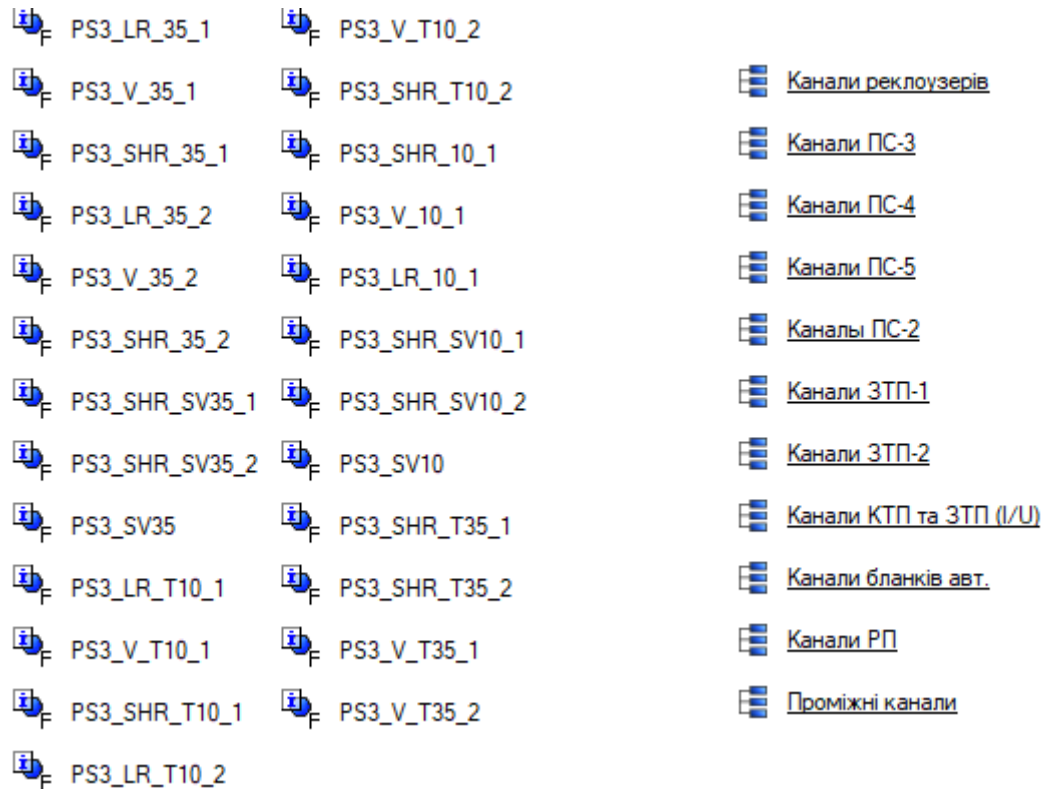


Рисунок 4.4 – Групи каналів програми та перелік каналів ПС-3.

Для операторського керування розроблено графічний пульт керування, що знаходиться в правому нижньому куті, який включає в себе кнопки пуск та стоп, кнопки імітації аварійних режимів та запуску автоматизованих бланків перемикачів і відповідні графічні елементи, що сповіщають про стан аварії або роботи бланків. В даній роботі кнопка пуск виконує включення всіх комутаційних апаратів, що відповідають нормальному режиму, а кнопка стоп – обнуління всіх змінних та відповідно відключення всіх комутаційних апаратів. В реальних системах диспетчерського керування таких кнопок звісно немає, так як РЕМ таким чином не вмикаються і не вимикаються, а дані кнопки слугують для керування імітаційною моделлю, яка була розроблено в ході виконання даної роботи. Аналогічна ситуація відбувається і з іншим кнопками пульта керування, тобто дані кнопки розроблені для імітації аварії та відповідного запуску автоматизованих бланків перемикачів. В реальних системах оператору приходиться сповіщення про аварію, що передбачені програмою, в даній програмі це реалізовано за допомогою відповідного значка несправності в тих частинах схеми,

що розглядалися в розділі 3.4, а саме пошкодження двох ліній Л-2117 та Л-597 і вимикача В-10-2 на ПС-4.

Біля кожної КТП та шин ЗТП розташовані текстові елементи, що призначені для індикації струмів та напруги по кожному об'єкту, що також прив'язані до відповідних аргументів та каналів зв'язку. В межах даної роботи значення, які показують дані елементи, вказані на основі розрахунку, що був проведений в розділі 3 даної роботи. В реальних системах значення параметрів електричної енергії змінюються в режимі реального часу, так як замість розрахунку там використовують аналізатори якості електричної енергії та аналізатори мережі, що входять в склад системи телемеханіки кожного об'єкту, а дані передаються в програму та відображаються на екрані. Кожен текстовий елемент має три варіанти індикації – «0», «1» та «2», що відповідно вказують значення при відсутності живлення, в нормальному та після аварійному режимах роботи.

4.3 Розробка підпрограм імітаційної моделі РЕМ

Екран оператора слугує лише візуальною індикацією стану роботи мережі, а вся логіка живлення та керування імітаційною моделлю реалізована в підпрограмах системи. Так як дана програма є лише імітаційною моделлю, то відповідно потрібно описати всю логіку живлення, яка відбувається в реальній мережі, наприклад, що при вимкненому вимикачі лінії на ПС, живлення всіх елементів має припинитися, якщо немає двостороннього живлення і так далі.

Таким чином першою підпрограмою було описано логіку блокування, що виконує два основні правила:

- Заборонено вмикати вимикач або реклоузер при вимкнених роз'єднувачах, так як при наявності живлення в лінії створиться дуга.
- При увімкненому вимикачі заборонено вмикати роз'єднувачі.

Таке блокування має бути передбачено не тільки в імітаційній моделі, але і в реальних системах, так як роз'єднувачі не призначені для операцій під

напругою та не мають дугогасного елементу. Здійснення операцій з роз'єднувачами під напругою можливе лише у випадках, що описані в розділі 2.2 даної роботи. Для реалізації цих двох правил, було створено ряд підпрограм для кожного об'єкта та групи об'єктів, для яких було створено групи каналів. Підпрограма була виконана із використанням FBD-програми та логічних елементів. Розглянемо логіку її роботи на прикладі ввідного вимикача 35кВ ПС-3, що зображено на рисунку 4.5.

Для роботи даної частини програми було використані 6 аргументів, по два на кожен комутаційний апарат, один з яких є реальним значенням, а другий вхідним, що відповідно прив'язані до трьох каналів лінійного та шинного роз'єднувачів і вимикача. В першу чергу виконується перевірка аргументу, що відповідає стану вимикача на рівність «1», якщо вимикач увімкнений, тоді на виході першого блоку буде також логічна «1», яка в свою чергу підключається до двох наступних блоків, які реалізують функцію «АБО» аргументів роз'єднувачів та результату перевірки вимикача, що відповідає додаванню двох елементів. Таким чином, якщо вимикач увімкнений, тоді ми не можемо проводити операції з роз'єднувачами, так як при подачі «0» на роз'єднувач при додаванні з «1» результат буде «1», таким чином роз'єднувач не змінить положення.

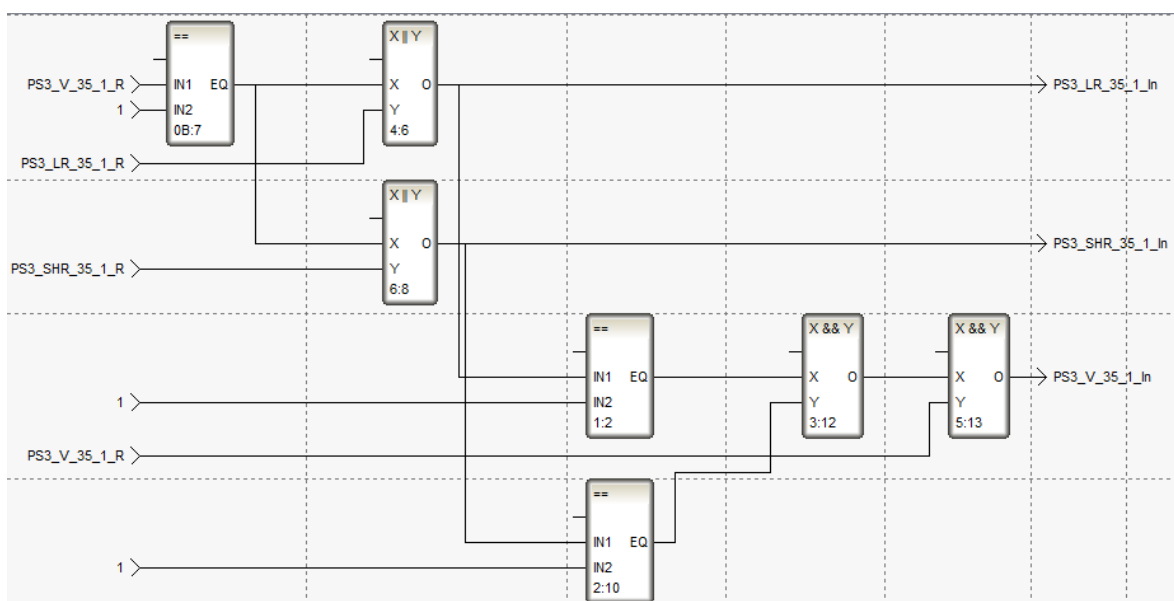


Рисунок 4.5 – FBD-програма блокування В-35-1 ПС-3

У випадку, коли результатом перевірки вимикача на «1» буде «0» тоді при додаванні ми зможемо вмикати та вимикати роз'єднувачі, так як $\langle 0 \rangle + \langle 0 \rangle = \langle 0 \rangle$ і $\langle 0 \rangle + \langle 1 \rangle = \langle 1 \rangle$. Тобто положення роз'єднувача буде змінюватися на значення яке ми подаємо, та записується у аргументи що передаються в канал зв'язку, а також передаються в наступну частину програми. Після встановлення положення роз'єднувачів відбувається їх перевірка на «1», а результати подаються на елемент «I» що відповідає за логічне множення двох результатів перевірки після чого така сама операція відбувається ще раз із станом вимикача. Таким чином, тільки якщо обидва роз'єднувачі будуть включені результатом множення першого елемента «I» буде 1, що відповідно дозволить змінювати значення вимикача з «0» на «1» та навпаки, так як результатом множення «0» та «1» на «1» буде початкове значення. Таким чином виконується взаємне блокування роз'єднувачів та вимикача, що забороняє вмикання вимикача при вимкнених роз'єднувачах та вимикання роз'єднувачів при увімкненому вимикачі. А також якщо початкове положення всіх елементів було «0», та подати «1» на положення вимикача, тоді відбудеться автоматичне увімкнення роз'єднувачів, така автоматизація дозволяє виконати перше правило взаємного блокування. Аналогічні правила були створені для всіх вимикачів та реклоузерів що мають по два роз'єднувачі, а для вимикачів трансформатора по вищій стороні ПС та ЗТП, що мають лише шинний роз'єднувач до шин 35кВ та 10кВ відповідно, програма буде спрощеною, так як непотрібно виконувати перевірку на одночасне положення двох роз'єднувачів (рис. 4.6)

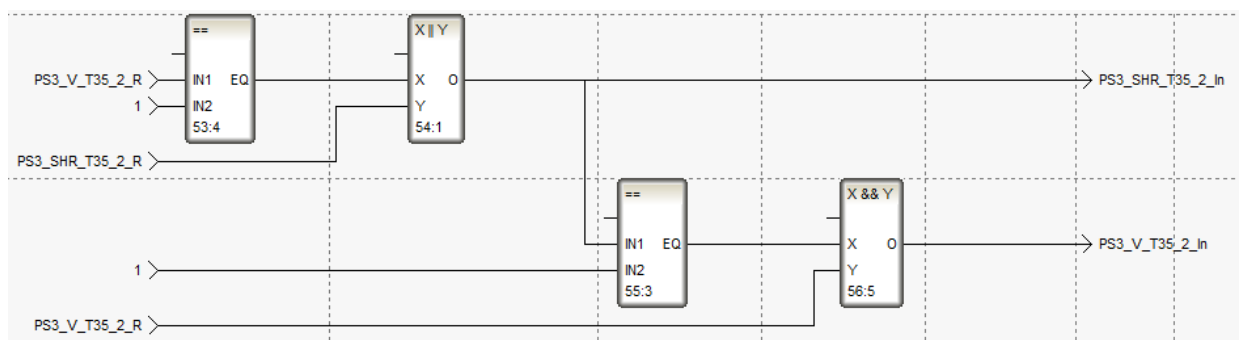


Рисунок 4.6 – FBD-програма блокування В-Т35-2 ПС-3

Наступною підпрограмою було описано логіку живлення ліній для всіх об'єктів мережі. Розглянемо приклад роботи такої підпрограми на прикладах ПС-3 для живлення лінії Л-36 та лінії Л-48 із реклоузерами та відгалудженнями. Підпрограма була розроблена на основі ST-програми, що за структурою схожа до С#, розглянемо отриманий код (рис. 4.7)

```

if PS3_V_35_1_R==1 and PS3_V_T35_1_R==1 and PS3_V_T10_1_R==1 then PS3_1=1; else PS3_1=0; end_if;
if PS3_V_35_2_R==1 and PS3_V_T35_2_R==1 and PS3_V_T10_2_R==1 and PS3_SV10_R==1 then PS3_2=1; else PS3_2=0; end_if;
if PS3_V_35_2_R==1 and PS3_V_T35_1_R==1 and PS3_V_T10_1_R==1 and PS3_SV35_R==1 then PS3_3=1; else PS3_3=0; end_if;
if PS3_V_35_1_R==1 and PS3_V_T35_2_R==1 and PS3_V_T10_2_R==1 and PS3_SV35_R==1 and PS3_SV10_R==1 then PS3_4=1; else PS3_4=0; end_if;
if PS3_1==1 or PS3_2==1 or PS3_3==1 or PS3_4==1 then
  if PS3_V_10_1_R==1 then L_36_In=1; else L_36_In=0; end_if;
else L_36_In=0;
end_if;

```

Рисунок 4.7 – Код логіки живлення лінії Л-36

Програма використовує логічні функції if/then/else. Якщо умова виконується, тоді виконується дії, що описані після оператора then, інакше виконуються умови після оператора else. Для наявності напруги на лінії Л-36 має бути увімкнений вимикач цієї лінії та відповідно на 1СШ, до якого буде підключений даний вимикач, наявна напруга, ця логіка описана в 6 рядку програми (останній if). Тепер розглянемо умови при яких на 1СШ може бути напруга. Всього лише може бути чотири випадки (проілюстровані на рис. 4.8):

- В-35-1 – вкл; В-Т35-1 – вкл; В-Т10-1 – вкл;
- В-35-1 – вкл; СВ-35 – вкл; В-Т35-2 – вкл; В-Т10-2 – вкл; СВ-10 – вкл;
- В-35-2 – вкл; В-Т35-2 – вкл; В-Т10-2 – вкл; СВ-10 – вкл;
- В-35-2 – вкл; СВ-35 – вкл; В-Т35-1 – вкл; В-Т10-1 – вкл.

Таким чином тоді і тільки тоді може бути наявна напруга на 1СШ 10кВ, до якої підключений вимикач лінії Л-36. Перші чотири рядки коду, що зображений на рисунку 4.3.3 описують умову увімкнених вимикачів, слід зауважити, що перевірку положень всіх відповідних роз'єднувачів проводити не потрібно, так як вимикач не може бути увімкнений при вимкнених роз'єднувачах, тому ця умова автоматично виконується підпрограмою блокування. Після перевірки цих чотирьох умов для яких одночасно мають бути увімкнені відповідні вимикачі у

локальні змінні PS3_1...4 записуються «1» при виконанні умови та «0» при не виключеному бодай одному вимикачі в кожному випадку. Після чого виконується перевірка чи хоча б одна з чотирьох змінних PS3_1...4 дорівнює одиниці, якщо так то відбувається перевірка чи включений вимикач лінії, якщо так – тоді аргумент L_36_R=1, і далі так як Л-36 живить 1СШ РП-10кВ, її значення є вхідною умовою наявності живлення перед ввідним вимикачем 1СШ РП-10кВ.

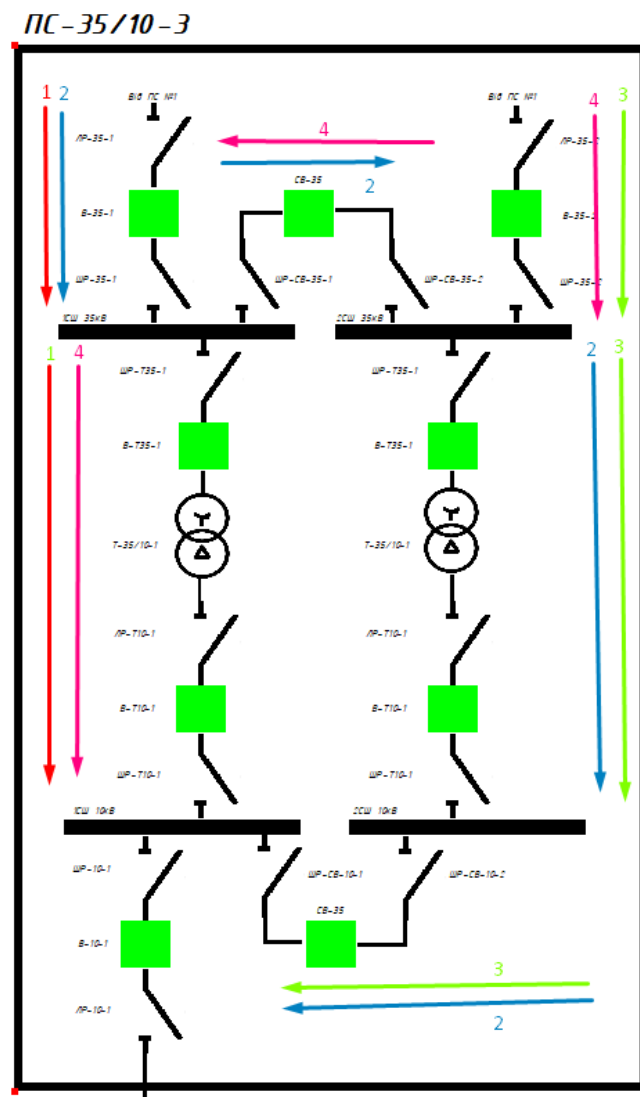


Рисунок 4.8 – Графічне представлення варіантів живлення 1СШ 10кВ ПС-3

Далі відбуваються аналогічні умови для РП – перевірка ввідного вимикача – перевірка вимикача лінії – перевірка лінійного роз'єднувача КТП, якщо ці умови виконані, тоді значення струму та напруги відповідної КТП змінюються на

значення що відповідають нормальному режиму живлення КТП згідно розрахунку наведеного в розділі 3 даної роботи. Абсолютно аналогічні перевірки відбуваються і для інших ПС, ЗТП та КТП. Тепер розглянемо лінію Л-48 з відгалудженнями та реклоузерами (рис. 4.9).

```

if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 then
  if LR_KTP_1_R==1 then KTP_1_In=1; else KTP_1_In=0; end_if;
  if LR_KTP_2_R==1 then KTP_2_In=1; else KTP_2_In=0; end_if;
  if RK_10_2_R==1 then
    if LR_KTP_3_R==1 then KTP_3_In=1; else KTP_3_In=0; end_if;
    if LR_KTP_4_R==1 then KTP_4_In=1; else KTP_4_In=0; end_if;
    if RK_10_3_R==1 then
      if ZTP1_V_10_1_R==1 and ZTP1_V_T10_1_R==1 and ZTP1_V_T04_1_R==1 then ZTP_1_1_In=1; else ZTP_1_1_In=0; end_if;
      else ZTP_1_1_In=0;
    end_if;
    else KTP_3_In=0; KTP_4_In=0; ZTP_1_1_In=0;
  end_if;
  else KTP_1_In=0; KTP_2_In=0; KTP_3_In=0; KTP_4_In=0; ZTP_1_1_In=0;
end_if;

```

Рис. 4.9 – Код логіки живлення лінії Л-48 з відгалудженнями та реклоузерами.

Для даної лінії першою виконується перевірка на наявність напруги на початку лінії, якщо так, тоді перевірка чи включений реклоузер, якщо так тоді відбувається дві перевірки чи включені лінійні роз'єднувачі перших КТП, якщо так, тоді аргумент що відповідає за значення струмів та напруги змінюється на «1», якщо ні, тоді змінюється на «0». Для наступних реклоузерів логіка така сама, якщо виконуються всі умови, тоді значення всіх аргументів, що відповідають за значення струмів та напруги на відповідних об'єктах змінюється на «1». Якщо реклоузер РК-1 вимкнений, тоді всі об'єкти лінії будуть знеструмлені, так як струм не протікає далі, якщо РК-2 вимкнений, тоді знеструмлюються лише КТП-3, КТП-4 та 1СШ 10кв ЗТП-1, якщо РК-3 вимкнений знеструмлюється тільки 1СШ 10кв ЗТП-1. Для інших ліній з відгалудженнями логіка аналогічна, а код містить значення відповідних аргументів. Повний код даної підпрограми наведений в додатку Ж. Також слід зауважити, що випадки для опису логіки живлення, в яких виконується перевірка трансформатора не виконується. В даній роботі пошкодження трансформаторів або їх вихід із ладу не розглядався. Після закінчення налаштувань цих двох підпрограм, імітаційна модель повністю

відтворює нормальний режим роботи та наявна можливість керувати будь-яким комутаційним апаратом.

4.4 Імітація аварійних режимів роботи та розробка автоматизованих бланків перемикачів

Для імітації аварійних режимів було створено три кнопки, які прив'язані до відповідних аргументів, при натисканні кнопки з'являється два варіанти «Симуляція аварії» та «Відмінити». При натисканні на «Симуляція аварія» біля відповідної кнопки з'являється знак аварії, а також у місці аварії, наприклад, в першому варіанті аварії відбувається пошкодження вимикача та його вихід із ладу, внаслідок чого 2СШ РП-10кВ знеструмується – рис. 4.10 Як можна побачити з рисунку 4.10 на пошкодженому вимикачі та біля кнопки «Аварія-1» з'явилися відповідні значки аварії, що сповіщають про несправність.

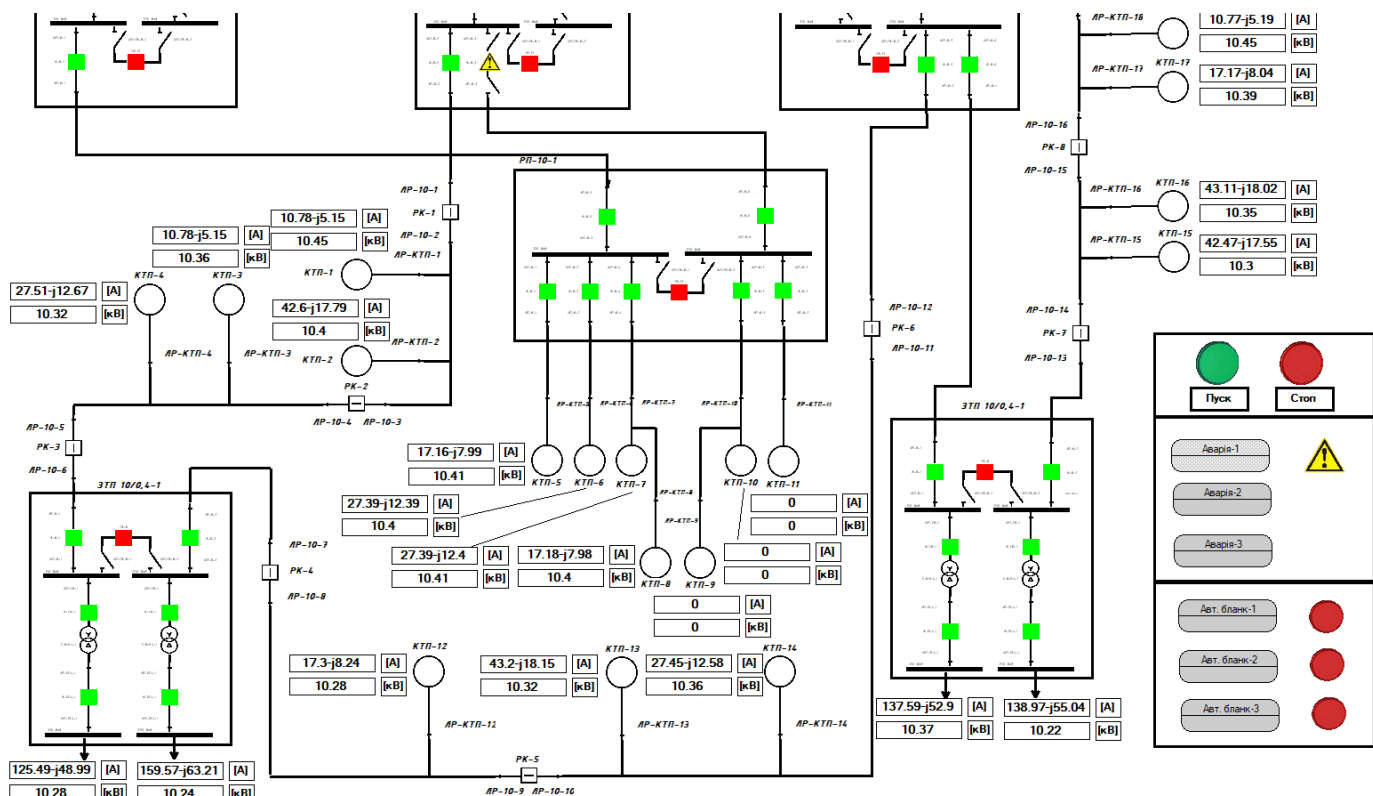


Рисунок 4.10 – Імітація аварії №1

Для імітації трьох аварій була розроблена підпрограма «Аварії» мовою ST, в якій описано порядок дій, що є причиною аварії та яким чином вона впливає на схему, код цієї підпрограми наведений на рис. 4.11.

```
// Аварія на ПС-4 - пошкодження вимикача
if Avar_1_R==1 then
  if BL_1_R==0 then
    // Відключення пошкодженого вимикача на ПС-4
    PS4_V_10_3_In=0;
    // Відключення роз'єднувачів пошкодженого вимикача на ПС-4
    PS4_SHR_10_3_In=0;
    PS4_LR_10_3_In=0;
    // Відключення Л-47
    L_47_In=0;
  end_if;
end_if;

// Аварія на ділянці лінії Л-2117 та спрацювання реклоузерів
if Avar_2_R==1 then
  if BL_2_R==0 then
    // Відключення реклоузера РК-7
    RK_10_7_In=0;
    // Відключення лінійних роз'єднувачів реклоузера РК-7
    LR_10_13_In=0;
    LR_10_14_In=0;
    // Відключення реклоузера РК-8
    RK_10_8_In=0;
    // Відключення лінійних роз'єднувачів реклоузера РК-8
    LR_10_15_In=0;
    LR_10_16_In=0;
  end_if;
end_if;

// Аварія на ділянці лінії Л-597 та спрацювання реклоузера
if Avar_3_R==1 then
  if BL_3_R==0 then
    // Відключення реклоузера РК-7
    RK_10_4_In=0;
    // Відключення лінійних роз'єднувачів реклоузера РК-7
    LR_10_7_In=0;
    LR_10_8_In=0;
  end_if;
end_if;
```

Рисунок 4.11 – Код підпрограми «Аварія»

При натисканні відповідних кнопок, що прив'язані до змінних в аргументи Avar_1_R, Avar_2_R, Avar_3_R передається значення «1». При натисканні першої кнопки, внаслідок аварії відбувається пошкодження вимикача на ПС-4, внаслідок другої аварії відбувається КЗ на лінії Л-2117 внаслідок чого відключаються два реклоузери РК-7 та РК-8 разом із відповідними секційними роз'єднувачами,

внаслідок третьої аварії відбувається обрив лінії Л-597 та спрацювання реклоузера РК-4. У відповідності до рисунку 4.11 описано порядок дій, які відбуваються внаслідок аварій, вимкнення вимикача або реклоузера, після чого відбувається вимкнення відповідних роз'єднувачів при умові що аргумент BL_1_R, BL_2_R, BL_3_R – аргументи, що прив'язані до кнопок початку автоматизованих бланків перемикачів, ще рівні нулю, тобто бланки ще не вступили в дію.

