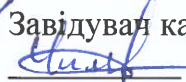


НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
 В. В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ 11 ” грудня 2018 р.

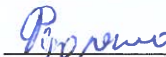
Магістерська дисертація

зі спеціальності **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

на тему: «Вибір оптимальної схеми приєднання вітрової електростанції
потужністю 36 МВт до електричних мереж»

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕС-71мп
(шифр групи)

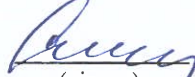
Федоренко Крістіан Дмитрович
(прізвище, ім'я, по батькові)


(підпис)

Науковий керівник доцент, к.т.н. Буслова Н.В.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)


(підпис)

Консультант проект підстанції доцент, к.т.н., Казанський С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

Консультант стартап-проект ст. викл., Бахмачук С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

Консультант релейний захист ст. викл., Хлистов В.М.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

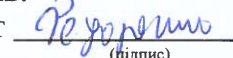
Консультант охорона праці професор, д.т.н., Третьякова Л.Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)


(підпис)

Рецензент заступник директора ЦТР, Примаченко О. О.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)


(підпис)

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

Студент 
(підпис)



Київ – 2018 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри


(підпис)

В. В. Кирик
(ініціали, прізвище)

«07» листопада 2018 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Федоренку Крістіану Дмитровичу

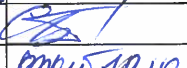
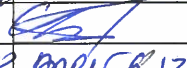
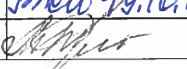
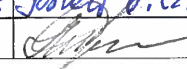
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Вибір оптимальної схеми приєднання вітрової електростанції потужністю 36 МВт до електричних мереж»,
науковий керівник дисертації доцент, к.т.н, Буслова Наїна Володимирівна
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом по університету від «07» листопада 2018 р. № 4107-с
2. Строк подання студентом дисертації «12» грудня 2018 р.
3. Об'єкт дослідження: схема видачі потужності ВЕС
4. Предмет дослідження: нормальні та ремонтно-аварійні режими роботи електричної мережі при приєднанні ВЕС до «Бурштинського енергоострову»
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Розробити схему видачі потужності ВЕС потужністю 36 МВт. 2. Спроекувати електричну частину підстанції 110/35/10 кВ. 3. Розрахувати релейний захист трансформатора ТДТН-40000/110. 4. Розробити стартап-проект. 5. Проаналізувати заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації вітрового генератора.
6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Ситуаційний план та існуюча схема мережі району підключення ВЕС. 2. Режим роботи мережі з урахуванням ВЕС для 2019 року. 3. Режим роботи мережі з

урахуванням ВЕС для 2019 та 2024 року. 4. Режими роботи мережі з урахуванням ВЕС для 2024 року. 5. Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ. 6. План підстанції. Блискавкозахист. 7. Основні розрізи ПС 110/35/10 кВ. 8. Схема підключення мікропроцесорного пристрою RET-670 до трансформатора ТДТН-40000/110.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Буслова Н. В., Федоренко К. Д. Порівняльний аналіз ефективності роботи вітрової енергетики у провідних країнах світу та Україні // Міжнародний науково-технічний журнал «Освіта і наука без меж». 2018. – с. 41-45. 2. Буслова Н. В., Федоренко К. Д. Особливості електрогенеруючих систем вітроелектростанцій // Міжнародний науково-технічний журнал «Перспективні запитання світової науки. 2018. – с. 41-45 .

8. Консультанти розділів дисертації

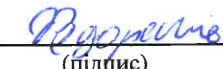
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Проектування підстанції	доцент, к.т.н. Казанський С.В.		
Стартап-проект	ст. викл., Бахмачук С.В.		
Релейний захист	ст. викл., Хлистов В.М.	19.11.18	06.12.18
Охорона праці	професор, д.т.н., Третьякова Л.Д.		

9. Дата видачі завдання «07» листопада 2018 р.

Календарний план

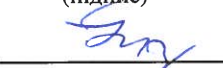
№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Техніко-економічне обґрунтування схеми видачі потужності ВЕС потужністю 36 МВт	07.11.2018-15.11.2018	
2	Проект електричної частини підстанції 110/35/10 кВ	15.11.2018-19.11.2018	
3	Релейний захист трансформатора 110/35/10 кВ потужністю 40 МВА	19.11.2018-22.11.2018	
4	Розроблення стартап-проекту	22.11.2018-26.11.2018	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації вітрового генератора	26.11.2018-29.11.2018	
7	Оформлення отриманих результатів	29.11.2018-03.12.2018	
8	Оформлення технічних креслень	03.12.2018-12.12.2018	

Студент


(підпис)

Федоренко К. Д.
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації


(підпис)

Буслова Н. В.
(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 113 сторінках (100 сторінок формату А4, 13 сторінок формату А3) яка включає в себе 28 рисунків, 38 таблиць, 17 джерел використаної літератури. Графічна частина складається з 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В цій дисертації розглядається вибір оптимальної схеми приєднання вітрової електростанції потужністю 36 МВт до електричних мереж. Моделювання підключення ВЕС до електричних мереж виконано у програмному комплексі «ГрафСканер».

Актуальність теми. Використання відновлюваних джерел енергії на сьогодні є одним із пріоритетних напрямів розвитку європейської енергетики, що обумовлено низкою чинників, основними серед яких є запобігання енергетичній нестабільності країн, пов'язаної з енергетичними кризами, та скорочення залежності від імпорту енергоносіїв, необхідність зменшення обсягів шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв, збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь. Нарощування частки використанні ВДЕ є і надалі залишатиметься одним із стратегічних завдань економічного розвитку України.

Вітер є поновлюваним і невичерпним джерелом енергії. В порівнянні з іншими джерелами він є одним з найбільш використовуваних в даний час. З ростом частки поновлюваних джерел енергії важливого значення набуває якість енергії, яку вони поставляють в мережу. Останнім часом наукові інститути активно займаються розробкою систем прогнозування генерації на вітроелектростанціях, що дозволить більш ефективно використання вітру для вироблення електроенергії, та забезпечить стабільні показники напруги та частоти в мережі.

Актуальність дослідження зумовлена дефіцитом паливно-енергетичних ресурсів та залежністю енергетики України від їх постійного імпорту і, відповідно, можливістю, хоча б часткового подолання такої залежності за рахунок ефективного

розвитку вітрової енергетики з використанням наявного вітрового потенціалу території.

Метою магістерської дисертації є розробка оптимального варіанту схеми видачі потужності ВЕС до електричних мереж та моделювання нормального та ремонтно-аварійних режимів роботи мережі.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

- виконати аналіз стану електричних мереж в місці спорудження ВЕС;
- розробити варіант схеми видачі потужності ВЕС до електричних мереж;
- змодельовати та проаналізувати нормальний та ремонтно-аварійні режими роботи після підключення ВЕС до електричних мереж.

Об'єкт дослідження: схема видачі потужності ВЕС.

Предмет дослідження: аналіз нормального та ремонтно-аварійних режимів роботи мережі при приєднанні ВЕС до електричних мереж «Бурштинського енергоострову».

Методи дослідження. В основу роботи покладено моделювання нормального та ремонтно-аварійних режимів роботи. Моделювання цих режимів виконано за допомогою прогресивного програмного комплексу «ГрафСканер».

Наукова новизна результатів полягає в розробці моделі розрахунку режимів електричних мереж, що дозволяє аналізувати стан системи при змінах в роботі мережі.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Буслова Н. В., Федоренко К. Д. Порівняльний аналіз ефективності роботи вітрової енергетики у провідних країнах світу та Україні // Міжнародний науково-технічний журнал «Освіта і наука без меж». 2018. – с. 41-45.

2. Буслова Н. В., Федоренко К. Д. Особливості електрогенеруючих систем вітроелектростанцій // Міжнародний науково-технічний журнал «Перспективні запитання світової науки. 2018. – с. 41-45.

СХЕМА ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ГЕНЕРАЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 113 pages (100 pages of A4 format, 13 pages of A3 format), which includes 28 figures, 38 tables, 17 sources of used literature. The graphic part consists of 8 sheets of technical drawings of A1 format.

In this thesis the choice of optimal scheme of connection of 36 MW wind power plant to electric networks is considered. The simulation of connection of WPP to electric networks is carried out in software "ГрафСканер".

Relevance of the topic. Today, the use of renewable energy sources is one of the priority directions in the development of European energy, due to a number of factors, the main among which is to prevent the energy instability of countries associated with energy crises, and to reduce the dependence on imports of energy resources, the need to reduce emissions of harmful emissions, which are formed in the process of using traditional energy sources, preservation of energy resources for future generations. The increase in the share of RES use will continue to be one of the strategic objectives of the economic development of Ukraine.

Wind is a renewable and inexhaustible source of energy. Compared to other sources, it is one of the most used now. As the share of renewable energy sources grows, the quality of the energy they supply to the network becomes important. Recently, scientific institutes are actively engaged in the development of forecasting systems for generation at the WPP, which will allow more efficient use of wind for electricity generation, and provide stable voltage and frequency indices in the network.

The urgency of the research is due to the shortage of fuel and energy resources and the dependence of Ukraine's energy industry on their permanent imports and, accordingly, the possibility of at least partial overcoming of such dependence due to the effective development of wind energy using the existing wind potential of the territory.

The purpose of the master's thesis is the development of an optimal variant of the scheme for the issue of the WPP power to electric networks and simulation of normal and repair-emergency modes of the network operation.

To achieve this goal, the following tasks must be solved:

- to carry out an analysis of the state of electrical networks at the area of the construction of wind power plants;
- to develop a variant of the scheme of power output of the WPP to electric networks;
- to simulate and analyze the normal and repair-emergency modes of operation after connecting the WPP to electricity networks.

Object of the study: scheme of power output of the WPP.

Subject of the study: analysis of the normal and repair-emergency modes of the network operation when connecting the WPP to the electrical networks of the "Burshtyn Energy Island".

Research methods. The basis of the work is the simulation of normal and repair-emergency modes of operation. The simulation of these regimes is accomplished with the help of the progressive software "ГрафСканер".

The scientific novelty of the results is to develop a model for calculating the modes of electrical networks, which allows to analyze the state of the system with changes in the work of the network.

Publications on research topics:

1. Buslova N. V., Fedorenko K. D. Comparative analysis of the efficiency of wind energy in the leading countries of the world and Ukraine // International scientific and technical journal "Education and science without borders". 2018. – p. 41-45.

2. Buslova N. V., Fedorenko K. D. Peculiarities of power generating systems of wind power plants // International scientific and technical journal "Prospective questions of world science. 2018. – p. 41-45.

SCHEME OF POWER OUTPUT, RENEWABLE SOURCES OF ENERGY, WIND POWER PLANT, GENERATION, ELECTRIC NETWORK.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	9
ВСТУП.....	10
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ВЕС.....	11
1.1 Розміщення та характеристика ВЕС.....	11
1.2 Аналіз існуючого технічного стану розподільних електричних мереж в районі розміщення ВЕС	13
1.3 Розробка схеми видачі потужності ВЕС до електричних мереж	13
1.4 Прогноз рівнів споживання електроенергії та електричних навантажень району розміщення ВЕС	14
1.5 Розрахунок режимів роботи електричної мережі	18
Висновки до розділу	20
2 ПРОЕКТ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ	33
2.1 Опис підстанції	33
2.2 Опис головних схем електричних з'єднань.....	33
2.3 Розрахунок струмів КЗ.....	33
2.4 Вибір та перевірка обладнання ПС	44
2.5 Вибір джерел оперативного струму.....	47
2.6 Освітлення на підстанції.....	48
2.7 Розрахунок блискавкозахисту	49
Висновки до розділу	50
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА 110/35/10 кВ ПОТУЖНІСТЮ 40 МВА	51
3.1 Захисти трансформаторів.....	51
3.2 Опис пристрою захисту RET-670.....	53
3.3 Опис газового захисту трансформатора.....	54
3.4 Опис захисту трансформатора від перевантажень.....	54

3.5	Розрахунок і вибір параметрів спрацювання диференційного струмового захисту RET-670	55
3.6	Розрахунок уставок диференційного захисту.....	62
3.7	Розрахунок уставок МСЗ	66
	Висновки до розділу	72
4	РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ ПРОДАЖУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА «ЗЕЛЕНИМ ТАРИФОМ»	73
4.1	Опис ідеї проекту.....	73
4.2	Технологічний аудит ідеї проекту	74
4.3	Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту	75
	Висновки до розділу	95
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВІТРОВОГО ГЕНЕРАТОРА.....	96
5.1	Технічні характеристики та місце розміщення ВЕС.....	96
5.2	Аналіз умов праці	97
5.3	Заходи з електробезпеки працівників.....	99
5.4	Розрахунок захисного заземлюючого пристрою генератора	101
5.5	Заходи та засоби безпеки в надзвичайних ситуаціях.....	106
	Висновки до розділу	107
	ВИСНОВКИ	109
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	110
	Додаток А. Результати перевірки роботи на плагіат	112

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АБ – акумуляторна батарея

АВР – автоматичний ввід резерву

АТ – автотрансформатор

Біо-ТЕС – теплоелектростанція яка працює на біогазі

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВЕС – вітрові електростанції

ВЕУ – вітроелектроустановка

ВЗ – вертикальний заземлювач

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ГЗ – горизонтальний заземлювач

ЕУ – електроустановка

ЗП – заземлюючий пристрій

ЗРП – закритий розподільчий пристрій

КЗ – коротке замикання

КРП – комплектний розподільчий пристрій

МСЗ – максимальний струмовий захист

ОЕС – об'єднана енергетична система

ОПН – обмежувач перенапруги

ПЛ – повітряна лінія електропередавання

ПС – електрична підстанція

РПН – регулювання під навантаженням

СЕС – сонячна електростанція

ТЕС – теплоелектростанція

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ВСТУП

Використання відновлюваних джерел енергії на сьогодні є одним із пріоритетних напрямів розвитку європейської енергетики, що обумовлено низкою чинників, основними серед яких є запобігання енергетичній нестабільності країн, пов'язаної з енергетичними кризами, та скорочення залежності від імпорту енергоносіїв, необхідність зменшення обсягів шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв, збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь. Нарощування частки використанні ВДЕ є і надалі залишатиметься одним із стратегічних завдань економічного розвитку України.

Сьогодні відстежується тенденція до стрімкого розвитку вітроенергетики – галузі відновлювальної енергетики, яка спеціалізується на використанні безкоштовного джерела електроенергії – кінетичної енергії вітру.

Щоб найкраще використовувати енергію вітру, важливо досконало розуміти добові та сезонні зміни вітру, зміну швидкості вітру залежно від висоти над поверхнею землі, кількість поривів вітру за короткі відрізки часу, а також мати статистичні дані хоча б за останні 20 років. Останнім часом наукові інститути активно займаються розробкою систем прогнозування генерації на вітроелектростанціях, що дозволить більш ефективно використовувати вітру для вироблення електроенергії, та забезпечить стабільні показники напруги та частоти в мережі.

Основна відмінність такої електростанції від традиційних полягає у повній відсутності сировини та відходів. Єдина основна вимога - високий середньорічний рівень вітру. Потужності сучасних промислових вітрогенераторів досягають 8 МВт.

В роботі буде розроблена оптимальна схема видачі потужності ВЕС до електричних мереж «Бурштинського енергоострову», а саме до шин 35 кВ підстанції 110/35/10 кВ «Дрогобич-20». Також буде проведений аналіз нормальних та ремонтно-аварійних режимів роботи мережі після підключення станції. Передбачається розрахунок струмів КЗ на підстанції, заміна обладнання, та розрахунок релейного захисту.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ВЕС

1.1 Розміщення та характеристика ВЕС

Майданчик розміщення ВЕС знаходиться поблизу міста Дрогобич Львівської області (рис. 1.1).

Розрахункова встановлена потужність ВЕС становить 36 МВт. Введення потужності передбачається в одну чергу. Існуюча схема району розміщення ВЕС показана на рис. 1.2.

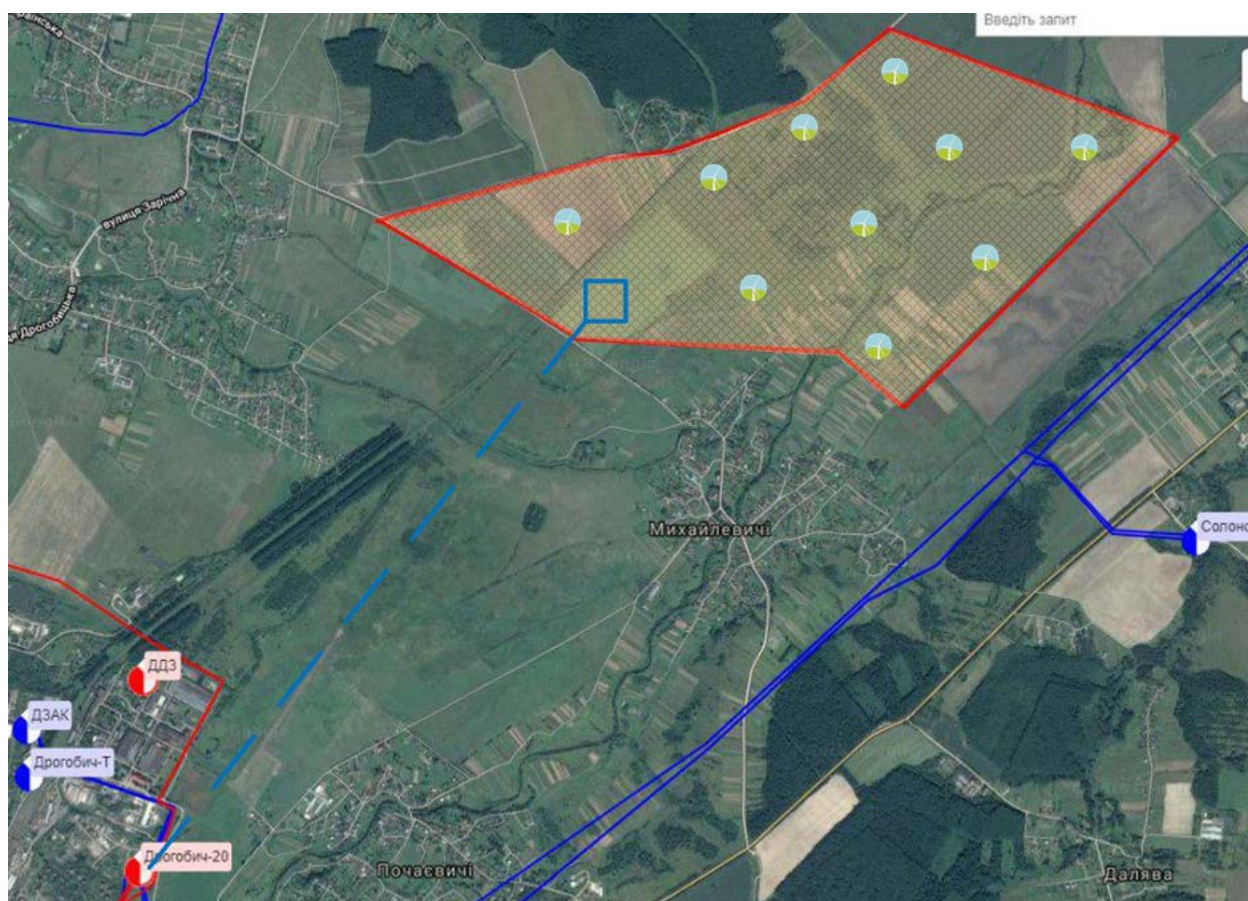


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план розміщення ВЕС

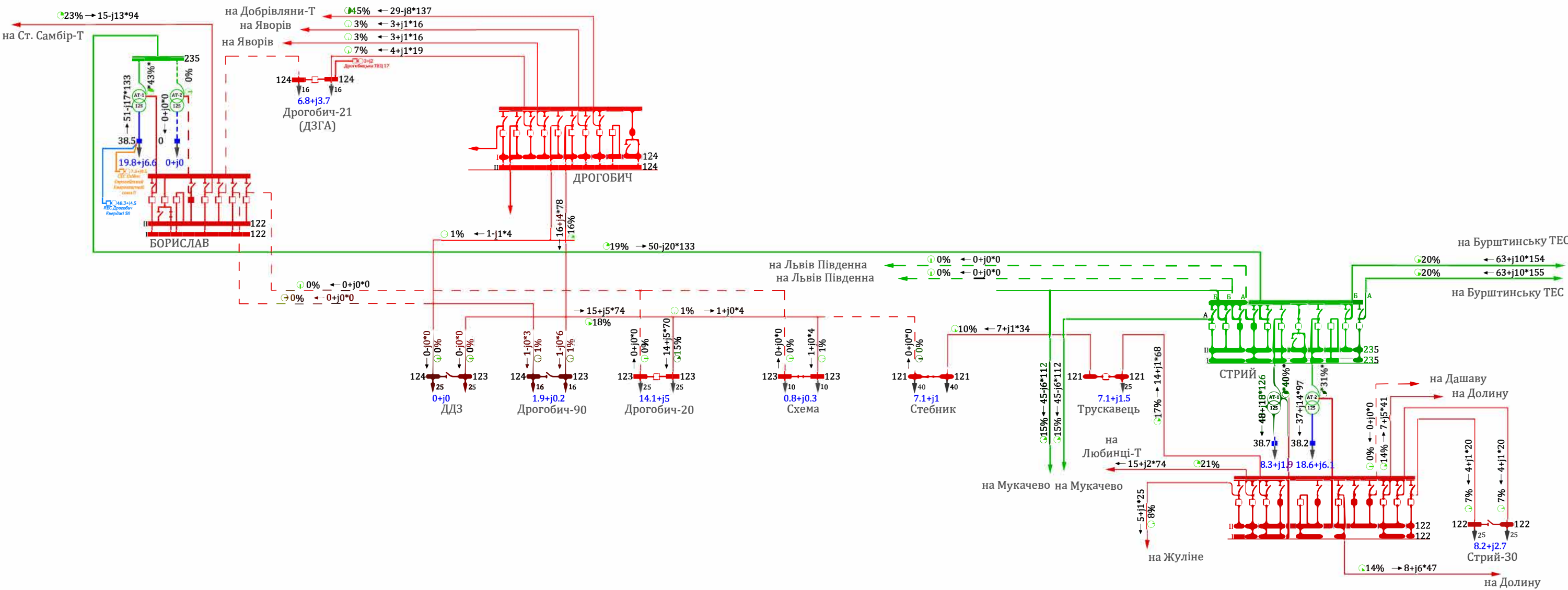


Рисунок 1.2 - Існуюча схема мережі району спорудження ВЕС

1.2 Аналіз існуючого технічного стану розподільних електричних мереж в районі розміщення ВЕС

Основним джерелом електропостачання регіону, в якому розміщується ВЕС, є ПС 110 кВ «Дрогобич-20».

На ПС 110 кВ «Дрогобич-20» встановлено два силових трансформатори 110/35/10 кВ потужністю 25 МВА.

Зв'язки підстанції з енергосистемою показані в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Зв'язки підстанції з енергосистемою

Лінія	Провід	Довжина, км
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 110 кВ «Схема 307»	АС-185	0,3
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 110 кВ «Дрогобич-90»	АС-185	8,77
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 110 кВ «Борислав»	АС-240	16,88
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 110 кВ «Стебник»	АС-240	7,84
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 35 кВ «Солонсько»	АС-95	12,3
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 35 кВ «Дрогобич –Т»	АС-120	3,2
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 35 кВ «Опарі»	АС-95	13,3
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 35 кВ «Опарі КС»	АС-120	12,6
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 35 кВ «Дрогобич-5»	АС-95	5,5
ПС 110 кВ «Дрогобич-20» – ПС 35 кВ «ДЗАК»	АС-95	1,3

1.3 Розробка схеми видачі потужності ВЕС до електричних мереж

Дотримуючись "Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище" (СОУ-НЕС 40.1-00100227-101:2014) та "Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій" (СОУ-НЕС 20.178:2008) та враховуючи територіальне розташування майданчика під будівництво електростанції можливий наступний варіант схеми видачі потужності ВЕС.

Приєднання ВЕС потужністю 36 МВт до мережі ОЕС України передбачає наступне електромережеве будівництво та реконструкцію:

а) Будівництво РП 35 кВ «ВЕС» зі схемою РП «одна секціонована вимикачем

система шин»;

б) Будівництво двох ПЛ (1 одноланцюгова, 1 дволанцюгова) 35 кВ ВЕС – Дрогобич-20, орієнтовна довжина траси 3х3,7 км з проводом марки АС-120;

в) Реконструкція ПС 110 кВ "Дрогобич-20" із заміною трансформаторів на трансформатори потужністю по 40 МВА кожен та встановленням трьох додаткових комірок 35 кВ для приєднання ПЛ 35 кВ видачі потужності ВЕС.

Орієнтовна вартість реалізації схеми видачі потужності ВЕС наведена в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Орієнтовна вартість реалізації схеми видачі потужності ВЕС

Елементи мережі	Вартість, млн. грн.
Будівництво РП 35 кВ «ВЕС» зі схемою РП «одна секціонована вимикачем система шин»	9,27
Будівництво двох ПЛ 35кВ ВЕС – Дрогобич-20, орієнтовна довжина траси 3х3,7 км з проводом марки АС-120	13,32
Реконструкція ПС 110 кВ «Дрогобич-20»	79,67
Разом:	102,26
Питома вартість 1 МВт, млн. грн./МВт:	2,841

Однолінійна схема приєднання ВЕС до ПС 110 кВ «Дрогобич-20» показана на рис. 1.3.

