

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем**

«До захисту допущено»

В.о. завідувача кафедри

Теймураз КАЦАДЗЕ

«18» _____ 2024 р.

**ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Дослідження режимів роботи електричних мереж прикордонного
регіону ОЕС України»**

Виконав:
студент IV курсу, групи ЕС-01
Олексієнко Олексій Олександрович

Науковий керівник:
доцент кафедри електричних мереж та систем
Чижевський Володимир Валерійович

Рецензент:
доцент кафедри автоматизації енергосистем, к.т.н.
Нестерко Артем Борисович

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

Студент _____

Київ – 2024 року

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

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри

Теймураз Кацадзе

« » 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Олексієнко Олексію Олександровичу

1. Тема дипломного проєкту: «Дослідження режимів роботи електричних мереж прикордонного регіону ОЕС України», керівник проєкту Чижевський Володимир Валерійович, доцент кафедри електричних мереж та систем, затверджені наказом по університету від «28» 05 2024 р. №2127-с.
2. Термін подання студентом проєкту: 13 червня 2024 р.
3. Вихідні дані до проєкту: однолінійна схема, навантаження ПС, план розвитку оператора системи передачі за 2021-2030 рр.
4. Зміст пояснювальної записки дипломного проєкту (роботи) (перелік завдань, які необхідно розробити):
 - 1) аналіз План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки та обґрунтування актуальності теми дослідження;
 - 2) дослідження нормальних та післяаварійних режимів вихідної мережі;
 - 3) дослідження нормальних та післяаварійних режимів перспективної мережі;
 - 4) блискавкозахист в електричних мережах.
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) результати розрахунку параметрів усталених нормального та післяаварійних режимів роботи вихідної мережі;
 - 2) результати розрахунку параметрів усталених нормального та післяаварійних режимів роботи перспективної мережі;
 - 3) організація блискавкозахисту ПЛ.

6. Дата видачі завдання: 8 березня 2024 року.

Календарний план

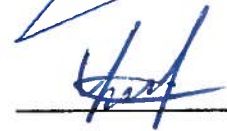
№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів дипломного проекту	Примітка
1	Вибір досліджуваної вихідної схеми	10.05.2024	
2	Аналіз Плану розвитку системи передачі на 2021-2030 роки	20.05.2024	
2	Дослідження нормальних та післяаварійних режимів вихідної мережі	23.04.2024	
3	Дослідження нормальних та післяаварійних режимів перспективної мережі	29.05.2024	
4	Блискавкозахист в електричних мережах	05.06.2024	
5	Оформлення графічної частини дипломного проекту	10.06.2024	

Студент



Олексій ОЛЕКСІЄНКО

Керівник проекту



Володимир ЧИЖЕВСЬКИЙ

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту**

на тему: Дослідження режимів роботи електричних мереж прикордонного
регіону ОЕС України

Київ 2024 рік

ВІДОМОСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДПО107.141.006.ПЗ	Пояснювальна записка	53	
3	A1	ДПО107.141.006.001.ТК	Принципова та розрахункова схеми вихідної мережі. Результати розрахунку параметрів нормального та найбільш важких аварійних режимів роботи.	1	
4	A1	ДПО107.141.006.002.ТК	Принципова та розрахункова схеми перспективної мережі. Результати розрахунку параметрів нормального та найбільш важких аварійних режимів роботи.	1	
5	A1	ДПО107.141.006.003.ТК	Блискавкозахист в ПЛ	1	

					ДПО107.141.006 ПЗ				
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Дослідження режимів роботи електричних мереж прикордонного регіону ОЕС України	Літ.	Лист	Листів	
Розробив		Олексієнко О.О.							
Перевірив		Чижевський В. В.					5		
Н. Контр.		Моссаковский В. В.							
Затвердив		Кацадзе Т.Л.							
						НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» Каф. ЕМС гр. ЕС-01			

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальну записку дипломного проєкту наведено на 53 аркушах формату А4, вона містить 15 рисунків, 7 таблиць, 6 використаних джерел. Графічна частина складається з трьох плакатів формату А1.

Дипломний проєкт присвячений питанню дослідження режимів роботи електричних мереж прикордонного регіону ОЕС України і забезпеченню надійності електропостачання споживачів цього регіону в нормальному та післяаварійних режимах від джерел енергії, розташованих на території України.

Проведено аналіз нормальних та післяаварійних усталених режимів електричної мережі номінальною напругою 110 – 330 кВ прикордонного регіону ОЕС України. Визначено проблемні зони та розглянуто варіанти їх усунення з урахуванням перспективного електромережевого будівництва, яке передбачається Планом розвитку Оператора системи передачі. Розглянуто особливості організації блискавкозахисту в електричних мережах номінальною напругою до 150 кВ.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, УСТАЛЕНИЙ РЕЖИМ, НОРМАЛЬНИЙ РЕЖИМ, ПІСЛЯАВАРІЙНИЙ РЕЖИМ, ПЛАН РОЗВИТКУ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, БЛИСКАВКОЗАХИСТ.

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						6
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Abstract

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note of the diploma project is presented on 53 A4 sheets, it contains 15 figures, 7 tables, and 6 references. The graphic part consists of three A1 posters.