В даній імітаційній моделі оператор має вручну застосувати відповідний бланк для кожної аварійної ситуації, після чого у відповідні аргументи передається «1», що запускає порядок дій, для переключення споживачів на інші лінії. Розглянемо кожен порядок дій, що відбуваються при застосуванні автоматизованих бланків перемикачів. Підпрограма, що описує порядок дій, написана мовою ST, та називається «Бланки автоматизації», код що описує порядок дій при виконанні першого бланку показаний на рис. 4.12-4.15.

```
// Перший бланк
if Avar_1_R==1 then
  // Опис порядку виконання автоматизованого бланку 1:

  if BL_1_R==1 then
    // Включення секційних роз'єднувачів РП-10кВ
    RP_SHR_SV10_1_In=1;
    RP_SHR_SV10_2_In=1;
    // Включення секційного роз'єднувача на РП
    RP_SV10_In=1;
    // Відключення ввідного вимикача 2СШ РП
    RP_V_10_6_In=0;
    // Відключення роз'єднувачів ввідного вимикача 2 СШ РП
    RP_SHR_10_6_In=0;
    RP_LR_10_6_In=0;
    // Завершення операцій та скидання змінної
    BL_1_In=10;
  end_if;
```

Рисунок 4.12 – Порядок дій автоматизованого бланку №1

Після того як бланк застосовується, про це сповіщає сигнальна лампа біля нього, що змінює свій колір на зелений. Щоб заживити 2СШ РП-10кВ необхідно увімкнути СВ-10, для цього спочатку включаються секційні роз'єднувачі, після чого включається секційний вимикач. Далі відбувається відключення ввідного вимикача 2СШ РП-10кВ, а змінна BL_1_R змінює своє значення на 10, щоб

виконання операцій із цими комутаційними апаратами не блокувалося програмою.

Після виконання бланку, відбувається зміна опису логіки живлення РП-10кВ, відбуваються послідовні перевірки чи є живлення на лінії Л-36, що живить 1СШ РП-10кВ та чи увімкнений секційний вимикач та ввідний вимикач 1СШ, якщо ці умови виконуються відбувається опис логіки живлення КТП-5...КТП-11 з перевіркою чи увімкнений відповідний вимикач та лінійний роз'єднувач, якщо всі умови виконуються то в аргумент, що відповідає за значення струмів та напруги відповідних КТП передається значення «2», що відповідає аварійному режимі. Якщо секційний вимикач вимкнено, а ввідний вимикач 1СШ включено, тоді значення струмів та напруги КТП-5...КТП-8 повертаються рівними нормальному режиму роботи, так як живлення цієї гілки умовно не змінено, поки секційний вимикач вимкнено. Якщо ввідний вимикач вимкнено, або лінія знаходиться без напруги, тоді всі струми та напруги даних КТП будуть рівними нулю

```
// Опис логіки живлення 1СШ РП-10кВ
// Перевірка живлення Л-36
if L_36_R==1 then
  if RP_SV10_In==1 then // Секційний вимикач увімкнено
    if RP_V_10_3_R==1 then // Ввідний вимикач 1СШ увімкнено
      if RP_V_10_1_R==1 and LR_KTP_5_R==1 then KTP_5_In=2; else KTP_5_In=0; end_if;
      if RP_V_10_2_R==1 and LR_KTP_6_R==1 then KTP_6_In=2; else KTP_6_In=0; end_if;
      if RP_V_10_4_R==1 then
        if LR_KTP_7_R==1 then KTP_7_In=2; else KTP_7_In=0; end_if;
        if LR_KTP_8_R==1 then KTP_8_In=2; else KTP_8_In=0; end_if;
      else KTP_7_In=0; KTP_8_In=0;
      end_if;
      if RP_V_10_5_R==1 then
        if LR_KTP_9_R==1 then KTP_9_In=2; else KTP_9_In=0; end_if;
        if LR_KTP_10_R==1 then KTP_10_In=2; else KTP_10_In=0; end_if;
      else KTP_9_In=0; KTP_10_In=0;
      end_if;
      if RP_V_10_7_R==1 and LR_KTP_11_R==1 then KTP_11_In=2; else KTP_11_In=0; end_if;
    end_if;
  else //Секційний вимикач вимкнено, а Л-36 включено
    if RP_V_10_3_R==1 then // Ввідний вимикач 1СШ увімкнено
      if RP_V_10_1_R==1 and LR_KTP_5_R==1 then KTP_5_In=1; else KTP_5_In=0; end_if;
      if RP_V_10_2_R==1 and LR_KTP_6_R==1 then KTP_6_In=1; else KTP_6_In=0; end_if;
      if RP_V_10_4_R==1 then
        if LR_KTP_7_R==1 then KTP_7_In=1; else KTP_7_In=0; end_if;
        if LR_KTP_8_R==1 then KTP_8_In=1; else KTP_8_In=0; end_if;
      else KTP_7_In=0; KTP_8_In=0;
      end_if;
      KTP_9_In=0; KTP_10_In=0; KTP_11_In=0;
    end_if;
  else // Ввідний вимикач 1СШ вимкнено
    else KTP_5_In=0; KTP_6_In=0; KTP_7_In=0; KTP_8_In=0; KTP_9_In=0; KTP_10_In=0; KTP_11_In=0;
  end_if;
else //Якщо аварія завершилась
```

Рисунок 4.13 – Опис логіки живлення РП-10кВ, коли бланк застосовано

```

else //Якщо аварія завершилась
// Бланк ще працює
if BL_1_R==10 then
// Вимикач залишається вимкнений
PS4_V_10_3_In=0;
// Роз'єднувачі лишаються вимкненими
PS4_SHR_10_3_In=0;
PS4_LR_10_3_In=0;
// Лінія лишається вимкненою
L_47_In=0;
end_if;
// Аварія закінчилась, але 2СШ живиться через СВ від 1СШ
if L_36_R==1 then
if RP_SV10_In==1 then // Секційний вимикач увімкнено
if RP_V_10_3_R==1 then // Відний вимикач 1СШ увімкнено
if RP_V_10_1_R==1 and LR_KTP_5_R==1 then KTP_5_In=2; else KTP_5_In=0; end_if;
if RP_V_10_2_R==1 and LR_KTP_6_R==1 then KTP_6_In=2; else KTP_6_In=0; end_if;
if RP_V_10_4_R==1 then
if LR_KTP_7_R==1 then KTP_7_In=2; else KTP_7_In=0; end_if;
if LR_KTP_8_R==1 then KTP_8_In=2; else KTP_8_In=0; end_if;
else KTP_7_In=0; KTP_8_In=0;
end_if;
if RP_V_10_5_R==1 then
if LR_KTP_9_R==1 then KTP_9_In=2; else KTP_9_In=0; end_if;
if LR_KTP_10_R==1 then KTP_10_In=2; else KTP_10_In=0; end_if;
else KTP_9_In=0; KTP_10_In=0;
end_if;
if RP_V_10_7_R==1 and LR_KTP_11_R==1 then KTP_11_In=2; else KTP_11_In=0; end_if;
end_if;
else //Секційний вимикач вимкнено, а Л-36 включено

// Відний вимикач 1СШ увімкнено
if RP_V_10_3_R==1 then
if RP_V_10_1_R==1 and LR_KTP_5_R==1 then KTP_5_In=1; else KTP_5_In=0; end_if;
if RP_V_10_2_R==1 and LR_KTP_6_R==1 then KTP_6_In=1; else KTP_6_In=0; end_if;
if RP_V_10_4_R==1 then
if LR_KTP_7_R==1 then KTP_7_In=1; else KTP_7_In=0; end_if;
if LR_KTP_8_R==1 then KTP_8_In=1; else KTP_8_In=0; end_if;
else KTP_7_In=0; KTP_8_In=0;
end_if;
KTP_9_In=0; KTP_10_In=0; KTP_11_In=0;
end_if;

```

Рисунок 4.14 – Опис логіки живлення РП-10кВ, після завершення аварії

При повторному натисканні кнопки «Аварія-1» можна вибрати «Відмінити», тоді в імітаційній моделі з'являється можливість керуванням вимикачем на ПС-2 або можливість відключити дію автоматизованого бланку перемикачів та повернути схему в нормальний режим. Після натискання «Відміна» кнопки «Аварія-1» зміна $Avar_1_R=0$ і умова головного if не виконується, тому переходимо до порядку дій після оператору else. Так як бланк досі працює тоді $BL_1_R=10$ та вимикач на ПС залишається відключеним, і живлення 2СШ РП-10кВ відбувається досі через секційний вимикач, тому логіка живлення залишається такою самою як і при аварії, тобто схема ще не змінилася і змін не відбулося.

```

// Відбувається відключення бланку-1 та повернення нормального режиму
if BL_1_R==2 then
    // Включення роз'єднувачів вимикача на ПС-4
    PS4_SHR_10_3_In=1;
    PS4_LR_10_3_In=1;
    // Включення вимикача на ПС-4
    PS4_V_10_3_In=1;
    // Відключення секційного роз'єднувача на РП
    RP_SV10_In=0;
    // Відключення секційних роз'єднувачів РП-10кВ
    RP_SHR_SV10_1_In=0;
    RP_SHR_SV10_2_In=0;
    // Включення роз'єднувачів ввідного вимикача 2 СШ РП
    RP_SHR_10_6_In=1;
    RP_LR_10_6_In=1;
    // Включення ввідного вимикача 2СШ РП
    RP_V_10_6_In=1;

    // Завершення операції та обнулення змінної
    BL_1_In=0;
    // Перевірка ввідного вимикача 2СШ
end_if;
// Бланк виключено
if BL_1_R==0 then
    if RP_V_10_6_R==1 then
        if RP_V_10_5_R==1 then
            if LR_KTP_9_R==1 then KTP_9_In=1; else KTP_9_In=0; end_if;
            if LR_KTP_10_R==1 then KTP_10_In=1; else KTP_10_In=0; end_if;
            else KTP_9_In=0; KTP_10_In=0;
            end_if;
            if RP_V_10_7_R==1 and LR_KTP_11_R==1 then KTP_11_In=1; else KTP_11_In=0; end_if;
            else KTP_9_In=0; KTP_10_In=0; KTP_11_In=0;
            end_if;
        end_if;
    end_if;
end_if;

```

Рисунок 4.15 – Опис логіки живлення РП-10кВ, після відключення бланку

Після натискання «Відміна» кнопки «Авт. бланк-1» змінна BL_1_R стає рівною 2, та відбувається почергове включення роз'єднувачів та вимикача лінії Л-47 на ПС-4, після чого відключення секційного вимикача та роз'єднувачів та включення роз'єднувачів ввідного вимикача та самого вимикача і таким чином схема повертається до нормального режиму. В кінці змінна BL_1_R стає рівною нулю та відбувається повернення значень струмів та напруги всіх КТП, що живляться від РП-10кВ до значень, що відповідають нормальному режиму роботи мережі.

Натискання кнопки «Аварія-2» відбувається аналогічно, внаслідок чого відбувається імітація КЗ на лінії Л-2117 та спрацювання реклоузерів РК-7 та РК-8

із подальшим відключенням відповідних лінійних роз'єднувачів (рис. 4.11).
Порядок дій другого бланку показаний на рис. 4.16-4.19.

```

if Avar_2_R==1 then

// Опис порядку виконання автоматизованого бланку 2:
if BL_2_R==1 then
// Включення секційних роз'єднувачів ЗТП-2
ZTP2_SHR_SV10_1_In=1;
ZTP2_SHR_SV10_2_In=1;
// Включення секційного вимикача на ЗТП-2
ZTP2_SV10_In=1;
// Виключення ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-2
ZTP2_V_10_2_In=0;
// Виключення роз'єднувачів ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-2
ZTP2_SHR_10_2_In=0;
ZTP2_LR_10_2_In=0;
// Завершення операцій та скидання змінної
BL_2_In=10;
end_if;

```

Рисунок. 4.16 – Порядок дій автоматизовано бланку №2

Після застосування другого бланку відбувається відключення секційних роз'єднувачів та секційного вимикача на ЗТП-2, після чого відбувається відключення ввідного вимикача 2СШ ЗТП-2 та відповідних роз'єднувачів.

```

// Опис логіки живлення ЗТП-2
// Перевірка живлення лінії Л-510
if L_510_R==1 then
// Перевірка ввідного вимикача 1СШ ЗТП-2
if ZTP2_V_10_1_R==1 then
if ZTP2_V_T10_1_R==1 and ZTP2_V_T04_1_R==1 then ZTP_2_1_In=1; else ZTP_2_1_In=0; end_if;
// Перевірка СВ-10 ЗТП-2
if ZTP2_SV10_R==1 then
if ZTP2_V_T10_1_R==1 and ZTP2_V_T04_1_R==1 then ZTP_2_1_In=2; else ZTP_2_1_In=0; end_if;
if ZTP2_V_T10_2_R==1 and ZTP2_V_T04_2_R==1 then ZTP_2_2_In=2; else ZTP_2_2_In=0; end_if;
if ZTP2_V_T10_2_R==0 or ZTP2_V_T04_2_R==0 then ZTP_2_1_In=1; else ZTP_2_1_In=2; end_if;
else ZTP_2_2_In=0;
end_if;
else ZTP_2_1_In=0; ZTP_2_2_In=0;
end_if;
end_if;

```

Рисунок. 4.17 – Опис логіки живлення ЗТП-2 коли бланк застосовано

Після виконання бланку, відбувається зміна логіки живлення ЗТП-2 – якщо лінія Л-510 увімкнена та ввідний вимикач увімкнений, а секційний вимикач

вимкнено тоді значення струму та напруги на 1СШ не змінюється та залишається рівним як в нормальному режимі, якщо секційний вимикач включено, тоді за умови що вимикачі трансформатора по стороні 10кВ та 0.4кВ включені, на значення струмів та напруги на обох секціях змінюються на значення що відповідають після аварійному режиму.

```

else // Аварія закінчилась
// Бланк ще працює
if BL_2_R==10 then
// Реклоузер РК-7 залишається виключеним
RK_10_7_In=0;
// Лінійні роз'єднувачі реклоузера РК-7 залишаються виключеними
LR_10_13_In=0;
LR_10_14_In=0;
// Реклоузер РК-8 залишається виключеним
RK_10_8_In=0;
// Лінійні роз'єднувачі реклоузера РК-8 залишаються виключеними
LR_10_15_In=0;
LR_10_16_In=0;

// Аварія закінчилась, але 2СШ живиться через СВ від 1СШ
if L_510_R==1 then
// Перевірка ввідного вимикача 1СШ ЗТП-2
if ZTP2_V_10_1_R==1 then
if ZTP2_V_T10_1_R==1 and ZTP2_V_T04_1_R==1 then ZTP_2_1_In=1; else ZTP_2_1_In=0; end_if;
// Перевірка СВ-10 ЗТП-2
if ZTP2_SV10_R==1 then
if ZTP2_V_T10_1_R==1 and ZTP2_V_T04_1_R==1 then ZTP_2_1_In=2; else ZTP_2_1_In=0; end_if;
if ZTP2_V_T10_2_R==1 and ZTP2_V_T04_2_R==1 then ZTP_2_2_In=2; else ZTP_2_1_In=1; ZTP_2_2_In=0; end_if;
else ZTP_2_2_In=0;
end_if;
else ZTP_2_1_In=0; ZTP_2_2_In=0;
end_if;
else ZTP_2_1_In=0; ZTP_2_2_In=0;
end_if;
end_if;

```

Рисунок 4.18 – Опис логіки живлення ЗТП-2, після завершення аварії

Після завершення аварії, змінна Avar_2_R стає нулем, проте бланк ще працює, тому логіка живлення ЗТП-2 залишається в тому самому вигляді, як і при аварії. Після відключення бланку відбувається почергове включення лінійних роз'єднувачів та реклоузерів РК-7 та РК-8, щоб заживити КТП-15 та КТП-16, що були без живлення, після чого вмикається секційний вимикач ЗТП-2 та секційні роз'єднувачі, а потім вмикається роз'єднувачі ввідного вимикача 2СШ та сам вимикач, та відновлюються значення струмів та напруги на обох шинах ЗТП-2 як в нормальному режимі.

```

// Відбувається відключення бланку-2 та повернення нормального режиму
if BL_2_R==2 then
  // Включення лінійних роз'єднувачів реклоузера PK-8
  LR_10_16_In=1;
  LR_10_15_In=1;
  // Включення реклоузера PK-8
  RK_10_8_In=1;
  // Включення лінійних роз'єднувачів реклоузера PK-7
  LR_10_14_In=1;
  LR_10_13_In=1;
  // Включення реклоузера PK-7
  RK_10_7_In=1;
  // Відключення секційного вимикача на ЗТП-2
  ZTP2_SV10_In=0;
  // Відключення секційних роз'єднувачів ЗТП-2
  ZTP2_SHR_SV10_1_In=0;
  ZTP2_SHR_SV10_2_In=0;
  // Включення роз'єднувачів ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-2
  ZTP2_SHR_10_2_In=1;
  ZTP2_LR_10_2_In=1;
  // Включення ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-2
  ZTP2_V_10_2_In=1;

  // Завершення операції та обнулення змінної
  BL_2_In=0;
  // Бланк виключено
  if BL_2_R==0 then
    if L_510_R==1 then
      // Перевірка ввідного вимикача 1СШ ЗТП-2
      if ZTP2_V_10_1_R==1 then
        if ZTP2_V_T10_1_R==1 and ZTP2_V_T04_1_R==1 then ZTP_2_1_In=1; else ZTP_2_1_In=0; end_if;
        // Перевірка СБ-10 ЗТП-2
        if ZTP2_SV10_R==1 then
          if ZTP2_V_T10_1_R==1 and ZTP2_V_T04_1_R==1 then ZTP_2_1_In=2; else ZTP_2_1_In=0; end_if;
          if ZTP2_V_T10_2_R==1 and ZTP2_V_T04_2_R==1 then ZTP_2_2_In=2; else ZTP_2_2_In=0; end_if;
          if ZTP2_V_T10_2_R==0 or ZTP2_V_T04_2_R==0 then ZTP_2_1_In=1; else ZTP_2_1_In=2; end_if;
          else ZTP_2_2_In=0;
          end_if;
        else ZTP_2_1_In=0; ZTP_2_2_In=0;
        end_if;
      end_if;
    end_if;
  end_if;
end_if;
end_if;

```

Рисунок 4.19 – Опис логіки живлення ЗТП-2, після відключення бланку

Під час дії бланку №2 змінюються значення струмів та напруги і для КТП-17 та КТП-18, так як навантаження ПС-2 зменшилось, то рівень напруги для цих КТП збільшиться, внаслідок зменшення струмів, що протікають по лінії Л-211. Опис логіки живлення цих КТП в залежності від наявності аварії та застосування бланку зображено на рис. 4.4.11. В нормальному режимі коли аргументи стану аварії та бланку нульові, значення напруги та струмів відповідають нормальному режиму, в усіх інших комбінаціях значення будуть відповідати аварійному режиму, до моменту, поки бланк не відміниться і схема не повернеться до нормального режиму.

```

if Avar_2_R==0 and BL_2_R==0 then
  if PS2_V_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_17_R==1 then KTP_17_In=1; else KTP_17_In=0; end_if;
    if LR_KTP_18_R==1 then KTP_18_In=1; else KTP_18_In=0; end_if;
    else KTP_17_In=0; KTP_18_In=0;
  end_if;
end_if;

if Avar_2_R==1 and BL_2_R==0 then
  if PS2_V_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_17_R==1 then KTP_17_In=2; else KTP_17_In=0; end_if;
    if LR_KTP_18_R==1 then KTP_18_In=2; else KTP_18_In=0; end_if;
    else KTP_17_In=0; KTP_18_In=0;
  end_if;
end_if;

if Avar_2_R==1 and BL_2_R==1 then
  if PS2_V_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_17_R==1 then KTP_17_In=2; else KTP_17_In=0; end_if;
    if LR_KTP_18_R==1 then KTP_18_In=2; else KTP_18_In=0; end_if;
    else KTP_17_In=0; KTP_18_In=0;
  end_if;
end_if;

if Avar_2_R==1 and BL_2_R==10 then
  if PS2_V_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_17_R==1 then KTP_17_In=2; else KTP_17_In=0; end_if;
    if LR_KTP_18_R==1 then KTP_18_In=2; else KTP_18_In=0; end_if;
    else KTP_17_In=0; KTP_18_In=0;
  end_if;
end_if;

if Avar_2_R==0 and BL_2_R==10 then
  if PS2_V_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_17_R==1 then KTP_17_In=2; else KTP_17_In=0; end_if;
    if LR_KTP_18_R==1 then KTP_18_In=2; else KTP_18_In=0; end_if;
    else KTP_17_In=0; KTP_18_In=0;
  end_if;
end_if;

```

Рисунок 4.20 – Опис логіки живлення КТП від ПС-2 під час аварії та застосування бланку №2

Під час використання автоматизованого бланку №3 виконується переключення живлення 2СШ ЗТП-1 з лінії Л-597, що була обірвана, на лінію Л-48 через секційний вимикач. Опис автоматизованого бланку №3 показано на рисунку 4.21. Код, що описує логіку живлення внаслідок дії аварії та автоматизованого бланку є аналогічним до бланку №2, проте із більшою кількістю перевірок чи включені реклоузери та вимикачі, внаслідок того, що лінії Л-48 та Л-59 є більш складними, тому опис цієї частини підпрограми наведений в додатку 3. Опис дій при відміні бланку №3 наведений на рис. 4.22.

```

// Третій бланк

if Avar_3_R==1 then
  // Опис порядку виконання автоматизованого бланку 3:

  if BL_3_R==1 then
    // Включення секційних роз'єднувачів ЗТП-1
    ZTP1_SHR_SV10_1_In=1;
    ZTP1_SHR_SV10_2_In=1;
    // Включення секційного вимикача на ЗТП-1
    ZTP1_SV10_In=1;
    // Виключення ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-1
    ZTP1_V_10_2_In=0;
    // Виключення роз'єднувачів ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-1
    ZTP1_SHR_10_2_In=0;
    ZTP1_LR_10_2_In=0;
    // Завершення операцій та скидання змінної
    BL_3_In=10;
  end_if;

```

Рисунок 4.21 – Порядок дій автоматизованого бланку №3

При відключенні Л-597 внаслідок обриву, відбувається включення секційних роз'єднувачів на ЗТП-1, після чого включається секційний вимикач, далі відбувається відключення ввідного вимикача 2СШ 10кВ ЗТП-2 та вимкнення роз'єднувачів. Після завершення аварії та поверненні до нормального режиму, спочатку включаються лінійні роз'єднувачі реклоузера РК-4, включається реклоузер РК-4, виключається секційний вимикач ЗТП-1, виключаються секційні роз'єднувачі, включаються роз'єднувачі ввідного вимикача 2СШ 10кВ ЗТП-1 та сам вимикач, після чого схема повертається до нормального режиму.

```

if BL_3_R==2 then
  // Включення лінійних роз'єднувачів реклоузера РК-4
  LR_10_7_In=1;
  LR_10_8_In=1;
  // Включення реклоузера РК-4
  RK_10_4_In=1;
  // Відключення секційного вимикача на ЗТП-1
  ZTP1_SV10_In=0;
  // Відключення секційних роз'єднувачів ЗТП-1
  ZTP1_SHR_SV10_1_In=0;
  ZTP1_SHR_SV10_2_In=0;
  // Включення роз'єднувачів ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-1
  ZTP1_SHR_10_2_In=1;
  ZTP1_LR_10_2_In=1;
  // Включення ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-1
  ZTP1_V_10_2_In=1;
  // Завершення операції та обнулення змінної
  BL_3_In=0;
  // Бланк виключено

```

Рисунок 4.22 – Порядок дій після відміни бланку №3

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ВИКОНАННЯ ОПЕРАТИВНИХ ПЕРЕМИКАНЬ НА ПІДСТАНЦІЯХ

Мета розділу – визначити та оцінити шкідливі та небезпечні чинники, які впливають на працівників під час експлуатації автоматизованих бланків переключень. Розробити необхідні заходи, які необхідно вжити для запобігання впливу цих чинників на працівників.

Об’єкт дослідження – приміщення оперативного диспетчерського персоналу.

Предмет дослідження – заходи для забезпечення безпеки працівників при виконанні робіт з експлуатації автоматизованих бланків перемикачів.

5.1 Технічні характеристики приміщення оперативного диспетчерського персоналу.

Основне обладнання з яким працює оперативний персонал – автоматизоване робоче місце у вигляді персонального комп’ютера або ноутбука, відеостіни та окремо серверне обладнання. Серверне обладнання розміщується в диспетчерській кімнаті або в спеціалізованому серверному приміщенні.

Загальні характеристики АРМ та серверного обладнання наведено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Загальна характеристика об’єкту

Назва електроустановки	Тип розташування	Розташування робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія по пожежній безпеці
АРМ	Внутрішнє	Диспетчерська кімната	Приміщення без підвищеної небезпеки	Категорія Д
Серверна шафа	Внутрішнє	Диспетчерська кімната		Категорія Д

Технічні характеристики обладнання наведено у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Показники технічних характеристик обладнання

Назва обладнання	Головна характеристика	Значення
АРМ	Напруга	220VAC
	Струм	<5A
	Відстань до монітора	70см
	Освітлення приміщення	500лк
Серверна шафа	Напруга	220VAC/DC
	Струм	<8A
	Клас ізоляції	II
	Заземлення	Наявне

5.2 Визначення послідовності робіт та їх обсягу під час роботи оперативного персоналу

Протягом всієї робочої зміни оперативний персонал має слідкувати за станом роботи району електричної мережі за допомогою АРМ. Роботи в серверній шафі виконуються під час виникнення проблем або при підключенні нового обладнання в мережу АСТКП (дуже рідко). Для виконання робіт розглянемо оперативну групу, що складається не менше ніж з двох осіб – інженер АСКТП та оператор системи розподілу, в кожного з яких є своє робоче місце – АРМ. Для обслуговування серверного обладнання залучається інженера АСКТП та при необхідності інший персонал, що має групу електробезпеки не нижче III. Для операторів АСТКП група електробезпеки має бути не нижче IV, так як вони при необхідності мають надавати вказівки по обслуговуванню високовольтного обладнання.

В таблиці 5.3 приведені характеристики та показники умов праці.

Таблиця 5.3 – Послідовність виконання робіт

Тип робіт	Тривалість проведення робіт та їх період	Кількість людей	Група електробезпеки
Операторський контроль	Протягом всієї зміни	2	IV група
Обслуговування серверної шафи	За необхідності, не більше 2-4 годин за один раз	1	IV група

5.3 Оцінка та визначення показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 5.4 – Визначення та оцінка умов праці

Тип чинника що впливає	Головні характеристики	Значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Освітлення Рівень шуму	22-24°C в холодний період року 23-25°C в теплий період року 60-40% 500лк До 60дБ
Важкість праці	Робоче положення Категорія робіт	Сидяча робота за ПК Легкі роботи 1а
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій	1 зміна, 8 годин До 4 год протягом 1 зміни
Електричні параметри	Напруженість електростатичного поля Електростатичний потенціал	до 20кВ/м 220В

5.4 Шкідливі та небезпечні шкідливі чинники. Їх визначення та оцінка

В таблиці 5.5 наведено перелік шкідливих та небезпечних чинників, що виникають при роботі.