1.4 Прогноз рівнів споживання електроенергії та електричних навантажень району розміщення ВЕС

Розрахунок перспективних навантажень району спорудження ВЕС до 2024 року було проведено відповідно до вимог ГІД 34.20.178:2005 "Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ". За даною методикою розраховується перспективне споживання електроенергії через розрахунок відносного перспективного середньорічного приросту споживання електроенергії.

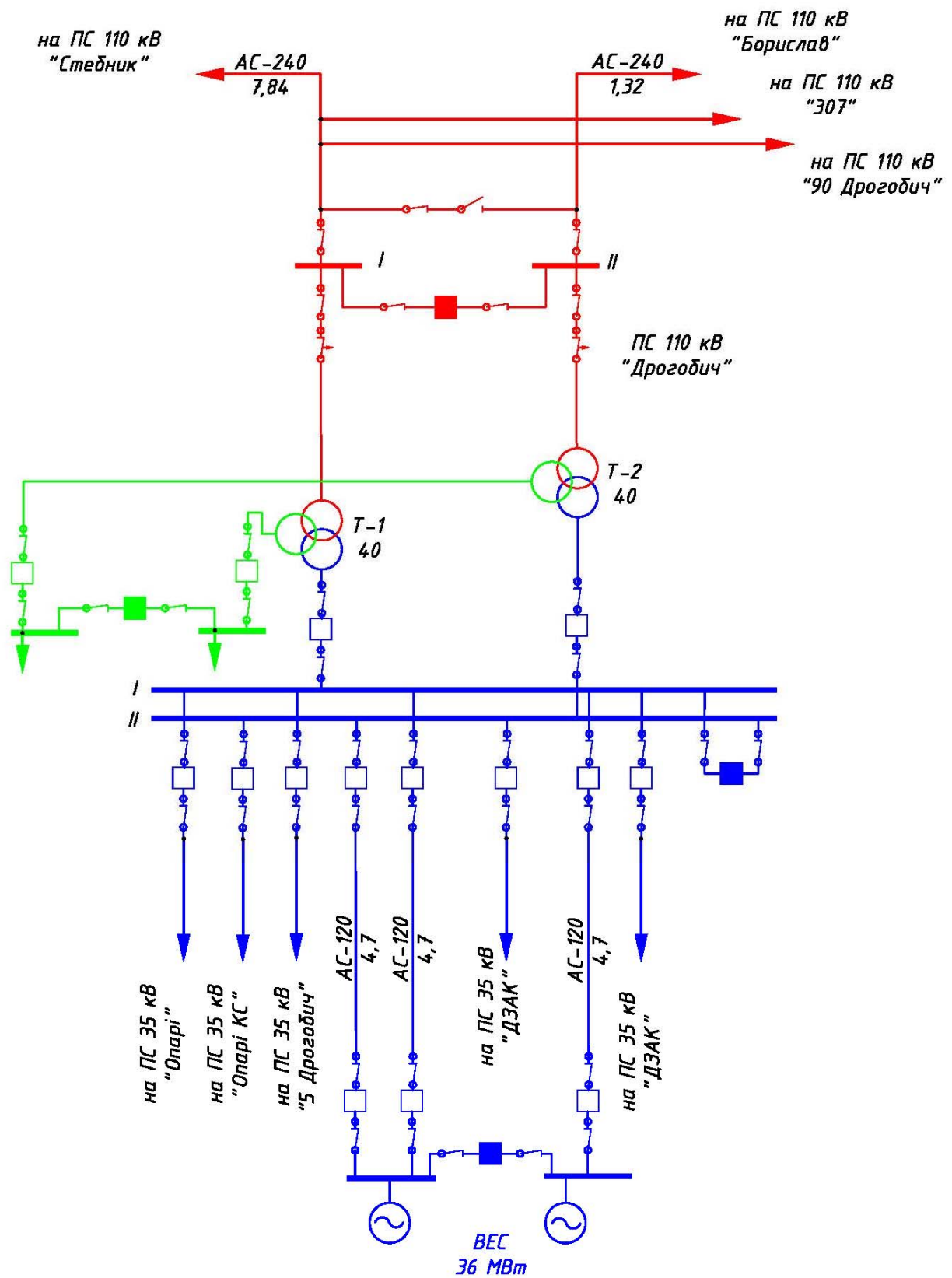


Рисунок 1.3 – Однолінійна схема приєднання ВЕС до ПС 110 кВ «Дрогобич-20»

$$W(t) = W(0) \cdot (1 + w_{nn})^t, \quad (1.1)$$

де $W(t)$ – прогноз споживання електроенергії на t рік, кВт·год/рік;

$W(0)$ – споживання електроенергії на початку перспективного періоду, кВт·год/рік;

w_{nn} – відносний перспективний середньорічний приріст споживання електроенергії;

t – рік визначення прогнозу.

Відносний перспективний середньорічний приріст споживання електроенергії, який очікується в майбутньому визначається за виразом:

$$w_{nn} = \begin{cases} \frac{w_{pn} + w_6}{2}, & \text{якщо } w_{pn} \geq w_6, \\ w_6, & \text{якщо } w_{pn} < w_6, \end{cases} \quad (1.2)$$

де w_{nn} – відносний річний приріст споживання електроенергії на перспективний період, долі одиниці;

w_{pn} – відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії, долі одиниці;

w_6 – мінімальний річний приріст гарантованого споживання електроенергії, долі одиниці. Для стійкого функціонування економіки та соціальної стабільності гарантований мінімальний приріст споживання електроенергії виробництвом (всі споживачі, крім населення) повинен прийматися не менше 0,5 %, а для населення не менше 1 %.

Відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії визначається за виразом:

$$w_{pn} = \frac{\sum_{T=1}^{T_{p-1}} \frac{W_{pn}(T) - W_{pn}(T+1)}{W_{pn}(T)} \cdot \frac{1}{T}}{\sum_{T=1}^{T_{p-1}} \frac{1}{T}}, \quad (1.3)$$

де w_{pn} – відносний ретроспективний приріст споживання електроенергії, долі одиниці;

T_p – кількість років ретроспективного періоду;

T – порядковий номер ретроспективного року;

$W_{pn}(T)$ – споживання електроенергії в поточному номері року ретроспективного періоду, кВт·год.

Ця методика може використовуватися до розрахунку перспективного навантаження оскільки протягом багатьох років залишається майже незмінною форма графіку добового навантаження району спорудження ВЕС. Перевагами методики є те, що при розрахунку відносного перспективного середньорічного приросту навантаження з більшою вагою враховується динаміка зміни навантаження попередніх років (2016-2017) по відношенню до більш віддалених по часу років (2018-2019). Ще однією з переваг є застосування в методиці гарантованого мінімального річного приросту навантаження, у випадках незначного або навіть від'ємного середньорічного приросту навантаження.

Приріст навантаження був прийнятий на рівні 1-3 % на рік для кожної підстанції.

Теперішні та перспективні навантаження підстанцій 35-110 кВ району спорудження ВЕС наведені в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Теперішні та перспективні навантаження підстанцій 35-110 кВ району спорудження ВЕС

1	2	2019		2024	
Назва ПС	Річний приріст, в.о.	3	4	5	6
		P	Q	P	Q
ДДЗ	0,01	0,18	0,08	0,19	0,08
Дрогобич-20	0,01	6,5	5,36	6,83	5,63
Дрогобич-21	0,01	6,5	4,76	6,83	5,01

Закінчення таблиці 1.3

1	2	3	4	5	6
Дрогобич-90	0,03	1,34	1,81	1,54	2,34
Ст. Самбір-Т	0,01	2,71	2,6	2,85	2,73
Стебник	0,01	7,15	5,4	7,51	5,93
Стрий-30	0,01	3,36	2,94	3,53	3,34

1.5 Розрахунок режимів роботи електричної мережі

Розрахунки проводяться за допомогою програмного комплексу «ГрафСканер». Він призначений для виконання поточних та планових розрахунків режимів роботи електричних мереж і їх оптимізації. Середовище впровадження цього програмного комплексу є AutoCAD, який вже давно має статус Системи Автоматизованого Проектування (САПР).

Була розроблена розрахункова модель для існуючої мережі. Розрахунки нормального та ремонтно-аварійних режимів роботи електричної мережі проводилися за наступних умов:

- а) Температура повітря для Львівської області (+30°C);
- б) Режим дня (13:00 год);
- в) Були враховані параметри існуючої мережі.

В роботі розглянуто і проведено аналіз таких режимів:

а) нормальний режим мережі без урахування ВЕС – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.2);

б) нормальний режим мережі з приєднанням ВЕС. Денне зниження літніх навантажень 2019 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.4);

в) режим аварійного відключення АТ-1 200 МВА на ПС 330 кВ «Яворів». Денне

зниження літніх навантажень 2019 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.5);

г) режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ «Дрогобич-20 – Дрогобич-90». Денне зниження літніх навантажень 2019 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.6);

г) режим аварійного відключення Т-1 40 МВА на ПС 110 кВ «Дрогобич-20». Денне зниження літніх навантажень 2019 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.7);

д) режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ «Дрогобич – Яворів». Денне зниження літніх навантажень 2019 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.8);

е) режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ «РП ВЕС – Дрогобич-20». Денне зниження літніх навантажень 2019 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.9);

є) нормальний режим мережі з приєднанням ВЕС. Денне зниження літніх навантажень 2024 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.10);

ж) режим аварійного відключення АТ-1 200 МВА на ПС 330 кВ «Яворів». Денне зниження літніх навантажень 2024 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.11);

з) режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ «Дрогобич-20 – Дрогобич-90». Денне зниження літніх навантажень 2024 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах

ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.12);

и) режим аварійного відключення Т-1 40 МВА на ПС 110 кВ «Дрогобич-20». Денне зниження літніх навантажень 2024 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.13);

і) режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ «Дрогобич – Яворів». Денне зниження літніх навантажень 2024 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.14);

ї) режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ «РП ВЕС – Дрогобич-20». Денне зниження літніх навантажень 2024 року – перевантажень в мережі виявлено не було, гранично допустимі значення струмових навантажень ПЛ та напруги на шинах ПС є в межах норми (результат розрахунку схеми режиму показаний на рис. 1.15).

Висновки до розділу

Розглянуто розміщення та характеристики споруджуваної ВЕС. Вирішено підключити ВЕС до підстанції 110/35/10 кВ «Дрогобич-20».

Виконано аналіз існуючого технічного стану розподільних електричних мереж в районі розміщення ВЕС.

Розроблено схему видачі потужності ВЕС до електричних мереж. Це передбачає будівництво РП 35 кВ, двох повітряних ліній, та реконструкцію підстанції 110/35/10 кВ «Дрогобич-20» із заміною силових трансформаторів на більш потужні та встановленням додаткових комірків 35 кВ.

Виконано прогноз рівнів споживання електроенергії та електричних навантажень району розміщення ВЕС на 2019 та 2024 роки.

Розраховано параметри нормального та основних ремонтних (аварійних) режимів електричної мережі до та після приєднання ВЕС. Аналізуючи розрахунок режимів, перевантажень в мережі виявлено не було. Аналіз режимних параметрів розглянутих режимів показав відповідність рівнів напруг шин підстанцій та струмів ЛЕП допустимим діапазнам.

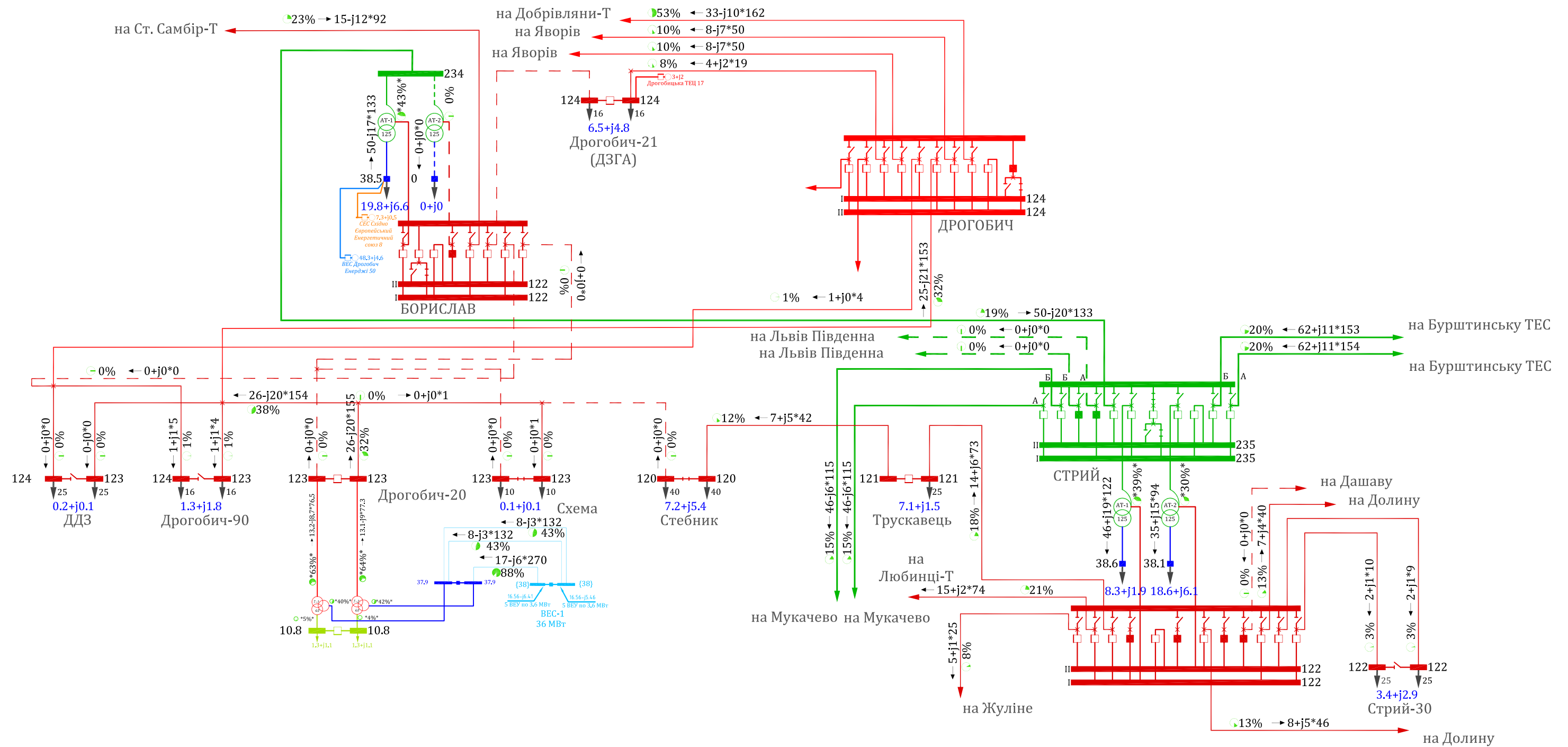


Рисунок 1.5 - Режим аварійного відключення АТ-1 200 МВА на ПС 330 кВ "Яворів". Денне зниження літніх навантажень 2019 року

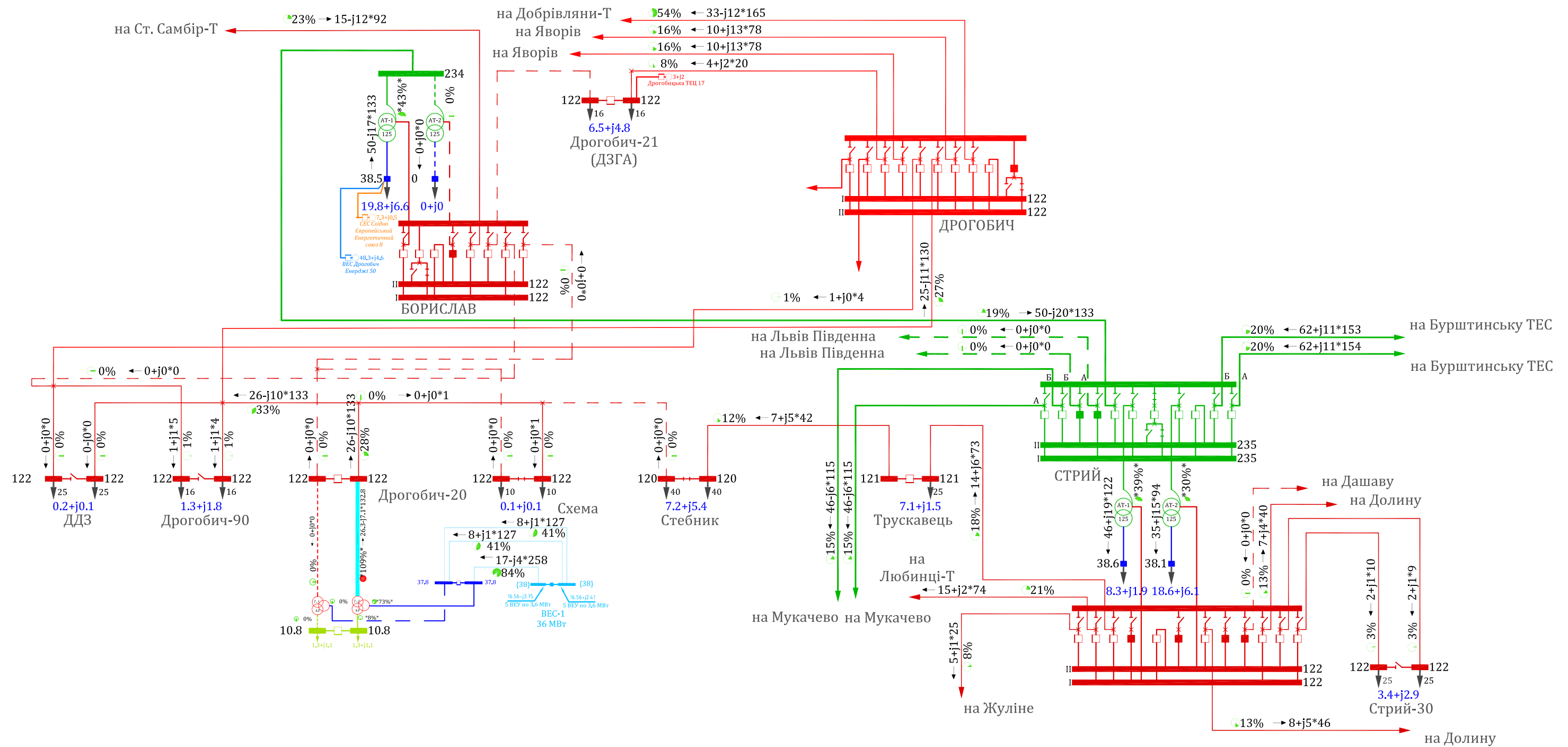


Рисунок 1.7 - Режим аварійного відключення Т-1 40 МВА на ПС 110 кВ "Дрогобич-20 ". Денне зниження літніх навантажень 2019 року

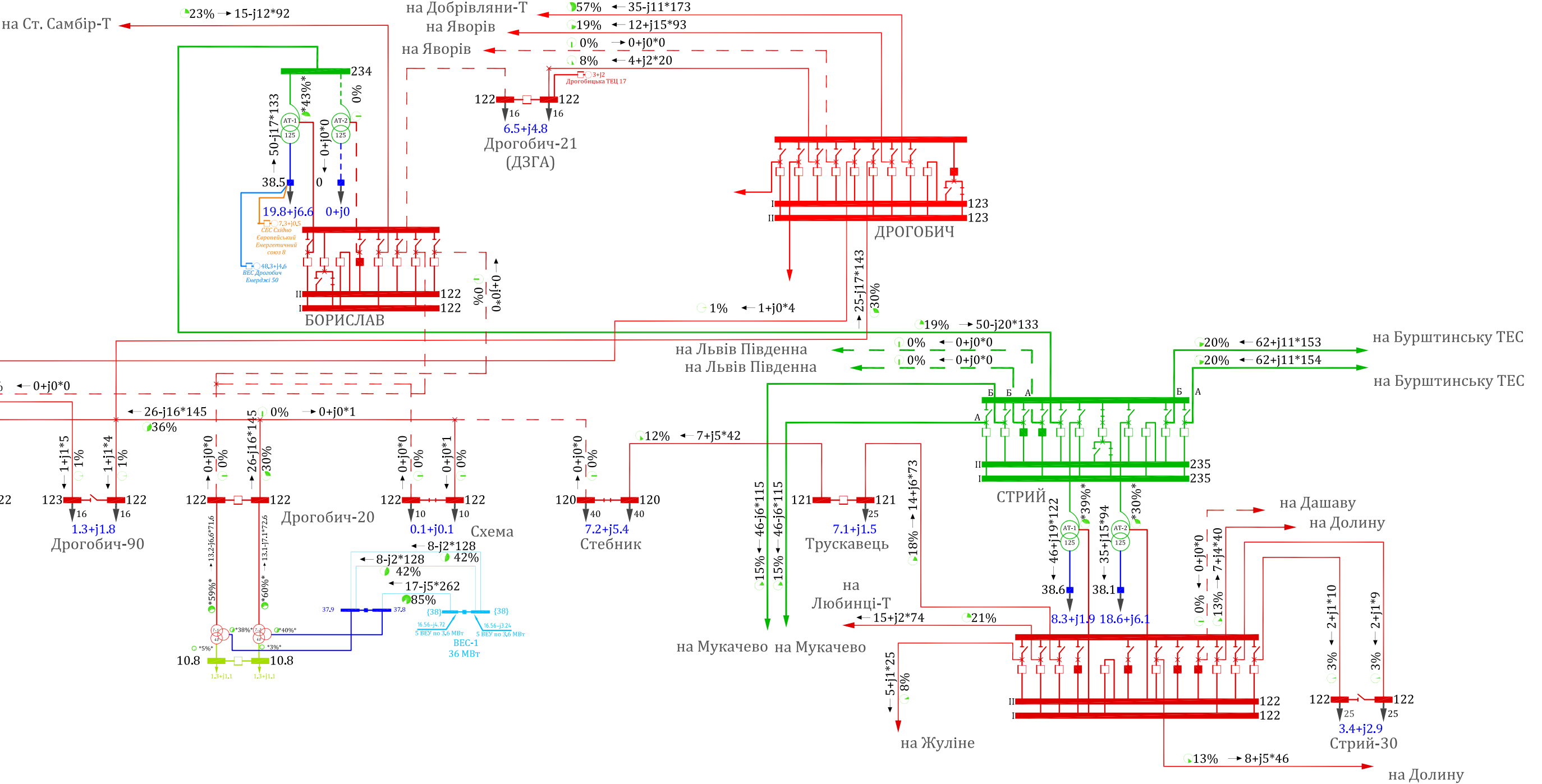


Рисунок 1.8 - Режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ "Дрогобич - Яворів". Денне зниження літніх навантажень 2019 року

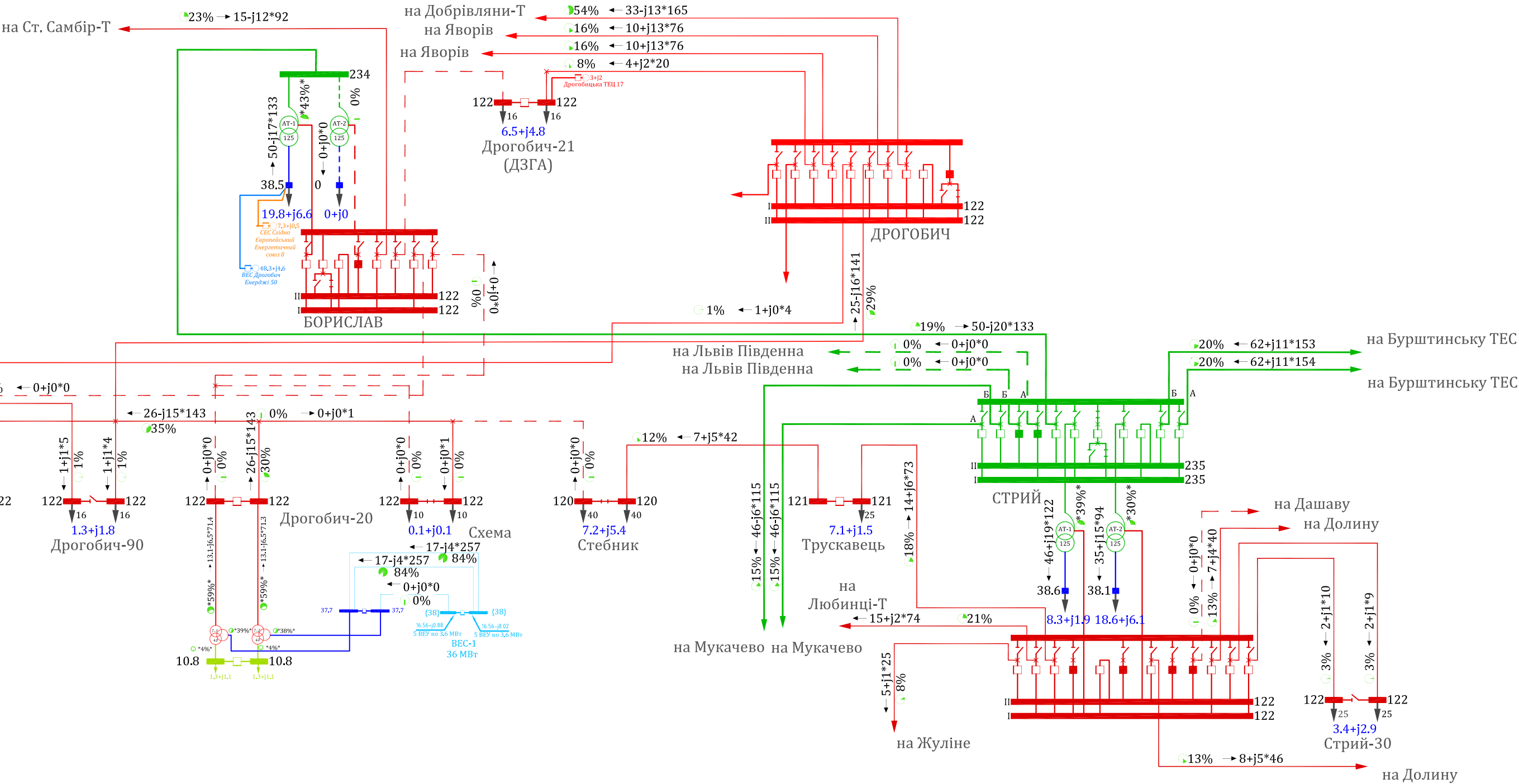


Рисунок 1.9 - Режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ "РП ВЕС - Дрогобич-20". Денне зниження літніх навантажень 2019 року