The diploma project is devoted to the study of the operation modes of the power grids of the border region of the IPS of Ukraine and ensuring the reliability of power supply to consumers in this region in normal and post-emergency modes from energy sources located in Ukraine.

An analysis of normal and post-emergency steady-state modes of the 110-330 kV rated power grid of the border region of the IPS of Ukraine is carried out. Problem areas are identified and options for their elimination are considered, taking into account the prospective power grid construction envisaged by the Transmission System Operator Development Plan. The peculiarities of lightning protection in power grids with a rated voltage of up to 150 kV are considered.

POWER GRID, STEADY-STATE MODE, NORMAL MODE, POST-EMERGENCY MODE, DEVELOPMENT PLAN, POWER LINE, LIGHTNING PROTECTION.

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						7
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	9
Вступ.....	10
1 Аналіз схеми вихідної мережі	12
Висновки по розділу 1.....	15
2 Аналіз режимів роботи мережі.....	16
2.1 Аналіз режимів роботи вихідної мережі.....	16
2.2 Аналіз режимів роботи перспективної мережі	24
3 Блискавкозахист в електричних мережах	35
3.1 Теоретичні відомості	35
3.2 Стандарти облаштування блискавкозахистом	40
3.3 Правила улаштування електроустановок (ПУЕ).....	40
3.4 ДСТУ EN 62305-1:2012 "Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи"	41
3.5 ДСТУ EN 62305-2:2012 "Захист від блискавки. Частина 2. Управління ризиком"	42
3.6 ДСТУ EN 62305-3:2012 "Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні пошкодження конструкцій і небезпека для життя"	42
3.7 Методичні підходи для проєктування систем блискавкозахисту	43
3.8 Інші нормативні документи.....	43
3.9 Блискавкозахист в мережах Оператора системи розподілу	44
Висновки по розділу 3.....	48
Загальні висновки.....	49
Список використаних джерел.....	51
ДОДАТОК А Результати перевірки пояснювальної записки на плагіат	52

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

РЕМ	—	районна електрична мережа
ПС	—	підстанція
СН	—	середня напруга
НН	—	низька напруга
ПУЕ	—	правила улаштування електроустановок
ПЛ	—	повітряна лінія
ЛЕП	—	лінія електропередавання
РПН	—	регулювання під навантаженням
ПБЗ	—	перемикання без збудження
ОЕС	—	об'єднана енергетична система
ОСР	—	оператор системи розподілу
ОСП	—	оператор системи передачі

ВСТУП

Аналіз режимів роботи мережі, є одним з важливих етапів при розробці проєктної документації для будь яких об'єктів ОЕС або аналізу стану мереж.

Кожного року ситуація в мережі міняється за будь-яких обставин. Це може бути: приєднання генерації до мережі; відхилення параметрів роботи мережі від допустимих значень; застосування диспетчерських комутацій, які міняють схему нормального режиму мережі. Аналіз режимів показує доцільність та припустимість цих дій.

Актуальність даної теми є дуже високою і буде такою в майбутньому. ОЕС України можна поділити на два періоди, до приєднання до ОЕС Європи та після приєднання. Об'єднання ОЕС України з ОЕС Європи, включає в себе ще і від'єднання від ОЕС Білорусії та ОЕС РФ, що тягне за собою зміну параметрів роботи мережі. Ці параметри являють собою: напруги на шинах ПС, поточкорозподіл в мережі, струмове завантаження ПЛ та обладнання ПС (трансформатори та автотрансформатори).

За результатами проведеного аналізу режимів, визначається об'єм проведення необхідних реконструкцій в електричних мережах, доцільність приєднання об'єкту до мережі, "вузькі місця" мереж, якість і ефективність роботи всієї ОЕС України.

Аналізуючи отримані результати, оператор системи передачі (ОСП) та оператор системи розподілу (ОСР), створюють кожні 2 роки плани розвитку, які передбачають в собі розвиток ОЕС або обласних мереж на перспективу від 4 до 10 років. Дані плани розвитку включають в себе: заміну існуючого обладнання на ПС, встановлення додаткового обладнання на ПС, приєднання нових об'єктів до мережі, будівництво нових ЛЕП або ПС, проведення реконструкцій ЛЕП або ПС.

На відміну від планів розвитку ОСР, роль якого в Україні виконує обленерго, подібна документація від ОСП, в Україні це НЕК "Укренерго, такі плани розвитку мережі мають більш довгострокову перспективу, через їх масштабність та тривалішу по часу їх реалізацію.

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						10
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Сучасний режимний аналіз проводиться в програмних комплексах вітчизняного або зарубіжного виробництва. Яскравими прикладами є: ГрафСКАНЕР, Power Factory та ДАКАР. В даних програмних комплексах, більшість проєктних організаціях, проводять свої режимні аналізи та надсилають на погодження ОСП та ОСР. На основі такої взаємодії й розроблюються майбутні плани розвитку.

На даний момент, через військовий стан та постанову регулятора, тобто НКРЕКП, дістати актуальні плани розвитку для звичайного громадянина, не є можливим, тому в дипломному проєкті використовується План розвитку оператора системи передачі за 2021-2030 рр.

В даній роботі було проведено аналіз усталених режимів роботи мережі напругою 110 – 330 кВ та її перспективної версії.