Таблиця 5.5 – Перелік небезпечних та шкідливих чинників.

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Струм	до 8А	1 мА
Напруга	220В	8 В
Освітлення	500лк	>400лк

Згідно з вимогами діючих нормативних актів облаштування робочих місць з комп'ютером повинно враховувати такі небезпечні шкідливі виробничі чинники:

- Нервово-психічні перевантаження;
- Електромагнітні випромінювання радіочастотного діапазону та промислової частоти;
- Ультрафіолетове та інфрачервоне випромінювання;
- Електростатичне поле між екраном та оператором;
- Наявність пилу, озону, оксидів азоту та аероіонізації;


5.5 Обрання організаційних та технічних заходів з безпеки праці

Організаційні та технічні заходи під час експлуатації АРМ та серверної шафи наведені в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Організаційні та технічні заходи під час експлуатації обладнання

Вид заходу	Опис, показники і характеристики
Захисне заземлення шафи	Все серверне обладнання та металеві конструкції шафи мають бути заземлені до головного контуру заземлення об'єкту.

Продовження таблиці 5.6

Вид заходу	Опис, показники і характеристики
Розміщення знаку безпеки	На дверях шафи 
Вид дозвільного документу	При виконанні робіт із серверним обладнанням необхідно отримати розпорядження на безпечне проведення робіт, у якому зафіксовано склад бригади, час початку та кінця роботи, відповідальних за охорону праці.
Прибирання	Виконувати вологе прибирання приміщення для уникнення накопичення пилу в приміщенні

5.6 Обрання засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Для виконання робіт, що стосуються АРМ засоби індивідуального захисту (ЗІС) не передбачаються. Для проведення робіт, що пов'язані із обслуговуванням серверної шафи ЗІС передбачаються у випадку роботи при роботах без виключення напруги – гумовий килимок, гумові чоботи, та гумові рукавиці з робочою ізоляцією до 1000В, для ручного інструменту, що може використовуватися в роботі потрібно передбачити ізоляцію до 1000В.

РОЗДІЛ 6. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Ідеєю стартап-проекту є створення програмно-технічного комплексу для розрахунку режимів роботи електричної мережі для подальшої розробки та реалізації автоматизованих бланків перемикачів для автоматизації керування режимами роботи районів електричних мереж та подальшою інтеграцією в автоматизовану систему керування технологічними процесами для енергетичних об'єктів.

6.1 Опис ідеї проекту

У зв'язку і технічним прогресом, щоденно зростає кількість споживаної електроенергії, що в свою чергу призводить до збільшення енергосистеми багатьох країн. Енергосистеми стають все більшими, та відповідно більш складними, так як поєднують у собі тисячі енергетичних об'єктів таких як електростанції, підвищувальні підстанції, розподільчі пункти, трансформаторні підстанції. Таким чином, керування всією мережею є дуже складним процесом, який включає в себе дуже багато параметрів, що для людини в найближчій перспективі стане майже не можливим. Тобто для забезпечення надійності енергосистеми потрібно застосовувати автоматизовані системи керування, які зможуть виконувати більшу кількість операцій без втручання людини по заданих алгоритмах. Через велику розосередженість енергетичних об'єктів також виникає і проблема їх обслуговування, що пояснюється часом який необхідний для прибуття обслуговуючого персоналу, і в таких випадках споживачі знаходяться без електропостачання, що на сьогодні є дуже важливим фактором існування.

Для забезпечення споживачів безперервним споживанням, або ж таким, що має не великі проміжки відсутності, необхідно використовувати швидке перемикачання джерел живлення. Основною ідеєю є реалізація програмно-технічного комплексу, який в автоматичному режимі дозволяє виконати

розрахунок режимів роботи мережі та визначити оптимальні варіанти переключень. Дані, що будуть отримуватися внаслідок розрахунку будуть використані для реалізації автоматизованих бланків перемикачів, що в свою чергу призведе до більшої гнучкості системи, зменшить кількість аварійних ситуацій та більш швидке перемикачів в мережі на резервні джерела живлення із мінімальними втратами для кожної ситуації.

6.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Аудит реалізації програмно-технічного комплексу розрахунку режимів роботи РЕМ наведено в таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Аналіз етапів реалізації стартап-проекту.

Ідея проекту	Технологія та кроки її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
Розроблення програмного забезпечення для автоматизованого розрахунку режимів роботи РЕМ із визначенням оптимального струморозподілу в аварійних ситуаціях	Розробка методу розрахунку режимів роботи РЕМ	Наявна	Доступна
	Створення бази даних основного обладнання РЕМ	Наявна	Доступна
	Розробка програмної частини графічного екрану із можливістю розширення РЕМ	Розробити	Доступна
	Розробка ПЗ для автоматизованого визначення оптимального струморозподілу в аварійних режимах	Розробити	Обмежено доступна

Підсумовуючи даний аналіз можна зробити висновок, що реалізація вибраного проекту є технічно можливою. Проведено аналіз методів розрахунку режимі роботи мережі та принципів створення автоматизованих бланків перемикачів для району електричної мережі. Розроблено програмний засіб для реалізації автоматизованих перемикачів РЕМ.

6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Таблиця 6.2 – Попередня характеристика потенційного ринку

№ п/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	4
2	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає
3	Наявність обмежень для входу (характер обмежень)	Конкуренція
4	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	ІЕС 61970-301, ІЕС-61968-11, ІЕС/TS 62351-1

З даного аналізу характеристики потенційного ринку можна побачити, що динаміка ринку є позитивною. На ринку вже існують конкуренти, які можуть реалізувати схожі рішення, проте наявність конкуренції спонукає до подальшого розвитку та створенню нових рішень, що будуть відповідати сучасним вимогам розвитку та всім вимогам стандартизації.

Таблиця 6.3 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту.

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Відмінності в поведінці різних потенційних груп клієнтів	Вимоги споживачів
1	Програмне забезпечення для розрахунку режимів роботи району електричних мереж	Проектні організації, що займаються автоматизацією електроенергетичних об'єктів та районів електричних мереж; Проектні організації, що займаються побудовою нових об'єктів та мереж розподілу	Збільшення гнучкості системи розподілу електричних мереж за рахунок зменшення втрат при передачі та збільшенні безперебійності роботи мережі	Простота в навчанні користувачам, швидкодія, точність
2	Програмне забезпечення для інтеграції в існуючі системи диспетчерського керування	Проектні організації, що займаються автоматизацією електроенергетичних об'єктів та районів електричних мереж; Оператори системи розподілу та передачі електроенергії	Збільшення надійності постачання та зменшення аварійних ситуацій та збільшення прибутків	Легка інтеграція в існуючі системи диспетчерського керування, існуюча база даних для попереднього розрахунку

З проведеного аналізу потенційних клієнтів випливає, що на ринку є потреба в новому програмному забезпеченні для розрахунку режимів роботи районів електричної мережі, що дозволить збільшити надійність мережі за допомогою визначення оптимальних шляхів перетоків у разі виникнення аварійних ситуацій. Потенційними клієнтами можуть стати проектні організації, що займаються автоматизацією енергетичних об'єктів та електричних мереж або побудовою нових об'єктів енергетики та відповідних мереж, а також відділи операторів системи розподілу та передачі електричної енергії, що здійснюють диспетчерське та технологічне керування режимами роботи мережі. Аналізуючи дані, наведені у таблицях 6.2 та 6.3, в таблицях 6.4 та 6.5 наведено фактори загроз та можливостей відповідно для реалізації стартап-проекту.

Таблиця 6.4 – Аналіз факторів загроз для реалізації стартап-проекту.

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Конкуренція	На ринку існують компанії, що займаються розробкою ПЗ для диспетчерського керування	Збільшення якості продукту, впровадження нових можливостей та функціоналу, що поки відсутній в конкурентів; швидка реалізація та просування готового продукту
2	Користувачі	Відсутня заохоченість в купівлі нового ПЗ	Проведення рекламної компанії, надання пробних версій продукту для потенційних клієнтів, розробка відеоінструкцій, постійна підтримка клієнтів при реалізації та користуванні ПЗ

Продовження таблиці 6.4

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
3	Поява нового ПЗ на ринку	Поява аналогічного ПЗ, що буде забирати частку ринку	Збільшення якості продукту, слідування за ринком та втримання конкурентоспроможності.

Таблиця 6.5 – Аналіз факторів можливостей для реалізації стартап-проекту.

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Технологічний розвиток	Розробка нових функцій та можливості в ПЗ	Розробка функціоналу, який необхідний споживачам, розробка нових функцій, що потрібні певним групам споживачів
2	Універсальність	Забезпечення дружності інтерфейсу розробленого ПЗ до вже існуючого ПЗ з можливістю обміну вхідними та вихідними даними	Використання загальноприйнятих та розповсюджених стандартів, що дозволять використовувати розроблене ПЗ разом із вже існуючим в симбіозі
3	Зростання попиту	Енергетичний сектор постійно розширюється та вдосконалюється, яким буде необхідне програмне забезпечення	Широка рекламна компанія для пошуку нових клієнтів, слідування за потенційними клієнтами та постійний аналіз ринку

Для фінального визначення основних переваг та недоліків стартап-проекту проведемо SWOT-аналіз, результати якого зведено в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – SWOT аналіз стартап проекту.

<p>Сильні сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Новий функціонал, що раніше не використовувався • Цінова політика 	<p>Слабкі сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Наявність конкурентних продуктів зі схожими характеристиками • Відсутність пізнаваності нового продукту
<p>Можливості:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Навчання нових користувачів • Постійне покращення продукту • Розробка нового функціоналу 	<p>Загрози:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Не велика кількість клієнтів на початку • Погане фінансування у разі помилок в ціновій політиці • Повне витіснення конкурентами

Після проведення детального аналізу стартап-проекту можна зробити висновок, що даний продукт має місце для подальшої реалізації. Розробка нового програмного забезпечення має свої переваги та недоліки, головною перевагою є реалізація функцій, яких ще не має в існуючих ПЗ, а серед основних недоліків – конкуренція, так як вже є компанії із готовим ПЗ, що можуть реалізувати схожий функціонал у своїх продуктах. Проте конкуренція – це нормальне явище, яке дозволяє покращувати свій продукт, при гарній політиці реалізація даного стартап-проекту може бути успішною.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальне наукове завдання – підвищення рівня безперебійного електропостачання на основі автоматизованих бланків перемикачів автоматизованої системи керування технологічним процесом району електричних мереж. Отримані результати мають важливе значення для розвитку електроенергетики в напрямку підвищення надійності роботи району електричних мереж та автоматизації процесу перемикачів для забезпечення безперебійного постачання споживачів електроенергією.

Основні результати досліджень узагальнені наступними висновками:

- 1) В першому розділі роботи визначено основні принципи побудови мережі АСКТП для енергетичних об'єктів та мережі, що об'єднує задані об'єкти. Основною метою, що була досягнута в ході виконання даного розділу – визначення ієрархії побудови системи АСКТП, основними з яких є система телемеханіки та організація програмного забезпечення SCADA-системи. Також в цьому розділі було визначено основні функції вищезазначених компонентів та основне обладнання, яке необхідне для реалізації заданих функцій;
- 2) В другому розділі роботи розглянуто основні методи, засади та порядок виконання оперативних перемикачів для реалізації бланків оперативних перемикачів на енергетичних об'єктах. Було розглянуто та визначено порядок дій при створенні бланків перемикачів, що також застосовуються і для автоматизованих бланків перемикачів. Розглянуто функції реклоузерів, що істотно підвищують надійність роботи мережі та сприяють меншій кількості відключень, що виникають внаслідок аварійних ситуацій на ділянках мережі розподілу. Визначено основні відмінності цифрових підстанцій від звичайних, порядок виконання оперативних перемикачів на таких об'єктах;

- 3) Третій розділ включає опис району електричної мережі, що розглядається в даній роботі. Було детально розглянуто всі складові РЕМ, що включає опис енергетичних об'єктів та виконано розрахунок параметрів заміщення кожного об'єкту, що входить в дану систему. Також було виконано розрахунок нормального режиму роботи мережі та визначено струморозподіл району електричної мережі. Розглянувши варіанти аварійних ситуацій було визначено порядок перемикачів для забезпечення живлення споживачів, що будуть відключені внаслідок аварій, та виконано ітераційний розрахунок після аварійного режиму роботи РЕМ;
- 4) Під час виконання четвертого розділу роботи було розроблено імітаційну модель SCADA для району електричних мереж, що розглядався в попередньому розділі. Дана програма повністю моделює струморозподіл мережі в нормальному режимі та дозволяє здійснювати диспетчерське керування комутаційними апаратами, що використовуються на кожному об'єкті. В другій частині виконання даного розділу було розроблено порядок дій та опис логіки живлення всіх об'єктів мережі та створено три автоматизовані бланки перемикачів для даної схеми згідно до попередньо проведеного розрахунку, що повністю моделює після аварійний режим роботи. Таким чином було практично використано інформацію, що була розглянута в другому розділі, та на її основі розроблено порядок дій при аварійних ситуаціях, що розглядалися та відповідно збільшено рівень автоматизації такої системи та підвищено безперебійність роботи мережі;
- 5) Проведено аналіз техніки безпеки при користуванні серверним обладнанням, що реалізує функції автоматизованих бланків перемикачів. Визначено основні організаційні та технічні заходи при роботі оперативного персоналу, що дозволить зменшити небезпечні фактори

для операторів системи розподілу та персоналу, що буде здійснювати обслуговування даного обладнання;

- 6) Проведено детальний аналіз стартап-проекту, що передбачає створення нового програмного забезпечення із функціями яких досі немає на ринку, а новий функціонал вирішує проблеми, що пов'язані із виникненням аварійних ситуацій на стадії розрахунку. Таким чином автоматизований розрахунок дозволить передбачати виникнення аварійних ситуацій та реалізовувати автоматизовані бланки перемикачів в існуючі програми АСТКП, та при довготривалій роботі програми, можливе навчання та удосконалення диспетчерського керування в режимі on-line, що безумовно збільшить надійність системи та зменшить кількість відмов обладнання та призведе до збільшення прибутків;
- 7) Результати виконаних досліджень впроваджені в навчальний процес кафедри теоретичної електротехніки КПІ ім. Ігоря Сікорського шляхом доповнення комп'ютерного практикуму дисципліни «Комп'ютерні засоби автоматизації електротехнологічних установок» прикладом створення в SCADA-системі автоматизованих бланків перемикачів автоматизованої системи керування технологічним процесом району електричних мереж.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Кігель А. Г. Вимоги до інформаційно-керуючих систем для електричних мереж місцевого значення / А. Г. Кігель // Збірник наукових праць Національного гірничого університету. - 2013. - № 40. - С. 85-90. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/znpngu_2013_40_15
2. SCADA: Supervisory control and data acquisition / by Stuart A/ Boyer. – 3rd edition, 2004 – ISA – The Instrumentation, Systems? Ad Automation Society.
3. Системи автоматизованого управління технологічними процесами [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://teredo.com.ua/produktsiya/asutp/>
4. Правила улаштування електроустановок. – Міненерговугілля України. – Київ, 2017. – 617 с.
5. Comparison between PLC, DCS, and SCADA. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://automationforum.co/comparison-between-plc-dcs-and-scada/>
6. Remote Termnal Units – Data sheet. DIN Rail RTU 540CMD01. Htachi ABB. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://library.e.abb.com/public/1b807a00d4fd441d8b482030f4f1b6c4/540CMD01_DS_en.pdf
7. Правила виконання оперативних перемикань в електроустановках. – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 30.01.2018 №77.
8. Стаття «Що таке реклоузер». [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://ena.in.ua/%D1%81%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%82%D1%8F-%D0%BF%D1%80%D0%BE%D1%80%D0%B5%D0%BA%D0%BB%D0%BE%D1%83%D0%B7%D0%B5%D1%80%D0%B8-%E2%84%963/>
9. Параметри сухих трансформаторів 6-15кВ. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://leg.co.ua/info/transformatory/parametry-suhih-transformatorov-6-15-kv.html>

10. Районні електричні мережі : Курсовий проєкт [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомолова. – Електронні текстові дані (1 файл: 12,54 МБ). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с.
11. Довідкові дані по трансформаторах з вищою напругою 35кВ [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://leg.co.ua/info/transformatory/spravochnye-dannye-po-transformatoram-s-vysshim-napryazheniem-35-kv.html>
12. Інше обладнання для ліній 0,4-10кВ. Проміжна опора ПП-10. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.10kv.com.ua/proch/pp10.html>
13. Проміжна опора П35-1. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://szmk-llc.all.biz/uk/promizhna-opora-p35-1-g16620712>

ДОДАТОК А

ОПИС ОБЛАДНАННЯ ТЕЛЕМЕХАНІКИ RTU 540/560 HITACHI ENERGY
(ABB)

Рисунок А.1 –
Модуль
520BID01

Модуль дискретних входів 520BID01 (Рис. А.1) забезпечує 16 гальванічно ізольованих входів для 16 дискретних сигналів процесу. Опитування і обробка входів виконується з роздільною здатністю часу в 1 мс.

Може обробляти такі основні типи сигналів:

- 16 одиночних індикацій з міткою часу
- 8 подвійних індикацій з міткою часу

Модуль використовується для обробки одиночних, подвійних індикацій та має загальний контакт для 8 входів. Напруга дискретних входів від 24В до 60В. Наявність сигналу на каналах модуля відображають світлодіоди.



Рисунок А.2
Модуль
520AID01

Модуль 520AID01 (Рис. А.2) реєструє до 6 аналогових вимірюваних значень. Можливий вибір різних діапазонів чутливості для вимірювання струму і напруги.

Підтримує наступні діапазони вимірювання:

- однополярний: від 0 мА до 2,5 мА; від 0 мА до 5,0 мА; від 0 мА до 10 мА; від 0 мА до 20 мА;
- біполярний: $\pm 2,5$ мА; $\pm 5,0$ мА; $\pm 10,0$ мА; ± 20 мА;
- роздільна здатність: 11 біт + знак; клас точності 0,25;
- діапазон вимірювань: ± 5 мА; ± 10 мА; ± 20 мА; від 4 мА до 20 мА;

Модуль дискретних виходів 520BOD01 R1002 (Рис. А.3) має гальванічно розв'язані виходи для виведення 8 дискретних сигналів процесу. Призначення виходу для декількох функцій обробки проводиться згідно з правилами конфігурації.



Рисунок А.3 –
Модуль
520BOD01

Безпечний командний вихід для перевірки вихідних реле використовується для наступних типів сигналів: об'єктні команди з однополюсними і двополюсними вихідними контактами, команди управління, цифрові уставки, 16 вихідних контактів, зконфігурованих як 16 однополюсних або 8 двополюсних вихідних контактів. Комутована напруга: 150 VDC. Макс. потужність комутації 110 VDC / 3 А. Ізольовані вихідні контакти реле (NO), 1-полюсне підключення.

Термінали серії RTU560 представляють собою лінійку потужних керуючих промислових програмованих контролерів, в яку входять кілька модифікацій, що відрізняються обсягами оброблюваної інформації і способами монтажу, при цьому перелік основних функцій і підтримуваних стандартних протоколів зв'язку у всіх модифікацій однаковий. Використовуються як централізовані, так і розподілені пристрої нижнього рівня, з масштабуванням від декількох одиниць до декількох тисяч підключаються сигналів вводу / виводу.

Застосовуваний процесорний модуль 560CMR02 (Рис. А.4) здійснює функції:



Рисунок А.4 – Модуль
560CMR02

- Обмін даними з модулями вводу / виводу по внутрішній шині передачі даних.
- Прийом подій про зміну входних сигналів на каналах модулів вводу з мітками часу.
- Відправлення команд управління модулями виводу.

- Контроль синхронізації власного годинника, синхронізація модулів вводу / виводу по внутрішній шині.
- Обмін даними з цифровими пристроями і верхнім рівнем через власні комунікаційні інтерфейси.

Основні характеристики 560CMR02 R0002:

- Головний процесор:
- Центральний процесор - ARM cortex A8, AM3352 @ 800 MHz;
- Boot Flash- 8 MByte;
- ОЗУ - 128 MByte;
- Карта пам'яті SD;
- Роз'єм - слот карти пам'яті SD (нажимного типу);
- Тип - SD 2.0, клас 2;
- Ємність – 4Gb.

Процесорний модуль містить 2 Ethernet-інтерфейсу і 6 послідовних інтерфейсів, що налаштовуються. Модуль укомплектований ліцензією версії PLC - функції збору та ретрансляції сигналів і команд управління, повний набір протоколів, а також доступний внутрішній архів і керуюча програма на мовах стандарту MEK 61131.



Рисунок А.5 – Модуль
560BIR01

Модуль дискретних входів 560BIR01 (Рис. А.5) забезпечує 16 гальванічно ізольованих входів для 16 дискретних сигналів процесу. Опитування і обробка входів виконується з роздільною здатністю часу в 1 мс.

Може обробляти такі основні типи сигналів:

- 16 одиночних індикацій з міткою часу
- 8 подвійних індикацій з міткою часу

Модуль використовується для обробки одиночних, подвійних індикацій та має

загальний контакт для 8 входів. Напряга дискретних входів від 24В до 60В. Наявність сигналу на каналах модуля відображають світлодіоди.



Рисунок А.6 – Модуль 23BE50

R0001

Може обробляти такі основні типи сигналів:

- 64 одиночних індикацій з міткою часу
- 32 подвійних індикацій з міткою часу

Напряга дискретних входів від 24В до 60В. Наявність сигналу на каналах модуля відображають світлодіоди. Модуль використовується для обробки одиночних, подвійних індикацій та має загальний контакт для кожних 16 входів.

Модуль телевимірювань 560AIR02 (Рис. А.7) використовується для підключення сигналів від 0 мА до 5 мА, від 4 мА до 20 мА, а також сигналів інших діапазонів. Модуль 8-ми каналний. Розрядність АЦП - 12 розрядів + розряд знаку.



Рисунок А.7 – Модуль

560AIR02



Рисунок А.8 – Модуль

560BOR01

Плата дискретних виходів 560BOR01 R0002 (Рис. А.8) має гальванічно розв'язані виходи для виведення 16 дискретних сигналів процесу. Призначення виходу для декількох функцій обробки проводиться згідно з правилами конфігурації.

Безпечний командний вихід для перевірки вихідних реле використовується для наступних типів сигналів: об'єктні команди з однополюсними і двополюсними вихідними контактами, команди управління, цифрові уставки, 16 вихідних контактів, конфігурований як 16 однополюсних або 8 двополюсних вихідних контактів:

- Комутована напруга: від 24 В до 220 В DC / 250 В AC;
- Макс. потужність комутації: 120 Вт (DC);
- Макс. комутований струм: 300 мА при 110 В DC, 200 мА при 220 В DC (L / R = 40 мс);
- Ізольовані вихідні контакти реле (NO), 2-полюсне підключення.

Корзина 560MPR03 R0001 (Рис. А.9) призначена для монтажу модулів вводу/виводу, комунікаційних модулів, процесорних модулів, блоків живлення.

Дозволяє встановити до 18 модулів вводу/виводу (при установці кожного процесорного модуля кількість вільних слотів для модулів вводу/виводу зменшується на два, при встановленні додаткового блоку живлення - ще на один).

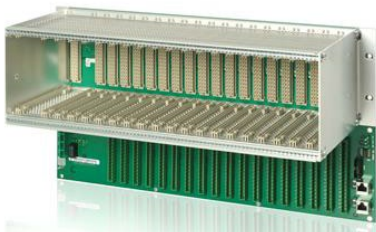


Рисунок А.9 – Корзина
560MPR03 R0001

Дозволяє встановити до восьми процесорних модулів і два блоки живлення для забезпечення гарячого резервування. Всього в систему телемеханіки можна включити до семи корзин 560MPR03 R0001.

Блок живлення 560PSR00 (Рис. А.10) необхідний для живлення корзин 560MPR03. Одного блоку досить для постачання корзини з чотирма процесорними модулями. Можливе замовлення аналогічних блоків живлення під різні діапазони вхідної напруги: 24В, 110В чи 220В постійного струму.



Рисунок А.10 – Модуль
560PSR00

ДОДАТОК Б

**ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОМИСЛОВОГО СЕРВЕРА ХІТАСНІ
ENERGY SYS600С.**

Сервера на базі промислових серверів SYS600С Hitachi Energy (рис. Б.1) використовують високопродуктивний процесор x86-64 для підтримки сучасні операційні системи, такі як Microsoft Windows та Linux та підтримки програмно-технічного комплексу Micro SCADA. Сервер виконаний для роботи в екстремальних умовах, відсутні рухомі частини, включаючи жорсткі диски та вентилятори. Відсутність вентиляційних отворів, значно зменшує накопичення пилу та стороннього забруднення. Подвійні модульні джерела живлення змінного / постійного струму, що підлягають гарячій заміні, усувають потребу у зовнішніх інверторах та покращують надійність системи, доступність та справність.



Рисунок Б.1 – Сервер SYS600С

Основні характеристики:

- Пам'ять 16GB RAM;
- Порти Ethernet 10/100/1000 RJ45 – 6шт.; Порти Optical LAN ports (LC), Optional – 4шт.; Порти Serial – 8шт.; Порти USB – 7шт.;
- Диски 2x256GB SSD (RAID1);
- Живлення резервоване: Power1/2: 100~240VAC, 100~240VDC;
- Відеовиходи DVI та DisplayPort;
- Відповідає стандартам IEC 61850-3, ANSI / IEEE 1613 класу 1, ANSI / IEEE C37.90 та IEC 60255.

ДОДАТОК В

**ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕРЕЖЕВОГО КОМУТАТОРА
RUGGEDCOM RST2228**

Промисловий керований комутатор компанії Siemens – Ruggedcom RST2228 (рис. В.1) - це повністю керований, промисловий Ethernet комутатор, призначений для надійної роботи в суворих умовах. З міцним металевим корпусом та з додатковим покриттям, RUGGEDCOM RST2228 забезпечує високий рівень стійкості до електромагнітних перешкод та значних коливань напруги, з температурним режимом від -40 до 85°C. Підтримує до 28 мідних та /або оптичних інтерфейси зі швидкістю передачі даних 10/100/1000 Мбіт / с.



Рисунок В.1 – Мережевий комутатор Ruggedcom RST2228

Комутатор RUGGEDCOM RST2228 підтримується RUGGEDCOM ROS, який забезпечує вдосконалені мережеві функції рівня 2 та вдосконалені функції кібербезпеки. Основні характеристики:

- Підтримка до 28 портів (шість 4-портових модулів та чотири фіксовані порти), можуть бути оптичними або мідними гігабітними, в залежності від конфігурації, включаючи 4 порти до 10 гігабіт;
- Конструкція з оцинкованої сталі та алюмінію;
- Форм фактор - 1U – юнітове виконання під серверні стійки;

- Живлення від двох джерел, які здатні виявити втрату вхідної напруги: змінний - AC/DC: 88-300 VDC або 85-264 VAC; постійний - DC: 10.5-15 VDC, 13-36 VDC або 36-72 VDC;
- Підтримувані стандарти: IEEE 802.1AB; IEEE 802.1D; IEEE 802.1Q; IEEE 802.1p; IEEE 802.1x; IEEE 802.3; IEEE 802.3u; IEEE 802.3z; IEEE 802.3ab; IEEE 802.3ae; IEEE 802.3x.