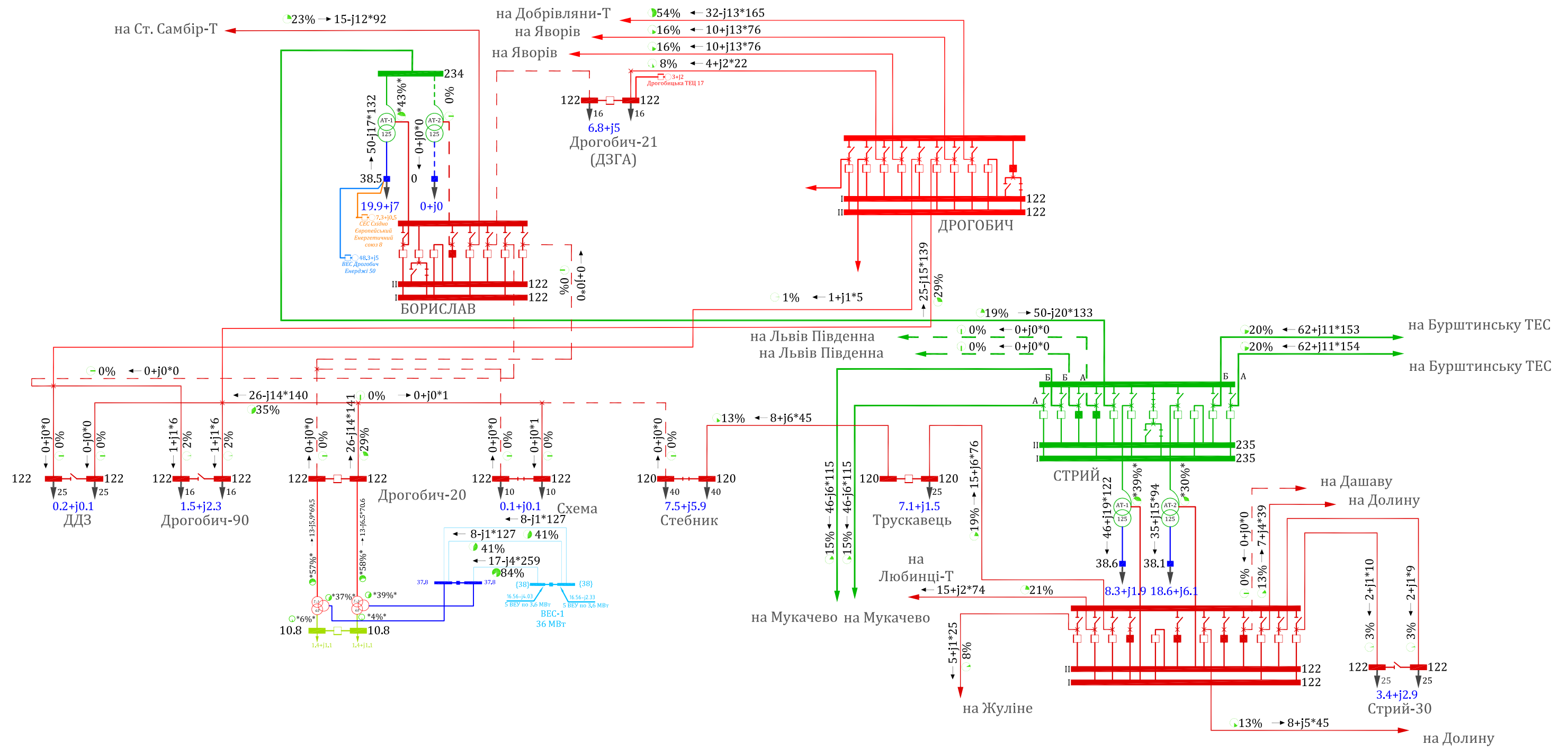


Рисунок 1.10 - Нормальний режим роботи мережі з приєднанням ВЕС. Денне зниження літніх навантажень 2024 року

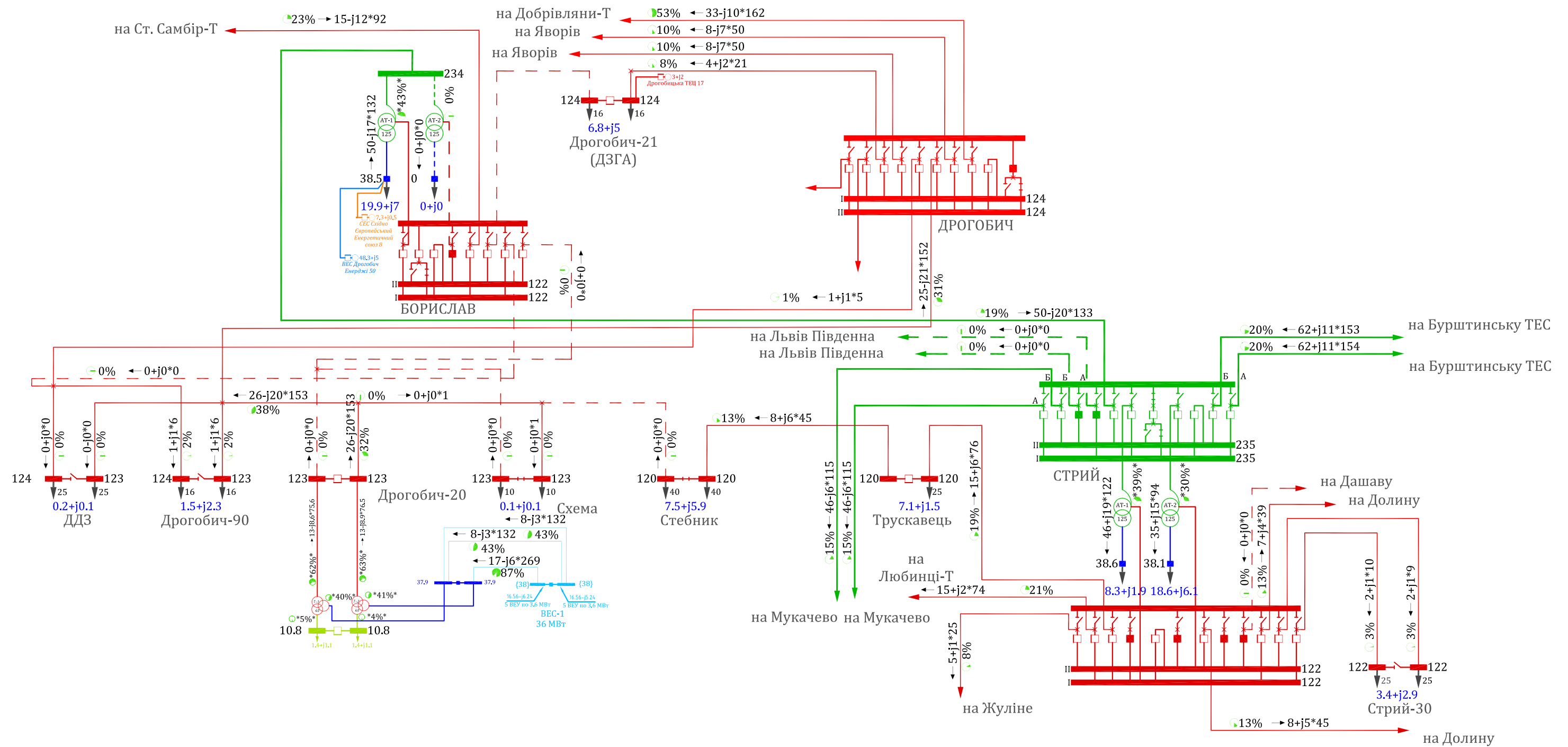


Рисунок 1.11 - Режим аварійного відключення АТ-1 200 МВА на ПС 330 кВ "Яворів". Денне зниження літніх навантажень 2024 року

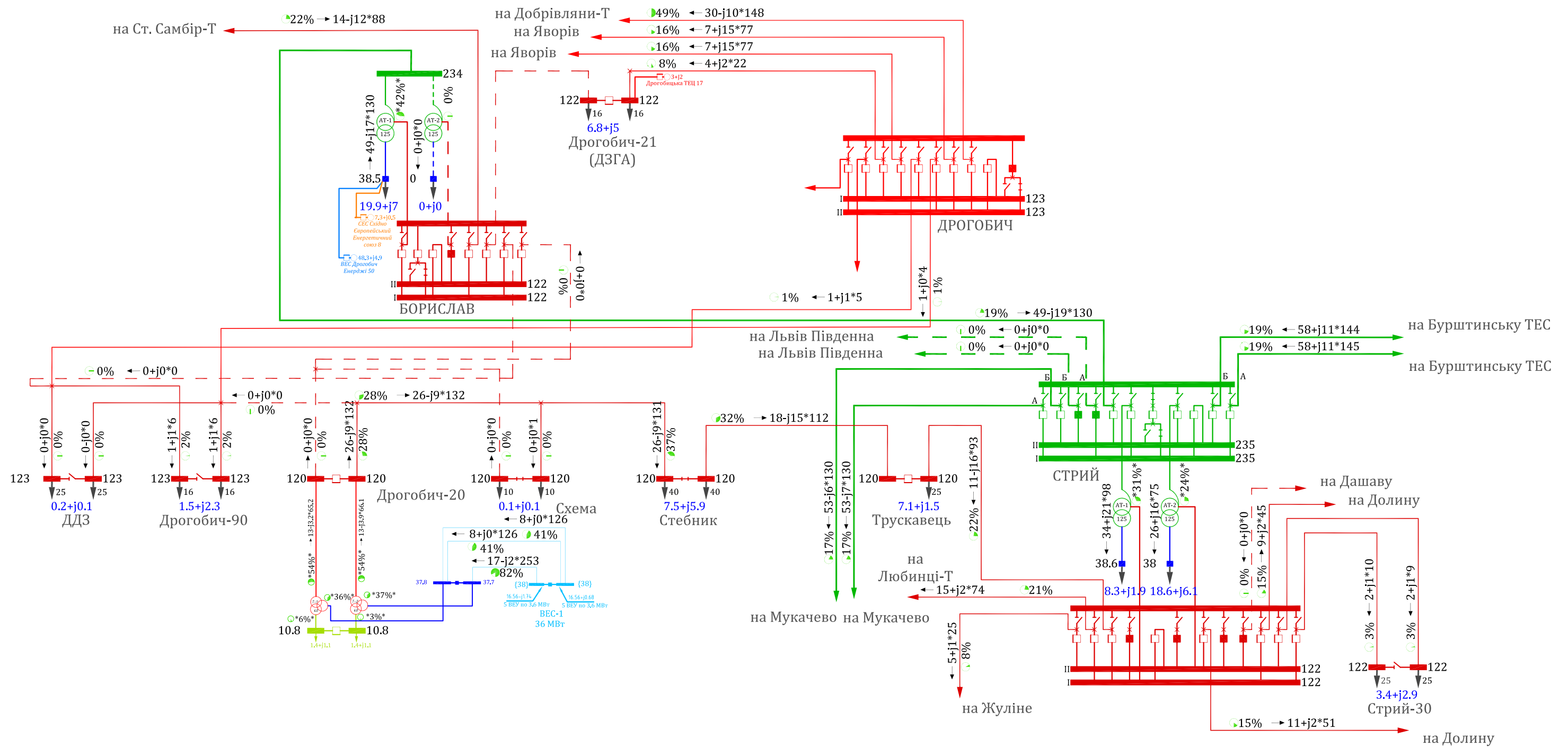


Рисунок 1.12 - Режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ "Дрогобич-20 - Дрогобич-90". Денне зниження літніх навантажень 2024 року

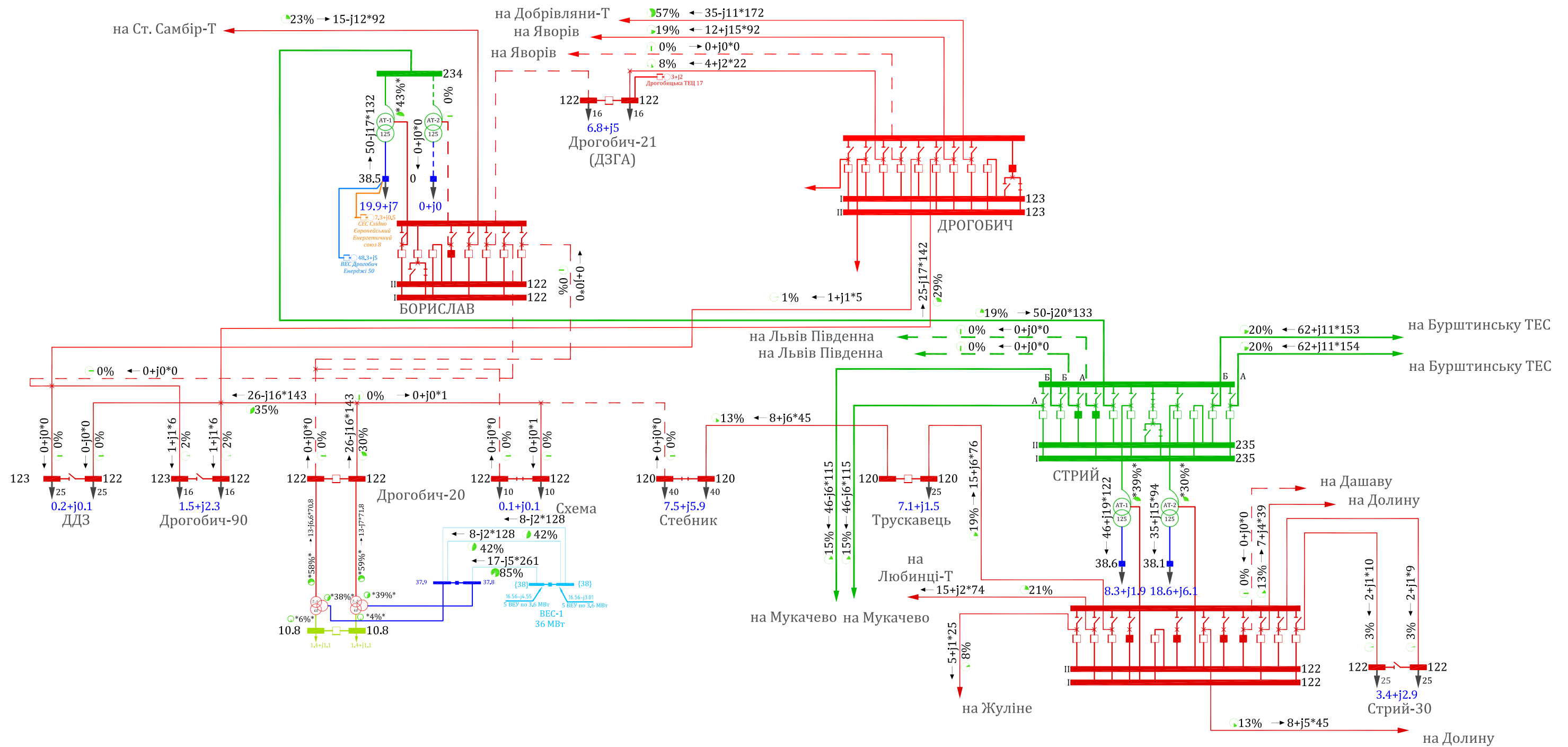


Рисунок 1.14 - Режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ "Дрогобич - Яворів". Денне зниження літніх навантажень 2024 року

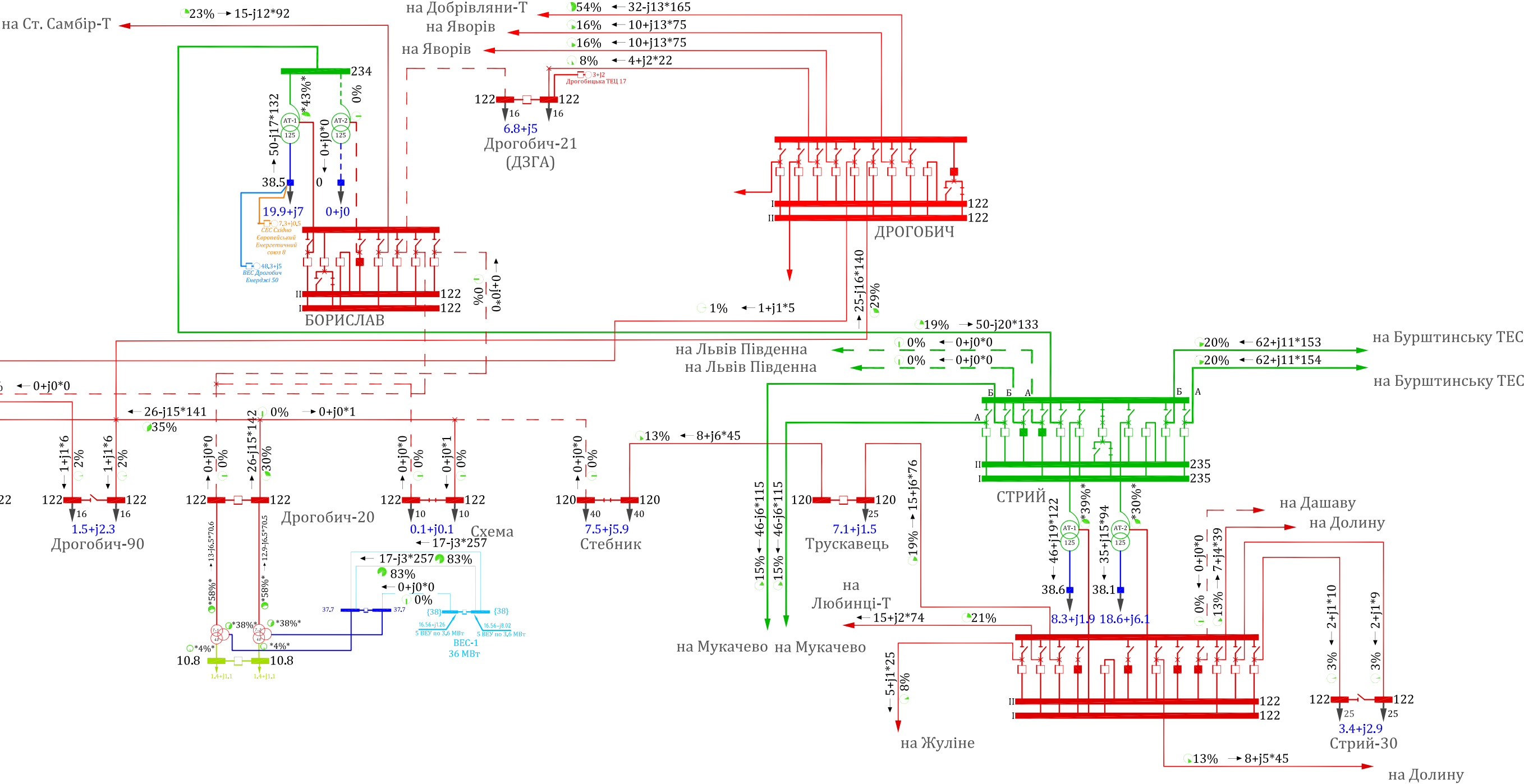


Рисунок 1.15 - Режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ "РП ВЕС - Дрогобич-20". Денне зниження літніх навантажень 2024 року

2 ПРОЕКТ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ

2.1 Опис підстанції

В цьому розділі буде розглядатися підстанція напругою 110/35/10 кВ, до шин якої підключається проектована ВЕС. На підстанції встановлено блок трансформаторів ТДТН-40000/110. До підстанції підходять дві повітряні лінії з проводом АС-240 довжиною 7,84 км та 1,32 км.

2.2 Опис головних схем електричних з'єднань

Головну схему електричних з'єднань показано на листі 5.

Відкритий розподільчий пристрій 110 кВ виконано за схемою: місток з вимикачами в колах ліній та ремонтною перемичкою зі сторони ліній. Ця схема дозволяє забезпечити безперебійне постачання електроенергії при випробуваннях вимикачів чи ремонті обладнання.

ВРП 35 кВ представлений за схемою: одна робоча секціонована вимикачем система шин.

ЗРП 10 кВ також виконаний за схемою: одна робоча секціонована вимикачем система шин.

Для обмеження струмів КЗ на сторонах 10 кВ та 35 кВ встановлений секційний вимикач. В нормальному режимі роботи схеми він – відключений. При відключенні одного з трансформаторів він автоматично вмикається засобами АВР.

2.3 Розрахунок струмів КЗ

Однією з головних проблем, які виникають при КЗ є термічна дія струмів КЗ. Через значне виділення теплоти відбувається перегрів проводів та електричного

обладнання, а інколи можливе й плавлення. Тому при виборі обладнання, його необхідно перевіряти по умовам КЗ.

Розрахуємо струми КЗ на шинах 110 кВ.

Приведемо опір системи до базисних умов: $S_B = 1000$ МВА, $U_B = 115$ кВ.

$$I_B = \frac{S_B}{U_B \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{115 \cdot \sqrt{3}} = 5,02 \text{ кА.}$$

Розрахуємо струм при 3-фазному КЗ на шинах 110 кВ.

Однолінійна схема підстанції показана на рис. 2.1.

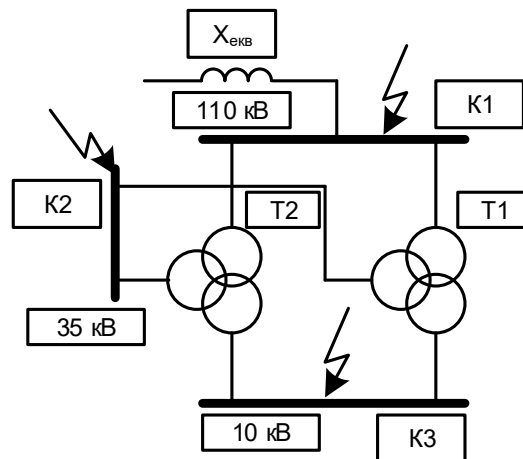


Рисунок 2.1 – Однолінійна схема ПС

Опір системи прямої послідовності розрахований за допомогою програмного комплексу «PSSE (Siemens)» і становить: $x_e = 1,59$.

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{пс}^{(3)} = \frac{U \cdot I_B}{x_e} = \frac{1 \cdot 5,02}{1,59} = 3,15 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,15 = 8,018 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(3)} = I_{\text{пс}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,15 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,76 \text{ кА.}$$

Розрахуємо струм при 2-фазному КЗ на шинах 110 кВ.

При знаходженні двофазного струму КЗ використовується коефіцієнт пропорційності $m^{(2)} = \sqrt{3}$.

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{U \cdot I_{\text{Б}}}{x_{\text{е}}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{3,18} = 2,73 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,73 = 5,17 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(2)} = I_{\text{пс}}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,73 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 4,12 \text{ кА.}$$

Розрахуємо струм при 1-фазному КЗ на шинах 110 кВ.

Еквівалентний опір системи нульової послідовності також розрахований за допомогою програмного комплексу «PSSE (Siemens)» і становить: $x_{0\text{е}} = 7,0$.

При знаходженні однофазного струму КЗ використовується коефіцієнт пропорційності $m^{(1)}=3$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{U \cdot I_{\text{Б}}}{x_{\text{е}}} = 3 \cdot \frac{1 \cdot 5,02}{3,18 + 7,0} = 1,48 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(1)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,48 = 3,77 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(1)} = I_{\text{пс}}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 1,48 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 2,23 \text{ кА.}$$

Розрахуємо струми КЗ на шинах 35 кВ.

Схема КЗ на шинах 35 кВ наведена на рис. 2.2.

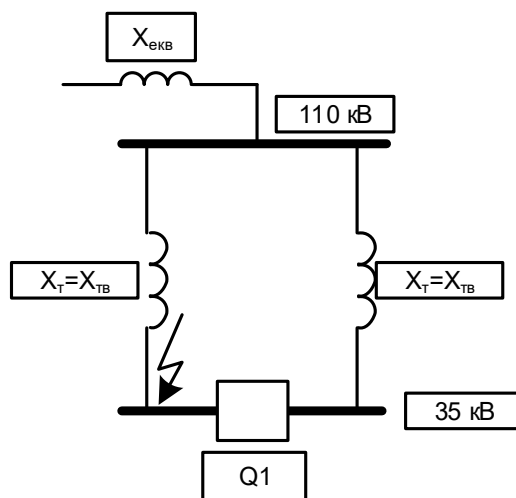


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема для визначення струму КЗ на шинах 35 кВ підстанції

Приведемо опір системи до базисних умов: $S_B = 1000$ МВА, $U_B = 38,5$ кВ.

$$I_B = \frac{S_B}{U_B \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{38,5 \cdot \sqrt{3}} = 14,996 \text{ кА.}$$

Розрахуємо опір обмоток трьохобмоткового трансформатора:

$$\begin{aligned} X_{ТВ} &= \frac{1}{200} \cdot (U_{кВ-С\%} + U_{кВ-Н\%} - U_{кС-Н\%}) \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{1}{200} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1000}{40} = \\ &= 2,688 \text{ в. о.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{ТС} &= \frac{1}{200} \cdot (U_{кВ-С\%} + U_{кС-Н\%} - U_{кВ-Н\%}) \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{1}{200} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) \cdot \frac{1000}{40} = \\ &= 0 \text{ в. о.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{ТН} &= \frac{1}{200} \cdot (U_{кС-Н\%} + U_{кВ-Н\%} - U_{кВ-С\%}) \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{1}{200} \cdot (6,5 + 17,5 - 10,5) \cdot \frac{1000}{40} = \\ &= 1,688 \text{ в. о.}; \end{aligned}$$

$$x_e = x_{e110} \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)^2 = 1,59 \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)^2 = 0,18 \text{ в. о.}$$

Розрахуємо струм при 3-фазному КЗ на шинах 35 кВ.