На основі даних розрахунків можна сформулювати висновки по роботі електричної мережі та розроблення щодо покращення її функціонування

Також в дипломному проєкті було розглянуто тему блискавкозахисту ПЛ в мережі.

Блискавкозахист є одним з найважливіших елементів підтримки стабільної та надійної роботи ОЕС. Щорічно через несправну роботу блискавкозахисту, відбуваються аварійні ситуації, які призводять до збурень в роботі електричної мережі. Такі збурення можуть приводити до виведення з ладу важливого обладнання, яке є критично важливим для підтримки роботи мережі.

В даній роботі аналізується блискавкозахист південного ОСР. Стан блискавкозахисту, кількість виявлених порушень, процент виконаних та невиконаних робіт по усуненню порушень і на основі цього аналізу були сформовані висновки, щодо якості роботи блискавкозахисту ліній.

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

1 АНАЛІЗ СХЕМИ ВИХІДНОЇ МЕРЕЖІ

Основною частиною досліджуваного регіону є мережа 110 кВ. Живлення забезпечується через ПС 330 кВ "Г", а також ПС "В", що належить іншій державі. Зв'язок з ПС 330 кВ "Г" забезпечується через ПС 330 кВ "І", а саме через АТ-1 200 МВА та АТ-2 125 МВА. На рисунку 1 наведено вихідну схему електричної мережі. В таблиці 1 наведено дані щодо ділянок вихідної мережі.