ДОДАТОК Г

ОПИС ПС-110/10/10кВ №2

На рис. Г.1 зображено однолінійну схему ПС №2 – ПС-110/35/10, схема даної ПС включає дві лінії живлення по стороні 110кВ, 6 живильних ліній по стороні 10кВ від 1СШ та 2СШ, а 3СШ та 4СШ існуючі, проте лінії які під'єднано до неї, на даному рисунку не зображені. В якості трансформатора використовується трансформатор з розщепленою обмоткою НН 10,5кВ типу ТРДН-25000-110/10.5/10.5. Сторона 110кВ має дві секції шин та обхідну шину, така конфігурація є найбільш оптимальною, так як дозволяє здійснювати перемикання між робочими шинами без відключення споживачів. Сторона 10кВ має 4 секції шин, які попарно з'єднані між собою секційними вимикачами (СВ-10кВ 3-4СШ на даному рисунку не показаний). Лінії живлення, що відходять від шин 10кВ мають у складі вимикач та два роз'єднувачі – лінійний та шинний. Силкові трансформатори з кожної сторони (ВН та НН) мають відповідний вимикач та шинний роз'єднувач, а зі сторони НН між вимикачем та трансформатором передбачено встановлення роз'єднувача.

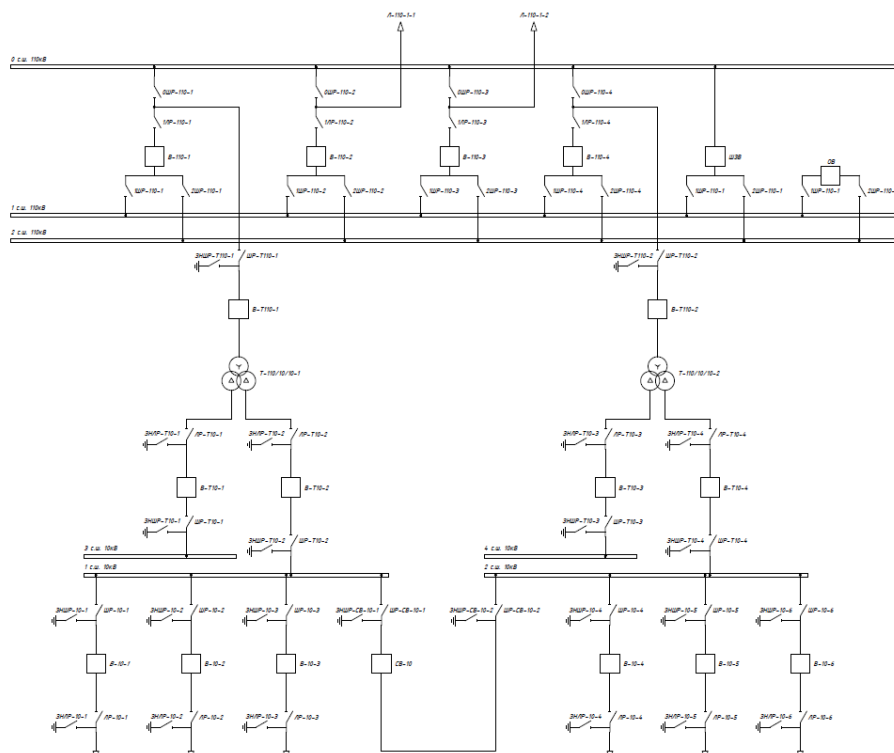


Рисунок Г.1 – Однолінійна схема ПС-110/10/10кВ

ДОДАТОК Д

РОЗРАХУНОК ПОТОКОРОЗПОДІЛУ НА ПОЧАТКАХ ТА КІНЦЯХ ЛІНІЙ

ДЛЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ

МЕРЕЖІ

Таблиця Г.1 – Результати розрахунку потужностей на початках та кінцях ліній для нормального режиму роботи району електричної мережі.

Ділянка	Потужність на початку лінії, кВА	Потужність в кінці лінії, кВА
3-6	935.61-427.6j	930.39-420.56j
4-7	743.35-321.64j	740.71-318.31j
5-10	1444.74-555.02j	1431.32-535.83j
4-8-1	2458.97-1020.37j	2454.2-1013.36j
4-8-2	2454.2-1013.27j	2450.23-1007.43j
4-8-3	2337.42-953.8j	2329.49-942.14j
4-8-4	1881.53-759.86j	1878.24-755.07j
4-8-5	1878.24-754.97j	1876.36-752.23j
4-8-6	1590.84-624.43j	1586.81-618.6j
4-8-7	1301.3-490.87j	1300.18-489.28j
4-8-8	1300.18-489.15j	1297.72-485.65j
5-9-1	2598.97-1072.83j	2587.46-1055.86j
5-9-2	2587.46-1055.61j	2573.29-1034.72j
5-9-3	2287.78-906.84j	2281.5-897.62j
5-9-4	1833.57-715.54j	1831.78-712.92j
5-9-5	1831.78-712.83j	1828.63-708.24j
5-9-6	1649.6-626.03j	1647.78-623.39j
5-9-7	1647.78-623.29j	1644.87-619.07j
2-11-1	2651.1-1090.34j	2646.5-1083.56j
2-11-2	2646.5-1083.47j	2641.9-1076.68j
2-11-3	2529.22-1022.63j	2519.12-1007.75j
2-11-4	2340.07-925.3j	2336.45-919.98j
2-11-5	2336.45-919.9j	2332.83-914.57j
2-11-6	1884.89-732.38j	1878.76-723.44j
2-11-7	1438.91-548.09j	1432.28-538.6j
2-11-8	1432.28-538.35j	1430.63-535.98j
Л-КТП-1	112.81-53.47j	112.81-53.5j

Продовження таблиці Г.1

Ділянка	Потужність на початку лінії, кВА	Потужність в кінці лінії, кВА
Л-КТП-2	449.48-184.39j	447.91-182.06j
Л-КТП-3	287.2-130.4j	285.5-127.65j
Л-КТП-4	287.88-131.47j	285.49-127.57j
Л-КТП-5	179.18-82.34j	179.05-82.34j
Л-КТП-6	285.99-127.76j	285.51-127.76j
Л-КТП-7	285.83-127.77j	285.51-127.77j
Л-КТП-8	179.4-82.32j	179.04-82.32j
Л-КТП-9	113.03-53.49j	112.8-53.48j
Л-КТП-10	448.45-182.13j	447.92-182.14j
Л-КТП-11	179.22-82.39j	178.64-81.86j
Л-КТП-12	181.02-85.47j	179.02-82.12j
Л-КТП-13	451.99-188.15j	447.87-181.91j
Л-КТП-14	287.26-130.49j	285.49-127.65j
Л-КТП-15	444.35-181.88j	439.8-174.98j
Л-КТП-16	451.05-186.79j	447.88-181.97j
Л-КТП-17	179.71-83.4j	179.04-82.31j
Л-КТП-18	112.67-53.88j	112.68-53.92j

ДОДАТОК Е

**РОЗРАХУНОК ПОТОКОРОЗПОДІЛУ НА ПОЧАТКАХ ТА КІНЦЯХ ЛІНІЙ
ДЛЯ ПІСЛЯ АВАРІЙНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
МЕРЕЖІ**

Таблиця Е.1 – Результати розрахунку потужностей на початках та кінцях ліній для після аварійного режиму роботи району електричної мережі.

Ділянка	Потужність на початку лінії, кВА	Потужність в кінці лінії, кВА
3-6	1687.91-762.12j	1671.01-737.61j
5-10	2917.39-1154.17j	2862.26-1072.67j
4-8-1	4177.04-1750.69j	4163.26-1730.2j
4-8-2	4163.26-1730.11j	4151.77-1713.03j
4-8-3	4038.96-1659.45j	4015.08-1623.96j
4-8-4	3567.15-1441.82j	3555.16-1424.02j
4-8-5	3555.16-1423.92j	3548.3-1413.75j
4-8-6	3262.81-1286.2j	3245.47-1260.49j
4-8-7	2960.01-1133.11j	2954.02-1124.25j
4-8-8	2954.02-1124.12j	2940.85-1104.62j
5-9-1	916.34-397.95j	914.88-396j
5-9-2	914.88-395.75j	913.1-393.35j
5-9-3	627.55-265.27j	627.08-264.71j
5-9-4	179.11-82.41j	179.09-82.45j
5-9-5	179.09-82.36j	179.06-82.43j
2-11-1	291.92-136.64j	291.87-136.64j
2-11-2	291.87-136.55j	291.81-136.55j
2-11-3	179.12-82.44j	179.07-82.57j
Л-КТП-1	112.8-53.43j	112.8-53.46j
Л-КТП-2	450.58-185.96j	447.87-181.92j
Л-КТП-3	288.56-132.43j	285.46-127.4j
Л-КТП-4	289.98-134.71j	285.44-127.23j
Л-КТП-5	179.17-82.23j	179.03-82.23j
Л-КТП-6	285.98-127.61j	285.49-127.61j
Л-КТП-7	285.81-127.62j	285.49-127.62j
Л-КТП-8	179.39-82.22j	179.03-82.21j
Л-КТП-9	113.02-53.37j	112.79-53.37j

Продовження таблиці Е.1

Ділянка	Потужність на початку лінії, кВА	Потужність в кінці лінії, кВА
Л-КТП-10	448.43-181.96j	447.88-181.97j
Л-КТП-11	179.2-82.23j	179-82.23j
Л-КТП-12	178.81-81.92j	179.05-82.37j
Л-КТП-13	447.2-180.97j	447.92-182.13j
Л-КТП-14	284.86-126.73j	285.52-127.86j
Л-КТП-17	178.15-80.95j	179.06-82.47j
Л-КТП-18	112.09-52.94j	112.68-53.98j

ДОДАТОК Ж

КОД ПРОГРАМИ ОПИСУ ЛОГІКИ ЖИВЛЕННЯ ЛІНІЙ РЕМ В НОРМАЛЬНОМУ РЕЖИМІ РОБОТИ

```
// Опис логіки живлення Л-36 від ПС-3
if PS3_V_35_1_R==1 and PS3_V_T35_1_R==1 and PS3_V_T10_1_R==1 then PS3_1=1; else PS3_1=0; end_if;
if PS3_V_35_2_R==1 and PS3_V_T35_2_R==1 and PS3_V_T10_2_R==1 and PS3_SV10_R==1 then PS3_2=1; else PS3_2=0; end_if;
if PS3_V_35_2_R==1 and PS3_V_T35_1_R==1 and PS3_V_T10_1_R==1 and PS3_SV35_R==1 then PS3_3=1; else PS3_3=0; end_if;
if PS3_V_35_1_R==1 and PS3_V_T35_2_R==1 and PS3_V_T10_2_R==1 and PS3_SV35_R==1 and PS3_SV10_R==1 then PS3_4=1; else PS3_4=0; end_if;
if PS3_1==1 or PS3_2==1 or PS3_3==1 or PS3_4==1 then
  if PS3_V_10_1_R==1 then L_36_In=1; else L_36_In=0; end_if;
else L_36_In=0;
end_if;

// Опис логіки живлення Л-47 та Л-481 від ПС-4
if PS4_V_35_1_R==1 and PS4_V_T35_1_R==1 and PS4_V_T10_1_R==1 then PS4_1=1; else PS4_1=0; end_if;
if PS4_V_35_2_R==1 and PS4_V_T35_2_R==1 and PS4_V_T10_2_R==1 and PS4_SV10_R==1 then PS4_2=1; else PS4_2=0; end_if;
if PS4_V_35_2_R==1 and PS4_V_T35_1_R==1 and PS4_V_T10_1_R==1 and PS4_SV35_R==1 then PS4_3=1; else PS4_3=0; end_if;
if PS4_V_35_1_R==1 and PS4_V_T35_2_R==1 and PS4_V_T10_2_R==1 and PS4_SV35_R==1 and PS4_SV10_R==1 then PS4_4=1; else PS4_4=0; end_if;
if PS4_1==1 or PS4_2==1 or PS4_3==1 or PS4_4==1 then
  if PS4_V_10_2_R==1 then L_481_In=1; else L_481_In=0; end_if;
  if PS4_V_10_3_R==1 then L_47_In=1; else L_47_In=0; end_if;
else L_481_In=0; L_47_In=0;
end_if;

// Опис логіки живлення Л-510 та Л-591 від ПС-5
if PS5_V_35_2_R==1 and PS5_V_T35_2_R==1 and PS5_V_T10_2_R==1 then PS5_1=1; else PS5_1=0; end_if;
if PS5_V_35_1_R==1 and PS5_V_T35_1_R==1 and PS5_V_T10_1_R==1 and PS5_SV10_R==1 then PS5_2=1; else PS5_2=0; end_if;
if PS5_V_35_1_R==1 and PS5_V_T35_2_R==1 and PS5_V_T10_2_R==1 and PS5_SV35_R==1 then PS5_3=1; else PS5_3=0; end_if;
if PS5_V_35_2_R==1 and PS5_V_T35_1_R==1 and PS5_V_T10_1_R==1 and PS5_SV35_R==1 and PS5_SV10_R==1 then PS5_4=1; else PS5_4=0; end_if;
if PS5_1==1 or PS5_2==1 or PS5_3==1 or PS5_4==1 then
  if PS5_V_10_5_R==1 then L_591_In=1; else L_591_In=0; end_if;
  if PS5_V_10_6_R==1 then L_510_In=1; else L_510_In=0; end_if;
else L_591_In=0; L_510_In=0;
end_if;

// Опис логіки живлення Л-211 від ПС-2
if PS2_V_10_1_R==1 then L_2111_In=1; else L_2111_In=0; end_if;
```

Рисунок Ж.1 – Опис логіки живлення ліній, що відходять від ПС-2, ПС-3, ПС-4,
ПС-5 та 1СШ ЗТП-2

```
// Опис логіки живлення Л-48 та відгалуджень + 1СШ ЗТП-1
if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 then
  if LR_KTP_1_R==1 then KTP_1_In=1; else KTP_1_In=0; end_if;
  if LR_KTP_2_R==1 then KTP_2_In=1; else KTP_2_In=0; end_if;
  if RK_10_2_R==1 then
    if LR_KTP_3_R==1 then KTP_3_In=1; else KTP_3_In=0; end_if;
    if LR_KTP_4_R==1 then KTP_4_In=1; else KTP_4_In=0; end_if;
    if RK_10_3_R==1 then
      if ZTP1_V_10_1_R==1 and ZTP1_V_T10_1_R==1 and ZTP1_V_T04_1_R==1 then ZTP_1_1_In=1; else ZTP_1_1_In=0; end_if;
    else ZTP_1_1_In=0;
    end_if;
  else KTP_3_In=0; KTP_4_In=0; ZTP_1_1_In=0;
  end_if;
else KTP_1_In=0; KTP_2_In=0; KTP_3_In=0; KTP_4_In=0; ZTP_1_1_In=0;
end_if;

// Опис логіки живлення Л-59 та відгалуджень + 2СШ ЗТП-1
if L_591_R==1 and RK_10_6_R==1 then
  if LR_KTP_13_R==1 then KTP_13_In=1; else KTP_13_In=0; end_if;
  if LR_KTP_14_R==1 then KTP_14_In=1; else KTP_14_In=0; end_if;
  if RK_10_5_R==1 then
    if LR_KTP_12_R==1 then KTP_12_In=1; else KTP_12_In=0; end_if;
    if RK_10_4_R==1 then
      if ZTP1_V_10_2_R==1 and ZTP1_V_T10_2_R==1 and ZTP1_V_T04_2_R==1 then ZTP_1_2_In=1; else ZTP_1_2_In=0; end_if;
    else ZTP_1_2_In=0;
    end_if;
  else KTP_12_In=0; ZTP_1_2_In=0;
  end_if;
else KTP_12_In=0; KTP_13_In=0; KTP_14_In=0; ZTP_1_2_In=0;
end_if;
```

Рисунок Ж.2 – Опис логіки живлення ліній Л-48, Л-59 та ЗТП-1

```

// Опис логіки живлення 1СШ РП-10кВ
if L_36_R==1 and RP_V_10_3_R==1 then
  if RP_V_10_1_R==1 and LR_KTP_5_R==1 then KTP_5_In=1; else KTP_5_In=0; end_if;
  if RP_V_10_2_R==1 and LR_KTP_6_R==1 then KTP_6_In=1; else KTP_6_In=0; end_if;
  if RP_V_10_4_R==1 then
    if LR_KTP_7_R==1 then KTP_7_In=1; else KTP_7_In=0; end_if;
    if LR_KTP_8_R==1 then KTP_8_In=1; else KTP_8_In=0; end_if;
  else
    KTP_7_In=0; KTP_8_In=0;
  end_if;
else
  KTP_5_In=0; KTP_6_In=0; KTP_7_In=0; KTP_8_In=0;
end_if;

// Опис логіки живлення 2СШ РП-10кВ
if L_47_R==1 and RP_V_10_6_R==1 then
  if RP_V_10_5_R==1 then
    if LR_KTP_9_R==1 then KTP_9_In=1; else KTP_9_In=0; end_if;
    if LR_KTP_10_R==1 then KTP_10_In=1; else KTP_10_In=0; end_if;
  else
    KTP_9_In=0; KTP_10_In=0;
  end_if;
  if RP_V_10_7_R==1 and LR_KTP_11_R==1 then KTP_11_In=1; else KTP_11_In=0; end_if;
else
  KTP_9_In=0; KTP_10_In=0;KTP_11_In=0;
end_if;

// Опис логіки живлення 1СШ ЗТП-2
if L_510_R==1 then
  if ZTP2_V_10_1_R==1 and ZTP2_V_T10_1_R==1 and ZTP2_V_T04_1_R==1 then ZTP_2_1_In=1; else ZTP_2_1_In=0; end_if;
else
  ZTP_2_1_In=0;
end_if;

// Опис логіки живлення Л-211 та відгалуджень + 2СШ ЗТП-2
if L_2111_R==1 and RK_10_9_R==1 then
  if LR_KTP_18_R==1 then KTP_18_In=1; else KTP_18_In=0; end_if;
  if LR_KTP_17_R==1 then KTP_17_In=1; else KTP_17_In=0; end_if;
  if RK_10_8_R==1 then
    if LR_KTP_16_R==1 then KTP_16_In=1; else KTP_16_In=0; end_if;
    if LR_KTP_15_R==1 then KTP_15_In=1; else KTP_15_In=0; end_if;
    if RK_10_7_R==1 then
      if ZTP2_V_10_2_R==1 and ZTP2_V_T10_2_R==1 and ZTP2_V_T04_2_R==1 then ZTP_2_2_In=1; else ZTP_2_2_In=0; end_if;
    else
      ZTP_2_2_In=0;
    end_if;
  else
    KTP_15_In=0; KTP_16_In=0; ZTP_2_2_In=0;
  end_if;
else
  KTP_15_In=0; KTP_16_In=0; KTP_17_In=0; KTP_18_In=0; ZTP_2_2_In=0;
end if;

```

Рисунок Ж.3 – Опис логіки живлення РП-10кВ та 2СШ ЗТП-2

ДОДАТОК И

КОД ПРОГРАМИ ОПИСУ ЛОГІКИ ЖИВЛЕННЯ В ТРЕТІЙ АВАРІЙНІЙ СИТУАЦІЇ ТА ПІД ЧАС ДІЇ АВТОМАТИЗОВАНОГО БЛАНКУ №3

```

if Avar_3_R==1 then
  // Опис порядку виконання автоматизованого бланку 3:

  if BL_3_R==1 then
    // Включення секційних роз'єднувачів ЗТП-1
    ZTP1_SHR_SV10_1_In=1;
    ZTP1_SHR_SV10_2_In=1;
    // Включення секційного вимикача на ЗТП-1
    ZTP1_SV10_In=1;
    // Виключення ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-1
    ZTP1_V_10_2_In=0;
    // Виключення роз'єднувачів ввідного вимикача 2СШ на ЗТП-1
    ZTP1_SHR_10_2_In=0;
    ZTP1_LR_10_2_In=0;
    // Завершення операцій та скидання змінної
    BL_3_In=10;
  end_if;

```

Рисунок. И.1 – Порядок дій автоматизовано бланку №3

```

// Опис логіки живлення ЗТП-1
// Перевірка живлення лінії Л-488
if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 and RK_10_2_R==1 and RK_10_3_R==1 then
  // Перевірка ввідного вимикача 1СШ ЗТП-1
  if ZTP1_V_10_1_R==1 then
    if ZTP1_V_T10_1_R==1 and ZTP1_V_T04_1_R==1 then ZTP_1_1_In=1; else ZTP_1_1_In=0; end_if;
    // Перевірка СВ-10 ЗТП-2
    if ZTP1_SV10_R==1 then
      if ZTP1_V_T10_1_R==1 and ZTP1_V_T04_1_R==1 then ZTP_1_1_In=2; else ZTP_1_1_In=0; end_if;
      if ZTP1_V_T10_2_R==1 and ZTP1_V_T04_2_R==1 then ZTP_1_2_In=2; else ZTP_1_2_In=0; end_if;
      if ZTP1_V_T10_2_R==0 or ZTP1_V_T04_2_R==0 then ZTP_1_1_In=1; else ZTP_1_1_In=2; end_if;
    else ZTP_1_2_In=0;
    end_if;
  else ZTP_1_1_In=0; ZTP_1_2_In=0;
  end_if;
end_if;

```

Рисунок. И.2 – Опис логіки живлення ЗТП-1 коли бланк застосовано

```

else // Аварія закінчилась
// Бланк ще працює
if BL_3_R==10 then
// Реклоузер РК-4 залишається виключеним
RK_10_4_In=0;
// Лінійні роз'єднувачі реклоузера РК-4 залишаються виключеними
LR_10_7_In=0;
LR_10_8_In=0;
// Аварія закінчилась, але 2СШ живиться через СВ від 1СШ
if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 and RK_10_2_R==1 and RK_10_3_R==1 then
// Перевірка ввідного видикача 1СШ ЗТП-2
if ZTP1_V_10_1_R==1 then
if ZTP1_V_T10_1_R==1 and ZTP1_V_T04_1_R==1 then ZTP_1_1_In=1; else ZTP_1_1_In=0; end_if;
// Перевірка СВ-10 ЗТП-1
if ZTP1_SV10_R==1 then
if ZTP1_V_T10_1_R==1 and ZTP1_V_T04_1_R==1 then ZTP_1_1_In=2; else ZTP_1_1_In=0; end_if;
if ZTP1_V_T10_2_R==1 and ZTP1_V_T04_2_R==1 then ZTP_1_2_In=2; else ZTP_1_1_In=1; ZTP_1_2_In=0; end_if;
else ZTP_1_2_In=0;
end_if;
else ZTP_1_1_In=0; ZTP_1_2_In=0;
end_if;
else ZTP_1_1_In=0; ZTP_1_2_In=0;
end_if;
end_if;
end_if;

```

Рисунок И.3 – Опис логіки живлення ЗТП-1, після завершення аварії

```

// Відбувається відключення бланку-3 та повернення нормального режиму
if BL_3_R==2 then
// Включення лінійних роз'єднувачів реклоузера РК-4
LR_10_7_In=1;
LR_10_8_In=1;
// Включення реклоузера РК-4
RK_10_4_In=1;
// Відключення секційного видикача на ЗТП-1
ZTP1_SV10_In=0;
// Відключення секційних роз'єднувачів ЗТП-1
ZTP1_SHR_SV10_1_In=0;
ZTP1_SHR_SV10_2_In=0;
// Включення роз'єднувачів ввідного видикача 2СШ на ЗТП-1
ZTP1_SHR_10_2_In=1;
ZTP1_LR_10_2_In=1;
// Включення ввідного видикача 2СШ на ЗТП-1
ZTP1_V_10_2_In=1;
// Завершення операції та обнулення змінної
BL_3_In=0;
// Бланк виключено
if BL_3_R==0 then
if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 and RK_10_2_R==1 and RK_10_3_R==1 then
// Перевірка ввідного видикача 1СШ ЗТП-1
if ZTP1_V_10_1_R==1 then
if ZTP1_V_T10_1_R==1 and ZTP1_V_T04_1_R==1 then ZTP_1_1_In=1; else ZTP_1_1_In=0; end_if;
// Перевірка СВ-10 ЗТП-1
if ZTP1_SV10_R==1 then
if ZTP1_V_T10_1_R==1 and ZTP1_V_T04_1_R==1 then ZTP_1_1_In=2; else ZTP_1_1_In=0; end_if;
if ZTP1_V_T10_2_R==1 and ZTP1_V_T04_2_R==1 then ZTP_1_2_In=2; else ZTP_1_2_In=0; end_if;
if ZTP1_V_T10_2_R==0 or ZTP1_V_T04_2_R==0 then ZTP_1_1_In=1; else ZTP_1_1_In=2; end_if;
else ZTP_1_2_In=0;
end_if;
else ZTP_1_1_In=0; ZTP_1_2_In=0;
end_if;
end_if;
end_if;
end_if;
end_if;
end_if;

```

Рисунок И.4 – Опис логіки живлення ЗТП-1, після відключення бланку

```

if Avar_3_R==0 and BL_3_R==0 then
  if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_1_R==1 then KTP_1_In=1; else KTP_1_In=0; end_if;
    if LR_KTP_2_R==1 then KTP_2_In=1; else KTP_2_In=0; end_if;
    if RK_10_2_R==1 then
      if LR_KTP_3_R==1 then KTP_3_In=1; else KTP_3_In=0; end_if;
      if LR_KTP_4_R==1 then KTP_4_In=1; else KTP_4_In=0; end_if;
    else KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
    end_if;
  else KTP_1_In=0; KTP_2_In=0; KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
  end_if;
  if L_591_R==1 and RK_10_6_R==1 then
    if LR_KTP_13_R==1 then KTP_13_In=1; else KTP_13_In=0; end_if;
    if LR_KTP_14_R==1 then KTP_14_In=1; else KTP_14_In=0; end_if;
    if RK_10_5_R==1 then
      if LR_KTP_12_R==1 then KTP_12_In=1; else KTP_12_In=0; end_if;
    else KTP_12_In=0;
    end_if;
  else KTP_12_In=0; KTP_13_In=0; KTP_14_In=0;
  end_if;
end_if;

if Avar_3_R==1 and BL_3_R==0 then
  if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_1_R==1 then KTP_1_In=2; else KTP_1_In=0; end_if;
    if LR_KTP_2_R==1 then KTP_2_In=2; else KTP_2_In=0; end_if;
    if RK_10_2_R==1 then
      if LR_KTP_3_R==1 then KTP_3_In=2; else KTP_3_In=0; end_if;
      if LR_KTP_4_R==1 then KTP_4_In=2; else KTP_4_In=0; end_if;
    else KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
    end_if;
  else KTP_1_In=0; KTP_2_In=0; KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
  end_if;
  if L_591_R==1 and RK_10_6_R==1 then
    if LR_KTP_13_R==1 then KTP_13_In=2; else KTP_13_In=0; end_if;
    if LR_KTP_14_R==1 then KTP_14_In=2; else KTP_14_In=0; end_if;
    if RK_10_5_R==1 then
      if LR_KTP_12_R==1 then KTP_12_In=2; else KTP_12_In=0; end_if;
    else KTP_12_In=0;
    end_if;
  else KTP_12_In=0; KTP_13_In=0; KTP_14_In=0;
  end_if;
end_if;

if Avar_3_R==1 and BL_3_R==1 then
  if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_1_R==1 then KTP_1_In=2; else KTP_1_In=0; end_if;
    if LR_KTP_2_R==1 then KTP_2_In=2; else KTP_2_In=0; end_if;
    if RK_10_2_R==1 then
      if LR_KTP_3_R==1 then KTP_3_In=2; else KTP_3_In=0; end_if;
      if LR_KTP_4_R==1 then KTP_4_In=2; else KTP_4_In=0; end_if;
    else KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
    end_if;
  else KTP_1_In=0; KTP_2_In=0; KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
  end_if;
  if L_591_R==1 and RK_10_6_R==1 then
    if LR_KTP_13_R==1 then KTP_13_In=2; else KTP_13_In=0; end_if;
    if LR_KTP_14_R==1 then KTP_14_In=2; else KTP_14_In=0; end_if;
    if RK_10_5_R==1 then
      if LR_KTP_12_R==1 then KTP_12_In=2; else KTP_12_In=0; end_if;
    else KTP_12_In=0;
    end_if;
  else KTP_12_In=0; KTP_13_In=0; KTP_14_In=0;
  end_if;
end if;

```

Рисунок И.5 – Опис логіки живлення КТП на лініях Л-48 та Л-59

```

if Avar_3_R==1 and BL_3_R==10 then
  if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_1_R==1 then KTP_1_In=2; else KTP_1_In=0; end_if;
    if LR_KTP_2_R==1 then KTP_2_In=2; else KTP_2_In=0; end_if;
    if RK_10_2_R==1 then
      if LR_KTP_3_R==1 then KTP_3_In=2; else KTP_3_In=0; end_if;
      if LR_KTP_4_R==1 then KTP_4_In=2; else KTP_4_In=0; end_if;
    else KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
    end_if;
  else KTP_1_In=0; KTP_2_In=0; KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
  end_if;
  if L_591_R==1 and RK_10_6_R==1 then
    if LR_KTP_13_R==1 then KTP_13_In=2; else KTP_13_In=0; end_if;
    if LR_KTP_14_R==1 then KTP_14_In=2; else KTP_14_In=0; end_if;
    if RK_10_5_R==1 then
      if LR_KTP_12_R==1 then KTP_12_In=2; else KTP_12_In=0; end_if;
    else KTP_12_In=0;
    end_if;
  else KTP_12_In=0; KTP_13_In=0; KTP_14_In=0;
  end_if;
end_if;

if Avar_3_R==0 and BL_3_R==10 then
  if L_481_R==1 and RK_10_1_R==1 then
    if LR_KTP_1_R==1 then KTP_1_In=2; else KTP_1_In=0; end_if;
    if LR_KTP_2_R==1 then KTP_2_In=2; else KTP_2_In=0; end_if;
    if RK_10_2_R==1 then
      if LR_KTP_3_R==1 then KTP_3_In=2; else KTP_3_In=0; end_if;
      if LR_KTP_4_R==1 then KTP_4_In=2; else KTP_4_In=0; end_if;
    else KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
    end_if;
  else KTP_1_In=0; KTP_2_In=0; KTP_3_In=0; KTP_4_In=0;
  end_if;
  if L_591_R==1 and RK_10_6_R==1 then
    if LR_KTP_13_R==1 then KTP_13_In=2; else KTP_13_In=0; end_if;
    if LR_KTP_14_R==1 then KTP_14_In=2; else KTP_14_In=0; end_if;
    if RK_10_5_R==1 then
      if LR_KTP_12_R==1 then KTP_12_In=2; else KTP_12_In=0; end_if;
    else KTP_12_In=0;
    end_if;
  else KTP_12_In=0; KTP_13_In=0; KTP_14_In=0;
  end_if;
end_if;

```


Рисунок И.6 – Опис логіки живлення КТП на лініях Л-48 та Л-59. Продовження

ДОДАТОК К

АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ МАГІСТЕРСЬКОЇ ДИСЕРТАЦІЇ У НАВЧАЛЬНИЙ ПРОЦЕС КАФЕДРИ ТЕОРЕТИЧНОЇ ЕЛЕКТРОТЕХНІКИ

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Завідувач кафедри теоретичної
електротехніки КПІ ім. Ігоря
Сікорського»

 Микола ОСТРОВЕРХОВ
« 8 » серпня 2024 р.