а) Секційний вимикач ввімкнений.

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + \frac{X_{ТВ}}{2} = 0,18 + \frac{2,688}{2} = 1,524 \text{ в. о.}$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{пс}^{(3)} = \frac{U \cdot I_B}{x_e} = \frac{1 \cdot 14,996}{1,524} = 9,84 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,84 = 25,049 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(3)} = I_{\text{пс}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 9,84 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 14,858 \text{ кА.}$$

б) Секційний вимикач вимкнений.

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + X_{\text{ТВ}} = 0,18 + 2,688 = 2,868 \text{ в. о.}$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(3)} = \frac{U \cdot I_{\text{Б}}}{x_e} = \frac{1 \cdot 14,996}{2,868} = 5,23 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,23 = 13,313 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(3)} = I_{\text{пс}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,23 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 8,432 \text{ кА.}$$

Розрахуємо струм при 2-фазному КЗ на шинах 35 кВ.

а) Секційний вимикач ввімкнений.

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 1,524 + 1,524 = 3,048 \text{ в. о.}$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{U \cdot I_{\text{Б}}}{x_e} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 14,996}{3,048} = 8,522 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,522 = 21,693 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(2)} = I_{\text{пс}}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 8,522 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 13,741 \text{ кА.}$$

б) Секційний вимикач вимкнений.

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 2,868 + 2,868 = 5,736 \text{ в. о.}$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{U \cdot I_{\text{Б}}}{x_e} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 14,996}{5,736} = 4,528 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,528 = 11,527 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(2)} = I_{\text{пс}}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 4,528 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6,837 \text{ кА.}$$

Розрахуємо струми КЗ на шинах 10 кВ.

Приведемо опір системи до базисних умов: $S_B = 1000 \text{ МВА}$, $U_B = 10,5 \text{ кВ}$.

$$I_B = \frac{S_B}{U_B \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 54,986 \text{ кА.}$$

$$X_T = X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТН}} = 2,688 + 1,688 = 4,376$$

$$x_e = x_{e110} \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 1,59 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,013 \text{ в. о.}$$

Схема КЗ на шинах 10 кВ наведена на рис. 2.3.

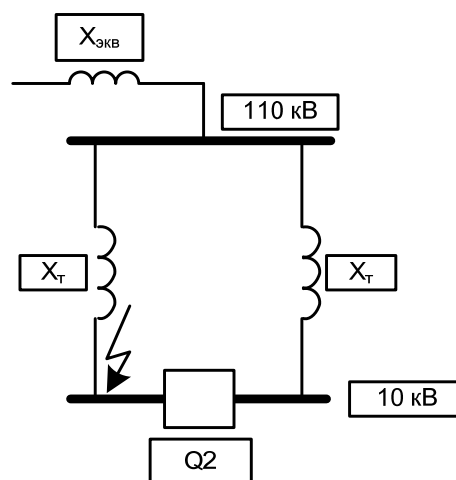


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема для визначення струму КЗ на шинах 10 кВ підстанції

Розрахуємо струм при 3-фазному КЗ на шинах 10 кВ.

а) Секційний вимикач ввімкнений.

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + \frac{X_T}{2} = 0,013 + \frac{4,376}{2} = 2,201 \text{ в. о.}$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(3)} = \frac{U \cdot I_B}{x_e} = \frac{1 \cdot 54,986}{2,201} = 24,982 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 24,982 = 63,595 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(3)} = I_{\text{пс}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 24,982 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 37,721 \text{ кА.}$$

б) Секційний вимикач вимкнений.

$$x_{e\Sigma}^{(3)} = x_e + X_{\text{ТВ}} = 0,013 + 4,376 = 4,389 \text{ в. о.}$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(3)} = \frac{U \cdot I_B}{x_e} = \frac{1 \cdot 54,986}{4,389} = 12,528 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(3)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,528 = 31,89 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(3)} = I_{\text{пс}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 12,528 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 18,917 \text{ кА.}$$

Розрахуємо струм при 2-фазному КЗ на шинах 10 кВ.

а) Секційний вимикач ввімкнений.

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 2,201 + 2,201 = 4,402 \text{ в. о.}$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{U \cdot I_{\text{Б}}}{x_e} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 54,986}{4,402} = 21,635 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 21,635 = 55,073 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(2)} = I_{\text{пс}}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 21,635 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 32,668 \text{ кА.}$$

б) Секційний вимикач вимкнений.

$$x_{e\Sigma}^{(2)} = x_{1e} + x_{2e} = 4,389 + 4,389 = 8,778 \text{ в. о.}$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{\text{пс}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{U \cdot I_{\text{Б}}}{x_e} = \sqrt{3} \cdot \frac{1 \cdot 54,986}{8,778} = 10,85 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм КЗ, використовуючи ударний коефіцієнт $k_y=1,8$:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{пс}}^{(2)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,85 = 27,621 \text{ кА.}$$

Визначимо максимальне значення повного струму КЗ

$$i_{\text{пов}}^{(2)} = I_{\text{пс}}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 10,85 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 16,383 \text{ кА.}$$

Результати розрахунків зведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку струмів КЗ

Місце КЗ		Вид КЗ	$I_{\text{пс}}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$	$I_{\text{пов}}, \text{кА}$
ВРП 110 кВ		Трифазне	3,15	8,018	4,76
		Двофазне	2,73	5,17	4,12
		Однофазне	1,48	3,77	2,23
ВРП 35 кВ	СВ ввімк.	Трифазне	9,84	25,049	14,858
		Двофазне	8,522	21,693	13,741
	СВ вимк.	Трифазне	5,23	13,313	8,432
		Двофазне	4,528	11,527	6,837
ЗРП 10 кВ	СВ ввімк.	Трифазне	24,982	63,595	37,721
		Двофазне	21,635	55,073	32,668
	СВ вимк.	Трифазне	12,528	31,89	18,917
		Двофазне	10,85	27,621	16,383

2.4 Вибір та перевірка обладнання ПС

Виберемо вимикачі 110 кВ.

Приймемо до встановлення вимикач елегазовий типу ВГТ-110-40/2500У1 з номінальною напругою 110 кВ та номінальним струмом 2500 А.

Перевіримо вимикачі приєднань ліній, які відходять, та трансформаторів. Перевірка вимикачів за умовами КЗ показано в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Перевірка ВГТ-110-40/2500У1 за умовами КЗ

Параметр порівняння	Розрахункові дані	Параметри вимикача
Періодична складова струму КЗ, кА	3,15	40
Ударний струм КЗ, кА	8,018	102
Номінальний струм відключення, кА	4,76	40

Визначимо значення довготривалого допустимого струму:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,281 \text{ кА.}$$

Оскільки вимикач підходить за умовами КЗ, обираємо його до встановлення на стороні 110 кВ.

Виберемо вимикачі 35 кВ.

Приймемо до встановлення вимикач елегазовий типу ВГТ-35П*-50/3150У1 з номінальною напругою 35 кВ та номінальним струмом 3150 А. Перевіримо вимикач за умовами КЗ. Перевірка вимикача показана в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Перевірка ВГТ-35П*-50/3150У1 за умовами КЗ

Параметр порівняння	Розрахункові дані	Параметри вимикача
Періодична складова струму КЗ, кА	9,84	50
Ударний струм КЗ, кА	25,049	127,5
Номінальний струм відключення, кА	14,858	50

Оскільки вимикач підходить за умовами КЗ, обираємо його до встановлення на стороні 35 кВ.

Виберемо вимикачі 10 кВ.

Приймемо до встановлення вимикач вакуумний типу ВРЗ-10-40/2000 з номінальною напругою 10 кВ та номінальним струмом 2000 А. Перевіримо вимикач за умовами КЗ. Перевірка вимикача показана в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Перевірка ВРЗ-10-40/2000 за умовами КЗ

Параметр порівняння	Розрахункові дані	Параметри вимикача
Періодична складова струму КЗ, кА	24,982	40
Ударний струм КЗ, кА	63,595	80
Номінальний струм відключення, кА	37,721	40

Оскільки вимикач підходить за умовами КЗ, обираємо його до встановлення на стороні 10 кВ.

Виберемо роз'єднувачі.

В якості роз'єднувачів обираємо РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 на стороні 110 кВ; РДЗ-2-35/1000 УХЛ1 на стороні 35 кВ; КМ-1Ф на стороні 10 кВ. Параметри даного обладнання представлено в табл. 2.5-2.7.

Таблиця 2.5 – Технічні параметри роз'єднувача РДЗ-2-110/1000 УХЛ1

Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, А	1000
Граничний наскрізний струм, кА	63

Таблиця 2.6 – Технічні параметри роз'єднувача РДЗ-2-35/1000 УХЛ1

Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1000
Граничний наскрізний струм, кА	63

Таблиця 2.9 – Розрахунок вторинного навантаження приладів для вимірювання на шинах 10 кВ.

Прилад	Тип	Потужність, споживана однією котушкою, ВА	Кількість котушок	$\cos j$	$\sin j$	Кількість приладів	Загальна споживана потужність	
							P , Вт	Q , Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Лічильник активної енергії	СА4У-І672М	8	1	0,25	0,97	11	22	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У-І676М	12	1	0,25	0,97	11	33	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Усього							62	213,4

Для шин ВН обрані три ТС типу ТФЗМ-110Б-1У1.

Таблиця 2.10 – Розрахунок вторинного навантаження для ТС на шинах 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-337	0,2	0,2	0,2
Ватметр	Д-355	0,5	–	0,5
Лічильник активної енергії	И-670	5	–	5
Лічильник реактивної енергії	И-684	5	–	5

Аналогічно вибираємо трансформатори струму на шинах СН і НН:

На шинах 10 кВ – ТПЛК-10-У3;

На шинах 35 кВ – ТЛК-35.

2.5 Вибір джерел оперативного струму

ТН, ТС та трансформатори власних потреб є головними джерелами оперативного струму ПС. За джерело оперативного струму на ПС приймемо стаціонарні кислотні акумуляторні батареї СК-24, які заряджаються від напруги

110 кВ. Дані батареї експлуатуються в режимі постійної підзарядки від мережі змінного струму.

Розрахунок навантаження на АБ показано в табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Розрахунок навантаження на АБ.

Приймачі	Кількість	P_n , кВт	I_n , А	P_p	Пуск I, A	Розрахункові навантаження		
						Ав. реж. 30хв.	Штовх. I в авар. реж.	Макс. Штовх. I
Постійне навантаження				25		25	25	25
Аварійне освітлення				200		200	200	200
Приводи вимикачів	1		450				450	
Вбудований ел. магн. привод для ВМП-10	1		58				58	
ШПЕ-10 для ВМК-35			720					720
Перетворювальні агрегати оперативного зв'язку	1	1,72	38	30	100	30	100	30
Всього						255	575	975

Перевірка цих батарей по максимально ударному струму відбувається заводом виробником при замовленні їх на певну підстанцію. Після перевірки батарей остаточно приймаємо СК-24 до встановлення на ПС 110/35/10 кВ. Підзарядний пристрій для цього обладнання приймаємо ВЗП-380/260-40-80 на напругу 260 В та струм 40-80 А, $\cos\phi=0,87$.

2.6 Освітлення на підстанції

Освітлення на підстанції використовується змішаного типу (штучне та природне).

Прожектори Ж001-250-01 було обрано для освітлення відкритої території ПС, потужністю 250 В, які встановлені на стійках СВ105-5.

Внутрішнє освітлення ЗРП здійснюється діодними світильниками для промислового освітлення, які мають такі параметри:

- а) світловий потік: 8400 лм;
- б) потужність: 72 Вт;
- в) маса: 6,4 кг;
- г) спосіб кріплення: настінно – стельовий.

Напруга мережі робочого освітлення 220 В змінного струму, ремонтного – 12 В змінного струму, аварійного 220 В від блоку аварійного освітлення (БАО).

2.7 Розрахунок блискавкозахисту

На об'єктах такого типу для захисту від ударів блискавки встановлюють певну кількість стрижневих блискавковідводів.

На підстанції, габаритами 65х120 м. для захисту від блискавки потрібно встановити 6 блискавковідводів висотою 20 м, при цьому забезпечується висота блискавкозахисту на відмітці 11,35 м.

Знайдемо зону захисту одного блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(20 - \frac{11,35}{0,92} \right) = 16,99 \text{ м.}$$

Підсумуємо, блискавкозахист на підстанції будуть забезпечувати 6 блискавковідводів висотою 20м, які будуть розташовані біля ВРП 110 кВ, ВРП 35 кВ та ЗРП 10 кВ.

Висновки до розділу

Складено головну схему електричних з'єднань на ПС110/35/10 кВ.

Визначено типи розподільних пристроїв відповідних класів напруги.

Розраховано струми КЗ на шинах 110, 35, 10 кВ, які становлять 8,018 кА, 25,049 кА, 63,595 кА відповідно. Здійснено вибір типів електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачів, роз'єднувачів.

Обрано відповідні типи електричних апаратів на ПС, зокрема вимикачів, роз'єднувачів тощо.

Визначено тип системи оперативного струму на ПС.

Виконано розрахунок системи блискавкозахисту із застосуванням 6 блискавковідводів висотою 20 м. Встановлено, що захист забезпечено на висоті 11,35 м.

Проаналізовано виконання систем вимірювання та освітлення на ПС.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА 110/35/10 кВ ПОТУЖНІСТЮ 40 МВА

3.1 Захисти трансформаторів

В даному розділі розглядається захист, який необхідно встановлювати на трансформаторі 110/35/10 кВ потужністю 40 МВА. Для розглядуваного трансформатора повинний бути передбачений релейний захист від наступних видів пошкоджень та ненормативних режимів роботи:

- а) багатофазних замикань в обмотках та виводах;
- б) однофазних замикань на землю в обмотці і на виводах, приєднаних до мережі з глухозаземленою нейтраллю;
- в) виткових замикань в обмотках;
- г) струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ;
- г) струмів в обмотках, обумовлених перевантаженнями;
- д) зниженням рівня масла;
- е) контроль ізоляції ланцюгів НН трансформатора при замиканнях на землю в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю.

В табл. 3.1 наведено перелік захистів, які встановлюють на трансформаторах 110 кВ.

Таблиця 3.1. – Перелік захистів, що встановлюються на трансформаторах 110 кВ

1	2
Назва захисту	Опис захисту
Газовий захист	Використовується як чутливий захист від пошкоджень в кожусі трансформатора.
Реле тиску пристрою РПН	Виконується у вигляді пристрою газового реле, сигнал якого приймається мікропроцесорним захистом. Передбачується струйне реле, або реле тиску, що реагує на пошкодження в контактному об'ємі РПН додаткового трансформатора.

Продовження таблиці. 3.1

1	2
Продольний диференційний струмовий захист	Призначений для захисту від всіх видів КЗ в обмотках і на виводах при ввімкненні на виносні або вмонтовані ТС без витримки часу.
Диференційний струмовий захист нульової послідовності	Реагує на різницю струму в нейтралі і розрахункового струму нульової послідовності зі сторони ВН.
Максимальний струмовий захист (МСЗ) НН з можливістю пуску по напрузі	Призначений для захисту трансформатора від зовнішніх КЗ на стороні НН і резервування основних захистів сторони НН 10 кВ. Підключається до ТС вводу сторони 10 кВ.
Захист від перевантажень (ЗП)	Захищає трансформатор від симетричного перевантаження. Захист діє на сигнал. Для забезпечення бездії захисту при збільшенні струму при зовнішніх КЗ або короткочасних стрибках струму навантаження, захист виконується з витримкою часу 7-9 с.
Пристрій резервування при відмові вимикача ВН і СН	Забезпечує відключення трансформатора вимикачами суміжних елементів у випадку відмови його вимикачів на стороні ВН і СН.
Пристрій резервування при відмові вимикача НН	Встановлюється зі сторони НН. Забезпечує вимкнення трансформатора вимикачами суміжних елементів у випадку відмови спрацювання вимикача ВН і СН при КЗ за струмообмежуючим реактором.
Диференційний струмовий захист ланцюгів сторони НН	Призначений для захисту ланцюгів НН, включаючи струмообмежуючі реактори і лінійні регульовальні трансформатори. Підключається до ТС, вмонтованому у ввід сторони НН, і ТС в ланцюгах вимикачів, що живлять секції НН. Діє на відключення трансформатора з усіх сторін з заборною АПВ.
Диференційний струмовий захист ошиновки сторони ВН і СН	Використовується при необхідності, в залежності від первинної схеми на стороні ВН, протяжності ошиновки та інших факторів.

Закінчення таблиці. 3.1

1	2
Контроль ізоляції ланцюгів НН	Забезпечує контроль ізоляції ланцюгів НН при замиканнях на землю в мережах з ізолюованою або зкомпенсованою нейтраллю. Здійснює контроль ізоляції ланцюгів сторони НН з допомогою реле напруги, що діє на сигнал з витримкою часу, і виконується у вигляді окремого пристрою, прийом сигналу якого повинний забезпечувати мікропроцесорний захист

3.2 Опис пристрою захисту RET 670

Пристрій захисту RET 670 може застосовуватись для захисту трансформаторів, в тому числі трансформаторів 110 кВ.

Пристрій має високу надійність апаратного забезпечення і широкі можливості конфігурування. Крім захисних, пристрій виконує ряд сервісних функцій:

- а) реєстратор аварійних режимів (цифровий осцилограф);
- б) реєстратор подій;
- в) самодіагностика пристрою;
- г) індикація параметрів режиму енергооб'єкта;
- г) зв'язок з системою моніторингу і збору даних управління на підстанції.

Захист підключається до ТС, що з'єднані в «зірку з нульовим проводом» (Y_0) на всіх сторонах ВН, СН, НН незалежно від групи з'єднання захищеного трансформатора.

Розрахунок параметрів спрацювання захисних функцій пристрою RET 670 проводиться в наступному порядку:

1. Перевірка забезпечення цифрового вирівнювання струмів плечей захисту;
2. Перевірка забезпечення виконання вимог до ТС в схемах диференційного струмового захисту;
3. Параметрування даних про аналогові входи пристрою;

Безпосередній розрахунок параметрів спрацювання, що використовують функції пристрою

3.3 Опис газового захисту трансформатора

Газовий захист трансформатора є найбільш чутливим і універсальним захистом від внутрішніх пошкоджень. Він встановлюється на трансформаторах з масляним охолодженням, що мають розширювач для масла.

Цей вид захисту базується на тому, що будь-яке пошкодження в трансформаторі включаючи підвищений нагрів масла призводить до хімічного розкладання масла трансформатора, а також органічних матеріалів ізоляції обмотки, в результаті чого всередині трансформатора відбувається виділення газу. Цей газ діє на спеціальні пристрої газового захисту, які подають сигнал попередження або виконують відключення трансформатора.

Газовий захист реагує на міжвиткові замикання в обмотках трансформатора, на які диференційний і максимальний струмовий захист не реагують, так як в подібних випадках величина струму замикання виявляється недостатньою для спрацювання захисту.

Характер пошкодження в трансформаторі впливає на інтенсивність газовиділення. Якщо пошкодження розвивається повільно, то захист дає попереджуючий сигнал, але відключення трансформатора при цьому не відбувається.

Інтенсивне газовиділення свідчить про коротке замикання та створює в системі газового захисту сигнал такої величини, який окрім попередження спрацьовує на відключення трансформатора.

3.4 Опис захисту трансформатора від перевантажень

Перевантаження трансформатора як правило є симетричним. Тому захист від перевантажень виконується з допомогою максимального струмового захисту, включеного на струм однієї фази. Захист діє з витримкою часу, що більша за витримку часу захистів від КЗ, зазвичай діє на сигнал. Струм спрацювання захисту від перевантажень обирається з умови повернення струмового реле за номінального струму.

На трансформаторах захист від перевантажень встановлюється зі сторони основного живлення, зі сторони вищої напруги та зі сторони виводів обмотки трансформатора до нейтралі для контролю перевантаження загальної частини обмотки.

На понижуючих трансформаторах при живленні зі сторони ВН захист від перевантажень встановлюється зі сторони ВН та НН, що мають живлення та зі сторони СН. Захист також встановлюється в нейтралі.

3.5 Розрахунок і вибір параметрів спрацювання диференційного струмового захисту RET-670

Функція диференційного струмового захисту в пристрої RET-670 позначається PDIF та включає в себе диференційний захист з гальмуванням та диференційну відсічку.

Захист виконується пофазно незалежним і використовує струми з усіх сторін захищеного трансформатора. З кожної сторони до захисту можуть підводитися одна або дві трьохфазні групи ТС. Струми сторін ВН, СН та НН приводяться до опорної сторони і порівнюються одне з одним в цифровому реле.

В якості базисної сторони при розрахунку первинних значень струмів використовується сторона, обмотка якої підключена до першого входу, який відповідає обмотці трансформатора зі схемою з'єднання «зірка», функціонального блока диференційного захисту, тобто стороні вищої напруги.

Гальмівна характеристика зображена на рис. 3.1.

По осі ординат відкладається відносний диференційний струм (в долях від номінального струму базисної сторони). Диференційний струм всіх трьох фаз, як для миттєвих, так і для діючих значень, формується як сума первинних струмів плечей захисту, приведених до опорної сторони.

$$I_{\text{диф}} = |I_1 + I_2|, \quad (3.1)$$

де I_1, I_2 – вектори основної гармоніки розглядуваної фази першого та другого плечей (сторін) захисту.

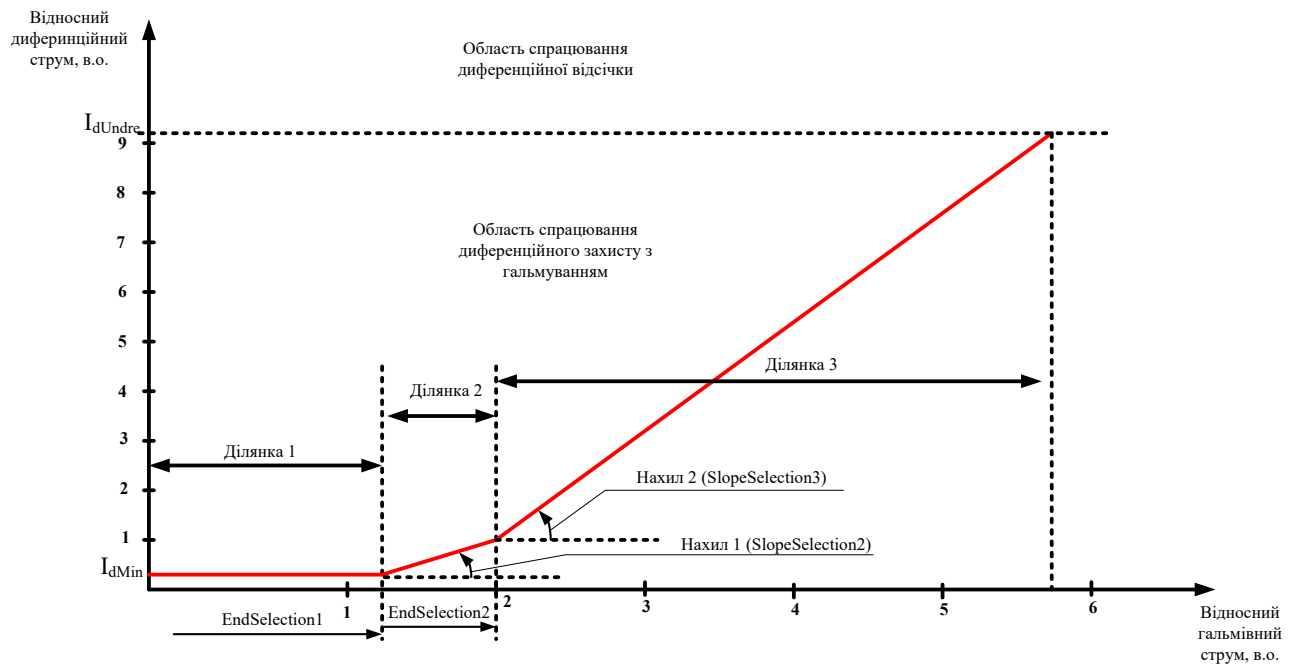


Рисунок – 3.1 Гальмівна характеристика функції диференційного захисту пристрою RET-670.

По осі абсцис відкладаються відносний гальмівний струм (в долях від номінального струму опорної сторони), який формується на базі діючих значень перших гармонік струмів фаз в первинних обмотках ТС. В якості гальмівного струму приймається найбільший із струмів всіх фаз і всіх сторін трансформатора.

$$I_{\text{гальм}} = \max(I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}), \quad (3.2)$$

де $I_{1A}, I_{1B}, I_{1C}, I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}$ – модулі струмів першого і другого плеча (сторони) захисту фаз А, В, С.

Розрахунок диференційних струмів в захисті проводиться з врахуванням вирівнювання модулів і зсуву фаз струмів на сторонах трансформатора.