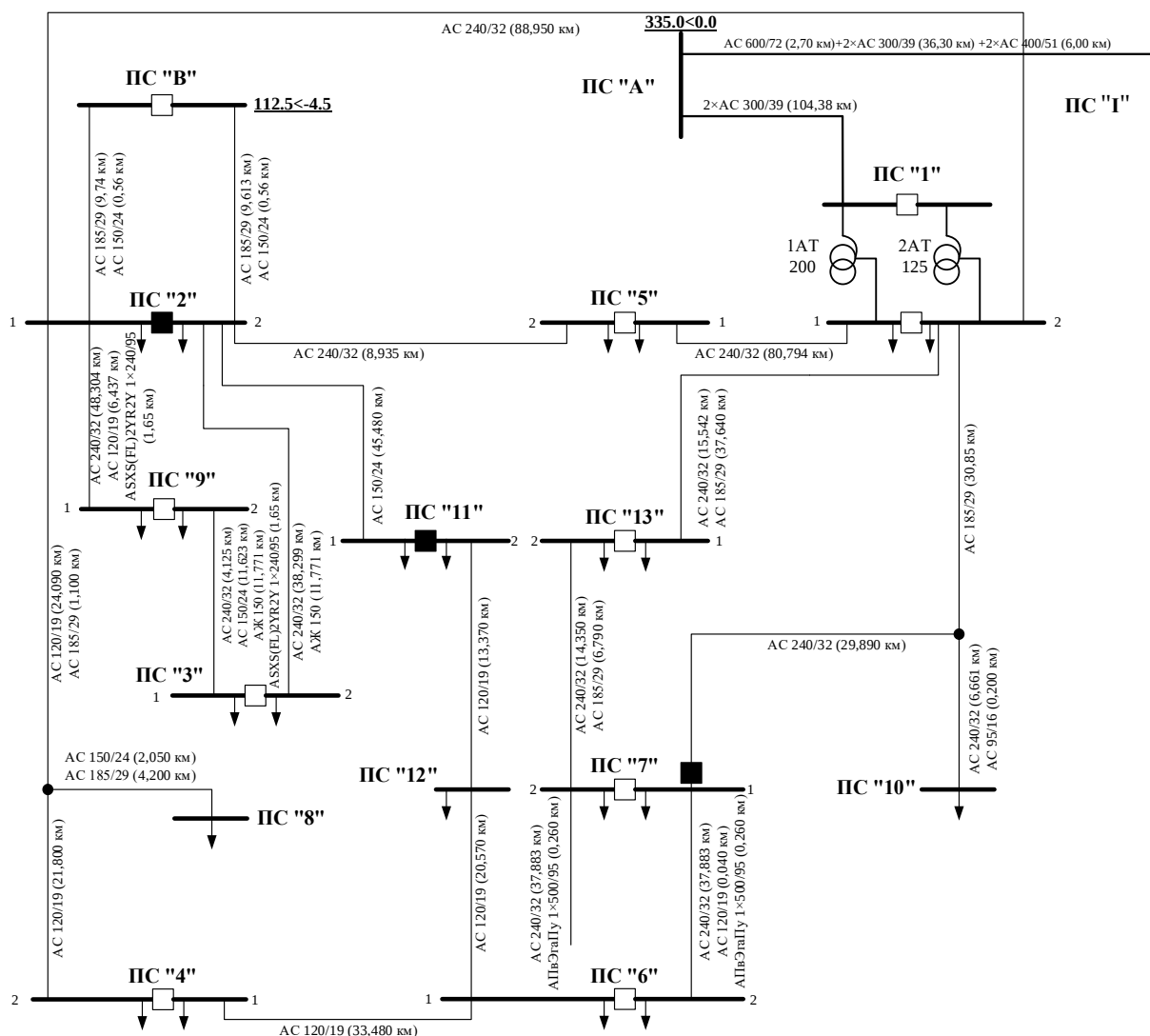


Рис. 1 Вихідна схема електричної мережі

Таблиця 1 Дані щодо ділянок мережі

Ділянка	Довжина, км	Проводи та кабелі	Параметри схеми заміщення ділянки			
			<i>r</i> , Ом	<i>x</i> , Ом	<i>g</i> , мкСм	<i>b</i> , мкСм
ПС "В" ПС "2" (шина 1)	9,74 0,56	АС-185/29 АС-150/24	1,689	4,217	0,042	-29
ПС "В" ПС "2" (шина 2)	9,613 0,56	АС-185/29 АС-150/24	1,668	4,165	0,042	-28,64
ПС "2" ПС "1"	88,95	АС-240/32	10,763	35,669	0,33	-253,51
ПС "2" ПС "5"	8,935	АС-240/32	1,054	3,583	0,03	-25,46
ПС "1" ПС "5"	80,794	АС-240/32	9,776	32,398	0,3	-230,26
ПС "1" ПС "13"	15,542 37,64	АС-240/32 АС-185/29	7,979	21,627	0,199	-150,435
ПС "1" ПС "10"	30,85 6,661 0,2	АС-185/29 АС-240/32 АС-95/16	5,865	15,375	0,135	-106,507
ПС "13" ПС "7"	14,35 6,79	АС-240/32 АС-185/29	2,836	8,531	0,075	-60,048
ПС "7" ПС "6"	37,883 0,04 0,26	АС-240/32 АС-120/19 АПвЭгаПу 1×500/95	4,594	15,208	0,14	-108,078
ПС "11" ПС "12"	13,37	АС-120/19	3,329	5,656	0,05	-35,97
ПС "6" ПС "12"	20,57	АС-120/19	5,122	8,701	0,07	-55,33
ПС "6" ПС "4"	33,48	АС-120/19	8,337	14,162	0,12	-90,06
ПС "2" ПС "11"	45,48	АС-150/24	9,005	18,92	0,17	-124,62
ПС "2" ПС "3"	38,299 11,771	АС-240/32 АЖ-150	7,33	20,255	0,14	-141,403
ПС "2" ПС "9"	48,304 6,437 1,65	АС-240/32 АС-120/19 ASXS(FL)2 YR2Y 1×240/95	7,448	22,093	0,203	-154,986
ПС "3" ПС "9"	4,125 11,623 11,771 1,65	АС-240/32 АС-150/24 АЖ-150 ASXS(FL)2 YR2Y 1×240/95	5,496	11,386	0,062	-75,86
Відпайка від ПЛ ПС "2" ПС "4" до ПС "8"	2,05 4,2	АС-150/24 АС-185/29	1,086	2,571	0,026	-17,464
ПС"4" відпайка від ПЛ ПС "2" ПС "4" до ПС "8"	21,8	АС-120/19	4,783	8,126	0,07	-51,67
ПС"2" відпайка від ПЛ ПС "2" ПС "4" до ПС "8"	24,09 1,1	АС-120/19 АС-185/29	6,176	10,64	0,094	-67,902

В таблиці 2 наведено навантаження на шинах підстанцій досліджуваного регіону. Регіон не характеризується значною енерго дефіцитністю, проте відключення єдиної живлячої магістральної ПЛ 330 кВ ПС "1" – ПС "А" створює сценарій, в якому живлення відбувається тільки за рахунок мережі 110 кВ. В сукупності з відсутністю в регіоні джерела гарантованої генерації аварійні режими роботи мережі можуть характеризуватися значними відхиленнями напруги.

Таблиця 2 Навантаження на шинах підстанцій

ПС	1 с. ш.	2 с. ш.
А		
І	50,8+j154,1	
В		
1	35,5+j7,9	35,5+j7,9
2	2,8+j1,1	2,3+j0,7
3	1,3+j0,5	1,3+j0,5
4	9,0+j3,6	9,0+j3,6
5	2,3+j0,9	2,3+j0,9
6	9,9+j1,6	9,9+j1,6
7	8,2+j3,2	7,4+j2,3
8	1,7+j0,6	
9	3,0+j1,0	3,0+j1,0
10	7,4+j2,2	
11	3,2+j1,3	3,7-j3,5
12	0,7+j0,2	
13	0,5+j0,0	0,5+j0,0

Стратегічна проблема регіону полягає в залежності мережі від живлення з іншої країни, зокрема від ПС, власницею якої є рф, оскільки генеруючі потужності ПС "В" належать компанії "Интер РАО ЕЭС", що належить державі агресору.

НЕК "Укренерго", згідно з Планом розвитку системи передачі на 2021-2030 роки, розробила ряд заходів для вирішення зазначеної проблеми. Одним із заходів із забезпечення стратегічної безпеки є будівництво нової ПЛ 330 кВ ПС "1" – ПС "І". Роботи щодо будівництва ПЛ 330 кВ ПС "1" – ПС "І" планувалися на виконання Указу Президента України від 27.12.2005 № 1863/2005 Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від

9 грудня 2005 року «Про стан енергетичної безпеки України та основні заходи державної політики у сфері її забезпечення»; постанови Кабінету Міністрів України від 31.03.2004 № 428 "Про затвердження Програми комплексного розвитку Українського Придунав'я на 2004-2010 рр." із змінами, внесеними постановою Кабінету Міністрів України від 25.06.2008 № 580, Плану заходів на 2006-2010 роки щодо реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2030 року, затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 27.07.2006 № 436-р. та пункту 8 витягу з протоколу № 7 Кабінету Міністрів України від 28.01.2013 року.