АКТ

впровадження результатів магістерської дисертації Коломійчука Д.С. «Автоматизовані бланки перемикачів системи автоматизації району електричних мереж» у навчальний процес кафедри теоретичної електротехніки

Голова та члени комісії у складі завідувача лабораторіями Скринника О.М., відповідального за навчально-методичну роботу Лободзинського В.Ю., вченого секретаря Спінул Л.Ю. склали акт про впровадження результатів магістерської дисертації Коломійчука Д.С. «Автоматизовані бланки перемикачів системи автоматизації району електричних мереж» до навчально-методичного комплексу дисципліни «Комп'ютерні засоби автоматизації електротехнологічних установок» у вигляді доповнення комп'ютерного практикуму прикладом створення в SCADA-системі автоматизованої системи керування технологічним процесом району електричних мереж, який забезпечує чіткий алгоритм роботи програмного забезпечення при реалізації автоматизованих бланків перемикачів для енергетичних об'єктів та ліній живлення району електричних мереж.

Результати впровадження результатів магістерської дисертації дозволяють студентам створювати імітаційні моделі SCADA-системи із застосуванням автоматизованих бланків перемикачів системи для покращення автоматизації району електричних мереж.

Голова комісії:

Члени комісії:

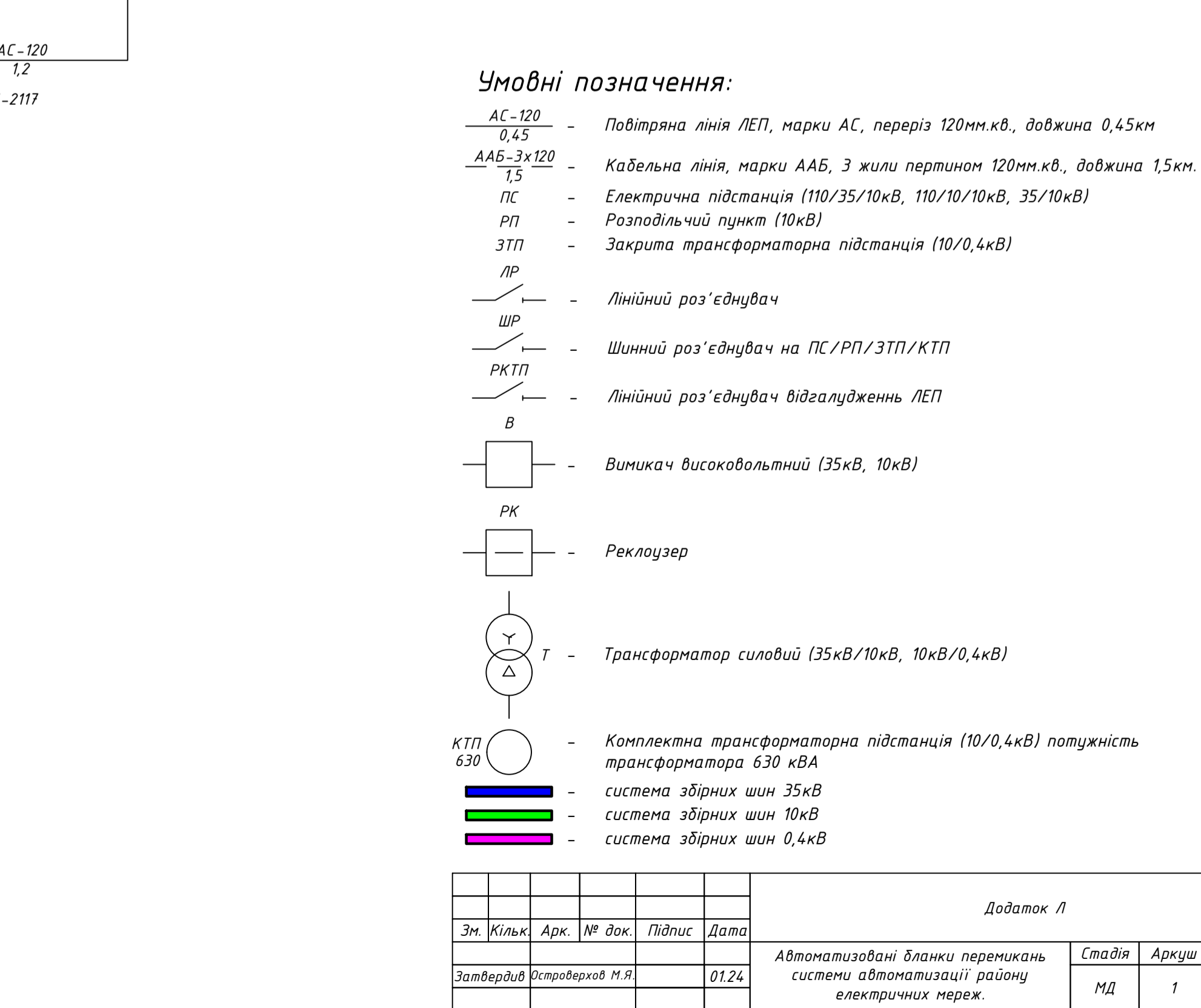
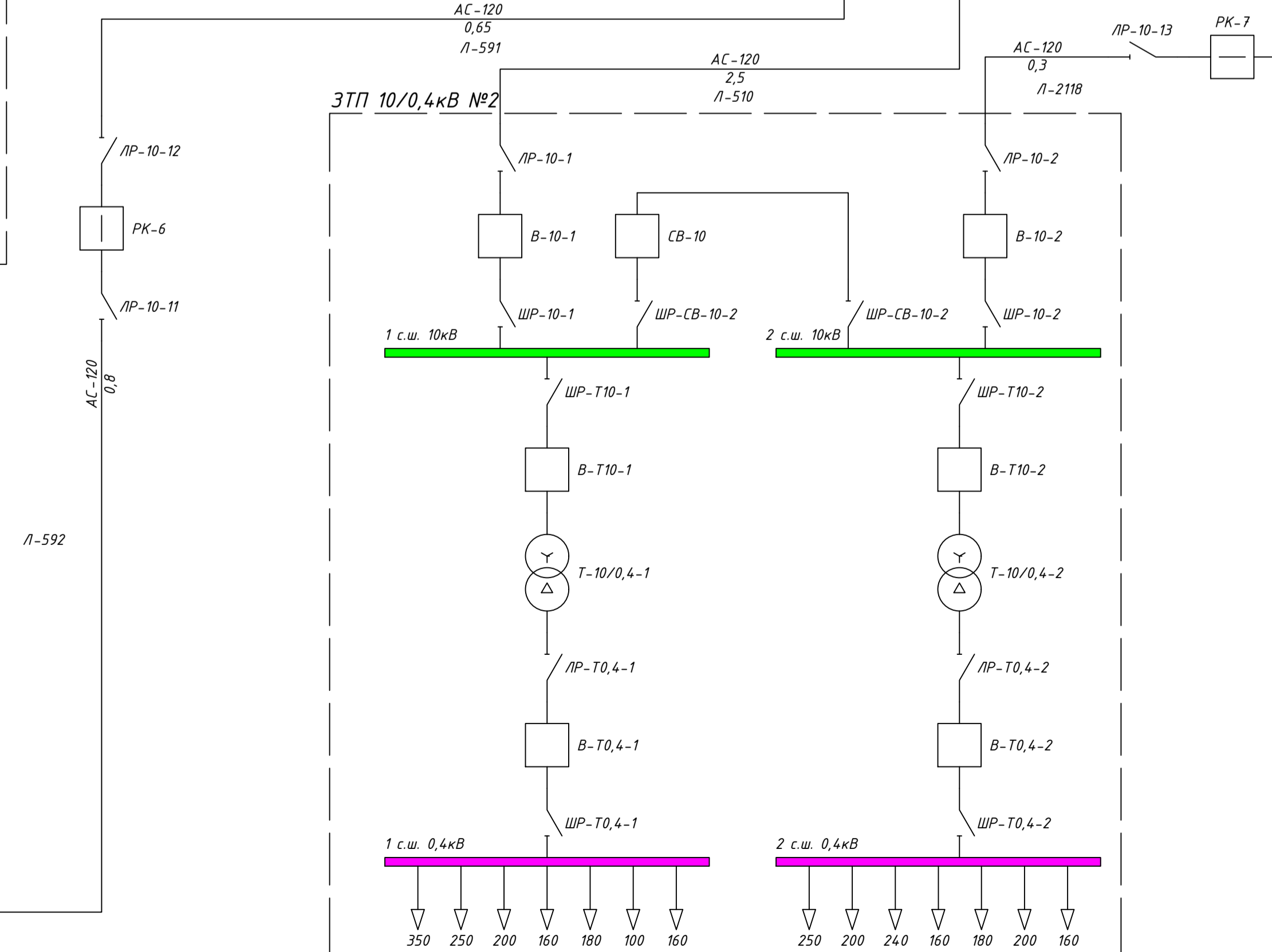
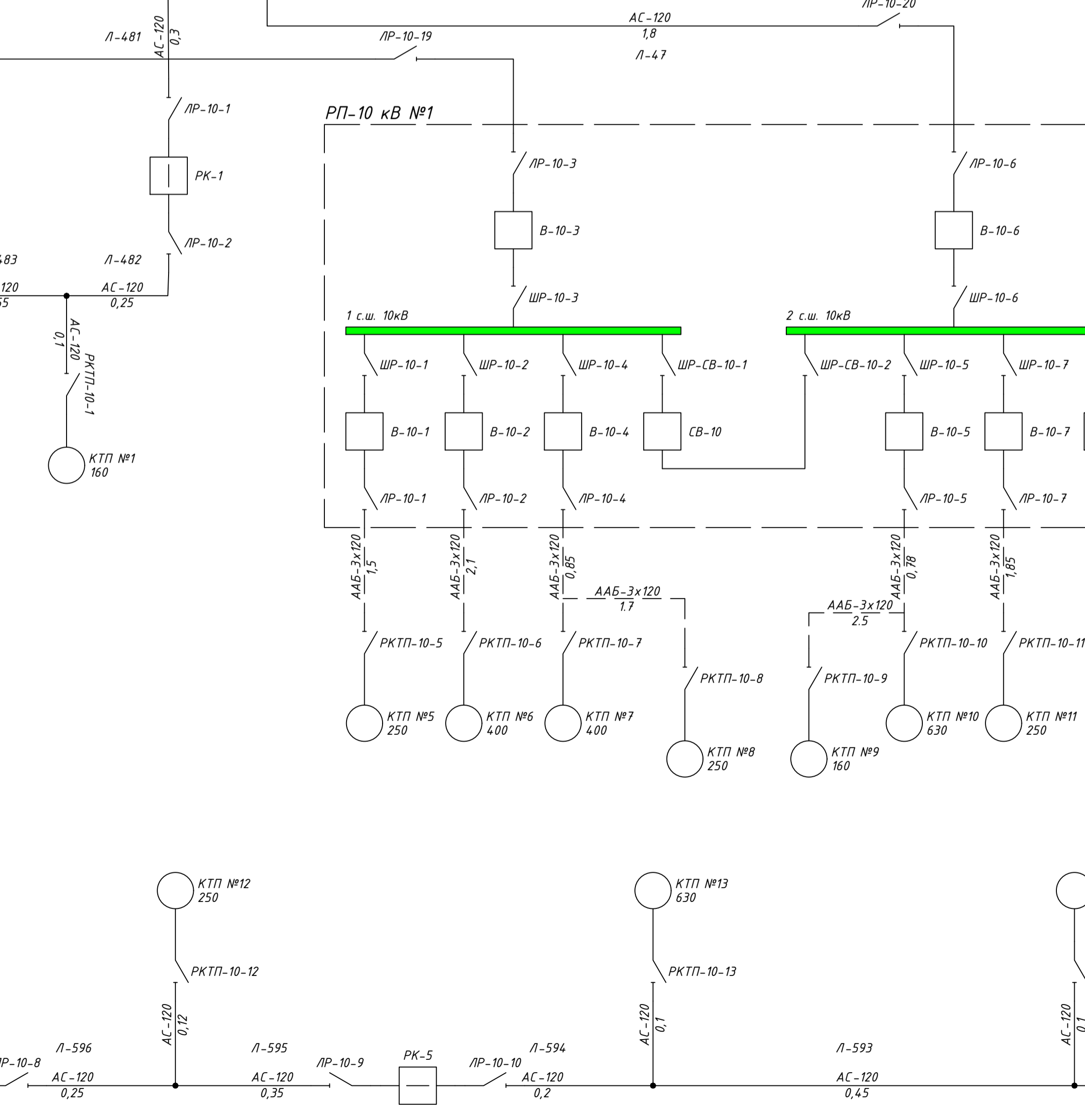
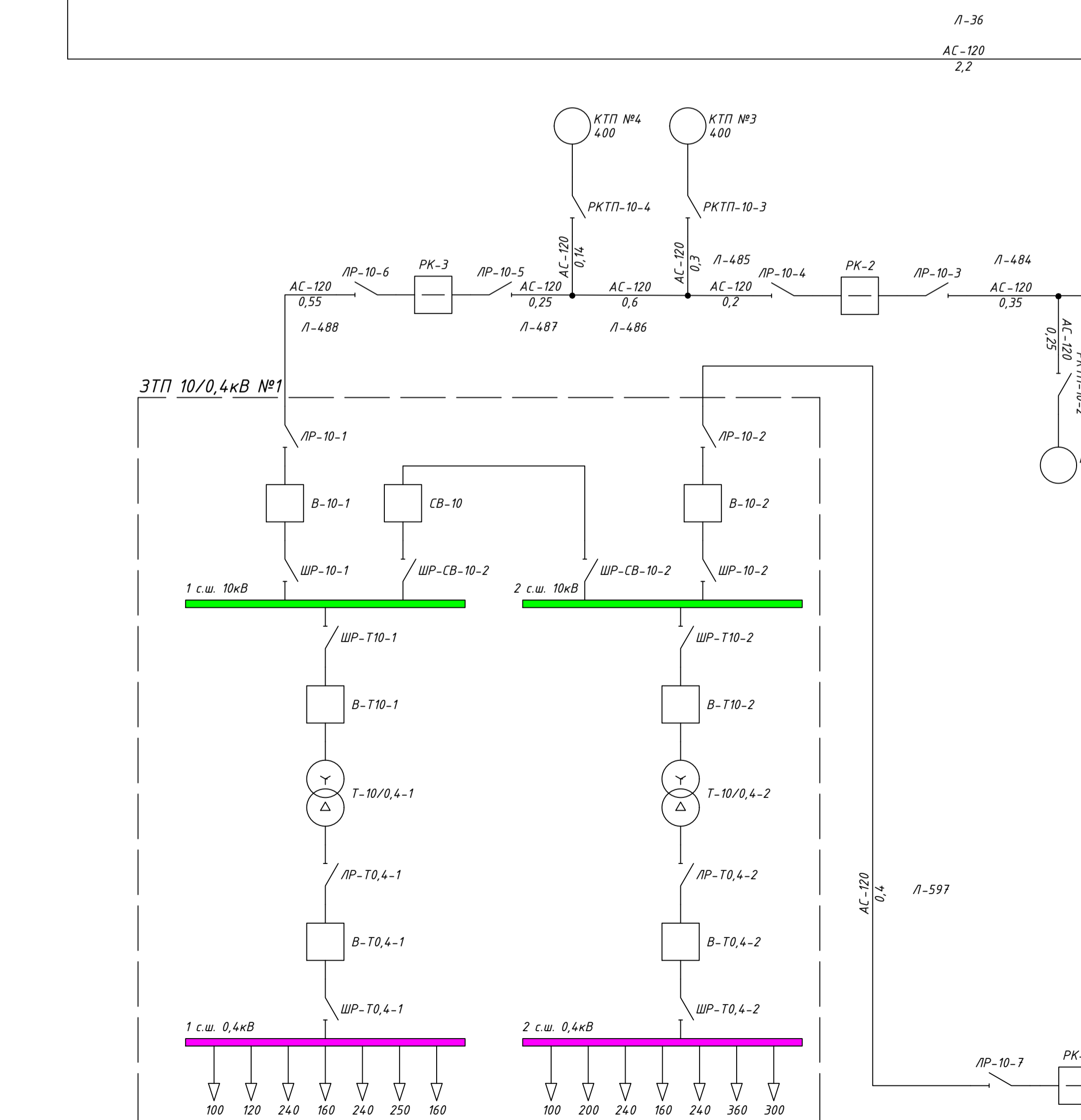
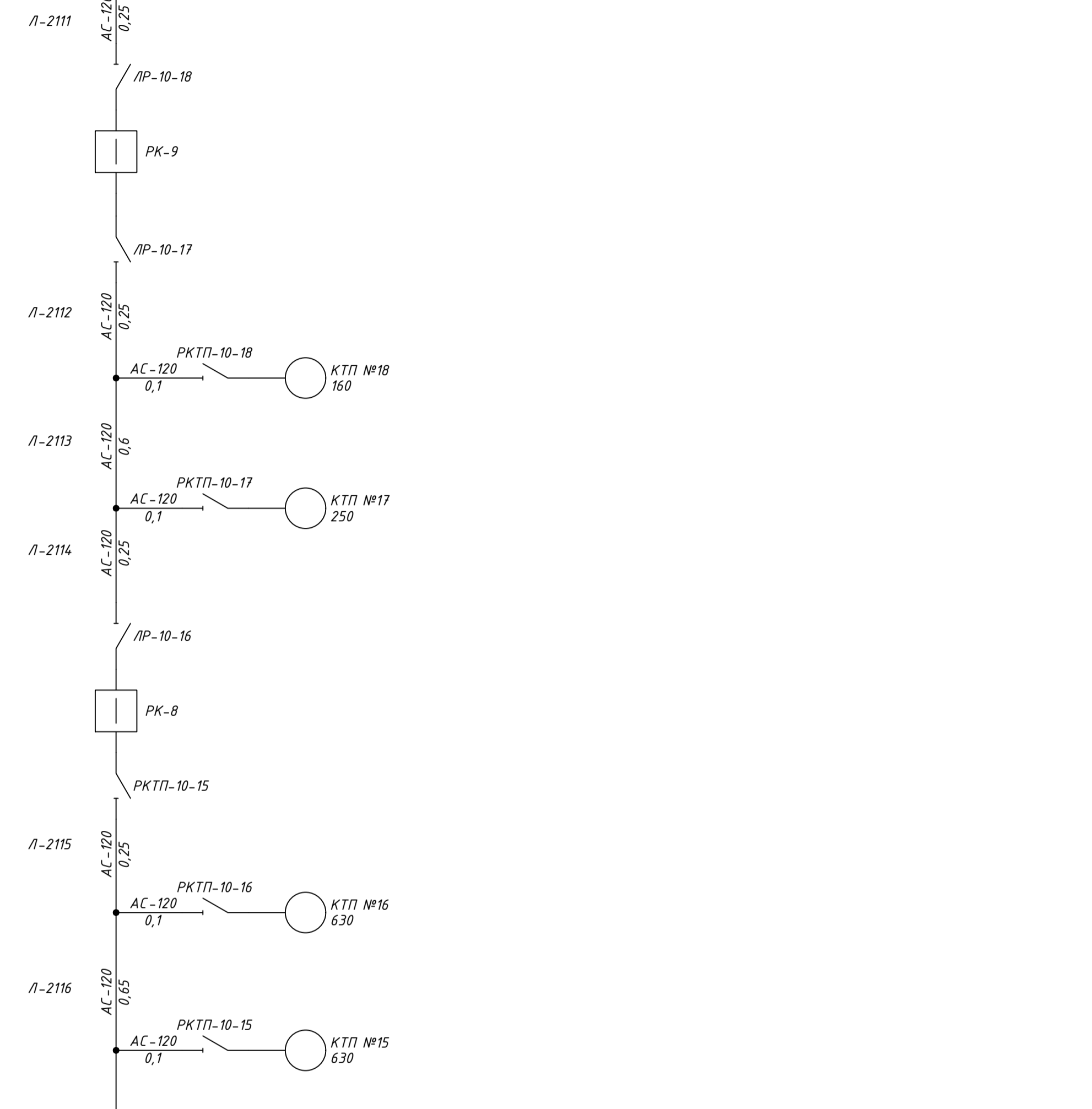
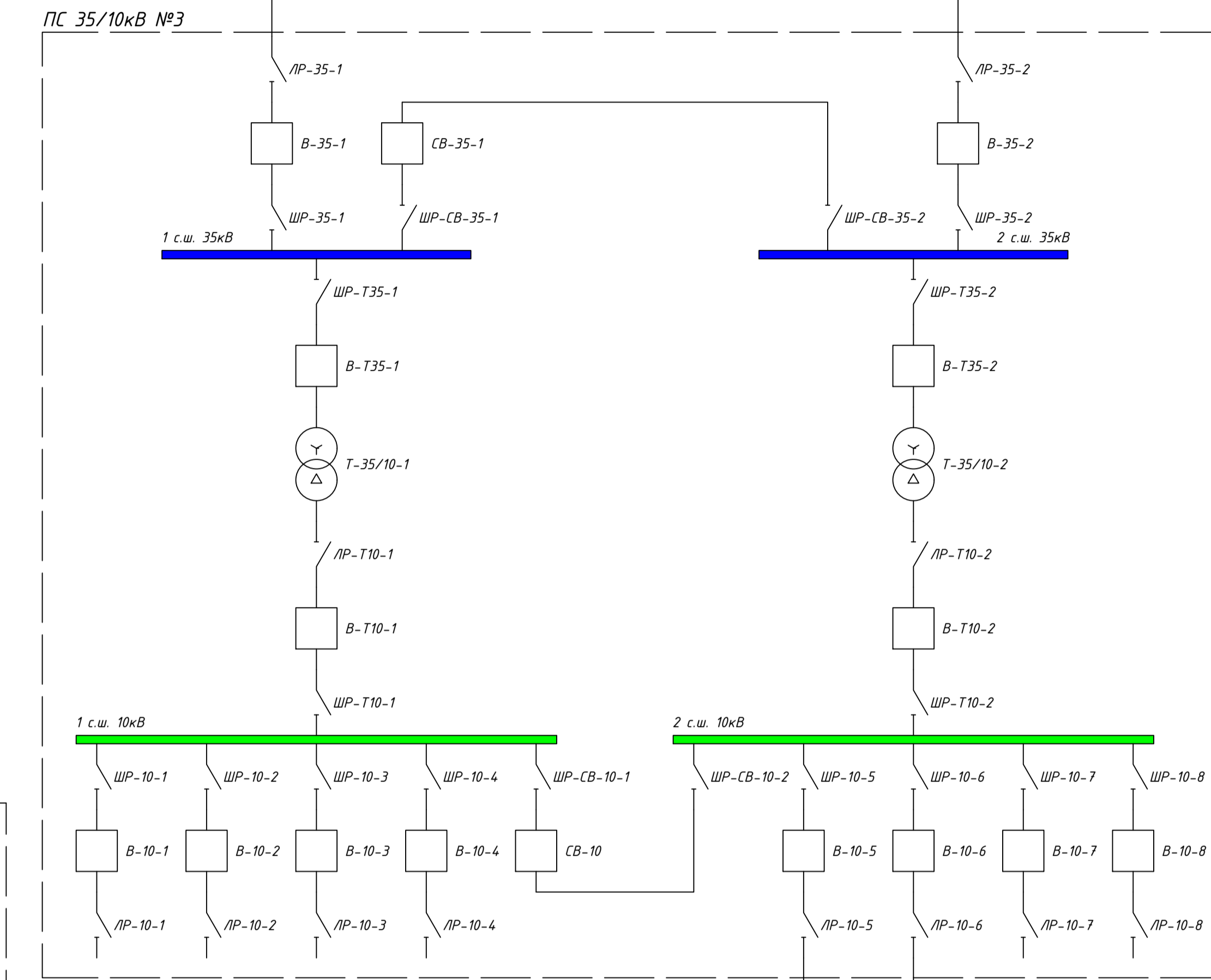
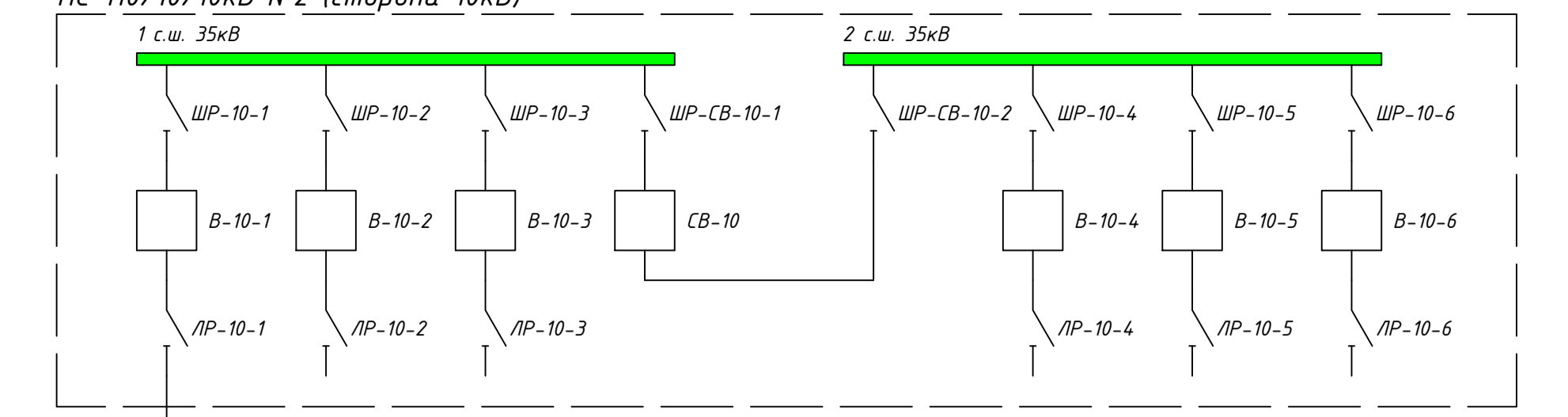
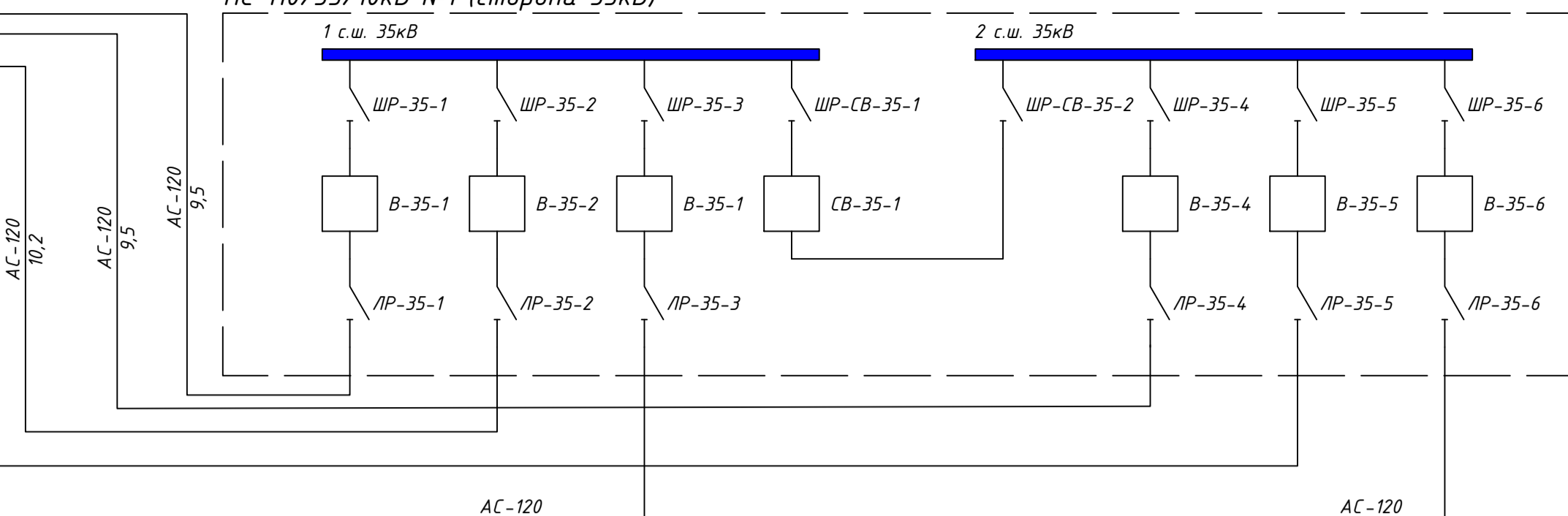
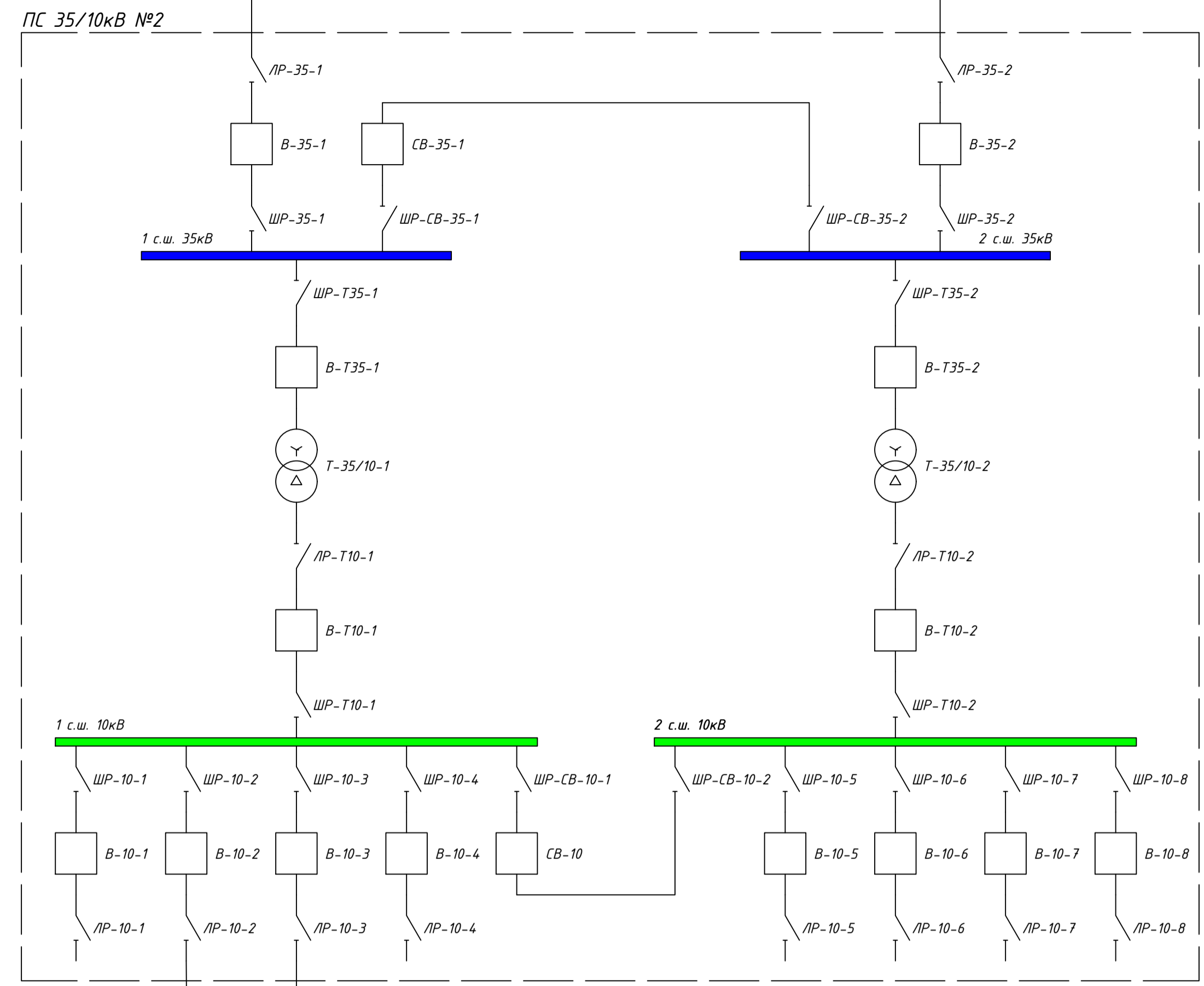
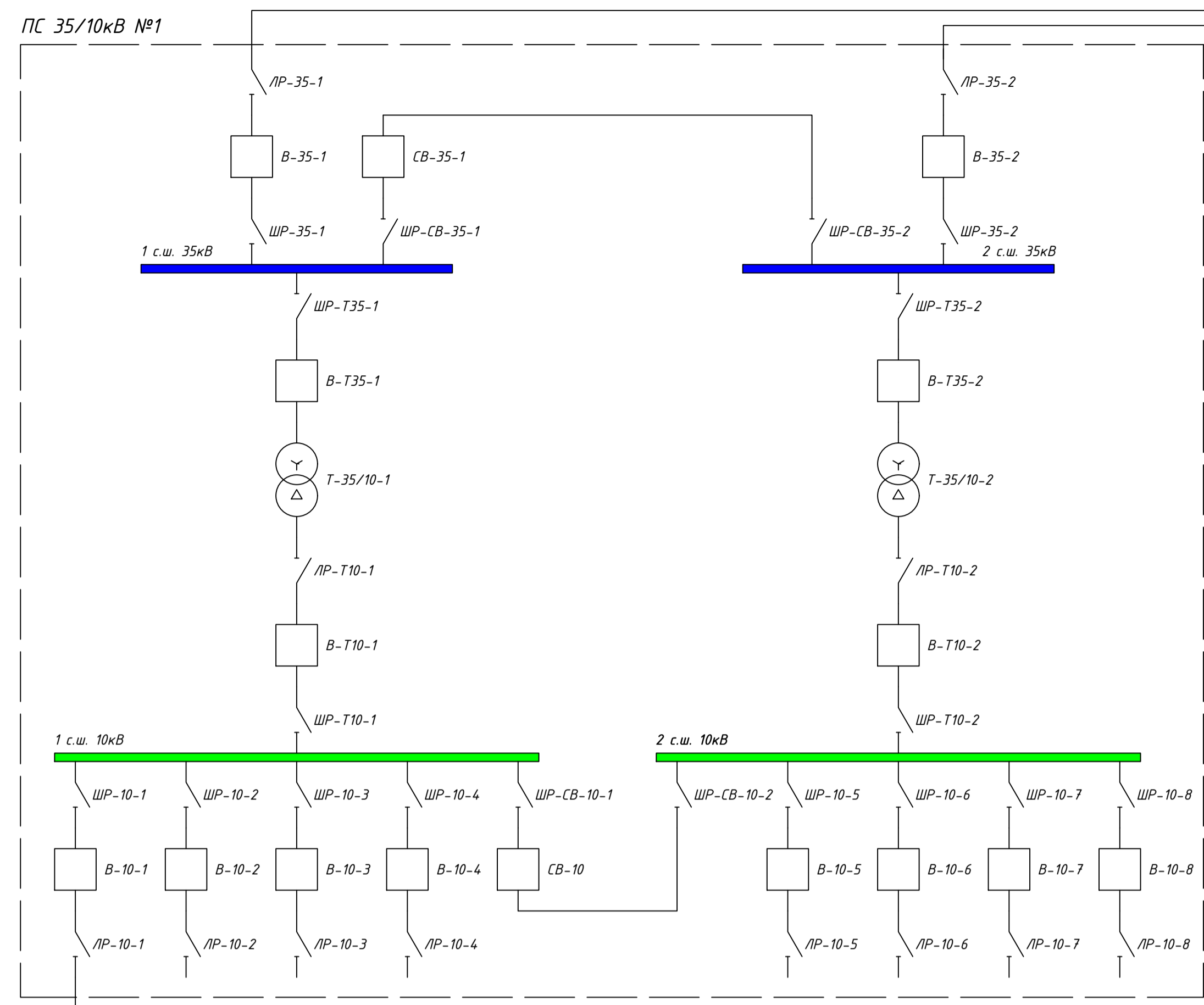