Гальмівна характеристика (рис. 3.1) складається з трьох ділянок:

а) горизонтального (ділянка 1) – до гальмівного струму, рівного EndSelection1. На цій ділянці спрацювання захисту визначається параметром спрацювання по диференційному струму I_{dMin} ;

б) першого нахилоного (ділянка 2) – до гальмівного струму, рівного EndSelection2 і маючого нахил 1 з коефіцієнтом гальмування SlopeSelection2;

в) другого нахилоного (ділянка 3) – до максимально можливого значення гальмівного струму і маючого нахил 2 з коефіцієнтом гальмування SlopeSelection2.

Коефіцієнт гальмування нахилої ділянки визначається по виразу:

$$K_{гальм} = \frac{\Delta I_{диф}}{\Delta I_{гальм}} \cdot 100\%, \quad (3.3)$$

де $\Delta I_{диф}$ – приріст диференційного струму на межі спрацювання;

$\Delta I_{гальм}$ – приріст гальмівного струму на межі спрацювання.

Параметр EndSelection1 (початковий гальмівний струм) визначає гальмівний струм, що відповідає кінцю ділянки 1 гальмівної характеристики, і задається в долях від номінального струму опорної сторони (сторони ВН).

Параметр EndSelection1 рекомендується приймати рівним не більш ніж 1,15.

Знайдемо початковий диференційний струм спрацювання I_{dMin} .

Параметр I_{dMin} визначає величину відносного диференційного струму спрацювання захисту на першій ділянці гальмівної характеристики, розраховується і задається в долях від номінального струму опорної сторони (сторони ВН) захищеного трансформатора.

Розрахунок I_{dMin} виконується по умові відлаштування від струмів небалансу в перехідних режимах роботи трансформатора при малих наскрізних струмах і розраховується по виразу:

$$I_{dMin} = K_{від} \cdot K_{нб.розр} \cdot EndSelection, \quad (3.4)$$

де $K_{\text{від}}=1,1\div 1,2$ – коефіцієнт відлаштування;

$K_{\text{нб.розр}}$ – розрахунковий коефіцієнт небалансу, що розраховується за виразом:

$$K_{\text{нб.розр}} = \sqrt{\left(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{тс}} + \varepsilon_{\text{птс}^*}\right)^2 \cdot \left(1 + 2 \cdot \left(\Delta U_{\text{рег}^*} + \Delta f_{\text{вир}^*}\right) + \left(\Delta U_{\text{рег}^*} + \Delta f_{\text{вир}^*}\right)^2\right)}, \quad (3,5)$$

де $K'_{\text{пер}}$ – коефіцієнт, що враховує перехідний процес, значення коефіцієнта для трансформатора ТДТН-40000/110 приймають 1,0;

$\varepsilon_{\text{тс}}$ – повна відносна похибка трансформаторів струму, до яких підключається захист. Рекомендується приймати $\varepsilon_{\text{тс}}=0,1$;

$\varepsilon_{\text{птс}^*}$ – повна відносна похибка проміжних трансформаторів струму. Якщо таких немає, приймають $\varepsilon_{\text{птс}^*}=0$;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – відносна похибка, викликана регулюванням напруги автотрансформатора. Значення похибки приймається рівною максимально можливому відхиленню від номінального положення РПН в сторону зменшення або збільшення;

$\Delta f_{\text{вир}^*}$ – відносна похибка вирівнювання струмів плечей, яка задається у відповідності з табл. 3.2.

Параметр спрацювання I_{dMin} повинен прийматися не меншим ніж 0,2.

Таблиця 3.2 – Вибір робочих відгалуджень струмових входів пристрою

Вторинний струм в номінальному режимі $I_{\text{ном.вт.п}}$, А	Номінальний струм входу пристрою $I_{\text{ном.т.п}}$, А	Відносна похибка вирівнювання $\Delta f_{\text{вир}^*}$
5÷20	5	0,03
1÷5	5	0,02
0,5÷1	1	0,02
0,125÷0,5	1	0,03
0,1÷0,125	1	0,05

Параметр EndSelection2 визначає гальмівний струм, що відповідає кінцю діянки 2 гальмівної характеристики, і задається в долях від номінального струму для сторони ВН.

В умовах експлуатації можливі перевантаження трансформатора впродовж відносно невеликого проміжку часу. Наприклад, при відключенні одного з трансформаторів на двотрансформаторній підстанції. З метою виключення значного загроблення диференційного захисту в таких режимах рекомендується завжди приймати параметр $EndSelection2$ рівним 2.

Параметр $SlopeSelection2$ визначає коефіцієнт гальмування першої нахиленої ділянки гальмівної характеристики (Ділянка 2). В пристрої захисту параметр задається у відсотках.

Значення $SlopeSelection2$ розраховується за виразом:

$$SlopeSelection2 \geq \frac{I_{диф.розр.} - I_{dMin}}{EndSelection2 - EndSelection1} \cdot 100\%, \quad (3.6)$$

де $I_{диф.розр.} = K_{відст} \cdot K_{нб.розр} \cdot EndSelection2$ – розрахунковий диференційний струм;

$K_{відст.} = 1,1 \div 1,2$ – коефіцієнт відлаштування, рекомендується приймати рівним 1,15;

$K_{нб.розр}$ – розрахунковий коефіцієнт небалансу, який отримують по виразу (3.5). При цьому в розрахунку замість $K'_{пер}$ необхідно використовуват коефіцієнт $K''_{пер}$, що враховує перехідний процес при аварійних струмах, більших за номінальний струм трансформатора. Для нашого трансформатору значення $K''_{пер} = 2,5$.

Параметр $SlopeSelection3$ визначає коефіцієнт гальмування другої нахиленої ділянки гальмівної характеристики (Ділянка 3). В пристрої захисту параметр задається у відсотках.

Значення цього параметру рекомендується без розрахунків приймати рівним (50÷65%). Це пов'язано з тим, що при струмі короткого замикання, о перевищує $2I_{ном.опор}$, блокування диференційного захисту при великих перехідних струмах небалансу здійснюється в основному за рахунок інших вимірних органів (блокування по формі хвилі і блокування по другій гармоніці, які працюють завжди).

Диференційна відсічка являється грубим органом без гальмування і реагує на першу гармоніку диференційного струму. Диференційна відсічка необхідна для підвищення швидкодії при великих кратностях струму КЗ в захисній зоні.

Параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки в приладі позначається $I_{dU_{нре}}$ і задається у відсотках від номінального струму з опорної сторони $I_{ном.опор.}$.

При виборі параметру спрацювання $I_{dU_{нре}}$ необхідно враховувати дві умови:

- а) забезпечення відлаштування від режиму кидка струму намагнічування;
- б) забезпечення відлаштування від небалансу в режимі максимального струму при зовнішньому КЗ.

За умовою відлаштування від режиму кидка намагнічувального струму параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки повинен прийматися не менш ніж 500 %

$$I_{dU_{нре}} \geq 500\% \quad (5.7)$$

За умовою відлаштування від максимального струму небалансу при зовнішніх пошкодженнях, параметр спрацювання можливо знаходити за виразом:

$$I_{dU_{нре}} \geq K_{відл} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{КЗ.макс*} \cdot 100\%, \quad (5.8)$$

де $K_{відл}=1,2$ – коефіцієнт відлаштування;

$K_{нб(1)}$ – відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до приведеної до амплітуди періодичній складовій струму, що протікає через трансформатор при зовнішньому пошкодженні;

$K_{нб(1)}=0,65$ при використанні з усіх сторін ТС з вторинним номінальним струмом 5 А, $K_{нб(1)}=0,55$ при використанні з усіх сторін ТС з вторинним номінальним струмом 1 А та $K_{нб(1)}=0,8$ при використанні ТС з різними вторинними номінальними струмами);

$I_{K3.макс*}$ – відносний максимальний струм при зовнішньому КЗ, який може бути розрахований за виразом:

$$I_{K3.макс*} = \frac{I_{K3.макс}}{I_{ном.опор}}, \quad (5.9)$$

де $I_{K3.макс}$ – максимальний струм при зовнішньому КЗ, приведений до опорної сторони;

$I_{ном.опор}$ – номінальний струм опорної сторони трансформатора.

Параметр спрацювання приймається рівним найбільшому значенню з двох отриманих за виразами (5.7) та (5.8).

Блокування диференційного захисту по другій гармоніці реагує на відношення амплітуд другої і першої гармонічних складових диференційного струму. В приладі параметр спрацювання блокування позначається I_2/I_{1ratio} і задається у відсотках.

За умовою відлаштування від різнополярного кидка намагнічуючого струму параметр спрацювання I_2/I_{1ratio} повинен прийматися не менш ніж 25 %.

За умовою відлаштування від однополярного кидка намагнічуючого струму надійна робота диференційного захисту забезпечується при параметрі спрацювання I_2/I_{1ratio} рівному 14 %.

Таким чином параметр спрацювання I_2/I_{1ratio} повинен прийматись рівним 14 %.

Блокування диференційного захисту по п'ятій гармоніці реагує на співвідношення амплітуд п'ятої та першої гармоніки диференційного струму і призначена для відлаштування від режиму перезбудження. В пристрої параметр спрацювання блокування позначається I_5/I_{1ratio} і задається у відсотках.

Підвищення напруги мережі супроводжується збільшенням індукції в магнітопроводі автотрансформатора (режим перезбудження). При цьому зростає як перша, так і вищі непарні гармонічні складові намагнічуючого струму. У відповідності до ПУЕ допускається тривала робота автотрансформатора (при потужності не більшій за номінальну) при напрузі в будь-якому відгалуженні обмотки на 10 % вище номінальної для даного відгалуження. При з'єднанні хоча б однієї з

обмоток трансформатора за схемою "трикутник" третя гармоніка в фазних струмах незначна. Тому в якості інформаційного параметра режиму перезбудження використовується відношення амплітуд п'ятої та першої гармонік диференційного струму.

В трансформаторах з магнітопроводом з холоднокатаної сталі робоча індукція за номінальної напруги приймається в межах $(1,6 \div 1,65)$ Тл. При підвищенні напруги і номінальній частоті відносне значення п'ятої гармоніки зростає і стає рівним приблизно 0,45 по відношенню до першої гармоніки за напруги $U=1,1U_{\text{ном}}$. Відношення діючого значення першої гармоніки намагнічуючого струму до номінального струму автотрансформатора у вказаних умовах не перевищує 0,04. З цього випливає, що чуттєвий орган диференційного захисту не буде спрацьовувати при $U=1,1U_{\text{ном}}$ і без блокування по відносній п'ятій гармоніці. Таким чином, при можливості значних короткочасних підвищень напруги (до $1,25U_{\text{ном}}$) в розподільчих мережах для блокування чуттєвого органу диференційного захисту DIFR достатньо приймати параметр спрацювання $I_5/I_{1\text{ratio}}$ рівним 40 %.

3.6 Розрахунок уставок диференційного захисту

В даному підрозділі виконано розрахунок параметрів спрацювання пристрою RET-670 при його використанні для захисту трифазного трансформатора ТДТН-40000/110 з параметрами наведеними в табл. 3.2.

Таблиця 3.3 – Параметри трансформатора

Найменування параметру	Позначення параметру	Одиниця виміру	Значення
Схема з'єднання	—	—	Y/Δ-11gr
Номінальна потужність	$S_{\text{ном}}$	МВА	40
Номінальна напруга обмотки ВН	$U_{\text{ном.ВН}}$	кВ	115
Номінальна напруга обмотки СН	$U_{\text{ном.СН}}$	кВ	38,5
Номінальна напруга обмотки НН	$U_{\text{ном.НН}}$	кВ	11
Пристрій РПН	—	—	$19 \times 1,78\%$

Номинальні струми трансформатора рівні:

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 200,8 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМСН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМСН}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 10^3} = 599,8 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 2099,5 \text{ A}.$$

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, встановлених зі сторони ВН, СН та НН рівні відповідно: 300/5, 600/5 та 2100/5.

Вторинні струми ТС рівні:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМВН}}}{\eta_{\text{ТСВН}}} = \frac{200,8}{60} = 3,35 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = \frac{I_{\text{НОМСН}}}{\eta_{\text{ТССН}}} = \frac{599,8}{120} = 4,998 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМНН}}}{\eta_{\text{ТСНН}}} = \frac{2099,5}{420} = 4,999 \text{ A}.$$

Параметр EndSection1 приймається рівним 1,15.

За виразом (3.5) розраховується розрахунковий коефіцієнт небалансу, де $K'_{\text{пер}}=1,5$ (для трансформаторів); $\varepsilon_{\text{ТС}}=0,1$; $\varepsilon_{\text{ПТС}}=0$, $\Delta U_{\text{рег}}=9 \times 1,78 \% = 0,16$; $\Delta f_{\text{вир}}=0,02$ (у відповідності до Табл.3.1).

$$K_{\text{Нб.розр.}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{ТС}} + \varepsilon_{\text{ПТС}})^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})) + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})^2} =$$

$$= \sqrt{(1,5 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = 0,251.$$

Параметр I_{dMin} розраховується за виразом 3.4, де $K_{\text{від}}$ приймаємо рівним 1,2:

$$I_{\text{dmin}} = K_{\text{від}} \cdot K_{\text{Нб.розр.}} \cdot \text{EndSection1} = 1,2 \cdot 0,251 \cdot 1,15 = 0,346.$$

Параметр EndSection2 приймається рівним 2 згідно п.3.5.3.

Розрахунковий коефіцієнт небалансу при $K''_{\text{пер}}=2,5$.

$$K_{\text{нб.розр.}} = \sqrt{(K''_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{тс}} + \varepsilon_{\text{птс}^*})^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}^*})) + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}^*})^2} = \\ = \sqrt{(2 \cdot 0,1 + 0)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = 0,295.$$

$K_{\text{від}}$ приймаємо рівним 1,15. Розрахунковий диференціальний струм рівний:

$$I_{\text{диф.розр.}} = K_{\text{від}} \cdot K_{\text{нб.розр.}} \cdot \text{EndSection2} = 1,15 \cdot 0,295 \cdot 2 = 0,679.$$

Коефіцієнт гальмування другої ділянки SlopeSelection2 розраховується за виразом (3.6):

$$\text{SlopeSelection2} \geq \frac{I_{\text{диф.розр.}} - I_{\text{dmin}}}{\text{EndSection1} - \text{EndSection2}} \cdot 100\% = \frac{0,679 - 0,346}{2 - 1,15} = 39,2;$$

Коефіцієнт гальмування третьої ділянки SlopeSelection3 приймаємо рівним 55 %.

За умовою відлаштування від режиму кидка намагнічуючого струму параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки повинен прийматися не менш ніж 500 %.

$$I_{\text{дундре}} \geq 500\%$$

За умовою відлаштування від максимального струму небалансу при зовнішніх пошкодженнях, параметр спрацювання можна знаходити за виразом (3.9), де $K_{\text{нб}(1)}=0,65$; $I_{\text{КЗ.макс}^*}$ розраховується за виразом (3.10):

$$I_{K3.макс*} = \frac{I_{K3.макс}}{I_{ном.опор}} = \frac{36500}{313} = 11,6$$

$$I_{dundre} \geq K_{відл} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{K3.макс*} \cdot 100\% \geq 1,2 \cdot 0,65 \cdot 11,6 \geq 909,5 \%$$

Параметр спрацювання приймається рівним найбільшому з двох отриманих за виразами (3.8) та (3.9) значенню, тобто $I_{dundre} \geq 909,5\%$

Параметр спрацювання блокування диференційного захисту по другій гармоніці I_2/I_{1ratio} приймається рівним 14 %.

Параметр спрацювання блокування диференційного захисту по п'ятій гармоніці I_5/I_{1ratio} приймається рівним 40 % згідно.

Уставки диференційного захисту наведено в Табл. 3.4.

Таблиця 3.4. – Уставки диференційного захисту

1	2	3	4
Позначення параметру	Значення	Одиниця виміру	Опис параметру
RatedVoltageW1	115	кВ	Номінальна напруга обмотки ВН
RatedVoltageW2	38,5	кВ	Номінальна напруга обмотки СН
RatedVoltageW3	11	кВ	Номінальна напруга обмотки НН
RatedCurrentW1	200,8	А	Номінальний струм обмотки ВН
RatedCurrentW2	599,8	А	Номінальний струм обмотки СН
RatedCurrentW3	2099,5	А	Номінальний струм обмотки НН
ConnectTypeW1	Y		Схема з'єднання обмотки ВН
ConnectTypeW2	Y		Схема з'єднання обмотки СН
ConnectTypeW3	D		Схема з'єднання обмотки НН
ClockNumberW2	0		Група з'єднання обмоток трансформатора
ClockNumberW3	11		
I_{dMin}	0,346	в.о.	Відносний мінімальний диференційний струм спрацювання на першій ділянці гальмівної характеристики
I_{dUndre}	9,1	в.о.	Відносний мінімальний диференційний струм спрацювання диференційної відсічки

Закінчення таблиці 3.4

1	2	3	4
SlopeSelection2	39,2	%	Коефіцієнт гальмування другої ділянки гальмівної характеристики
SlopeSelection3	55	%	Коефіцієнт гальмування третьої ділянки гальмівної характеристики
I_2/I_{1ratio}	14	%	Параметр спрацювання диференційного захисту по другій гармоніці
I_5/I_{1ratio}	40	%	Параметр спрацювання диференційного захисту по п'ятій гармоніці

3.7 Розрахунок уставок МСЗ

Розрахуємо уставки МСЗ-11 кВ з пуском по напрузі.

Для того, щоб виконати максимальний струмовий захист з пуском по напрузі, потрібно підключити в нашому випадку термінал REF 615 до трансформаторів струму класу точності 10P і завести кола напруги з обмоток ТН-10 кВ з'єднаного в «зірку».

Визначаємо струм спрацювання по умові відладки від струму навантаження:

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 2099,5 = 3447,6 \text{ А},$$

де K_H приймаємо 1,2 для терміналів фірми АВВ;

K_B – коефіцієнт повернення реле, для мікропроцесорних реле приймаємо 0,95;

K_3 – коефіцієнт запасу, приймаємо 1,3.

Визначаємо струм спрацювання по умові забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 11 кВ трансформатора. Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}}$ повинен бути не менше 1,5.

$$I_{c3} = \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3627}{2 \cdot 1,5} = 2103,66 \text{ A}$$

Визначаємо струм спрацювання по умові узгодження по чутливості з МСЗ приєднань 11 кВ. Максимальна уставка МСЗ приєднань: $I_{c3}=300 \text{ A}$.

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{c3\text{МСЗ}} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ A}$$

Визначаємо час спрацювання по умові узгодження з часом спрацювання приєднань 11 кВ $t_{c3} = 0,5 \text{ с}$:

$$t = t_{c3} + \Delta t = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ с},$$

де Δt – ступінь селективності, приймаємо 0,4.

Визначаємо струм і час спрацювання по умові узгодження по чутливості з МСЗ СВ-11 кВ: $I_{c3\text{МСЗ}} = 800 \text{ A}$, $t_{c3} = 1 \text{ с}$:

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{c3\text{МСЗ}} = 1,2 \cdot 800 = 960 \text{ A}$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 1,0 + 0,4 = 1,4 \text{ с},$$

де Δt – ступінь селективності, приймаємо 0,4.

Визначаємо струм і час спрацювання по умові забезпечення чутливості при двофазному КЗ в кінці приєднань 11 кВ (резервна зона). Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості K_q повинен бути не менше 1,2. Через відсутність параметрів приєднань 11 кВ чутливість в резервних зонах не перевірялась.

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} \cdot K_{cx}}{K_{tc}} = \frac{3447,6 \cdot 1}{2100/5} = 8,21 \text{ A}$$

Визначаємо напругу спрацювання реле мінімальної напруги:

а) по умові забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{min}}{K_{від} \cdot K_{пов}} = \frac{8500}{1,2 \cdot 1,2} = 5902 \text{ В},$$

де $K_{пов} = 1,2$ – коефіцієнт повернення, в орієнтовних розрахунках U_{min} приймають $0,85-0,9(U_{ном})$.

б) по умові відлаштування від напруги самозапуску при включення від АПВ чи АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{зап}}{K_{від}} = \frac{7000}{1,2} = 5833,33 \text{ В}$$

В орієнтовних розрахунках $U_{зап}$ приймають $0,7(U_{ном})$.

Визначаємо вторинне значення:

$$U_{ср} \leq \frac{U_{сз}}{K_{ТН}} = \frac{5833,33}{\frac{10000}{100}} = 58,33 \text{ В}$$

Приймаємо напругу спрацювання реле: первинна напруга $U_{сз} = 5800 \text{ В}$, вторинну напругу реле $U_{ср} = 58 \text{ В}$.

Розрахуємо уставки МСЗ-35 кВ з пуском по напрузі.

Розрахунок МСЗ-35 кВ з пуском по напрузі виконується аналогічно розрахунку МСЗ-11 кВ. МСЗ-35 кВ реалізується за допомогою терміналу REC 650. Для цього потрібно завести в термінал струмові і кола напруги з ТС 35 кВ і обмоток ТН-35 кВ.

Визначаємо струм спрацювання по умові відладки від струму навантаження:

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 599,8 = 984,9 \text{ А},$$

де K_H приймаємо 1,2 для терміналів фірми АВВ;

K_B – коефіцієнт повернення реле, для мікропроцесорних реле приймаємо 0,95;

K_3 – коефіцієнт запасу, приймаємо 1,3.

Визначаємо струм спрацювання по умові забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ трансформатора. Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості K_χ повинен бути не менше 1,5.

$$I_{c3} = \frac{I_{K3}}{K_\chi} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1372}{2 \cdot 1,5} = 795,76 \text{ А}$$

Визначаємо струм спрацювання по умові узгодження по чутливості з МСЗ ПЛ 35 кВ №1. Максимальна уставка МСЗ приєднань: $I_{c3}=240 \text{ А}$, час спрацювання захисту: $t_{c3} = 2,5 \text{ с}$:

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3MC3} = 1,2 \cdot 240 = 288 \text{ А}$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ с},$$

де Δt – ступінь селективності, приймаємо 0,4.

Визначаємо струм спрацювання по умові узгодження по чутливості з МСЗ ПЛ 35 кВ №2. Максимальна уставка МСЗ приєднань: $I_{c3} = 500 \text{ А}$, час спрацювання захисту: $t_{c3} = 2,5 \text{ с}$:

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3MC3} = 1,2 \cdot 500 = 600 \text{ А}$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ с},$$

де Δt – ступінь селективності, приймаємо 0,4.

Визначаємо струм і час спрацювання по умові узгодження по чутливості з МСЗ СВ-35 кВ: $I_{c3MC3} = 550 \text{ А}$, $t_{c3} = 2,9 \text{ с}$:

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3MC3} = 1,1 \cdot 550 = 605 \text{ А}$$

$$t = t_{cз} + \Delta t = 2,9 + 0,4 = 3,3 \text{ с},$$

де Δt – ступінь селективності, приймаємо 0,4.

Визначаємо струм і час спрацювання по умові забезпечення чутливості при двофазному КЗ в кінці приєднань 35 кВ (резервна зона). Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}}$ повинен бути не менше 1,2. Через відсутність параметрів приєднань 35 кВ чутливість в резервних зонах не перевірялась.

$$I_{\text{сз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ}}}{K_{\text{ч}}}$$

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тс}}} = \frac{605 \cdot 1}{600/5} = 5,04 \text{ А}.$$

Визначаємо напругу спрацювання реле мінімальної напруги:

а) по умові забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{\text{сз}} \leq \frac{U_{\text{min}}}{K_{\text{від}} \cdot K_{\text{пов}}} = \frac{29750}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7 \text{ В},$$

де $K_{\text{пов}} = 1,2$ – коефіцієнт повернення, в орієнтовних розрахунках U_{min} приймають $0,85-0,9(U_{\text{ном}})$.

б) по умові відлаштування від напруги самозапуску при включення від АПВ чи АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{\text{сз}} \leq \frac{U_{\text{зап}}}{K_{\text{від}}} = \frac{24500}{1,2} = 20416,7 \text{ В}$$

В орієнтовних розрахунках $U_{\text{зап}}$ приймають $0,7(U_{\text{ном}})$.

Визначаємо вторинне значення:

$$U_{cp} \leq \frac{U_{c3}}{K_{TH}} = \frac{20416,7}{\frac{35000}{100}} = 58,33 \text{ В}$$

Приймаємо напругу спрацювання реле: первинна напруга $U_{c3} = 20300 \text{ В}$, вторинна напруга реле $U_{cp} = 58 \text{ В}$.

Розрахунок МСЗ-110 кВ з пуском по напрузі виконується аналогічно розрахунку МСЗ-11 кВ. МСЗ-110 кВ реалізується за допомогою терміналу RET 670.

Визначаємо струм спрацювання по умові відладки від струму навантаження:

$$I_{c3} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 200,8 = 329,73 \text{ А},$$

де K_H приймаємо 1,2 для RET 670, K_B – коефіцієнт повернення реле, для мікропроцесорних реле приймаємо 0,95, K_3 – коефіцієнт запасу, приймаємо 1,3.

Визначаємо струм і час спрацювання приведені до сторони 110 кВ, по умові узгодження по чутливості з МСЗ-35 кВ трансформатора. Максимальна уставка МСЗ приєднань: $I_{c3}=618 \text{ А}$, час спрацювання захисту: $t_{c3} = 3,3 \text{ с}$:

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3\text{МСЗ35кВ}} \cdot \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 618 \cdot \frac{38,5}{115} = 248,27 \text{ А}$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 3,3 + 0,4 = 3,7 \text{ с},$$

де Δt – ступінь селективності, приймаємо 0,4.