На додачу до вище зазначених мір, для покращення надійності електропостачання до регіону планується будівництво нової ПЛ 330 кВ ПС 330 кВ "Г" ПС 330 кВ "С", що повністю пролягатиме по території України. Всі ці заходи мають дозволити роботу мережі без залежності від живлення від ПС "В".

Висновки по розділу 1

1. Проведено аналіз стану досліджуваної мережі та встановлено факт наявності стратегічної небезпеки для регіону через розташування центрів живлення мережі на території іншої держави.

2. Проаналізовано План розвитку системи передачі на період до 2030 року та визначено план ряд заходів, які передбачаються до реалізації з метою для забезпечення живлення регіону від мереж ОЕС України, зокрема:

- будівництво нової ПЛ 330 кВ ПС "С" ПС "Г";
- будівництво нової ПЛ 330 кВ ПС "Г" ПС "С";
- реконструкція ПС "Г" з заміною АТ2 125 МВА на 200 МВА.

2 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

2.1 Аналіз режимів роботи вихідної мережі

Необхідно провести попередній розрахунок та аналіз вихідної мережі. В якості вихідних даних щодо навантажень на шинах підстанцій прийнято дані з таблиці 1. Розрахунки проводяться з врахуванням температури навколишнього середовища на рівні 36 °С. За балансуєчі пункти приймаються шини ПС "В" та ПС "А".

Для наведеної на рис. 1 моделі було розглянуто наступні режими роботи мережі:

- нормальний режим роботи електричної мережі;
- режим аварійного відключення АТ-1 на ПС "1";
- режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "В" ПС "2" (шина №2);
- режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "2" ПС "4";
- режим ремонтно-аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "В" ПС "2" (шина №2) та ПС "1" ПС "13";
- режим ремонтно-аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" ПС "2" та ПС "1" ПС "13";
- режим ремонтно-аварійного відключення двох АТ 330 кВ на ПС "1";
- режим ремонтно-аварійного відключення двох ПЛ 110 кВ ПС "В" ПС "2".

На рисунку 2.1.1 наведено результати розрахунку нормального режиму роботи мережі:

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		16

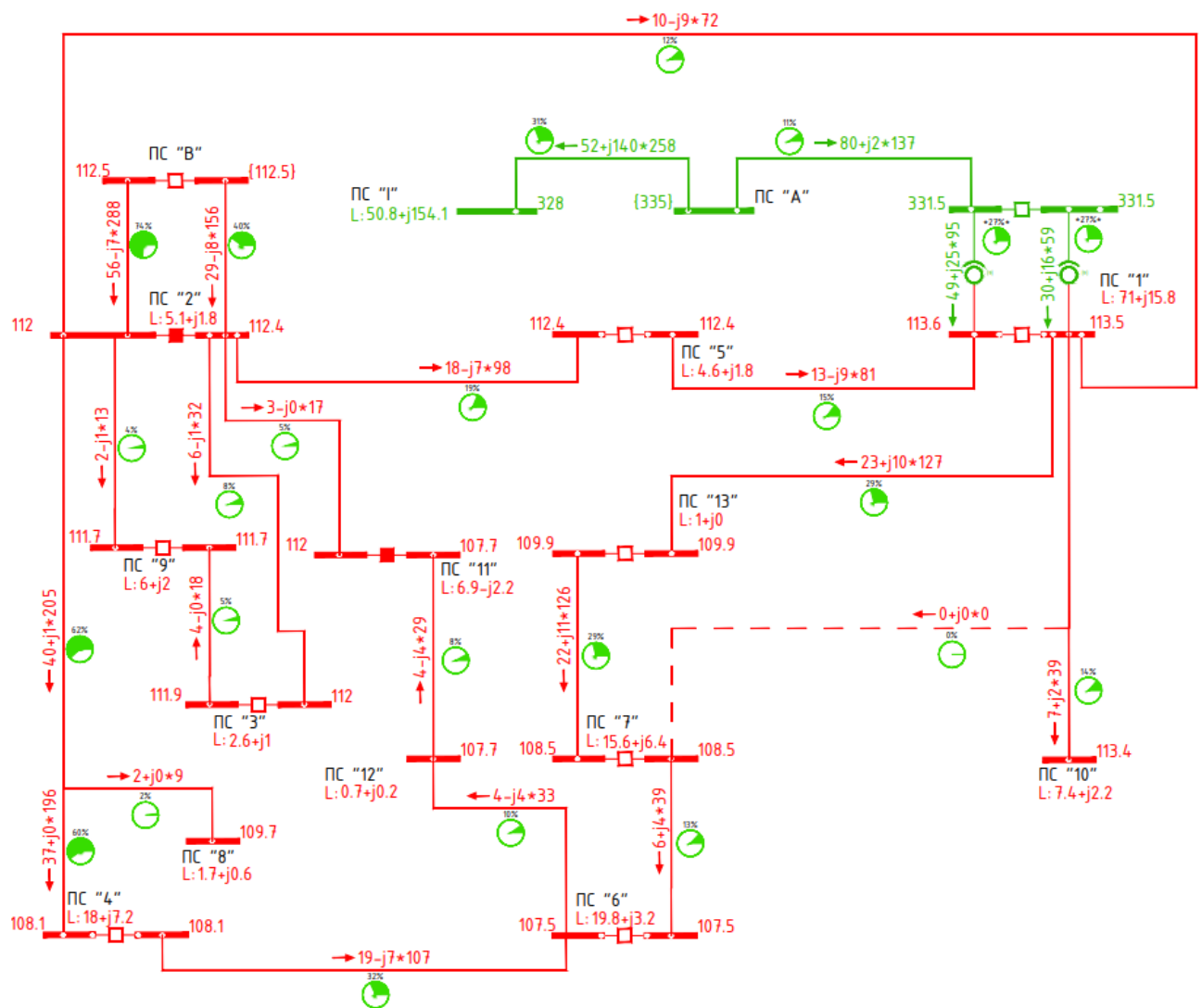


Рис. 2.1.1 Нормальний режим роботи мережі

Розглянутий на рис. 2.1.1 режим не характеризується перевантаженням елементів електричної мережі. Найбільше завантаження спостерігається на ПЛ 110 кВ ПС "В" ПС "2" шина №1 і становить **74%**. Рівні напруги в розглянутій мережі знаходяться в межах допустимих значень. Найменше значення напруги спостерігається на ПС "6" і становить **107,5 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **2,273%**), тоді як найбільше значення спостерігається на шині №1 РУ 110 кВ ПС "1" і становить **113,6 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **3,273%**). Загальні втрати в мережі становлять 4,85 МВт.

На рисунку 2.1.2 наведено результати розрахунку режиму аварійного відключення АТ-1 на ПС "1":