Олексій СКРИННИК

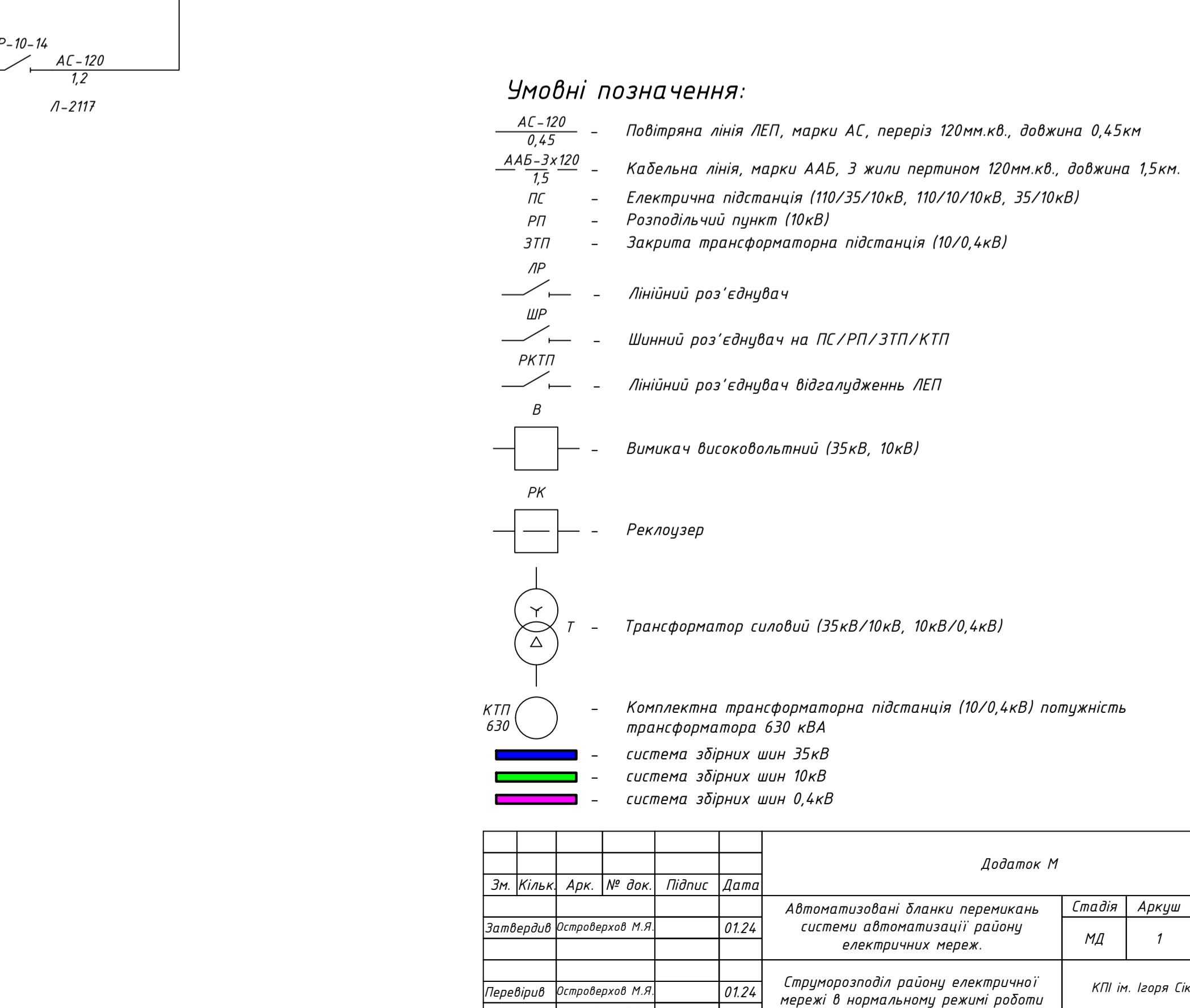
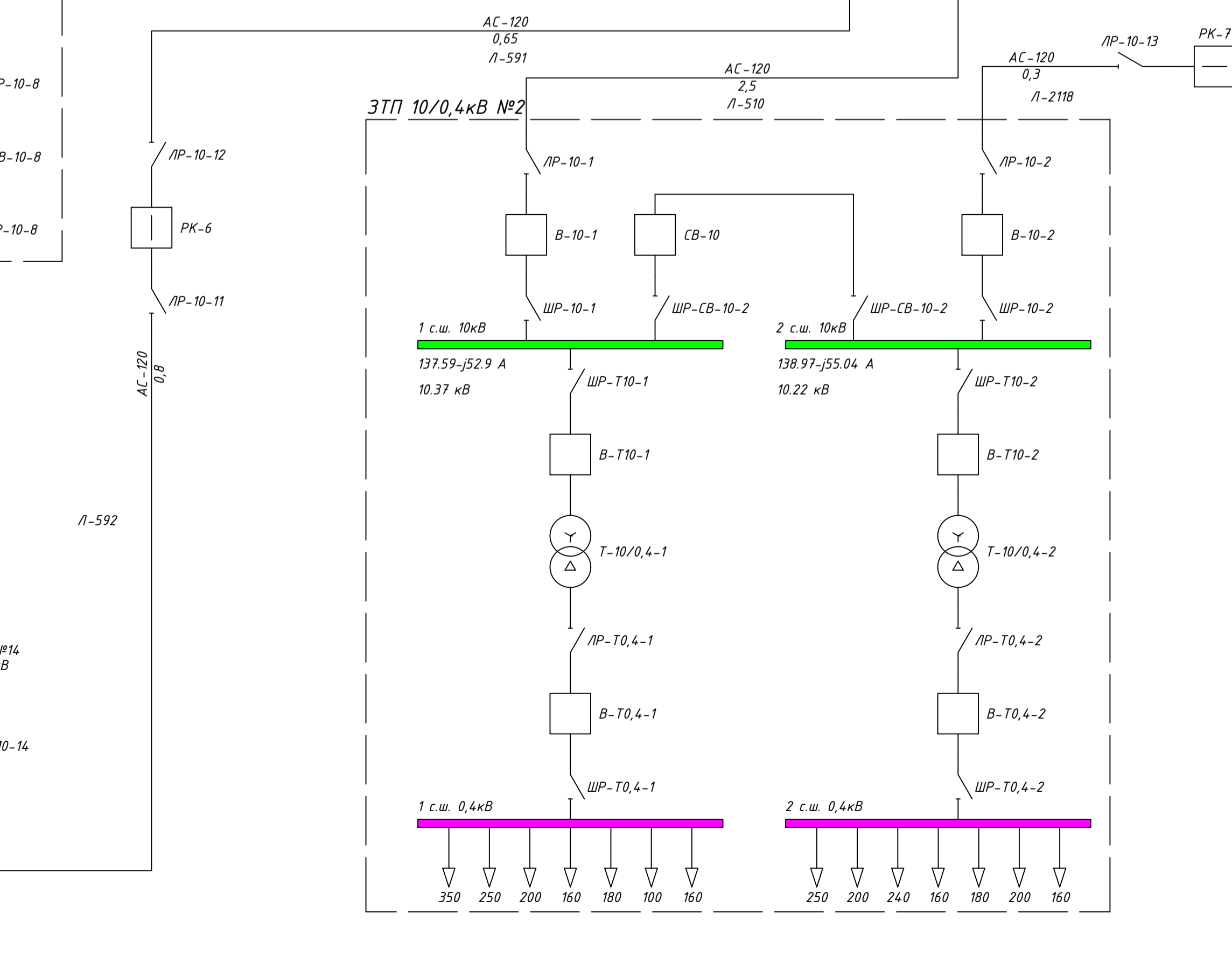
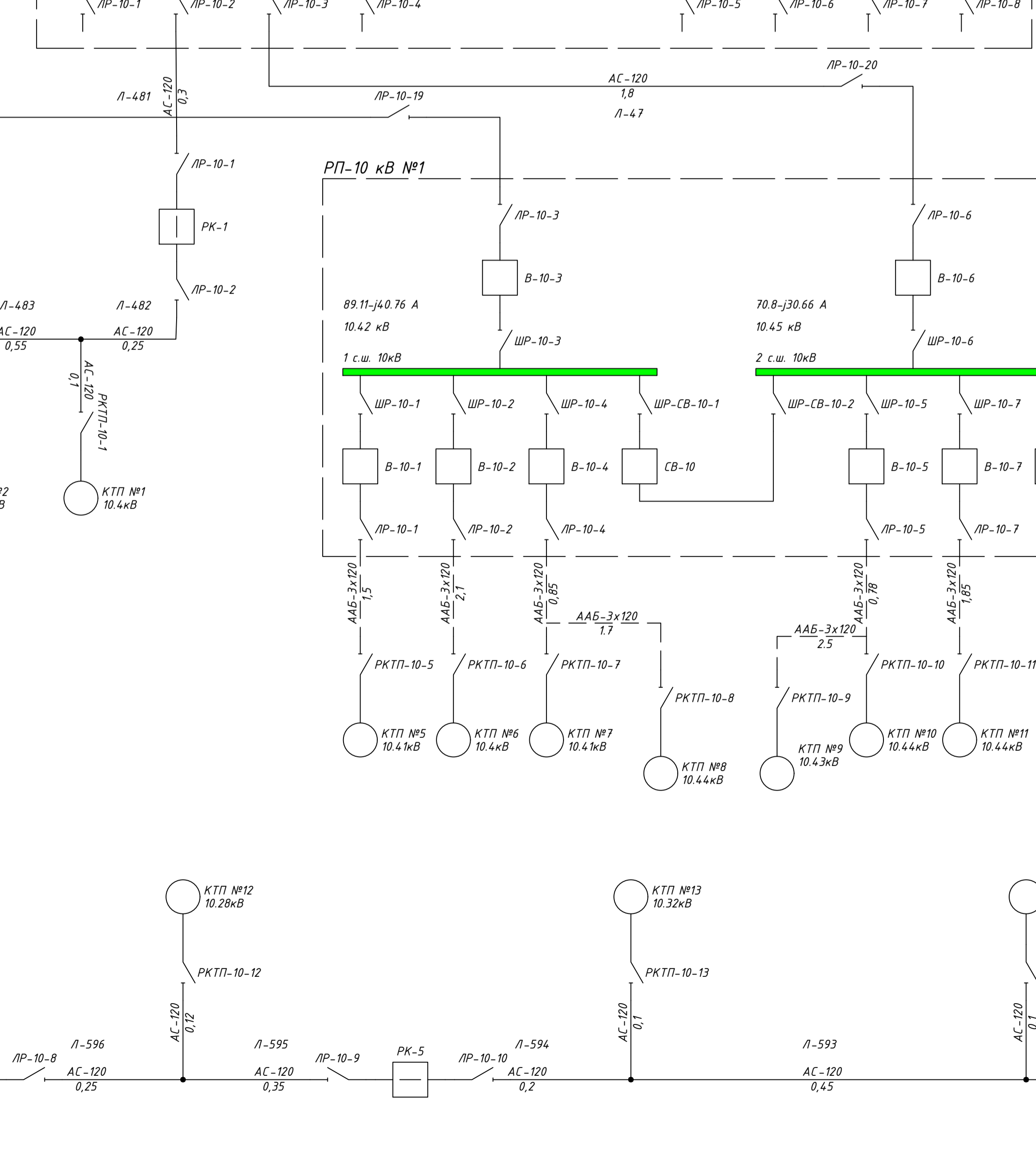
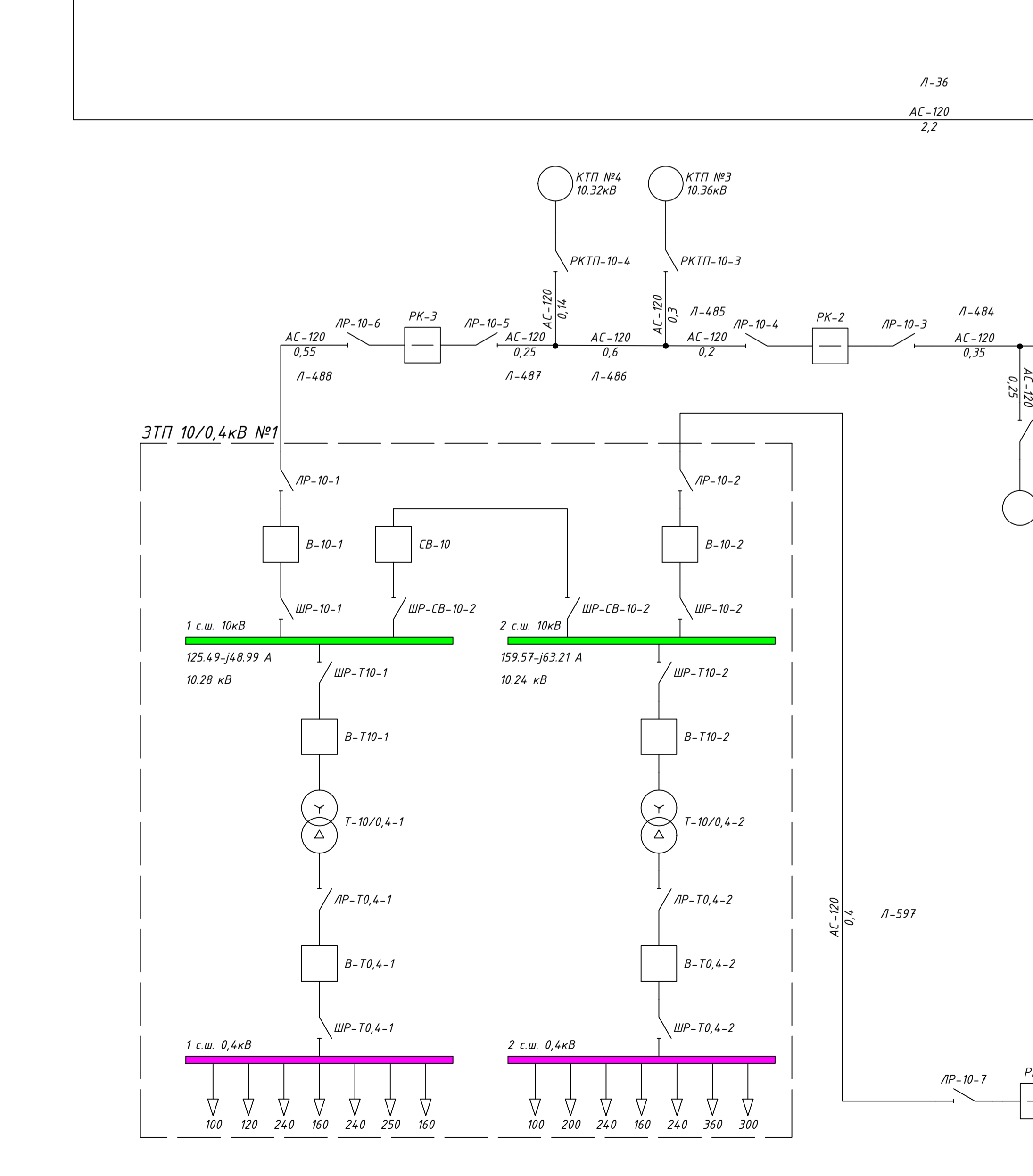
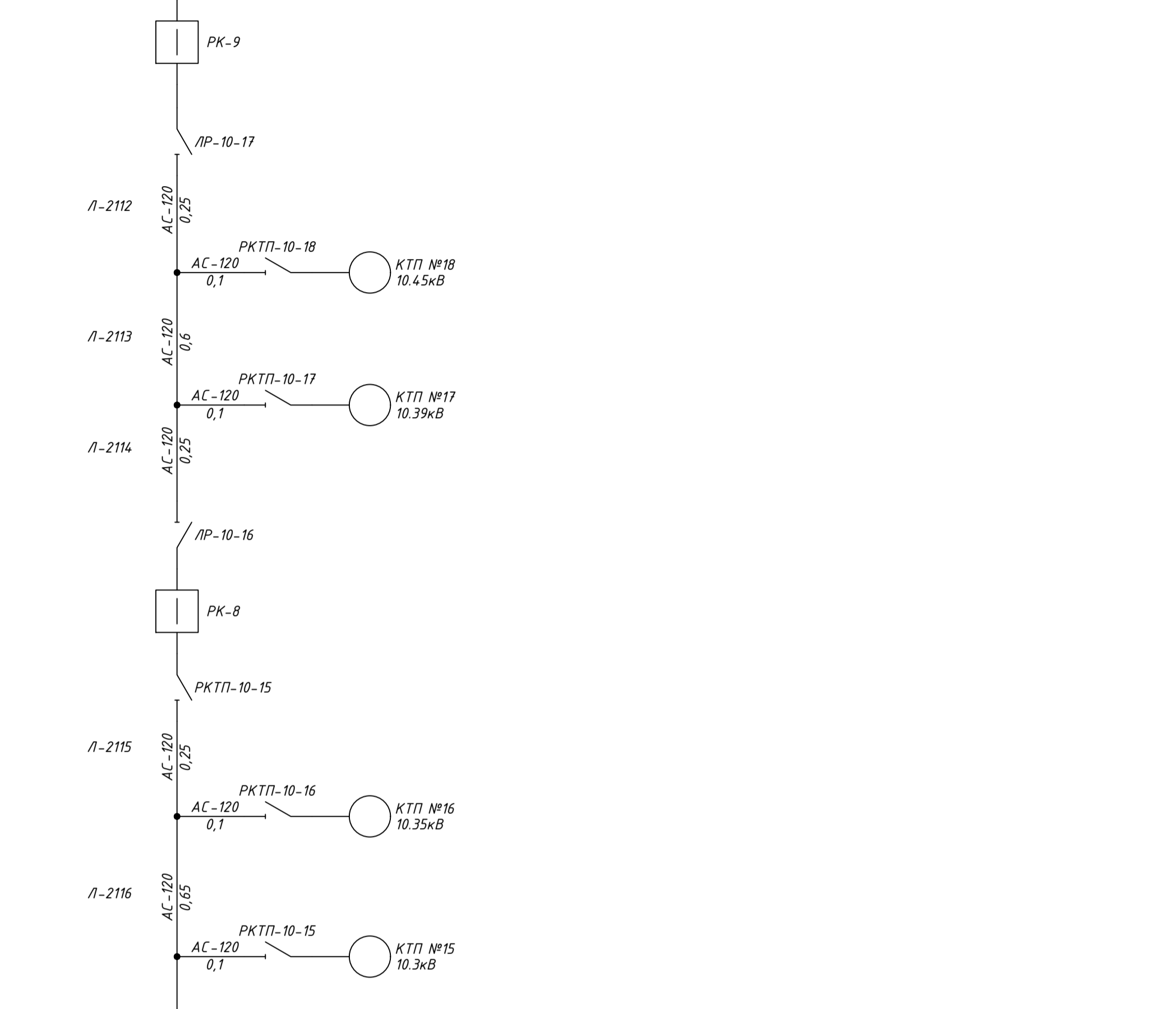
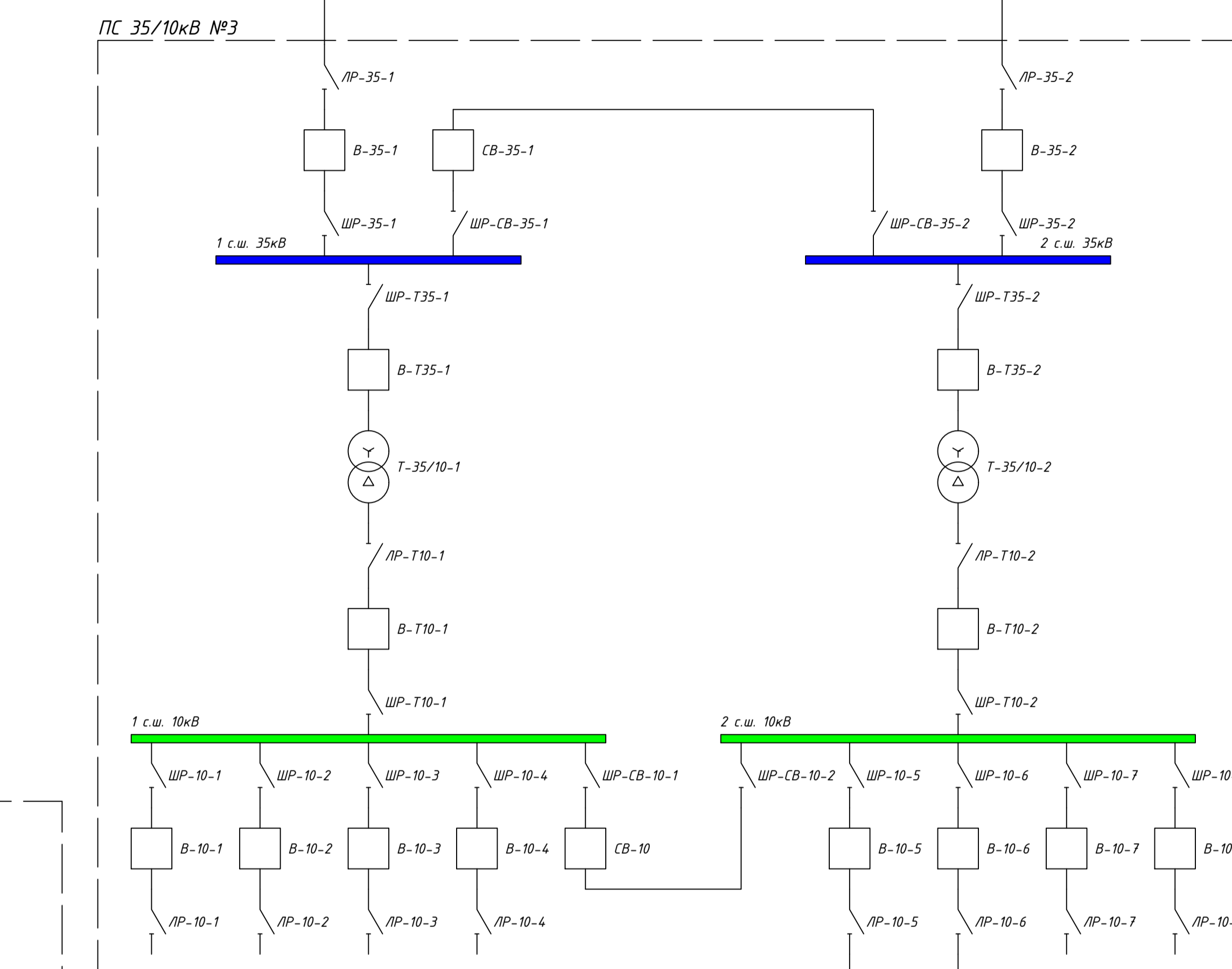
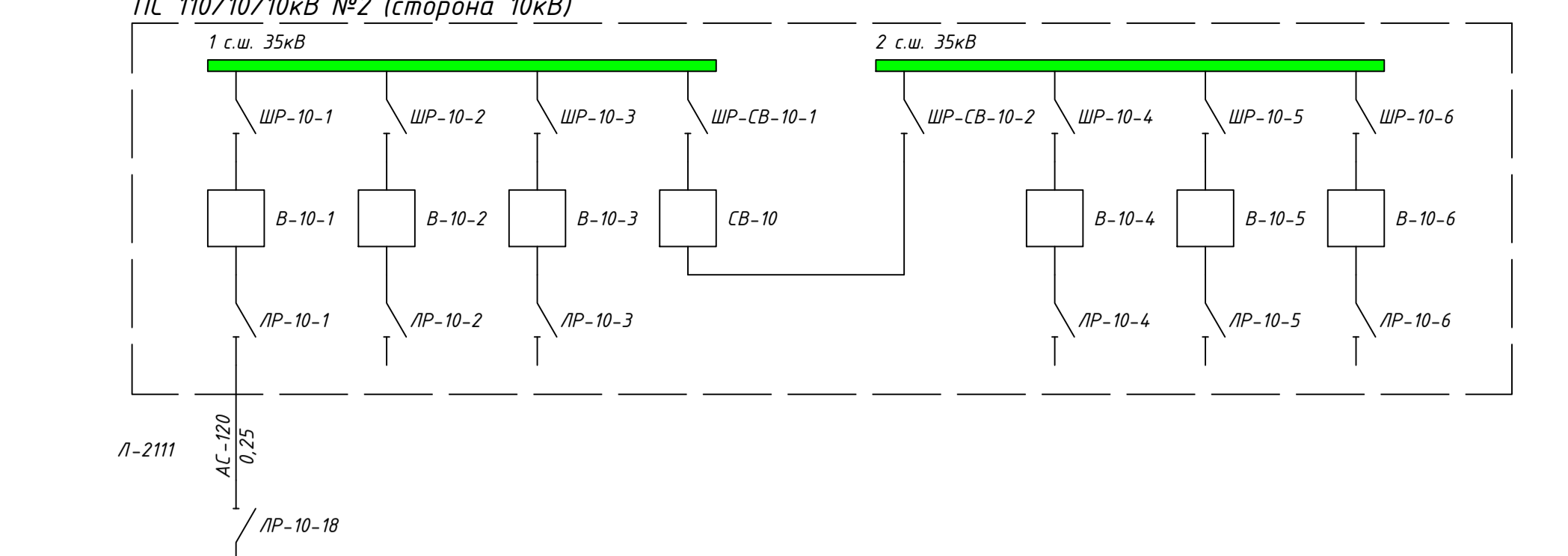
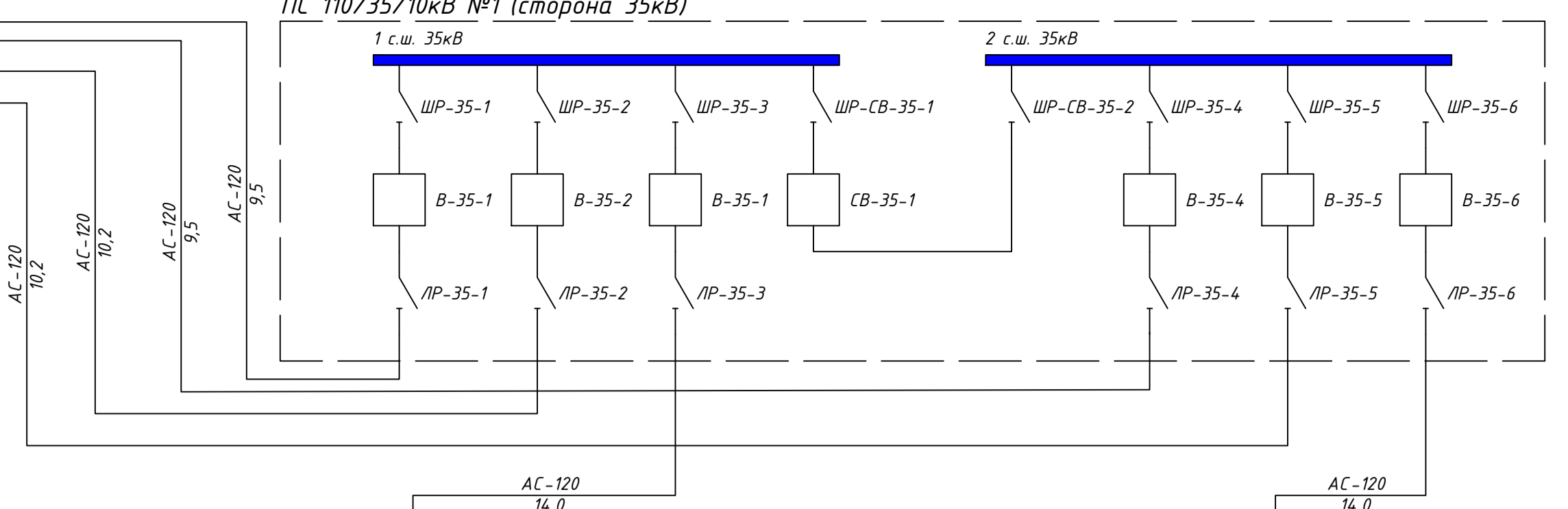
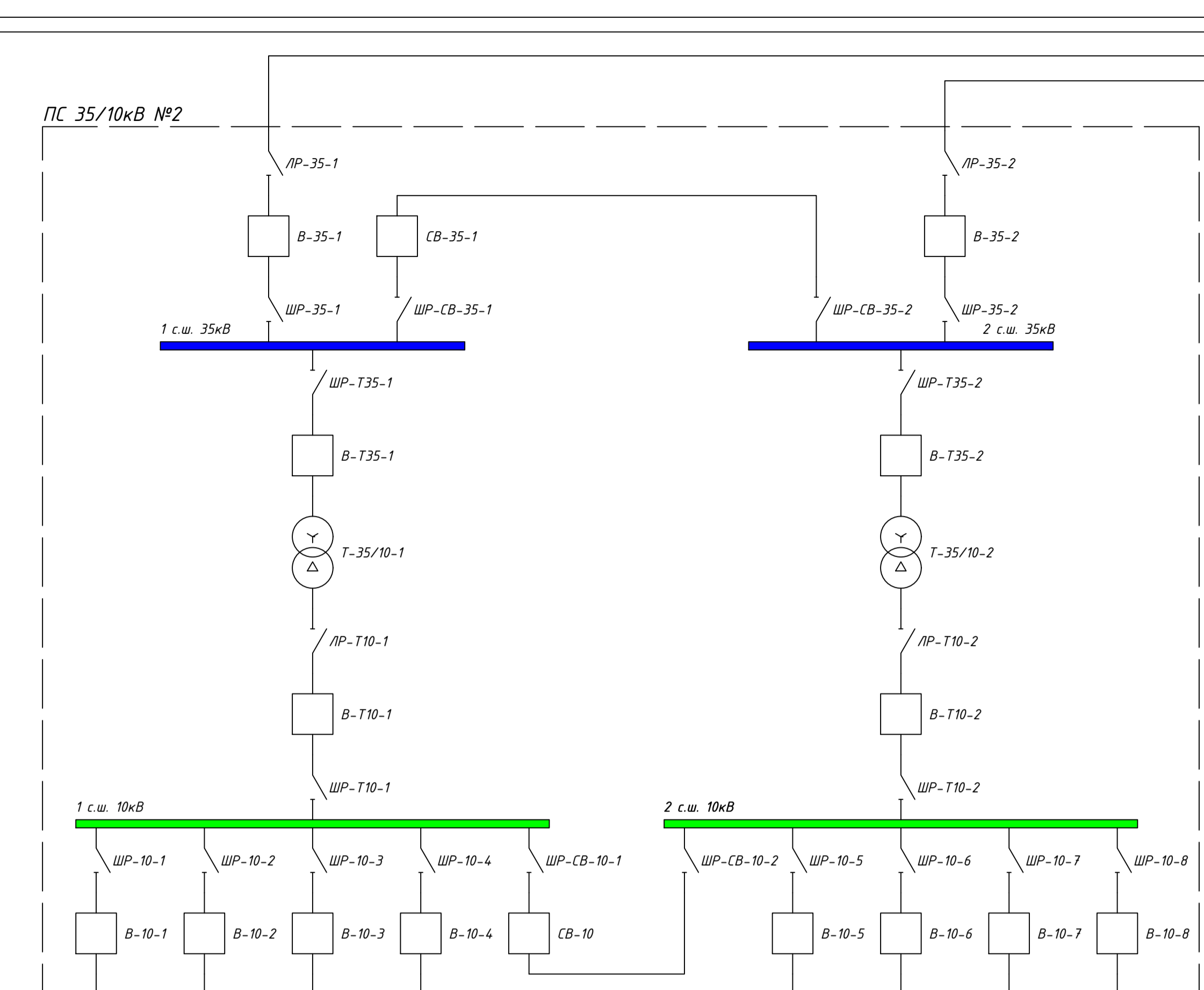
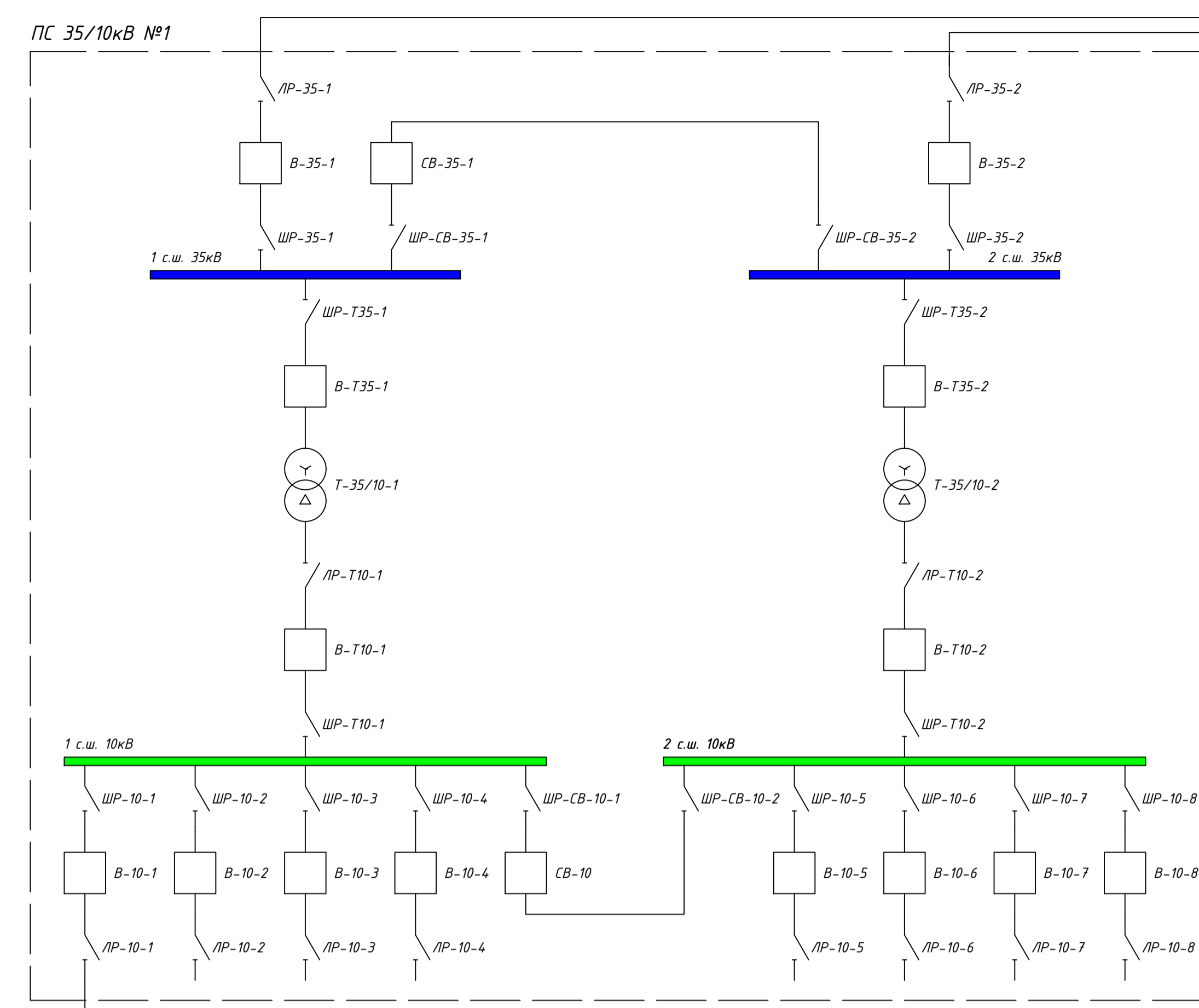
Вадим ЛОБОДЗИНСЬКИЙ

Людмила СПІНУЛ



- Умовні позначення:**
- АС-120/0,45 - Повітряна лінія ЛЕП, марки АС, переріз 120мм², довжина 0,45км
 - ААБ-3х120 - Кабельна лінія, марки ААБ, 3 жили перетином 120мм², довжина 1,5км
 - ПС - Електрична підстанція (110/35/10кВ, 110/10/10кВ, 35/10кВ)
 - РП - Розподільчий пункт (10кВ)
 - ЗТП - Закрита трансформаторна підстанція (10/0,4кВ)
 - ЛР - Лінійний роз'єднувач
 - ШР - Шинний роз'єднувач на ПС/РП/ЗТП/КТП
 - Л - Лінійний роз'єднувач відгалуження ЛЕП
 - В - Вимикач високовольтний (35кВ, 10кВ)
 - РК - Реклаузер
 - Т - Трансформатор силовий (35кВ/10кВ, 10кВ/0,4кВ)
 - КТП - Комплектна трансформаторна підстанція (10/0,4кВ) потужність трансформатора 630 кВА
 - ШР - система збірних шин 35кВ
 - ШР - система збірних шин 10кВ
 - ШР - система збірних шин 0,4кВ

					Додаток Л				
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата	Статус	Архив	Архив	
Затвердив	Розробив	М.Я.			01.24	Автоматизовані влашки перемикачів системи автоматизації району електричних мереж	МД	1	1
Перевірив	Затвердив	М.Я.			01.24	Повна одностороння схема нормального режиму роботи району електричної мережі	КТП ін. Ігоря Скорського		
Розробив	Комп'ютер.	Д.С.			01.24				