Визначаємо струм і час спрацювання приведені до сторони 110 кВ, по умові узгодження по чутливості з МСЗ-11 кВ трансформатора. Максимальна уставка МСЗ приєднань: $I_{c3}=1400 \text{ А}$, час спрацювання захисту: $t_{c3} = 1,4 \text{ с}$:

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3\text{МСЗ35кВ}} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 1400 \cdot \frac{11}{115} = 160,7 \text{ А}$$

$$t = t_{сз} + \Delta t = 1,4 + 0,4 = 1,8 \text{ с}$$

Визначаємо струм спрацювання по умові забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ (резервна зона). Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}}$ повинен бути не менше 1,2.

$$I_{сз} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{504}{1,2} = 365,4 \text{ А}$$

Визначаємо струм спрацювання по умові забезпечення чутливості при КЗ на шинах 11 кВ (КЗ за трикутником) (резервна зона). Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}}$ повинен бути не менше 1,2.

$$I_{сз} = \frac{I_{\text{КЗ}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{342}{1,2} = 285 \text{ А}$$

Визначаємо вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{сз} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тс}}} = \frac{285 \cdot 1}{300/5} = 4,75 \text{ А.}$$

Висновки до розділу

Розглянуто основні та резервні захисти трансформатора ТДТН-40000/110.

Розрахований диференційний захист трансформатора, який виконано за допомогою реле типу RET-670 фірми «ABB», як основний захист.

Розрахований максимальний струмовий захист з пуском за напругою, який має забезпечувати резервування диференційного захисту трансформатора.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ ПРОДАЖУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА «ЗЕЛЕНИМ ТАРИФОМ»

Наразі традиційні види палива дорожчають та при спалюванні виділяють велику кількість шкідливих газів, Україна заохочує розбудову генерації електроенергії з відновлюваних та альтернативних джерел енергії, створюючи для цього привабливі умови.

4.1 Опис ідеї проекту

Зміст ідеї, напрямки застосування та вигоди для користувачів наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап - проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Отримання прибутку від продажу виробленої ВЕС електричної енергії за «зеленим тарифом»	1. Продаж технології отримання прибутку з ВДЕ за «зеленим тарифом» 2. Автономне живлення споживачів, що розташовані віддалено	Екологічно чиста електроенергія
		Прибуток
		Додаткове джерело генерації електроенергії

Для практичного втілення ідея має забезпечувати кращі показники економічної ефективності ніж конкурентні технології.

Сильні, слабкі та нейтральні характеристики цього проекту приведено в табл. 4.2.

Прийнято, що інвестор хоче вкласти 54 млн. євро в побудову електростанції на ВДЕ.

Таблиця 4.2 – Характеристики ідеї проекту

№	Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів			W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Біо- ТЕС	СЕС	ВЕС			
1	Капітальні витрати, млн. €	54	54	54	–	–	–
2	«Зелений тариф», €/кВт·год	0,11	0,15	0,105	–	Біо-ТЕС, ВЕС	СЕС
3	Питомі капітальні витрати, тис. €	2000	700	1500	Біо-ТЕС	ВЕС	СЕС
4	Прогнозований річний відпуск е/е з 1МВт в районі, де планується збудувати електростанцію, МВт·год/рік	6000	1200	5100	СЕС	–	Біо-ТЕС ВЕС
5	Потужність, яку можна отримати за 54 млн. €, МВт	27	77	36	Біо-ТЕС	ВЕС	СЕС

Визначення характеристик ідеї проекту є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Аналіз технологічної здійсненності ідеї проекту дозволяє визначити такі складові:

- а) вибір технології отримання вигоди згідно з ідеєю проекту;
- б) аналіз наявності технологій;
- в) доступність технологій при проектуванні проекту.

Технологічну здійсненність ідеї проекту наведено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Отримання прибутку від продажу виробленої ВЕС електричної енергії за «зеленим тарифом»	1.Вибір оптимальної схеми видачі потужності -техніко-економічне обґрунтування; - аналіз місця встановлення нової генерувальної потужності.	Наявні	Доступні
2		2.Розрахунок нормального та ремонтно-аварійних режимів при підключенні нової генерувальної потужності: -ГрафСканер -AutoCAD	Наявні	Обмежена
3		3. Вибір трансформаторів, комірок, вимикачів та іншої комутаційної апаратури на ПС при розробленні схеми видачі: - ГКД 341.004.001-94; - ПУЕ.	Наявні	Доступні
4		4. Оптимальний кут повороту ВЕУ та лопатей до напрямку вітру: - автоматичний розворот ВЕУ за допомогою електроприводу програмним методом; - розворот ВЕУ до напрямку вітру за принципом флюгера.	Наявні	Доступні
В пунктах 1, 2, 3 обрані всі зазначені технології реалізації ідеї проекту. В пункті 4 обрано метод автоматичного розвороту ВЕУ.				

4.3 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проекту

Одним з основних розділів розроблення стартап – проекту є аналіз ризиків та фінансово-економічний аналіз.

Основним ризиком, пов'язаним з отриманням вигоди від продажу електроенергії по зеленому тарифу є спад вартості 1 кВт·год.

Протягом 2020 – 2024 років очікується зниження тарифу близько 10% відповідно до тарифу, встановленого на сьогоднішній день. Протягом 2025 – 2029 років – близько 20%. Проте, не зважаючи на цю тенденцію, схема продажу електроенергії по зеленому тарифу залишається досить прибутковою.

В умовах ринкових відносин існують різні форми власності - приватна, колективна, державна. При цьому можуть використовуватись такі джерела фінансування капітальних вкладень:

- а) амортизаційні відрахування на реновацію (просте відтворення);
- б) позиковий капітал;
- в) залучені кошти споживачів;
- г) прибуток, який включається до тарифу в процесі його регулювання;
- г) централізоване бюджетне фінансування – для певного кола задач: соціальних, екологічних і т.і.

Принциповими положеннями визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетичні об'єкти є:

а) основними критеріями ефективності капітальних вкладень, являються показники, що ґрунтуються на оцінці прибутку і рентабельності, які відповідають загальноприйнятим в країнах з ринковою економікою;

б) норматив ефективності дорівнює нормі дисконтування (приведення різночасних економічних показників до початку розрахункового періоду – до року, що передує початкові будівництва), яка приймається залежно від конкретних умов і, відповідає відсотковій ставці Національного банку України на довготермінові вклади;

в) обсяги капіталовкладень та річних витрат виробництва визначаються, за діючими цінами, тарифами і нормативами (в розрахунках на віддалену перспективу – за прогнозними оцінками, що враховують тенденції зміни вартості обладнання, будівельно-монтажних робіт, палива);

г) розрахунковий період приймається рівним тривалості будівництва плюс 15 років, що відповідає термінові служби основного обладнання;

г) амортизаційні відрахування на реновацію визначаються з урахуванням дисконтування, тобто за формулою складних процентів;

д) при виконанні розрахунків слід враховувати інфляцію, а також невизначеність початкової інформації і обумовлений цим ризик.

На підставі поняття економічного ефекту побудовано ряд критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень, що можуть бути поділені на чотири групи:

а) прибуток – ефект в абсолютних величинах (перевищення доходів над витратами в грошовому відображенні);

б) рентабельність – ефект у відносних одиницях (відношення прибутку або доходів до витрат), що відображає частку витрат, які повертається щорічно у вигляді прибутку або доходу;

в) період повернення капіталу – час, протягом якого інвестиції відшкодовуються за рахунок прибутку і можуть бути використані для нових вкладень (поширеного відтворення);

г) приведені затрати – податковий складник ефекту, що в ряді випадків зручно використовувати для порівняння ефективності декількох варіантів інвестиційного проекту при умові ідентичності прибуткового складника – доходів.

Рішення про ефективність інвестицій приймається на підставі аналізу розрахунків одного чи декількох критеріїв в залежності від характеру задачі, що вирішується.

Рентабельність інвестицій може використовуватись для об'єктів з тривалістю будівництва близько 1-2 років та постійним річним прибутком.

До складу щорічних (поточних) витрат входять такі складові:

а) вартість палива;

б) витрати на експлуатацію включаючи вартість ремонтів, заробітну плату та відрахування на неї, загальностанційні та інші витрати, передбачені нормативними актами з розрахунку собівартості;

в) податки, та інші платежі, які не входять до собівартості;

г) амортизаційні відрахування на реновацію основних фондів.

Таблиця 4.4 – Перелік критеріїв і показників ефективності інвестицій

№	Найменування	Стисла характеристика	Англ. Позн.
1	Інтегральний дисконтований чистий прибуток	Перевищення суми доходів над видатками	Net present value (NPV)
2	Поточний річний чистий прибуток	Перевищення доходів над щорічними витратами за рік	Net value (NV)
3	Сума дисконтованого річного чистого прибутку	Те саме за розрахунковий період приведене до року початку будівництва	—
4	Рентабельність інвестицій	Відношення поточного річного прибутку до капітальних вкладень	—
5	Дисконтована рентабельність інвестицій	Відношення дисконтованого прибутку до дисконтованої суми інвестицій	Profitability index (PI)
6	Загальна рентабельність з доходів	Відношення сумарних доходів до суми всіх видатків	Results costs ratio (RCR)
7	Загальна рентабельність з прибутку	Відношення сумарного прибутку до суми всіх видатків	Profit costs ratio (PCR)
8	Внутрішня норма рентабельності	Норма прибутку, при якій дисконтована сума доходів і видатків, включаючи інвестиції, обертається в нуль	Internal rate of return (IRR)
9	Період повернення капіталу	Час, протягом якого інвестиції відшкодовуються за рахунок прибутку	Payback period
10	Період окупності інвестицій	Те саме без дисконтування економічних показників	Payback period
11	Приведені затрати	Сума річних витрат і нормативного прибутку	—

Однією з умов є те, що будівництво станції виконується за короткий термін.

В даному випадку до розгляду беруться вітроелектростанція, схема видачі потужності якої розроблена в цій роботі, та умовні СЕС та біо-ТЕС, такої ж вартості спорудження. Для будівництва цих електростанцій 70% коштів беруться в кредит, а 30% становлять власні кошти.

Розрахунок вартості та окупності ВЕС наведений в табл. 4.5-4.8. Аналогічний розрахунок для СЕС показано в табл. 4.9-4.12, для біо-ТЕС – в табл. 4.13-4.16. Загальний та дисконтований грошовий потік для ВЕС показано на рис. 4.1, діаграма повернення інвестицій для ВЕС наведена на рис. 4.2, аналогічні ілюстрації для СЕС

показані на рис. 4.3-4.4 відповідно, для біо-ТЕС – на рис. 4.5-4.6. Порівняння отриманих результатів показано в табл. 4.17.

Результати розрахунків, які наведені у таблицях, підтверджують ефективність всіх розглянутих інвестиційних проектів, проте для ВЕС:

а) інтегральний дисконтований чистий прибуток і сума дисконтованого річного чистого прибутку вище нуля;

б) поточний річний чистий прибуток, починаючи з 5-го року експлуатації, є позитивним, досягаючи в роки максимальної прибутковості 15,7 млн. € (табл. 4.7);

в) внутрішня норма прибутку (27%) перевищує очікувану реальну процентну ставку (7%);

г) період повернення капіталу є менший від розрахункового періоду, що дозволить вже через 8 років після вводу в експлуатацію об'єкту здійснювати нові інвестиції (розширене відтворення) за рахунок прибутку.

Аналізуючи отримані результати можна виділити:

а) Термін окупності ВЕС на 0,5-2 роки менший ніж в конкурентів;

б) Річний чистий прибуток складає 15,7 млн. €, відмінно від СЕС, що складає 10,5 млн. €, та біо-ТЕС, що складає 14,7 млн. €;

в) Кількість виробленої електроенергії набагато більше ніж в конкурентів за рахунок високого річного виробітку з 1 встановленого МВт потужності та високої пікової потужності.

Таблиця 4.5 – Вхідні дані для розрахунку

ВХІДНІ ПАРАМЕТРИ			УМОВИ ФІНАНСУВАННЯ (Україна)	
Пікова потужність ВЕС	36		Відсоток залучення	70%
Прогнозний річний виробіток е/е з 1 МВт DC	5100	МВт*год	Ставка за кредитом	7%
Операційні витрати на 1 МВт DC	€ 25 000		Термін кредитування	7
Капітальні витрати на 1 МВт DC	€ 1 500 000			
Тариф на е/е (Україна)	€ 0,10	кВт*год кВт*год	Сума кредиту	€ 37 800 000
			Власні кошти	€ 16 200 000
			Загальна сума	€ 54 000 000
Податок на прибуток	18%			
дисконтування потоків	6%			

Таблиця 4.6 – Звіт про доходи ВЕС за період 2019-2034 років

1	ЗВІТ ПРО ДОХОДИ	Разом	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2	Виробництво електроенергії (МВт·год)	2 754 000		183 600	183 600	183 600	183 600	183 600
3	Дохід (виручка), за вирахуванням ПДВ	€ 288 619 200		€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280
4	Операційні витрати (ОРЕХ)	-€ 13 500 000		-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000
5	EBITDA	€ 275 119 200		€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280
6	EBITDA margin			95%	95%	95%	95%	95%
7	Амортизація	-€ 54 000 000		-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000
8	EBIT	€ 221 119 200		€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280
9	Сплата відсотків за кредитом		-€ 2 646 000	-€ 2 457 000	-€ 2 079 000	-€ 1 701 000	-€ 1 323 000	-€ 945 000
10	Балансовий прибуток	€ 206 566 200	-€ 2 646 000	€ 12 095 280	€ 12 284 280	€ 12 662 280	€ 13 040 280	€ 13 418 280
11	Податок на прибуток	-€ 37 658 196		-€ 2 177 150	-€ 2 211 170	-€ 2 279 210	-€ 2 347 250	-€ 2 415 290
12	Чистий прибуток (Net income)	€ 168 908 004	-€ 2 646 000	€ 9 918 130	€ 10 073 110	€ 10 383 070	€ 10 693 030	€ 11 002 990
13	Чиста рентабельність (Net income margine)			52%	52%	54%	56%	57%

Закінчення таблиці 4.6

1	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2	183 600	183 600	183 600	183 600	183 600	183 600	183 600	183 600	183 600	183 600
3	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280	€ 19 241 280
4	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000	-€ 900 000
5	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280	€ 18 341 280
6	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
7	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000
8	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280
9	-€ 567 000	-€ 189 000								
10	€ 13 796 280	€ 14 174 280	€ 14 552 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280	€ 14 741 280
11	-€ 2 483 330	-€ 2 551 370	-€ 2 619 410	-€ 2 653 430	-€ 2 653 430	-€ 2 653 430	-€ 2 653 430	-€ 2 653 430	-€ 2 653 430	-€ 2 653 430
12	€ 11 312 950	€ 11 622 910	€ 11 932 870	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850
13	59%	60%	62%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%

Таблиця 4.7 – Рух коштів ВЕС 2019-2034 років

1	РУХ КОШТІВ	Разом	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2	Операційна діяльність	€ 233 708 004	-€ 2 646 000	€ 16 218 130	€ 16 373 110	€ 16 683 070	€ 16 993 030	€ 14 602 990
3	Чистий прибуток	€ 168 908 004	-€ 2 646 000	€ 9 918 130	€ 10 073 110	€ 10 383 070	€ 10 693 030	€ 11 002 990
4	Амортизація	€ 54 000 000		€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000
5	Повернення ПДВ			€ 2 700 000	€ 2 700 000	€ 2 700 000	€ 2 700 000	
6	Інвестиційна діяльність	-€ 35 154 000						
7	Доходи інвестиційної діяльності	€ 18 846 000	€ 18 846 000					
8	Інвестиції на сплату відсотків	€ 2 646 000	€ 2 646 000					
9	Інвестиції в капітальне будівництво	€ 16 200 000	€ 16 200 000					
10	Витрати інвестиційної діяльності	-€ 54 000 000	-€ 54 000 000					
11	Будівництво ВЕС	-€ 54 000 000	-€ 54 000 000					
12	Фінансова діяльність	€ 37 800 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000
13	Доходи фінансової діяльності	€ 37 800 000	€ 37 800 000					
14	Отримання кредиту	€ 37 800 000	€ 37 800 000					
15	Витрати фінансової діяльності			-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000
16	Виплата тіла кредиту	-€ 37 800 000		-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000
17								
18	Чистий горшовий потік	€ 198 554 004		€ 10 818 130	€ 10 973 110	€ 11 283 070	€ 11 593 030	€ 9 202 990
19	Кумулятивний чистий горшовий потік			€ 10 818 130	€ 21 791 239	€ 33 074 309	€ 44 667 338	€ 53 870 328

Закінчення таблиці 4.7

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1										
2	€ 14 912 950	€ 15 222 910	€ 15 532 870	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850
3	€ 11 312 950	€ 11 622 910	€ 11 932 870	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850	€ 12 087 850
4	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12	-€ 5 400 000		-€ 5 400 000							
13										
14										
15	-€ 5 400 000		-€ 5 400 000							
16	-€ 5 400 000		-€ 5 400 000							
17										
18	€ 9 512 950	€ 15 222 910	€ 10 132 870	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850	€ 15 687 850
19	€ 63 383 278	€ 78 606 187	€ 88 739 057	€ 104 426 906	€ 120 114 756	€ 135 802 606	€ 151 490 455	€ 167 178 305	€ 182 866 154	€ 198 554 004

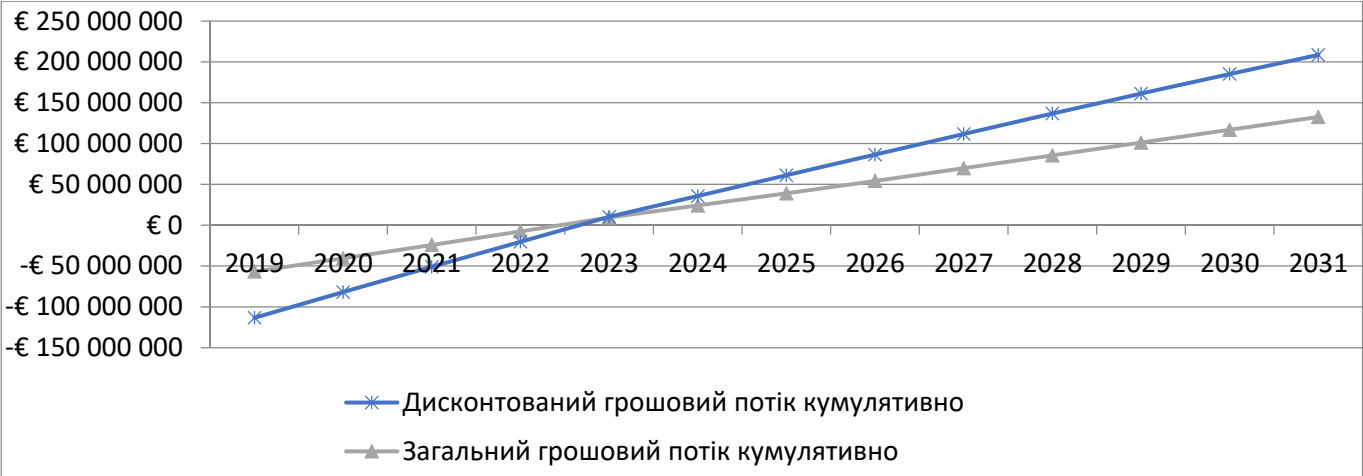


Рисунок 4.1 — Загальний та дисконтований грошові потоки ВЕС

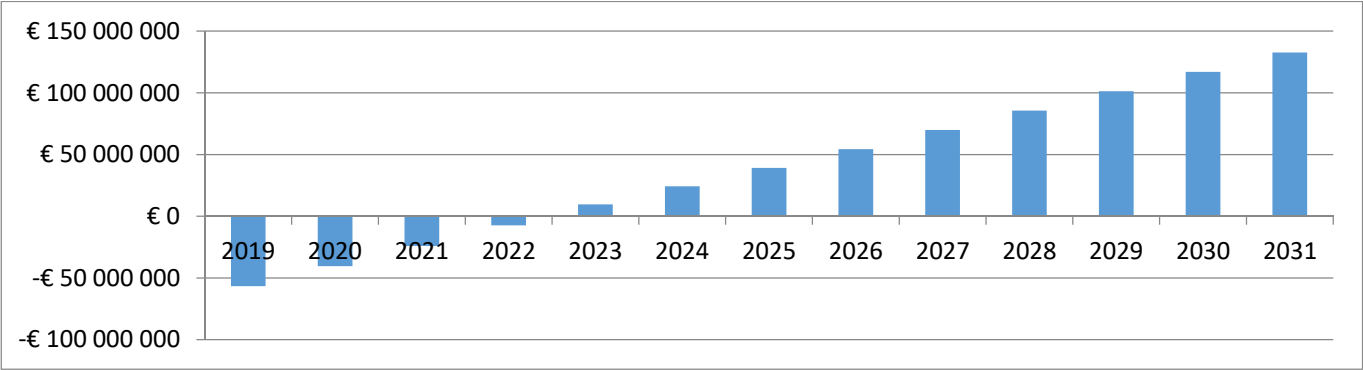


Рисунок 4.2 — Діаграма повернення інвестицій ВЕС

Таблиця 4.9 – Вхідні дані для розрахунку СЕС

ВХІДНІ ПАРАМЕТРИ			УМОВИ ФІНАНСУВАННЯ (Україна)	
Пікова потужність СЕС	77,142857		Відсоток залучення	70%
Прогнозний річний виробіток е/е з 1 МВт DC	1200	МВт*год	Ставка за кредитом	7%
Операційні витрати на 1 МВт DC	€ 25 000		Термін кредитування	7
Капітальні витрати на 1 МВт DC	€ 700 000			
Тариф на е/е (Україна)	€ 0,15	кВт*год кВт*год	Сума кредиту	€ 37 800 000
			Власні кошти	€ 16 200 000
			Загальна сума	€ 54 000 000
Податок на прибуток	18%			
дисконтування потоків	6%			

Таблиця 4.10 – Звіт про доходи СЕС за період 2019-2034 років

1	ЗВІТ ПРО ДОХОДИ	Разом	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2	Виробництво електроенергії (МВт·год)	1 388 571		92 571	92 571	92 571	92 571	92 571
3	Дохід (виручка), за вирахуванням ПДВ	€ 208 285 714		€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714
4	Операційні витрати (ОРЕХ)	-€ 28 928 571		-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571
5	EBITDA	€ 179 357 143		€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143
6	EBITDA margin			86%	86%	86%	86%	86%
7	Амортизація	-€ 54 000 000		-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000
8	EBIT	€ 125 357 143		€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143
9	Сплата відсотків за кредитом		-€ 2 646 000	-€ 2 457 000	-€ 2 079 000	-€ 1 701 000	-€ 1 323 000	-€ 945 000
10	Балансовий прибуток	€ 110 804 143	-€ 2 646 000	€ 5 711 143	€ 5 900 143	€ 6 278 143	€ 6 656 143	€ 7 034 143
11	Податок на прибуток	-€ 20 421 026		-€ 1 028 006	-€ 1 062 026	-€ 1 130 066	-€ 1 198 106	-€ 1 266 146
12	Чистий прибуток (Net income)	€ 90 383 117	-€ 2 646 000	€ 4 683 137	€ 4 838 117	€ 5 148 077	€ 5 458 037	€ 5 767 997
13	Чиста рентабельність (Net income margine)			34%	35%	37%	39%	42%

Закінчення таблиці 4.10

1	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2	92 571	92 571	92 571	92 571	92 571	92 571	92 571	92 571	92 571	92 571
3	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714	€ 13 885 714
4	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571	-€ 1 928 571
5	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143	€ 11 957 143
6	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%	86%
7	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000
8	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143
9	-€ 567 000	-€ 189 000	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
10	€ 7 412 143	€ 7 790 143	€ 8 168 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143	€ 8 357 143
11	-€ 1 334 186	-€ 1 402 226	-€ 1 470 266	-€ 1 504 286	-€ 1 504 286	-€ 1 504 286	-€ 1 504 286	-€ 1 504 286	-€ 1 504 286	-€ 1 504 286
12	€ 6 077 957	€ 6 387 917	€ 6 697 877	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857
13	44%	46%	48%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%

Таблиця 4.11 – Рух коштів СЕС 2019-2034 років

1	РУХ КОШТІВ	Разом	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2	Операційна діяльність	€ 155 183 117	-€ 2 646 000	€ 10 983 137	€ 11 138 117	€ 11 448 077	€ 11 758 037	€ 9 367 997
3	Чистий прибуток	€ 90 383 117	-€ 2 646 000	€ 4 683 137	€ 4 838 117	€ 5 148 077	€ 5 458 037	€ 5 767 997
4	Амортизація	€ 54 000 000		€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000
5	Повернення ПДВ			€ 2 700 000	€ 2 700 000	€ 2 700 000	€ 2 700 000	
6	Інвестиційна діяльність	-€ 35 154 000						
7	Доходи інвестиційної діяльності	€ 18 846 000	€ 18 846 000					
8	Інвестиції на сплату відсотків	€ 2 646 000	€ 2 646 000					
9	Інвестиції в капітальне будівництво	€ 16 200 000	€ 16 200 000					
10	Витрати інвестиційної діяльності	-€ 54 000 000	-€ 54 000 000					
11	Будівництво СЕС	-€ 54 000 000	-€ 54 000 000					
12	Фінансова діяльність	€ 37 800 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000
13	Доходи фінансової діяльності	€ 37 800 000	€ 37 800 000					
14	Отримання кредиту	€ 37 800 000	€ 37 800 000					
15	Витрати фінансової діяльності			-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000
16	Виплата тіла кредиту	-€ 37 800 000		-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000
17								
18	Чистий горшовий потік	€ 120 029 117		€ 5 583 137	€ 5 738 117	€ 6 048 077	€ 6 358 037	€ 3 967 997
19	Кумулятивний чистий горшовий потік			€ 5 583 137	€ 11 321 254	€ 17 369 331	€ 23 727 369	€ 27 695 366