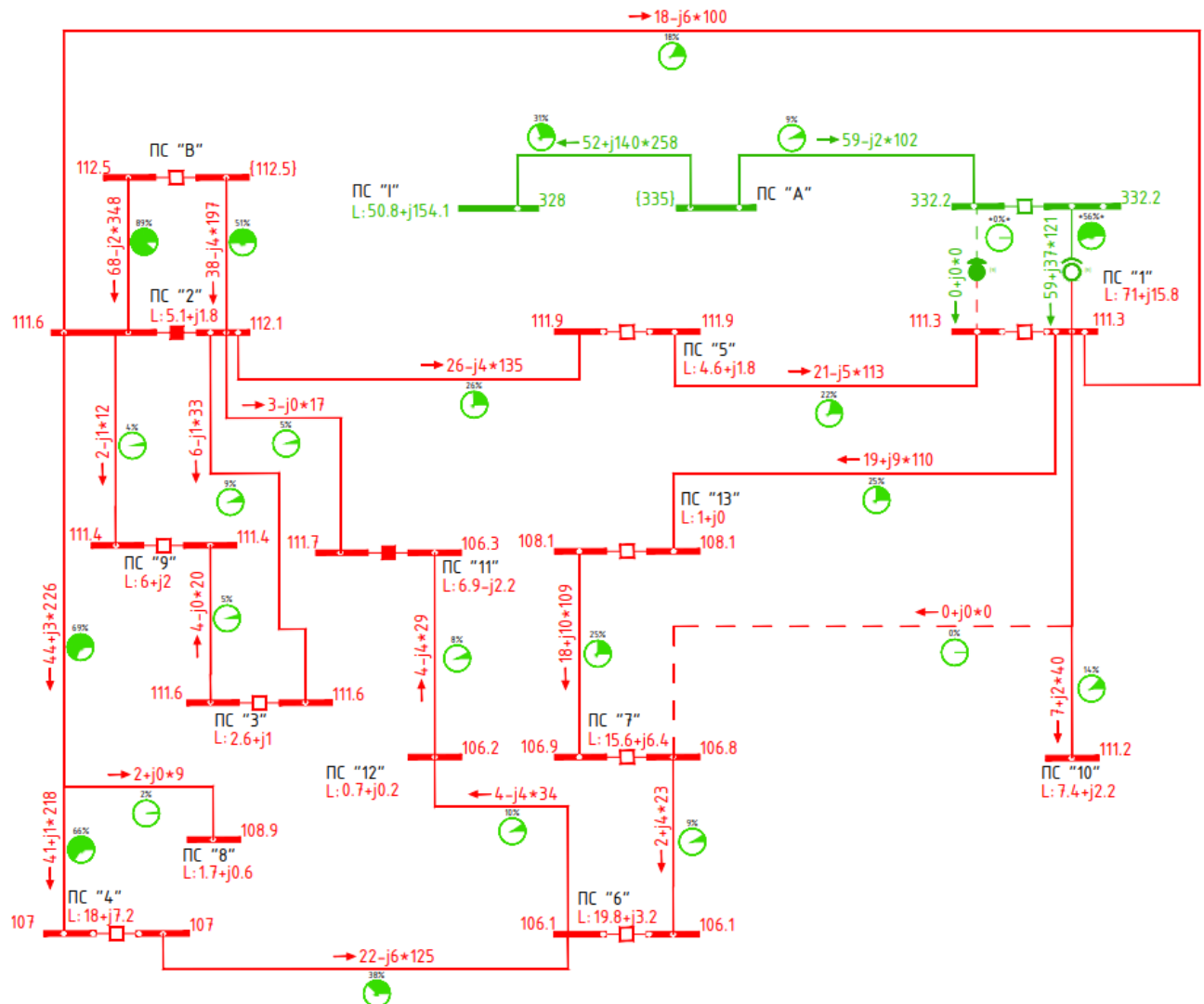


Рис. 2.1.2 Режим аварійного відключення АТ-1 на ПС "1"

Розглянутий на рис. 2.1.2 режим не характеризується перевантаженням елементів електричної мережі. Найбільше завантаження спостерігається на ПЛ 110 кВ ПС "В" ПС "2" шина №1 і становить **89%**. Рівні напруги в розглянутій мережі знаходяться в межах допустимих значень. Найменше значення напруги спостерігається на шинах ПС "6" і становить **106,1 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **3,545%**), тоді як найбільше значення спостерігається на шині №2 ПС "2" і становить **112,1 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **1,91%**).

[illegible]

Розглянутий на рис. 2.1.3 режим не характеризується перевантаженням елементів електричної мережі. Найбільше завантаження спостерігається на ПЛ 110 кВ ПС "В" ПС "2" шина №1 і становить **93%**. Рівні напруги в розглянутій мережі знаходяться в межах допустимих значень. Найменше значення напруги спостерігається на шинах ПС "6" і становить **107,5 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **2,273%**), тоді як найбільше значення спостерігається на шинах РУ 110 кВ ПС "1" і становить **113,6 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **3,273%**).

[illegible]

Розглянутий на рис. 2.1.4 режим не характеризується перевантаженням елементів електричної мережі. Найбільше завантаження спостерігається на ПЛ 110 кВ ПС "1" ПС "13" і становить **82%**. Проте, на низці підстанцій рівні напруги виходять за межі допустимих значень. Найнижчий рівень напруги спостерігається на шинах ПС "8" і становить **93,8** кВ (Відхилення від номінального значення складає **14,727%**). Згідно з ДСТУ EN 2014 50160-2014.1 тривале допустиме відхилення напруги складає **+/-10%**, тому режим роботи мережі за такої конфігурації не відповідає нормам і потребує залучення додаткових режимних заходів.

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						20
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розглянутий на рис. 2.1.5 режим характеризується перевантаженням низки елементів електричної мережі. Найбільше перевантаження спостерігається на ПЛ 110 кВ ПС "В"ПС "2" шина 1 і становить **16%**. Також на низці підстанцій рівні напруги виходять за межі допустимих значень. Найнижчий рівень напруги спостерігається на шинах ПС "13" і становить **95,7 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **13%**). Тому, можна зробити висновок про недопустимість такого режиму роботи мережі.

Розглянутий на рис. 2.1.6 режим характеризується перевантаженням низки елементів електричної мережі. Найбільше перевантаження спостерігається на ПЛ 110 кВ ПС "2"ПС "4" шина 1 і становить **10%**. Також на низці підстанцій рівні напруги виходять за межі допустимих значень. Найнижчий рівень напруги спостерігається на шинах ПС "13" і становить **95,2** кВ (Відхилення від номінального значення складає **13,455%**). Тому, на основі отриманих результатів можна зробити висновок про недопустимість такого режиму роботи мережі.

Розглянутий на рис. 2.1.7 режим характеризується значним перевантаженням ПЛ 110 кВ ПС "В" ПС "2" шина 1, що становить **44%**. Також на низці підстанцій відхилення рівнів напруги до меж допустимих значень. Найнижчий рівень напруги спостерігається на шинах ПС "7" і становить **99,4 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **9,636%**). Тому, на основі отриманих результатів можна зробити висновок про недопустимість такого режиму роботи мережі.

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						23
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- будівництво нової ПЛ 330 кВ ПС "С" ПС "1";
- будівництво нової ПЛ 330 кВ ПС "1" ПС "І";
- реконструкція ПС "1" з заміною АТ-2 125 МВА на 200 МВА;
- відключення існуючої ПЛ 330 кВ ПС "А" ПС "І";
- відключення існуючої ПЛ 330 кВ ПС "А" ПС "1";
- відключення існуючих ПЛ 110 кВ ПС "В" ПС "2".

На основі вихідної мережі та врахування перерахованих перспективних заходів проводиться розрахунок та аналіз перспективної мережі. В якості вихідних даних щодо навантажень на шинах підстанцій прийнято дані з таблиці 1. За балансуєчі пункти приймаються шини ПС "С".

Для перспективної мережі було розглянуто наступні режими роботи мережі:

- нормальний режим роботи електричної мережі;
- режим аварійного відключення АТ-1 на ПС "1";
- режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "2" ПС "4";
- режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" ПС "2";
- режим ремонтно-аварійного відключення двох ПЛ 110 кВ ПС "1"

ПС "13".