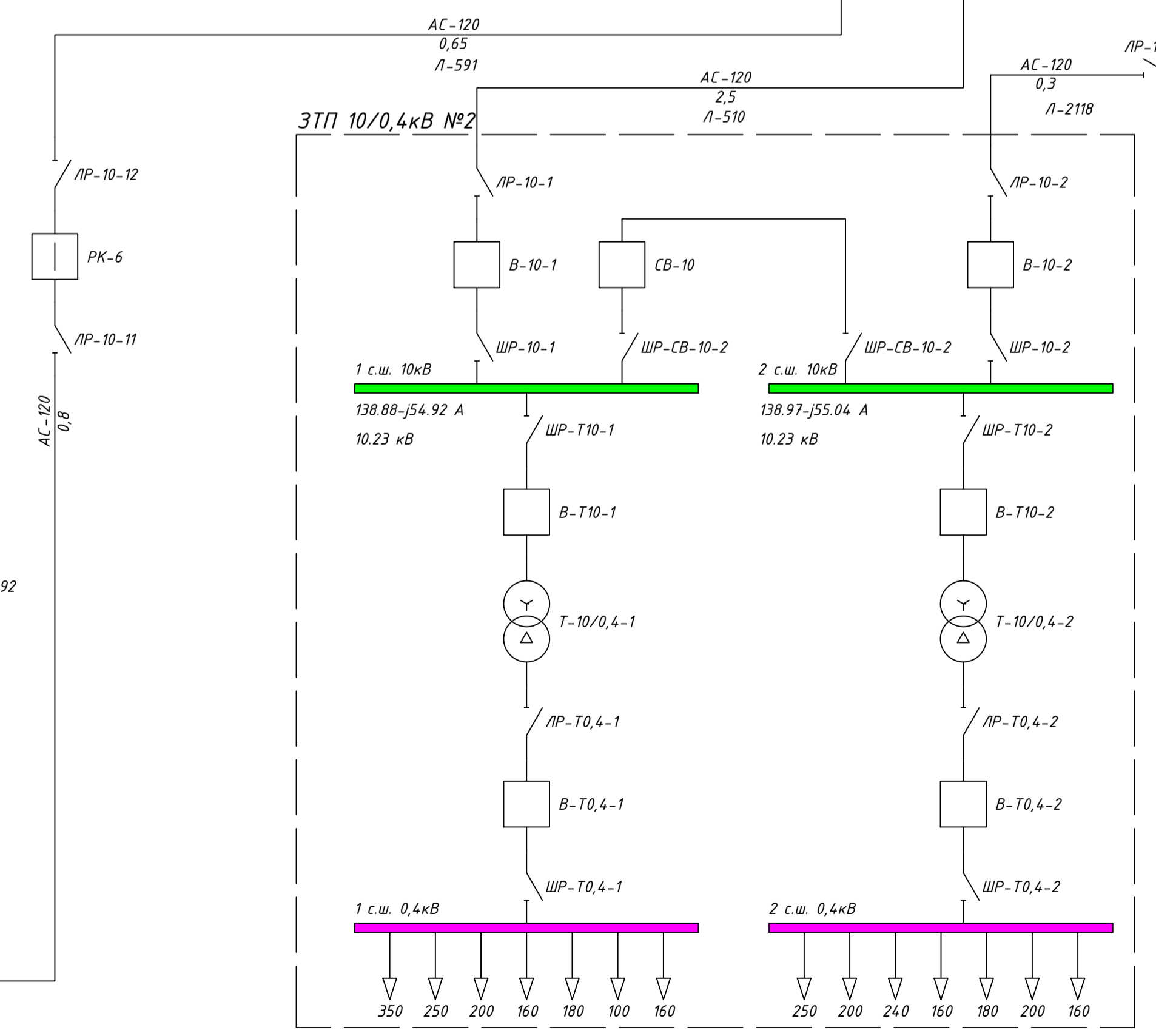
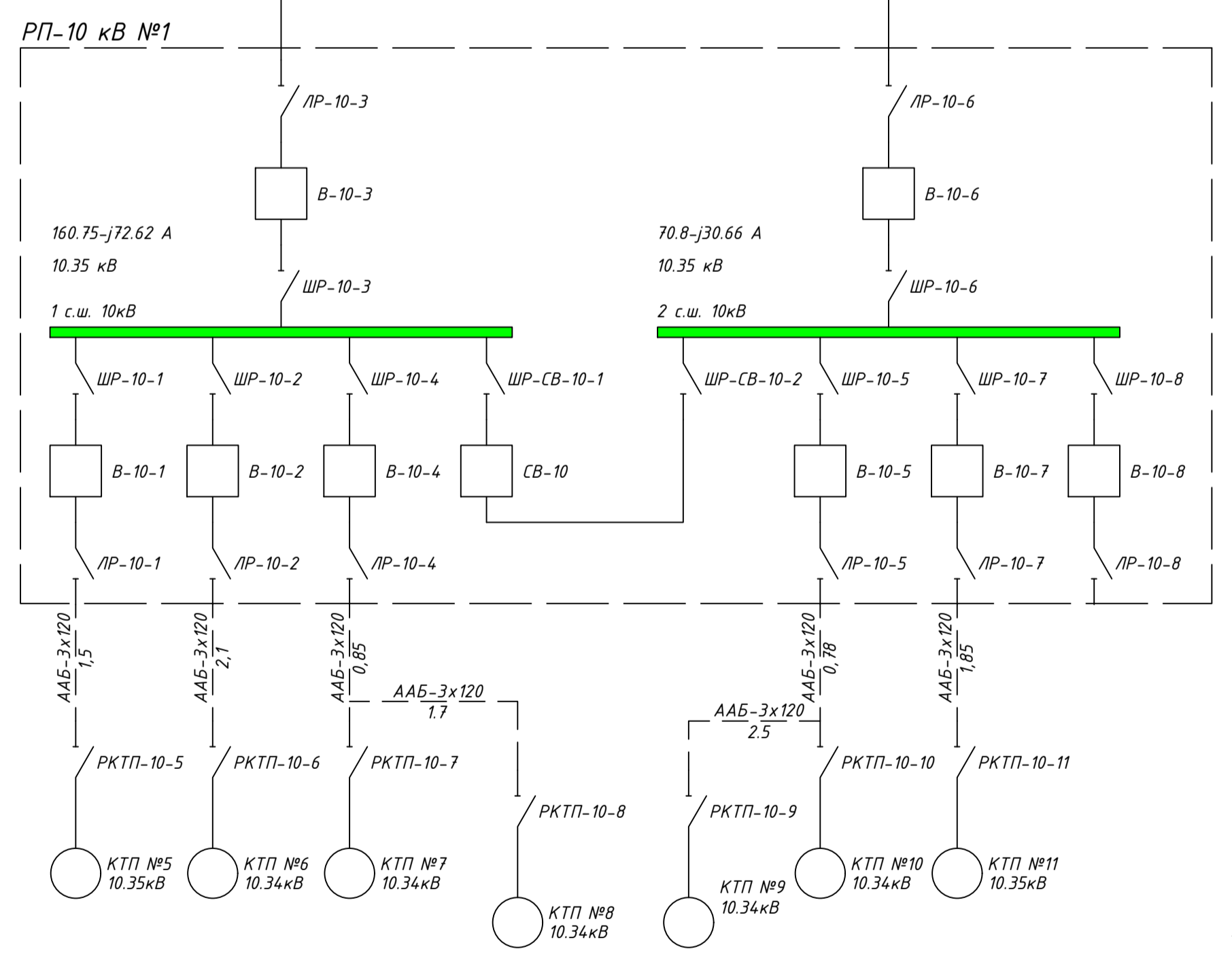
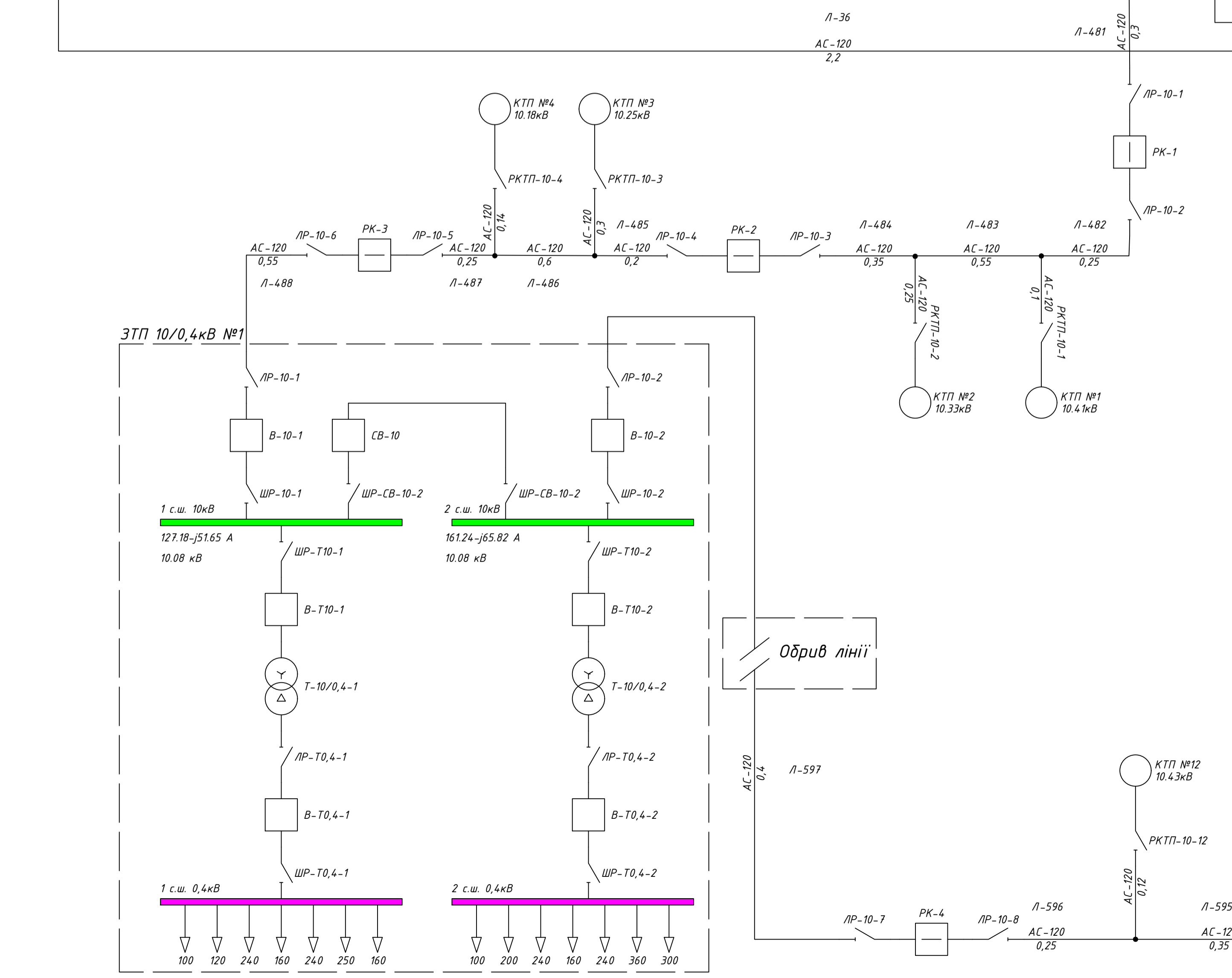
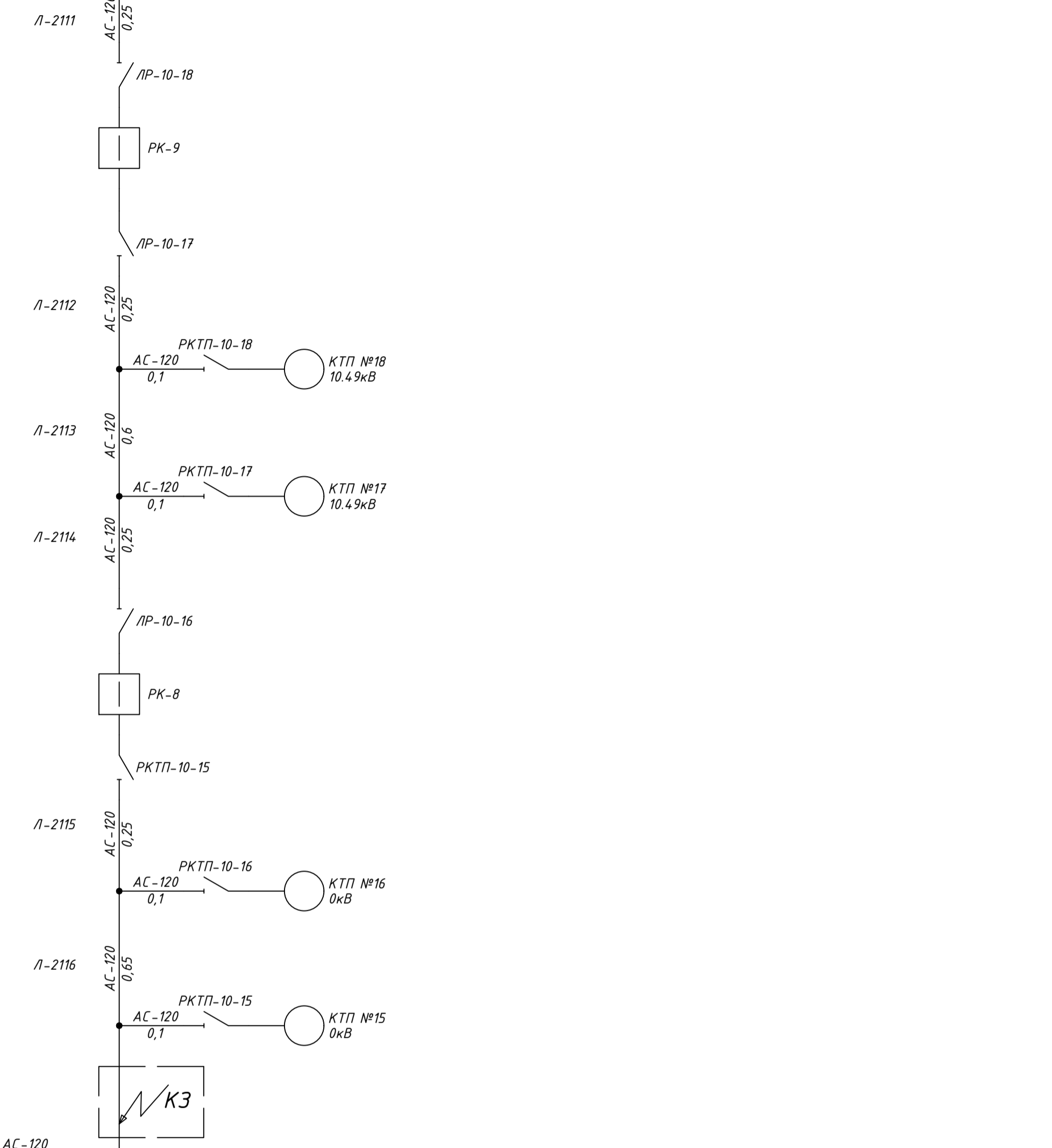
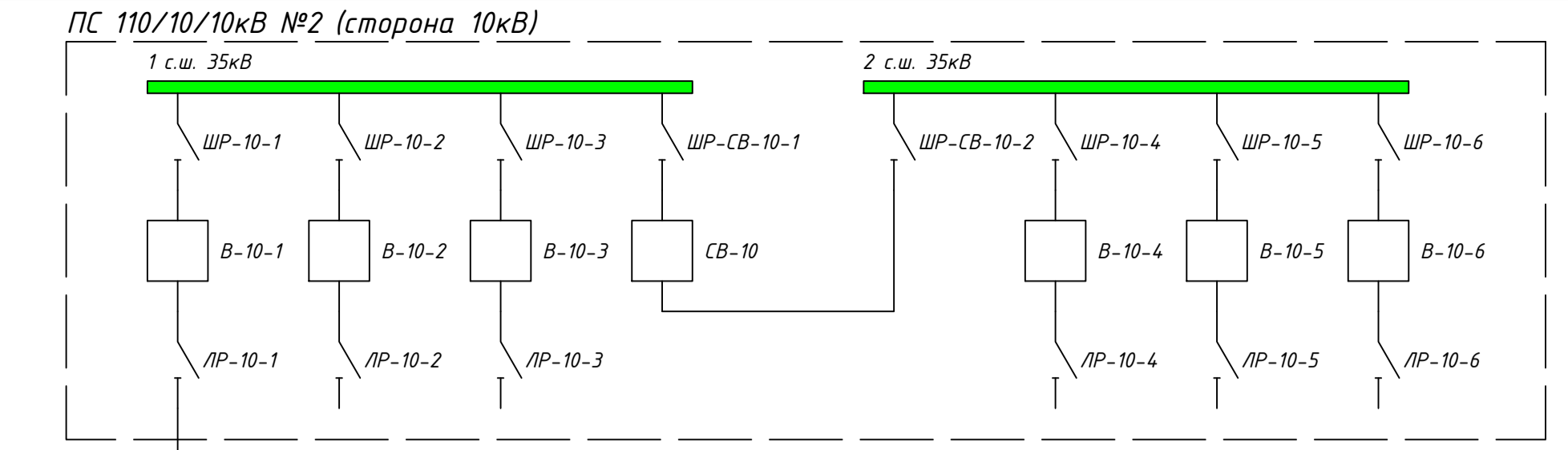
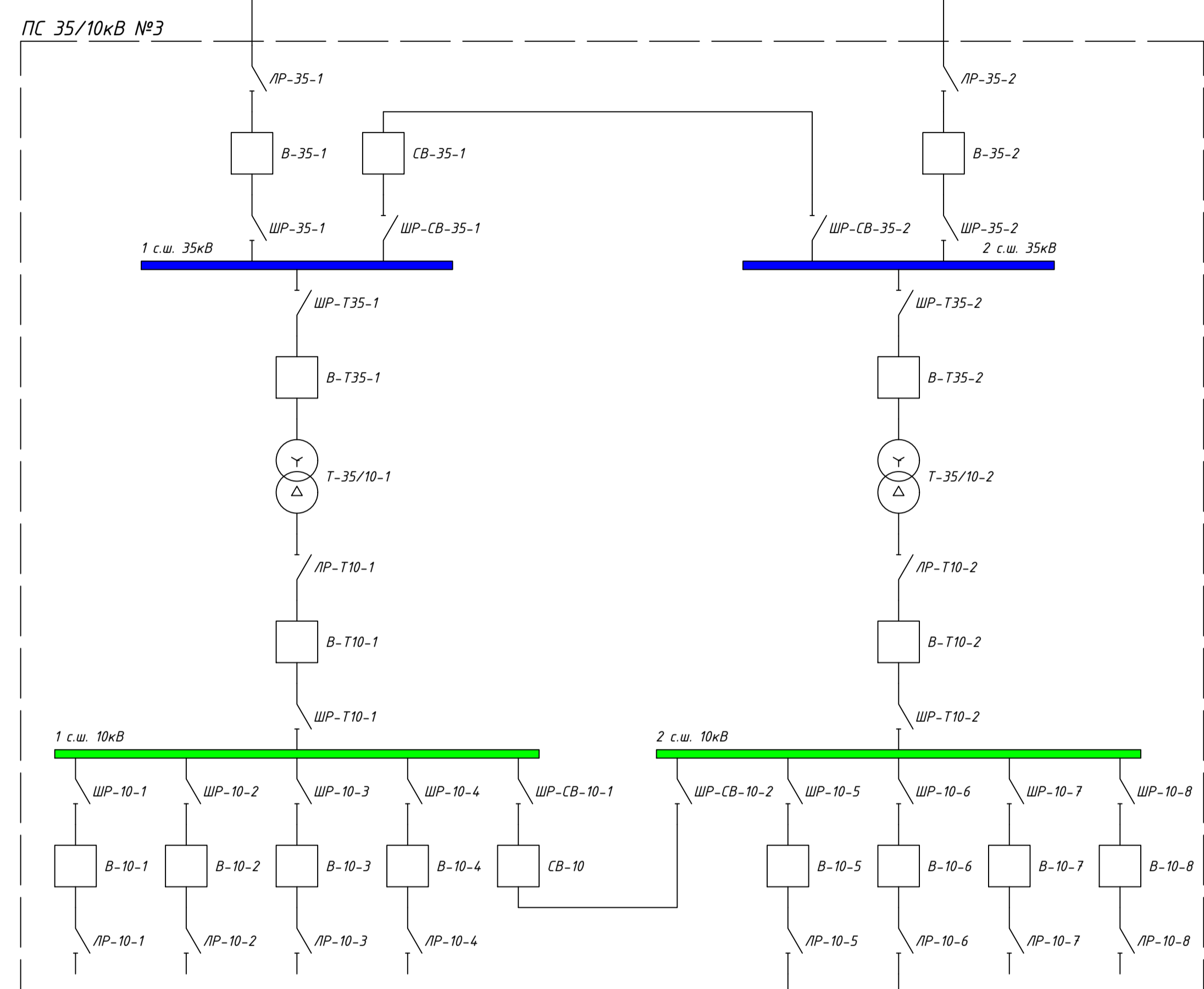
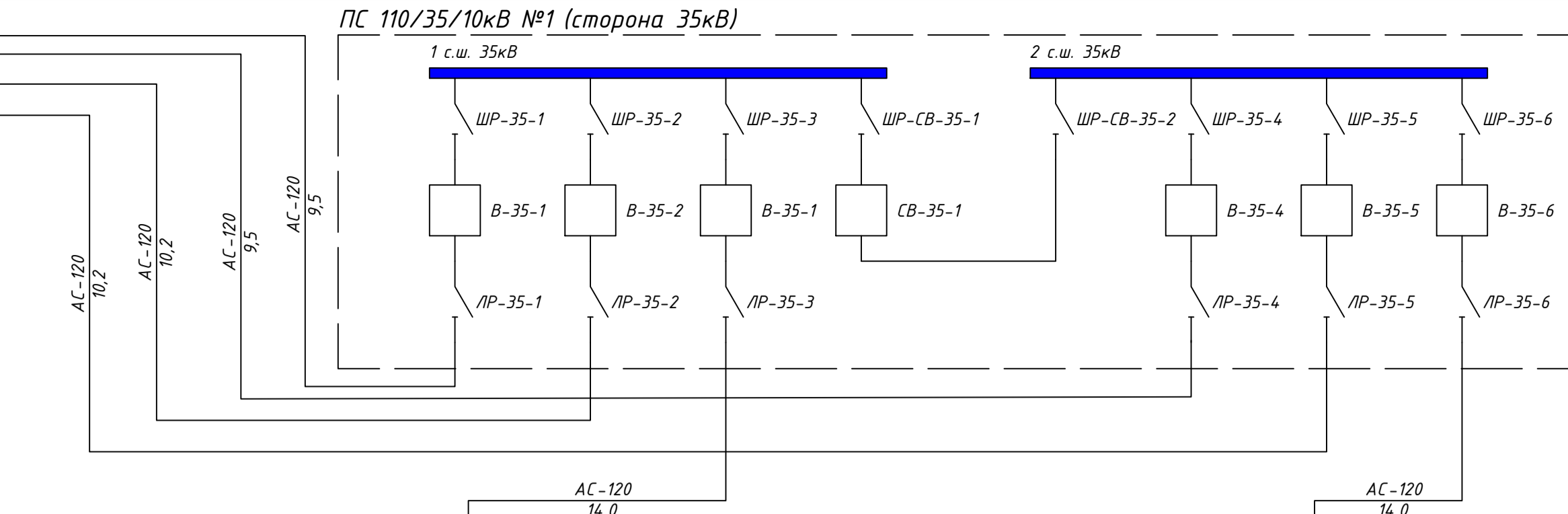
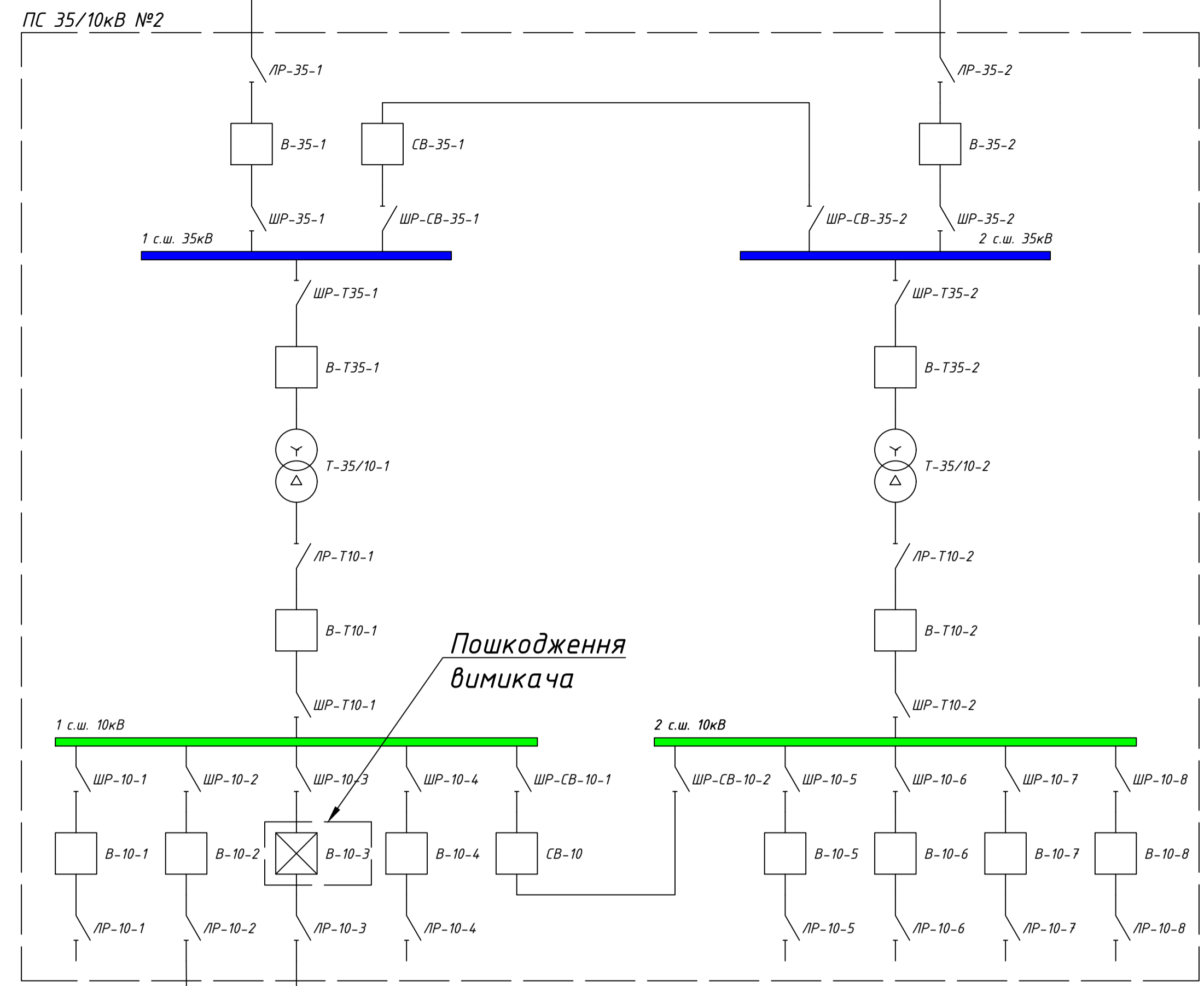
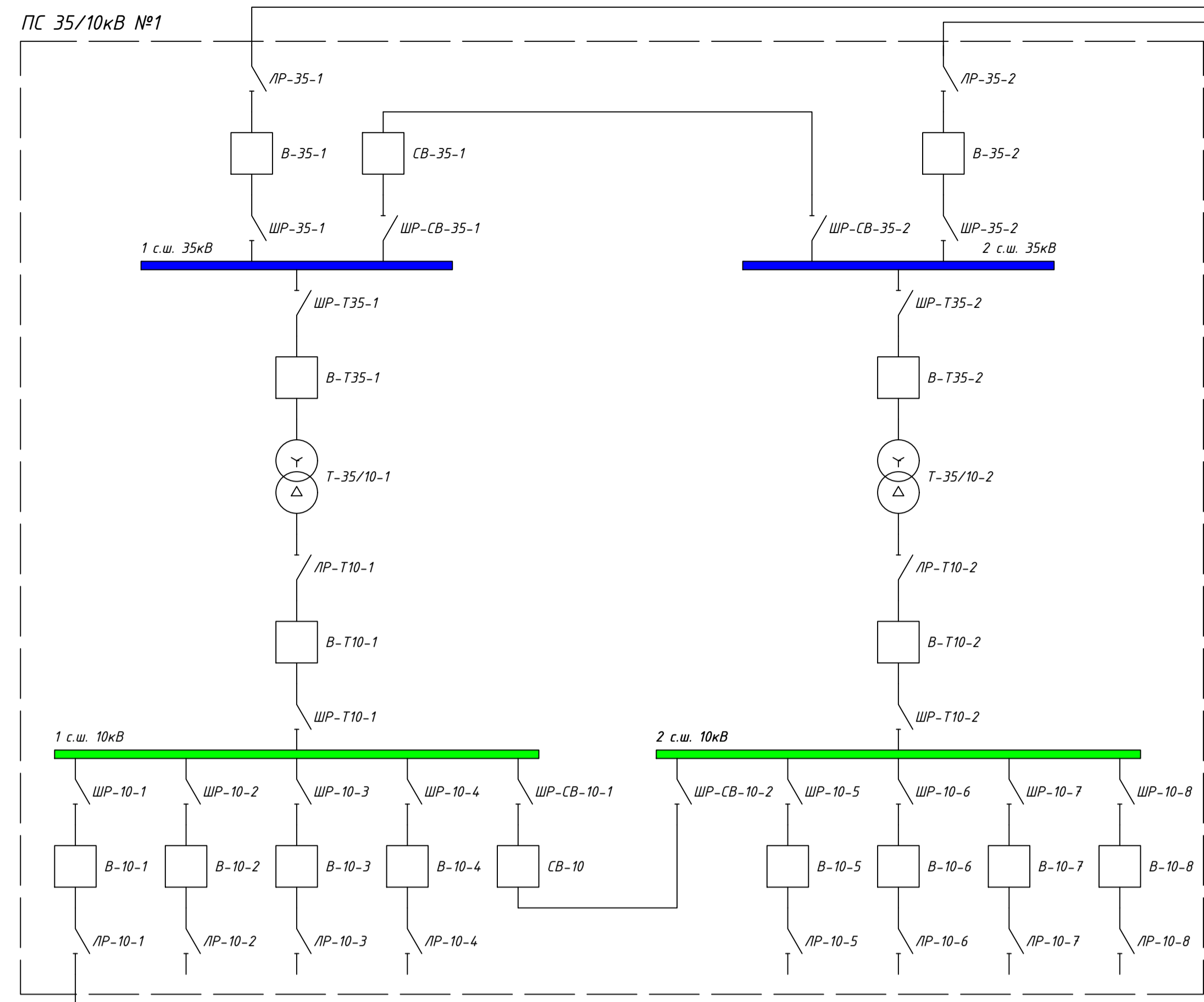
- Умовні позначення:**
- АС-120/0,45 - Повітряна лінія ЛЕП, марки АС, переріз 120мм.кв, довжина 0,45км
 - ААБ-3х120 - Кабельна лінія, марки ААБ, 3 жили перетином 120мм.кв, довжина 1,5км
 - ПС - Електрична підстанція (110/35/10кВ, 110/10/10кВ, 35/10кВ)
 - РП - Розподільчий пункт (10кВ)
 - ЗТП - Закрита трансформаторна підстанція (10/0,4кВ)
 - ЛР - Лінійний роз'єднувач
 - ШР - Шинний роз'єднувач на ПС/РП/ЗТП/КТП
 - Л - Лінійний роз'єднувач відгалуження ЛЕП
 - В - Вимикач високовольтний (35кВ, 10кВ)
 - РК - Реклоузер
 - Т - Трансформатор силовий (35кВ/10кВ, 10кВ/0,4кВ)
 - КТП - Комплекти трансформаторна підстанція (10/0,4кВ) потужність трансформатора 630 кВА
 - (синя) - система збірних шин 35кВ
 - (зелена) - система збірних шин 10кВ
 - (розова) - система збірних шин 0,4кВ

					Додаток М			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата	Стаття	Архив	Архив
Затвердив	Розробив	М.Я.			01.24	1		1
Перевірив	Затвердив	М.Я.			01.24			
Розробив	Комп'ютер.	Д.С.			01.24			

Автоматизовані власни перемикань системи автоматизації району електричних мереж

Структурозапис району електричної мережі в нормальному режимі роботи

КТП ін. Ізари Скорського



- Умовні позначення:**
- АС-120 - Повітряна лінія ЛЕП, марки АС, переріз 120мм², довжина 0,45км
 - ААБ-3х120 - Кабельна лінія, марки ААБ, 3 жили перетином 120мм², довжина 1,5км
 - ПС - Електрична підстанція (110/35/10кВ, 110/10/10кВ, 35/10кВ)
 - РП - Розподільчий пункт (10кВ)
 - ЗТП - Закрита трансформаторна підстанція (10/0,4кВ)
 - ЛР - Лінійний роз'єднувач
 - ШР - Шинний роз'єднувач на ПС/РП/ЗТП/КТП
 - Л- - Лінійний роз'єднувач відгалуження ЛЕП
 - В - Вимикач високовольтний (35кВ, 10кВ)
 - РК - Реклоузер
 - Т - Трансформатор силовий (35кВ/10кВ, 10кВ/0,4кВ)
 - КТП - Комплектна трансформаторна підстанція (10/0,4кВ) потужність трансформатора 630 кВА
 - - система збірних шин 35кВ
 - - система збірних шин 10кВ
 - - система збірних шин 0,4кВ

Обрив лінії

Пошкодження вимикача

КЗ

					Додаток Н				
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата	Статус	Архив	Архив	
Затвердив	Розробив	М.Я.			01.24	Автоматизовані власки перемикачів системи автоматизації району електричних мереж	МД	1	1
Перевірив	Затвердив	М.Я.			01.24	Структурозапис району електричної мережі в плановий режим роботи	МД		
Розробив	Комп'ютер.	Д.С.			01.24				