Закінчення таблиці 4.11

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1										
2	€ 9 677 957	€ 9 987 917	€ 10 297 877	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857
3	€ 6 077 957	€ 6 387 917	€ 6 697 877	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857	€ 6 852 857
4	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12	-€ 5 400 000		-€ 5 400 000							
13										
14										
15	-€ 5 400 000		-€ 5 400 000							
16	-€ 5 400 000		-€ 5 400 000							
17										
18	€ 4 277 957	€ 9 987 917	€ 4 897 877	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857
19	€ 31 973 323	€ 41 961 240	€ 46 859 117	€ 57 311 974	€ 67 764 831	€ 78 217 688	€ 88 670 546	€ 99 123 403	€ 109 576 260	€ 120 029 117

Таблиця 4.12 – Інвестиційні показники СЕС за період 2019-2034 років

1	Розрахунок інвестиційних показників	IRR	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2	Загальний грошовий потік	16%	-€ 56 646 000	€ 10 983 137	€ 11 138 117	€ 11 448 077	€ 11 758 037	€ 9 367 997
3	Загальний грошовий потік кумулятивно		-€ 56 646 000	-€ 45 662 863	-€ 34 524 746	-€ 23 076 669	-€ 11 318 631	-€ 1 950 634
4	Дисконтований грошовий потік		-€ 56 646 000	€ 10 361 450	€ 9 912 885	€ 9 612 026	€ 9 313 467	€ 7 000 312
5	Дисконтований грошовий потік кумулятивно	NPV	-€ 56 646 000	-€ 46 284 550	-€ 36 371 665	-€ 26 759 639	-€ 17 446 172	-€ 10 445 860
6	Період окупності (PP), років	5,20						
7	Дисконтований період окупності (DPP), років	6,55						

Закінчення таблиці 4.12

1	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2	€ 9 677 957	€ 9 987 917	€ 10 297 877	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857	€ 10 452 857
3	€ 7 727 323	€ 17 715 240	€ 28 013 117	€ 38 465 974	€ 48 918 831	€ 59 371 688	€ 69 824 546	€ 80 277 403	€ 90 730 260	€ 101 183 117
4	€ 6 822 578	€ 6 642 535	€ 6 461 016	€ 6 187 030	€ 5 836 821	€ 5 506 435	€ 5 194 750	€ 4 900 707	€ 4 623 309	€ 4 361 612
5	-€ 3 623 282	€ 3 019 253	€ 9 480 269	€ 15 667 299	€ 21 504 120	€ 27 010 555	€ 32 205 304	€ 37 106 012	€ 41 729 320	€ 46 090 932
6	5,2									
7		6,5								

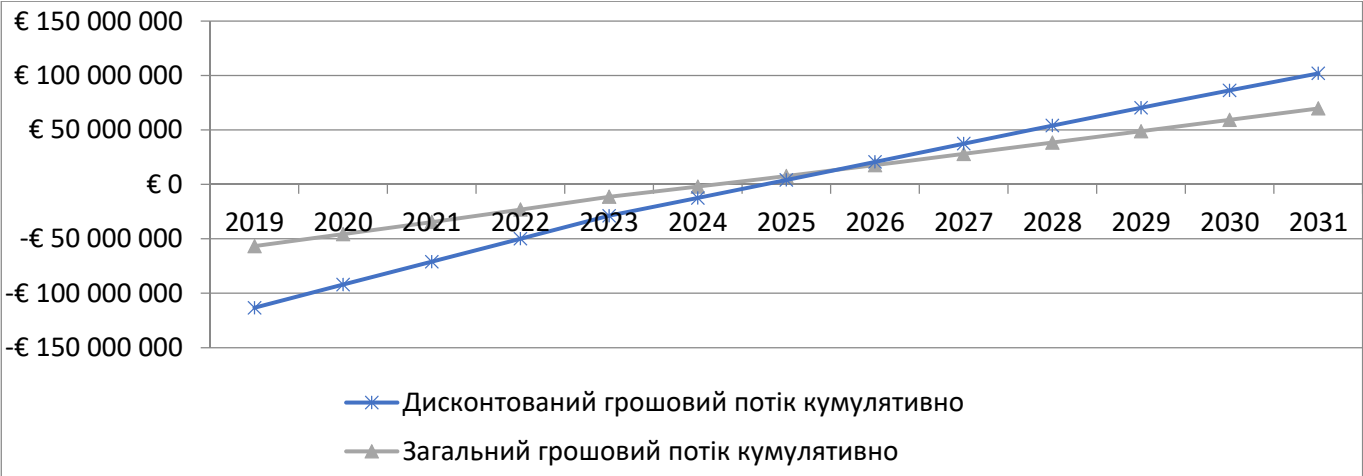


Рисунок 4.3 — Загальний та дисконтований грошові потоки СЕС

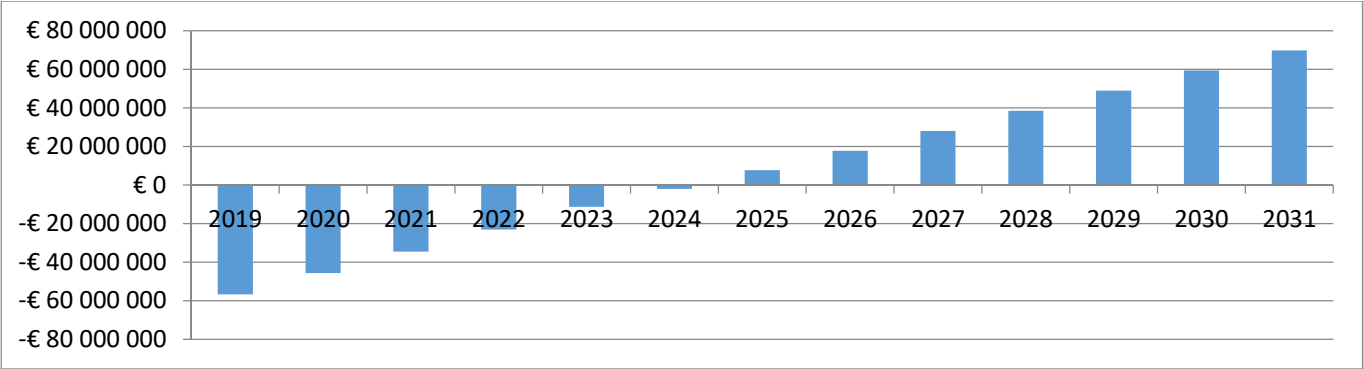


Рисунок 4.4— Діаграма повернення інвестицій СЕС

Таблиця 4.13 – Вхідні дані для розрахунку біо-ТЕС

ВХІДНІ ПАРАМЕТРИ

Пікова потужність біо-ТЕС	27	
Прогнозний річний виробіток е/е з 1 МВт DC	6000	МВт*год
Операційні витрати на 1 МВт DC	€ 25 000	
Капітальні витрати на 1 МВт DC	€ 2 000 000	

Тариф на е/е (Україна)	€ 0,11	кВт*год кВт*год
Податок на прибуток	18%	
дисконтування потоків	6%	

УМОВИ ФІНАНСУВАННЯ (Україна)

Відсоток залучення	70%
Ставка за кредитом	7%
Термін кредитування	7
Сума кредиту	€ 37 800 000
Власні кошти	€ 16 200 000
Загальна сума	€ 54 000 000

Таблиця 4.14 – Звіт про доходи біо-ТЕС за період 2019-2034 років

1	ЗВІТ ПРО ДОХОДИ	Разом	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2	Виробництво електроенергії (МВт·год)	2 430 000		162 000	162 000	162 000	162 000	162 000
3	Дохід (виручка), за вирахуванням ПДВ	€ 267 300 000		€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000
4	Операційні витрати (ОРЕХ)	-€ 10 125 000		-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000
5	EBITDA	€ 257 175 000		€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000
6	EBITDA margin			96%	96%	96%	96%	96%
7	Амортизація	-€ 54 000 000		-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000
8	EBIT	€ 203 175 000		€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000
9	Сплата відсотків за кредитом		-€ 2 646 000	-€ 2 457 000	-€ 2 079 000	-€ 1 701 000	-€ 1 323 000	-€ 945 000
10	Балансовий прибуток	€ 188 622 000	-€ 2 646 000	€ 10 899 000	€ 11 088 000	€ 11 466 000	€ 11 844 000	€ 12 222 000
11	Податок на прибуток	-€ 34 428 240		-€ 1 961 820	-€ 1 995 840	-€ 2 063 880	-€ 2 131 920	-€ 2 199 960
12	Чистий прибуток (Net income)	€ 154 193 760	-€ 2 646 000	€ 8 937 180	€ 9 092 160	€ 9 402 120	€ 9 712 080	€ 10 022 040
13	Чиста рентабельність (Net income margine)			50%	51%	53%	55%	56%

Закінчення таблиці 4.14

1	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
2	162 000	162 000	162 000	162 000	162 000	162 000	162 000	162 000	162 000	162 000
3	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000	€ 17 820 000
4	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000	-€ 675 000
5	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000	€ 17 145 000
6	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
7	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000	-€ 3 600 000
8	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000
9	-€ 567 000	-€ 189 000								
10	€ 12 600 000	€ 12 978 000	€ 13 356 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000	€ 13 545 000
11	-€ 2 268 000	-€ 2 336 040	-€ 2 404 080	-€ 2 438 100	-€ 2 438 100	-€ 2 438 100	-€ 2 438 100	-€ 2 438 100	-€ 2 438 100	-€ 2 438 100
12	€ 10 332 000	€ 10 641 960	€ 10 951 920	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900
13	58%	60%	61%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%

Таблиця 4.15 – Рух коштів біо-ТЕС 2019-2034 років

1	РУХ КОШТІВ	Разом	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2	Операційна діяльність	€ 218 993 760	-€ 2 646 000	€ 15 237 180	€ 15 392 160	€ 15 702 120	€ 16 012 080	€ 13 622 040
3	Чистий прибуток	€ 154 193 760	-€ 2 646 000	€ 8 937 180	€ 9 092 160	€ 9 402 120	€ 9 712 080	€ 10 022 040
4	Амортизація	€ 54 000 000		€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000
5	Повернення ПДВ			€ 2 700 000	€ 2 700 000	€ 2 700 000	€ 2 700 000	
6	Інвестиційна діяльність	-€ 35 154 000						
7	Доходи інвестиційної діяльності	€ 18 846 000	€ 18 846 000					
8	Інвестиції на сплату відсотків	€ 2 646 000	€ 2 646 000					
9	Інвестиції в капітальне будівництво	€ 16 200 000	€ 16 200 000					
10	Витрати інвестиційної діяльності	-€ 54 000 000	-€ 54 000 000					
11	Будівництво біо-ТЕС	-€ 54 000 000	-€ 54 000 000					
12	Фінансова діяльність	€ 37 800 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000
13	Доходи фінансової діяльності	€ 37 800 000	€ 37 800 000					
14	Отримання кредиту	€ 37 800 000	€ 37 800 000					
15	Витрати фінансової діяльності			-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000
16	Виплата тіла кредиту	-€ 37 800 000		-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000	-€ 5 400 000
17								
18	Чистий горшковий потік	€ 183 839 760		€ 9 837 180	€ 9 992 160	€ 10 302 120	€ 10 612 080	€ 8 222 040
19	Кумулятивний чистий горшковий потік			€ 9 837 180	€ 19 829 340	€ 30 131 460	€ 40 743 540	€ 48 965 580

Закінчення таблиці 4.15

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1										
2	€ 13 932 000	€ 14 241 960	€ 14 551 920	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900
3	€ 10 332 000	€ 10 641 960	€ 10 951 920	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900	€ 11 106 900
4	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000	€ 3 600 000
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12	-€ 5 400 000		-€ 5 400 000							
13										
14										
15	-€ 5 400 000		-€ 5 400 000							
16	-€ 5 400 000		-€ 5 400 000							
17										
18	€ 8 532 000	€ 14 241 960	€ 9 151 920	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900	€ 14 706 900
19	€ 57 497 580	€ 71 739 540	€ 80 891 460	€ 95 598 360	€ 110 305 260	€ 125 012 160	€ 139 719 060	€ 154 425 960	€ 169 132 860	€ 183 839 760

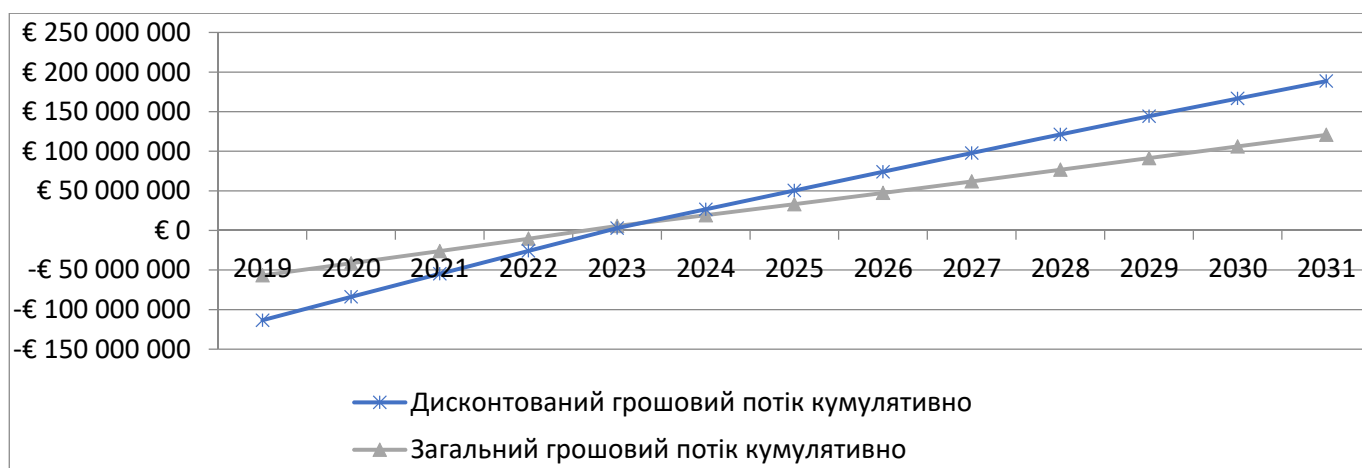


Рисунок 4.5 — Загальний та дисконтований грошові потоки біо-ТЕС

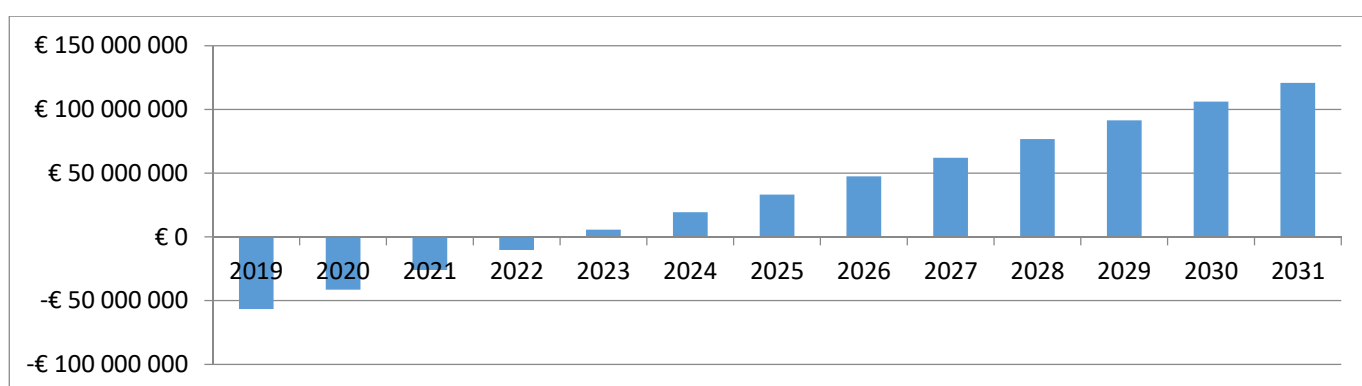


Рисунок 4.6 — Діаграма повернення інвестицій біо-ТЕС

Таблиця 4.17 – Порівняння результатів ВЕС, СЕС та біо-ТЕС

Показник	ВЕС	СЕС	БіоТЕС
Первісні капіталовкладення, тис. євро.	54000	54000	54000
Витрати в перший рік, тис.євро/рік	6300	5450	5900
Доходи в перший рік, тис.євро/рік	9918	4683	8937
Дисконтований грошовий потік за 15 років, тис.євро	96934	46091	87407
Період окупності, років	3,43	5,2	3,64

Фінальним етапом ринкового аналізу можливостей впровадження проекту є складання SWOT-аналізу (табл. 4.18) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін.

Таблиця 4.18 – SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: – Стабільний прибуток; – Висока рентабельність; – Екологічність; – Створення робочих місць при будівництві ВЕС.	Слабкі сторони: – Непрогнозована генерація електроенергії; – Можливі витрати на технології точного прогнозування виробітку; – Невелика кількість придатних територій для ВЕС.
Можливості: – Додаткове джерело генерації електроенергії	Загрози: – Впровадження аукціонів на вартість продажу електроенергії; – Зниження державою «зеленого тарифу» на електроенергію.

На основі SWOT-аналізу розробляються альтернативи ринкової поведінки для виведення стартап-проекту на ринок та орієнтовний оптимальний час їх ринкової реалізації з огляду на потенційні проекти конкурентів, що можуть бути виведені на ринок.

Висновки до розділу

В результаті розрахунку порівняння з конкурентними варіантами за допомогою розрахунків фінансово-економічних показників було виявлено, що ВЕС є більш вигідним об'єктом вкладення коштів в електростанцію на ВДЕ для отримання прибутку від продажу виробленої електричної енергії за «зеленим тарифом», ніж для конкурентних рішень в районі спорудження.

Визначено період окупності ВЕС (4 роки), який є меншим від конкурентних рішень (СЕС – 6 років, біо-ТЕС – 4,5 роки) за однакових капіталовкладень, які становлять 54 млн. євро.

Оцінка ризиків інвестування показала, що єдиним суттєвим ризиком для проекту є зменшення «зеленого тарифу».

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВІТРОВОГО ГЕНЕРАТОРА

Мета розділу: Розробити заходи для зменшення впливу шкідливих та небезпечних факторів, які виникають під час експлуатації ВЕУ.

Предмет досліджень: ВЕУ потужністю 3,6 МВт, напругою 35 кВ.

5.1 Технічні характеристики та місце розміщення ВЕС

Місце розміщення вітрової електростанції потужністю 36 МВт знаходиться поблизу міста Дрогобич, Львівської області. Площа станції з десятима ВЕУ становить 0,5 км². ВЕС розташована на висоті 850 м. над рівнем моря.

Дана вітрова електростанція буде приєднана до підстанції 110/35/10 кВ «Дрогобич-20» двома повітряними (1 одноланцюгова, 1 дволанцюгова) лініями типу АС перерізом 120 мм довжиною 3,7 км. Джерелом потужності будуть десять генераторів потужністю по 3,6 МВт кожний. Технічні характеристики ВЕУ представлені в табл. 5.1. Модель ВЕУ показана на рис. 5.1.

Клімат Львівської області помірно континентальний, вологий: м'яка з відлигами зима, волога весна, тепле літо, тепла суха осінь. Середня температура січня -5°C , липня від $+18^{\circ}\text{C}$ у центральній частині області та до $+12^{\circ}\text{C}$ в горах. Річна кількість опадів коливається від 600 мм на рівнині до 1000 мм в горах.

Повітряні маси, що приносяться на територію Львівської області мають різне походження: морське (північне, західне, південно-західне) та континентальне (східне та південно-східне). Основними центрами атмосфери, що впливають на рух повітряних мас, які приходять на територію області, є наступні: Азорський та Сибірський максимуми та Ісландський мінімум. Активність центрів збільшується в зимовий період.

Для території області у всі сезони року характерними є швидкі зміни погоди, а разом з тим і різкі зміни метеорологічних показників — температури і вологості

повітря, температури ґрунту, напряму і швидкості вітру, кількості опадів, атмосферного тиску.

Додаткові впливи на формування кліматичних показників має рельєф — низька рівнинна поверхня сприяє швидкому проходженню повітряних мас, а підвищена — (височини і гори) створює бар'єрний ефект. У межах області найдійовішим бар'єром для проходження повітряних мас є Карпати. Вони майже не пропускають вітрів з півночі і північного заходу, спрямовуючи їх вздовж Карпат — до південного сходу, а вітри з південного сходу — до північного заходу. На територію області часто прориваються вітри з Закарпаття — з південного заходу. При проходженні через Карпати вітри прориваються перш за все по низькогірних територіях, а також по глибоких поперечних долинах, які утворюють так звані «вітрові коридори». Швидкості вітрів у Карпатах бувають дуже великі (до 30 і більше м/сек).

Львівська область характеризується помірною інтенсивністю грозової діяльності, приблизно 50-90 год/рік, проте, оскільки об'єкт будівництва відноситься до І категорії блискавкозахисту, потрібно передбачити встановлення системи блискавкозахисту.

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики вітряка GE Energy 1.5s

Характеристика	Значення
Потужність, МВт	3,6
Напруга, кВ	35
Мінімально необхідна швидкість вітру, м/с	4,0
Номінальна потужність при швидкості вітру, м/с	13,5
Відключення при швидкості вітру, м/с	25
Максимально допустима швидкість вітру, м/с	70
Висота ступиці, м	120

5.2 Аналіз умов праці

На постійній основі генератор не обслуговується. Проводяться лише планові (профілактичні) та непланові (ремонтні при аваріях, поломках, чи підозрах на них) перевірки генератора та іншого електротехнічного обладнання.

Обслуговування відбувається електротехнічними працівниками в кількості не менше чотирьох працівників з IV групою електробезпеки.

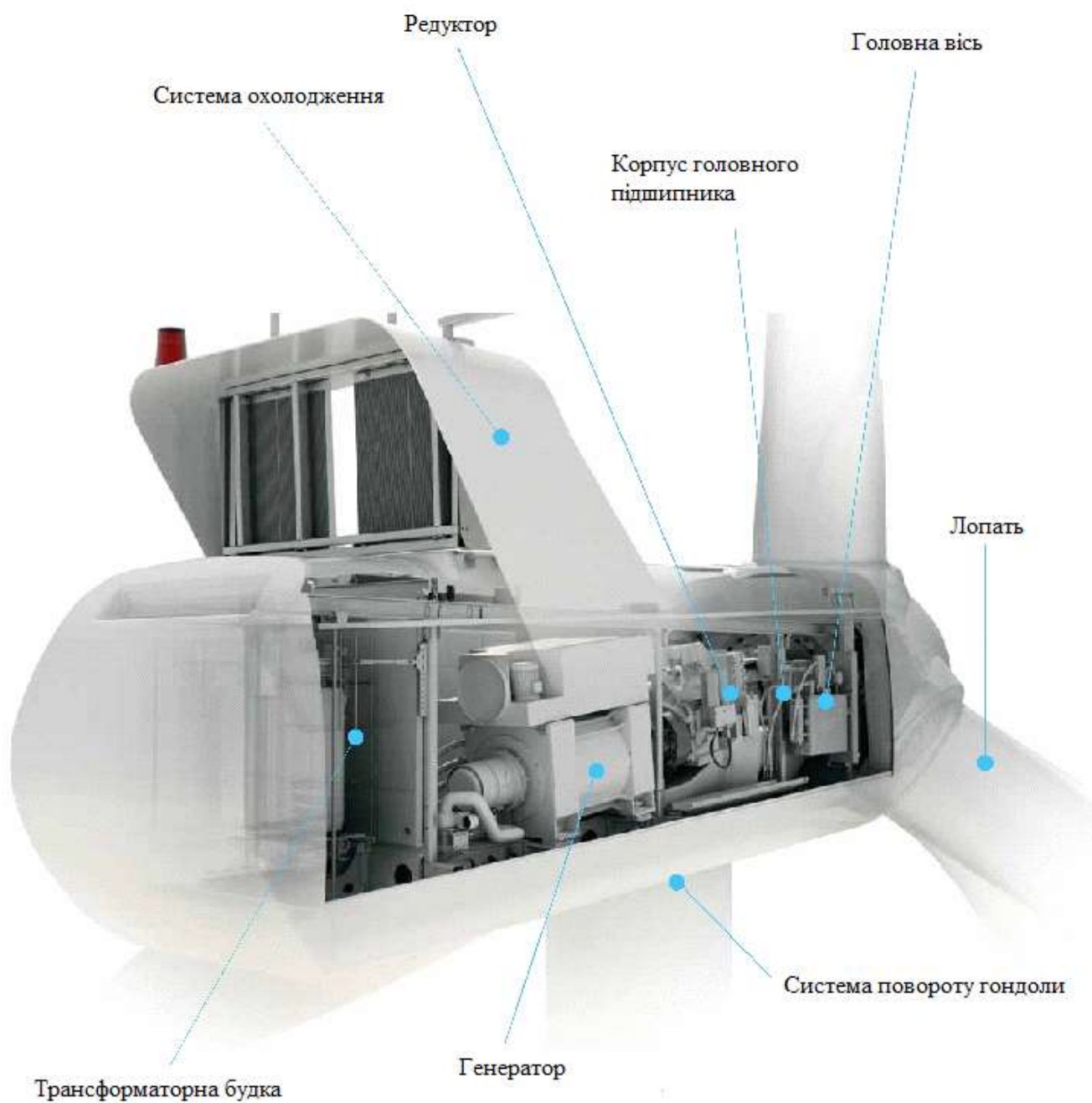


Рисунок 5.1 – Модель гондоли вітряка

Температурний режим у приміщенні (під час перебування обслуговуючого

персоналу на території ВЕУ): влітку - 25°C, взимку - 16°C, що задовольняє вимогам Електромагнітне поле не перевищує 5 кВ/м².

У приміщенні та штучна система освітлення. Штучна система освітлення представлена лампами для промислового освітлення INOX LED 80 5000K, які мають такі параметри:

- а) Світловий потік: 8400 лм;
- б) Потужність: 72 Вт;
- в) Маса: 6,4 кг;
- г) Спосіб кріплення: настінно – стельовий.

Ці світильники повністю відповідають нормам промислового освітлення та видають середню освітленість - 200 лк.

Перелік небезпечних та шкідливих виробничих чинників:

- а) Підвищений рівень напруги – 35 кВ;
- б) Акустичний вплив (шумові ефекти) – 120 дБ.

5.3 Заходи з електробезпеки працівників

Для безпечної експлуатації та безпеки працівників станції навколо генератора встановлена захисна огорожа. Огорожа має двері для доступу до генератора працівників, які виконують ремонтні та профілактичні роботи.

В межах безпеки доступ до вітрової електростанції цілодобово охороняється. Потрапити всередину вітроелектроустановки можна лише за допомогою ключа-картки, оскільки на дверях в ступицю установлений електромагнітний замок. Ключ видається тимчасово обслуговуючому персоналу з групою електробезпеки не нижче IV. Також допуск обслуговуючого персоналу дозволяється у супроводі та під наглядом головного інженера станції.

Ремонт ступиці, лопатей, та інших конструкційних частин, що не є електричним обладнанням, ремонтують представники компанії-виробника. Такі роботи переважно виконуються на висоті.

Корпус генератора має оболонку з класом захисту IP 54.

Усе обладнання має своє маркування. Приклад маркування генератора:

Г-1-3,6-690-1.

Навколо вітрової електроустановки встановлено захисне заземлення з опором 3,508 Ом (див. розрахунок розділ 5.4).

У приміщенні встановлена припливно витяжна вентиляція типу «Klasic» фірми «Komfovent», яка забезпечує очищення повітря.

Під час експлуатації генератора повинні дотримуватись певні вимоги:

При випробуваннях генератора установка і зняття спеціальних закороток на ділянках його схеми або схеми блоку повинні виконуватися після їх заземлення. Установку і зняття спеціальних закороток при робочій частоті обертання дозволяється виконувати з використанням засобів захисту після зняття збудження генератора і відключення автомата гасіння поля (АГП).

На кожній електростанції повинні бути затверджені схеми заземлення генератора, що враховують тип системи збудження генератора, схеми РП генераторної напруги, схему блоку і схему нейтралі генератора. Повинна бути виключена подача напруги в обмотку ротора від схеми початкового збудження.

У ланцюгах статора, що обертається під дією незбудженого генератора з відключеним пристроєм АГП допускається вимірювати значення залишкової напруги, визначати порядок чергування фаз. Ці роботи повинні виконувати працівники електролабораторій, налагоджувальних організацій із застосуванням електрозахисних засобів відповідно до наряду чи розпорядження під наглядом оперативного персоналу.

Вимірювання напруги на валу і опору ізоляції ротора працюючого генератора дозволяється виконувати за розпорядженням двом працівникам, які мають групи IV і III.

Обточування і шліфування контактних кілець ротора, шліфування колектора збудника виведеного в ремонт генератора має право виконувати за розпорядженням працівник з числа неелектротехнічного персоналу під наглядом працівника, який має групу III. При роботі слід користуватися засобами захисту обличчя та очей від механічних впливів.

Обслуговувати щітковий апарат на працюючому генераторі допускається одноосібно за розпорядженням навченому для цієї мети працівнику, який має групу III, якщо при цьому виключена ймовірність появи однополюсного замикання на землю або міжполюсного короткого замикання. При цьому необхідно дотримуватися наступних правил безпеки:

а) працювати в захисній касці з використанням засобів захисту обличчя та очей, застебнутому спецодязі, остерігаючись захвату його обертовими частинами машини;

б) користуватися діелектричними калошами, килимами або діелектричними рукавичками, якщо є ймовірність випадкового дотику ділянками тіла до заземлених частин;

в) не торкатися руками одночасно струмопровідних частин двох полюсів або струмовідних і заземлених частин.

Працівники з IV групою електробезпеки виконують такі роботи:

а) Перевірка ізоляції;

б) Вимірювання напруги.

Ремонтні роботи виконують без напруги (під час відключення генератора) за нарядом – допуском.

В наряді – допуску встановлено порядок виконання монтажних та ремонтно-профілактичних робіт.

Усі працівники мають засоби індивідуального захисту. Для роботи під напругою передбачено 3 комплекти електрозахисних ЗІЗ (табл. 5.2).

Під час підключення та відключення генератора і перевірки захисного заземлення використовують додаткові діелектрично - захищені засоби: діелектричні рукавички та вимірювальні засоби (електровимірювальні кліщі)

5.4 Розрахунок захисного заземлюючого пристрою генератора

Заземлення корпусів та інших частин виробничих і побутових електроустановок, які не перебувають зазвичай під напругою, дозволяє відвести електричний струм в ґрунт. Монтаж системи заземлення передбачає установку

заземлюючих штирів і кріплення до них заземлюючих провідників, приєднаних до корпусів електрообладнання.

Таблиця 5.2 – Засоби індивідуального захисту

Вид	Марка	Технічні характеристики	Призначення	Нормативні документи
Захисна каска	Delta Plus QUARTZ UP III	Електроізоляція до 1000 В змінного струму або 1500 В постійного струму. Вага 322 г	Захист від ударів голови, та дотику до струмопровідних частин	ДСТУ EN 397
Захисний одяг (літній, зимовий та весняний)	ОПТИМА	Склад: 30% бавовна, 70% поліефір. Поверхнева щільність: 210 г/м2	Захист низьких температур, мастиловодо-відштовхувальний	ДСТУ: 27575-87
Рукавички шкіряні бавовняні	OZON	Матеріал: бавона, шкіра Придатні за температури від -40 до + 40С	Захист рук від знижених температур, опіків, порізів	ДСТУ EN 420
Діелектричні чоботи	СВАН	Струм витoku за напруги 20 кВ і тривалості дії 2 хв не має перевищувати 10 мА. Придатні за температури від -30 до + 50С	Захист від електричного струму під час роботи	ДСТУ 13385-78
Навушники	DELTA PLUS SPA3	Укустична ефективність 48 дБ	Захист органів слуху	ДСТУ EN 140
Рукавички діелектричні	СВАН	Максимальний струм витoku – 9мА. Придатні за температури від -40 до + 40С	Захист від електричного струму під час роботи	ДСТУ 13385-78
Вимірювальні прилади	UNI-T	Похибка вимірювання 0,8-1%	Для вимірювання струму	ІЕС 61010

Вихідними даними для розрахунку будуть:

а) напруга електроустановки (ЕУ) 35 кВ;

- б) струм замикання на землю 10 А;
- в) одинична потужність – 3,6 МВт;
- г) ґрунт території розміщення електроустановки – суглинок.

Для початку визначимо допустимий опір ЕУ. Для ЕУ напругою 35 кВ можна прийняти до розрахунку опір 4 Ом.

Оскільки природні заземлювачі відсутні, перейдемо до розрахунку штучних заземлювачів. Для розрахунку будемо використовувати метод коефіцієнта використання електродів.

Потрібно обрати метод розміщення заземлювачів. Зазвичай є два методи розміщення заземлювачів: у низці та контурі.

Для цього об'єкту було обрано розміщувати електроди по контуру електроустановки.

В якості вертикальних заземлювачів будемо використовувати металеві пруту довжиною 4 м та діаметром 10 мм. В якості горизонтального заземлювача будемо також використовувати металевий прут довжиною приблизно 30 м, та діаметром 10 мм.

Оскільки об'єкт дослідження знаходиться у Львівській області, де переважають суглинки, беремо до розрахунку суглинок, що має питомий опір ґрунту – 70 Ом/м, та беручи до уваги середню вологість ґрунту в даній області, коефіцієнт сезонності ψ_i приймемо 1,5.

Знайдемо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi = 70 \cdot 1,5 = 105 \text{ Ом/м}$$

Заземлювачі можна розміщувати біля поверхні землі, або заглиблювати глибше зони промерзання ґрунту (цей показник становить 0,7..0,8 м). В нашому випадку будемо заглиблювати заземлювачі на глибину 0,8 м.

Перейдемо до розрахунку опору розтікання вертикального заземлювача:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) = \frac{105}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} \left(\ln \frac{2 \cdot 4}{0,01} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,8 + 4}{4 \cdot 2,8 - 4} \right) == 29,488 \text{ Ом},$$

де $\rho_{\text{розр}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом·м;

l_1 – довжина ВЗ, м;

d – діаметр, м;

t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, м, яку визначають за формулою:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,8 + \frac{4}{2} = 2,8 \text{ м}$$

де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м.

Отже, оскільки $R_B > R_{\text{шт}}$ ($29,488 \text{ Ом} > 4 \text{ Ом}$), то потрібно сполучити декілька вертикальних заземлювачів.

Розрахуємо необхідну кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_{B1}}{R_{\text{шт}} \cdot \eta_e} = \frac{29,488}{4 \cdot 0,76} = 9,7$$

Округливши, отримуємо $n = 10$ вертикальних заземлювачів.

Знайдемо відстань між заземлювачами зі співвідношення:

$$a = l_1 \cdot \eta_e = 4 \cdot 0,76 = 3,04 \text{ м}$$

Розрахуємо довжину горизонтального заземлювача:

$$l_{\Gamma} = a \cdot n = 3,04 \cdot 10 = 30,4 \text{ м}$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального заземлювача:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр.г.}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \left(\ln \frac{l_{\Gamma}^2}{d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) = \frac{231}{2 \cdot 3,14 \cdot 30,4} \left(\ln \frac{(2 \cdot 30,4)^2}{0,01 \cdot 0,805} \right) = 15,767 \text{ Ом},$$

де $\rho_{\text{розр.г.}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом·м;

t_{Γ} – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м;

d – діаметр ГЗ, м.

Перейдемо до визначення еквівалентного струму розтікання штучного заземлюючого пристрою:

$$R'_{\text{шт}} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{(R_B \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{Веф}})} = \frac{15,767 \cdot 30,823}{(30,823 \cdot 0,56 + 15,767 \cdot 10 \cdot 0,76)} = 3,545 \text{ Ом}$$

Оскільки отримане значення опору штучного заземлюючого пристрою не перевищує значення $R'_{\text{шт}}$, що дорівнює 4 Ом, то розрахунки виконані правильно та беремо до встановлення 10 вертикальних заземлювачів на відстані 0,8 м. від поверхні землі.

Загальний вид захисного заземлення показано на рис. 5.2.

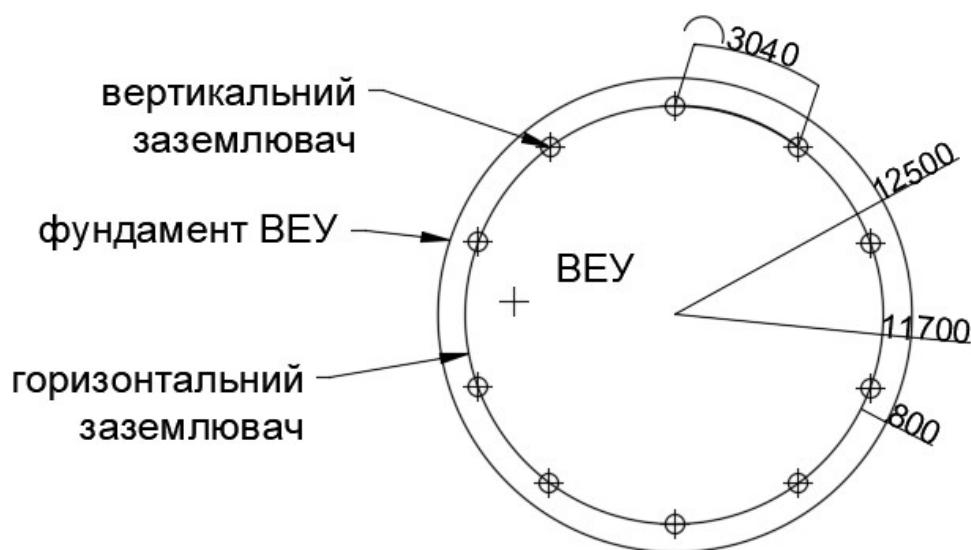


Рисунок 5.2 – План захисного заземлюючого пристрою

5.5 Заходи та засоби безпеки в надзвичайних ситуаціях

Надзвичайні ситуації на об'єкті:

- а) Удар блискавки;
- б) Пожежа;
- в) Аварійні поломка лопатей, та подальший «рознос» ВЕУ.

Для унеможливлення надзвичайних ситуацій передбачають:

- а) Встановлення системи блискавкозахисту в лопаті ВЕУ та підключають до контуру заземлення, який встановлюється у фундамент по контуру вітряка.

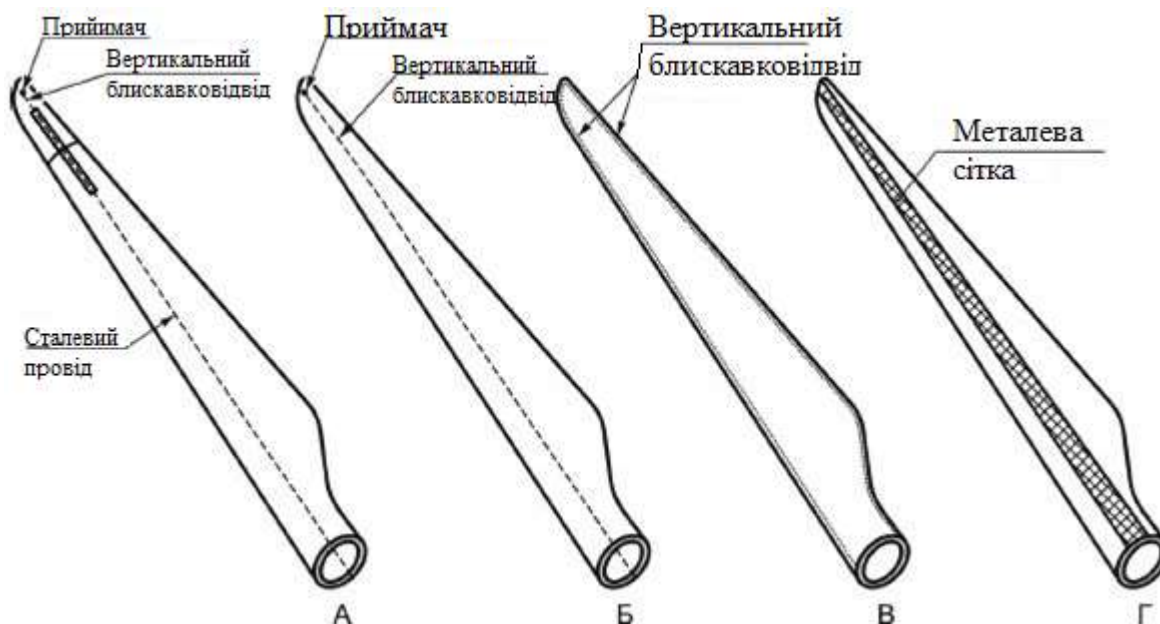


Рисунок 5.3 – Принципи блискавкозахисту для лопатей ВЕУ

Для захисту лопатей ВЕУ від блискавки існує кілька варіантів. Так, для захоплення блискавки використовуються алюмінієві або мідні провідники, які можуть бути встановлені вздовж всієї довжини лопаті, на її задній кромці, зовні або всередині неї. Деякі конструкції (рис.5.3) мають блискавкоуловлювачі, які розташовуються на поверхні навколо лопаті (тип В і Г), і кожен з них приєднується до провідників, які протягнуті уздовж її краю. Ще одним способом є застосування клейких металевих і сегментних стрічок, однак, як показує практика, через кілька

місяців вони часто відклеюються, тому їх практично не використовують. Найбільш поширеним рішенням є використання систем вертикальних блискавковідводів, які розташовуються на кінчиках лопатей (тип А та Б) і відводять струм до комелю, а для лопатей з гальмами в якості вертикального блискавковідводу використовується мідний дріт уздовж внутрішнього лонжерона (тип Б).

Ще однією з найважливіших частин ВЕУ є гондола, конструкція якої обов'язково повинна бути частиною системи блискавкозахисту. Гондоли зі склопластику повинні мати вертикальні громовідводи, виконані у вигляді клітки навколо неї. Ця ж сітка може використовуватися як екран для захисту від впливу магнітних і електричних полів ззовні.;

б) Для швидкого виявлення пожежі та своєчасного її припинення встановлюються системи автоматичної пожежної сигналізації, оповіщувачі пожежної тривоги, системи пожежогасіння. В приміщенні кожної ВЕУ знаходяться 2 вогнегасники. При вході в приміщення кожної ВЕУ розташовані пожежні щити. На території ВЕС розташовані 5 резервуарів з водою. Труби системи пожежогасіння підключені до цих резервуарів з водою;

в) У разі перевищення швидкості вітру максимально допустимого значення, для запобігання поломки лопатей, турбіна блокується електромагнітним гальмом. Лопаті повертаються гранню до напрямку вітру, щоб вітер обтікав їх, здійснюючи мінімальний вплив на лопать.

Висновки до розділу

У цьому розділі розглянуто основні заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації генератора.

Визначено умови праці і встановлено перелік надзвичайних і шкідливих виробничих чинників:

а) Напруга – 35 кВ;

б) Акустичний вплив у вигляді шуму рівнем до 120 дБ.

Розроблено заходи з електробезпеки працівників:

- а) Захисний заземлювальний пристрій з опором 3,545 Ом;
- б) Огорожа;
- в) Блокувальні засоби.

Встановлена система штучної вентиляції повітря фірми «Komfovent».

Усі працівники мають IV групу з електробезпеки і забезпечені засобами індивідуального захисту.

Приміщення забезпечено засобами пожежної безпеки та блискавкозахисту.

ВИСНОВКИ

В магістерській дисертації розроблено схему приєднання ВЕС до електричних мереж «Бурштинського енергоострову» а саме до шин 35 кВ підстанції 110/35/10 кВ «Дрогобич-20». Це передбачає будівництво РП 35 кВ, двох повітряних ліній, та реконструкцію підстанції 110/35/10 кВ «Дрогобич-20» із заміною силових трансформаторів на більш потужні та встановленням додаткових комірок 35 кВ. Розглянуто місце спорудження ВЕС та проаналізовано стан електричних мереж в цьому районі. Виконано прогноз рівнів споживання електроенергії та електричних навантажень району спорудження ВЕС на 2019 та 2024 роки. Результатом є створення схеми приєднання цієї електричної станції до підстанції 110 кВ. Параметри створеної схеми перевірено в нормальному та ремонтному (аварійному) режимах в програмному комплексі «ГрафСканер». Аналіз режимних параметрів розглянутих режимів показав відповідність рівнів напруг шин підстанцій та струмів ЛЕП допустимим діапазоном.

Для підстанції напругою 110/35/10 кВ «Дрогобич-20» складено головну схему електричних з'єднань та розраховано струми КЗ на шинах 110, 35, 10 кВ, які становлять 8,018 кА, 25,049 кА, 63,595 кА відповідно. З огляду на це обрано основні типи та електричні пристрої відповідних класів напруги.

Розглянуто та проаналізовано основні та резервні захисти для трансформатора 110/35/10 кВ ТДТН-40000/110, встановленого на підстанції. Розраховано параметри реле диференційного захисту типу RET-670 фірми «ABB», який використовувався як основний релейний захист трансформатора. Також розраховано максимальний струмовий захист з пуском по напрузі, який використовувався як резервний.

Розроблено стартап-проект, в якому головною ідеєю є продаж виробленої ВЕС електроенергії за «зеленим тарифом». Виконано опис, технічний аудит та фінансово-економічний аналіз. Продаж електроенергії ВЕС в обраному районі є більш вигідним, ніж конкурентні варіанти, а саме СЕС та біо-ТЕС. Розглянуто основні заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації ВЕС. Розроблено заходи з електробезпеки працівників та розраховано захисний пристрій вітрового генератора.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Буслова Н. В., Федоренко К. Д. Порівняльний аналіз ефективності роботи вітрової енергетики у провідних країнах світу та Україні. Міжнародний науково-технічний журнал «Освіта і наука без меж» (07-15 грудня 2018, м. Перемишль). Перемишль, 2018. 41 с.;
2. Буслова Н. В., Федоренко К. Д. Особливості електрогенеруючих систем вітроелектростанцій. Міжнародний науково-технічний журнал «Перспективні запитання світової науки» (15-22 грудня 2018, м. Софія). Софія, 2018. 41 с.;
3. «План розвитку об'єднаної енергетичної системи України на 2017-2026 роки» – Офіц. вид. – ДП «НЕК «Укренерго»;
4. ГКД 34.20.171-96 «Обмеження струмів короткого замикання в електричних мережах 110-750 кВ»;
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. №605-р;
6. СОУ-НЕС 20.178:2008: «Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій»;
7. СОУ-НЕС 40.1-00100227-101:2014: «Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ і вище»;
8. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». Стандарт организации. ОАО «ФСК ЕЭС», 2011;
9. «Схеми принципіальні електричні розподільні пристрої підстанцій 35-750 кВ. Типові рішення». ОАО «ФСК ЭЭС», 2007. – 32-39 с.;
10. ДБН В.2.5-28-2006: «Державні будівельні норми. Природне і штучне освітлення»;

11. Правила улаштування електроустановок : [арх. 22 серпня 2015] / Міненерговугілля України. — 5-те вид., перероб. і доп. (станом на 22.08.2014) (чинне з 22.11.2014). — Харків : [б. в.], 2014. — 793 с.;
12. ГКД 340.000.001-95: «Визначення екоомічної ефективності капітальних вкладень в енергетику»;
13. ДНАОП 1.1.10-1.07-01: «Правила експлуатації електрозахисних засобів»;
14. Л. Д. Третьякова Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у дипломному проекті для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «спеціаліст» / Укл.: Л. Д. Третьякова. — К.: НТУУ «КПІ», ІЕЕ, 2017. — 52 с.;
15. Третьякова Л.Д. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування / Литвиненко Г.Є., Третьякова Л.Д. — К.: Лібра, 2008. — 317 с.;
16. ДБН В.2.5-56:2010: «Державні будівельні норми. Системи протипожежного захисту»;
17. Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-20014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. 08.04.2014;
18. ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013: «Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єкту будівництва»;

Додаток А

Результати перевірки на плагіат

Враховуючи за перевірку
 PDF не можна за керування
 електричних мереж та систем
 К. Д. Челевський В. В.

Т. Д.

10.12.2018

Doc vs My Database 10.12.2018

89.8% Originality

10.2% Similarity

514 Sources

Database sources: 514 sources found

- Year:** 2015 **Name:** Світлана **Surname:** Костомаха **Speciality Code:** EC 1.67%
File path: /EC/2015/Спеціаліст_Костомаха_Світлана_Вадимівна/Розділ 4.doc
- Year:** 2015 **Name:** Світлана **Surname:** Костомаха **Speciality Code:** EC 1.67%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Костомаха_Світлана_Вадим
- Year:** 2015 **Name:** Петро **Surname:** Косарев **Speciality Code:** EC 1.65%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Косарев_Петро_Сергійович/
- Year:** 2015 **Name:** Петро **Surname:** Косарев **Speciality Code:** EC 1.65%
File path: /EC/2015/Спеціаліст_Косарев_Петро_Сергійович/Розділ 3 Підстанція петя.doc
- Year:** 2015 **Name:** Олександр **Surname:** Хилько **Speciality Code:** EC 1.64%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Хилько_Олександр_Ігорович
- Year:** 2015 **Name:** Олександр **Surname:** Хилько **Speciality Code:** EC 1.64%
File path: /EC/2015/Спеціаліст_Хилько_Олександр_Ігорович/Розділ 2 Підстанція.docx
- Year:** 2015 **Name:** Володимир **Surname:** Косарев **Speciality Code:** EC 1.63%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Косарев_Володимир_Сергій
- Year:** 2015 **Name:** Володимир **Surname:** Косарев **Speciality Code:** EC 1.63%
File path: /EC/2015/Спеціаліст_Косарев_Володимир_Сергійович/Підстанція Вови.docx
- Year:** 2012 **Name:** Сергій **Surname:** Оверчук **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Оверчук_Сергій_Васильович/3.ПС Оверчук.doc
- Year:** 2012 **Name:** Євген **Surname:** Шпундра **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Шпундра_Євген_Володимирович/ПС.doc
- Year:** 2012 **Name:** Олексій **Surname:** Федюк **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Федюк_Олексій_Олексійович/частина 2.doc
- Year:** 2012 **Name:** Ярослав **Surname:** Щекланов **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /EC/2012/Спеціаліст_Щекланов_Ярослав_Ярослав/часть 2.doc
- Year:** 2012 **Name:** Євген **Surname:** Шпундра **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Шпундра_Євген_Володимир
- Year:** 2012 **Name:** Сергій **Surname:** Оверчук **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Оверчук_Сергій_Васильович
- Year:** 2017 **Name:** Максим **Surname:** Петренко **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /EC/2017/Спеціаліст_Петренко_Максим_Володимирович/Диплом Петренко М.В. .pdf
- Year:** 2013 **Name:** Сергій **Surname:** Белкін **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /EC/2013/Спеціаліст_Белкін_Сергій_Миколайович/Белкін Розділ 3 Електрична частина Г
- Year:** 2012 **Name:** Олексій **Surname:** Федюк **Speciality Code:** EC 1.6%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Спеціаліст_Федюк_Олексій_Олексійович

Similarity

Citation

Similarity from a chosen source

References

abc Possible character replacement