На рисунку 2.2.1 наведено результати розрахунку нормального режиму роботи перспективної мережі:

Розглянутий на рис. 2.2.1 режим не характеризується перевантаженням елементів електричної мережі. Найбільше завантаження спостерігається на АТ-1 та АТ-2 ПС "1" і становить **42%**. Рівні напруги в розглянутій мережі знаходяться в межах допустимих значень. Найменше значення напруги спостерігається на ПС "6" і становить **103,3 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **6,091%**), тоді як найбільше значення спостерігається на шинах РУ 110 кВ ПС "1" і становить **110,2 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **0,182%**). Загальні втрати в мережі становлять 8,39 МВт.

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						25
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

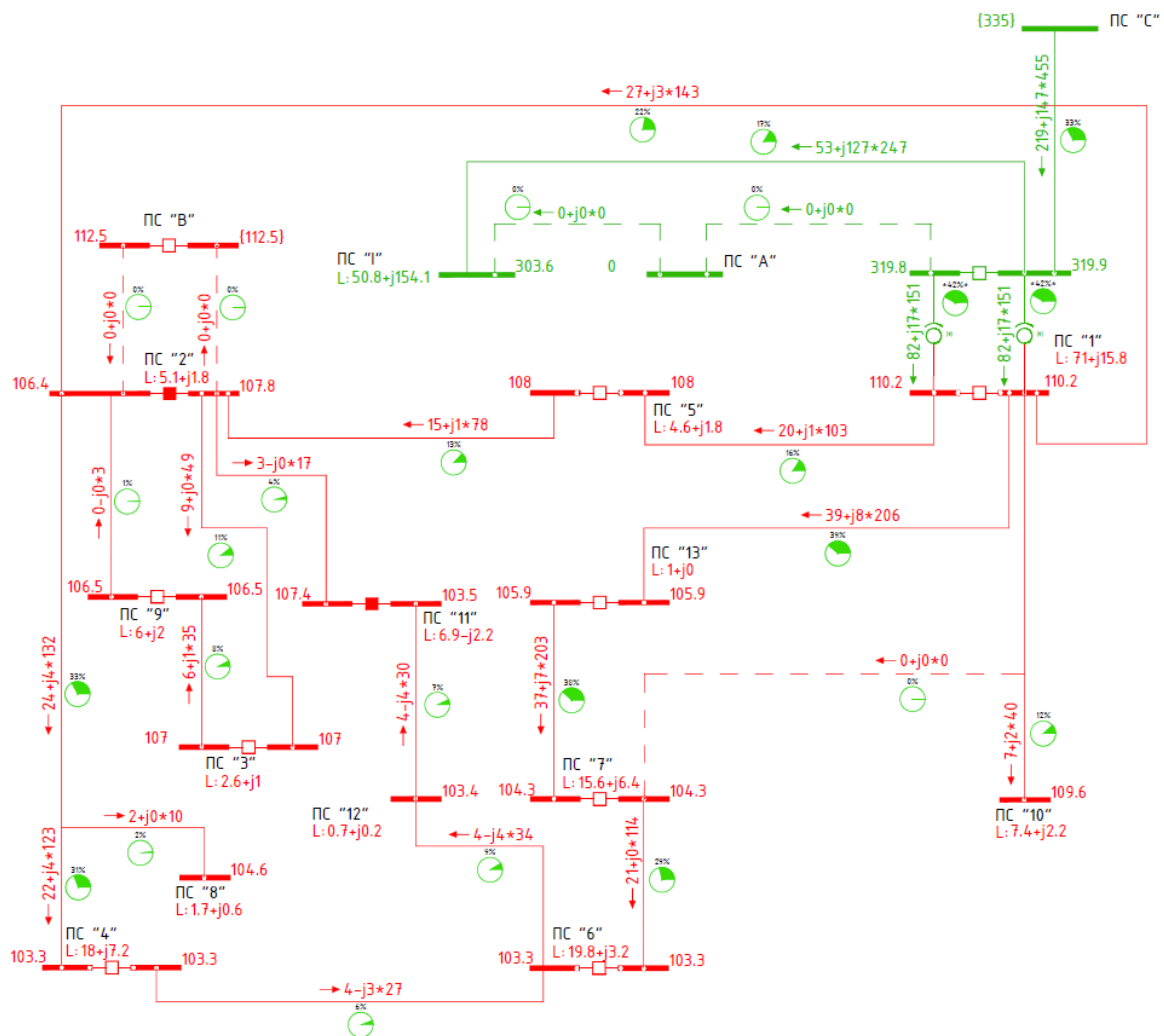


Рис. 2.2.1 Нормальний режим роботи перспективної мережі

На рисунку 2.2.2 наведено результати розрахунку режим аварійного відключення АТ-1 на ПС 330 кВ "1".

Розглянутий на рис. 2.2.2 режим не характеризується перевантаженням елементів електричної мережі. Найбільше завантаження спостерігається на АТ-2 ПС "1" і становить **85%**. Рівні напруги в розглянутій мережі знаходяться в межах допустимих значень. Найменше значення напруги спостерігається на ПС "4" і становить **101 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **8,182%**), тоді як найбільше значення спостерігається на шинах РУ 110 кВ ПС "1" і становить **108 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **1,818%**).

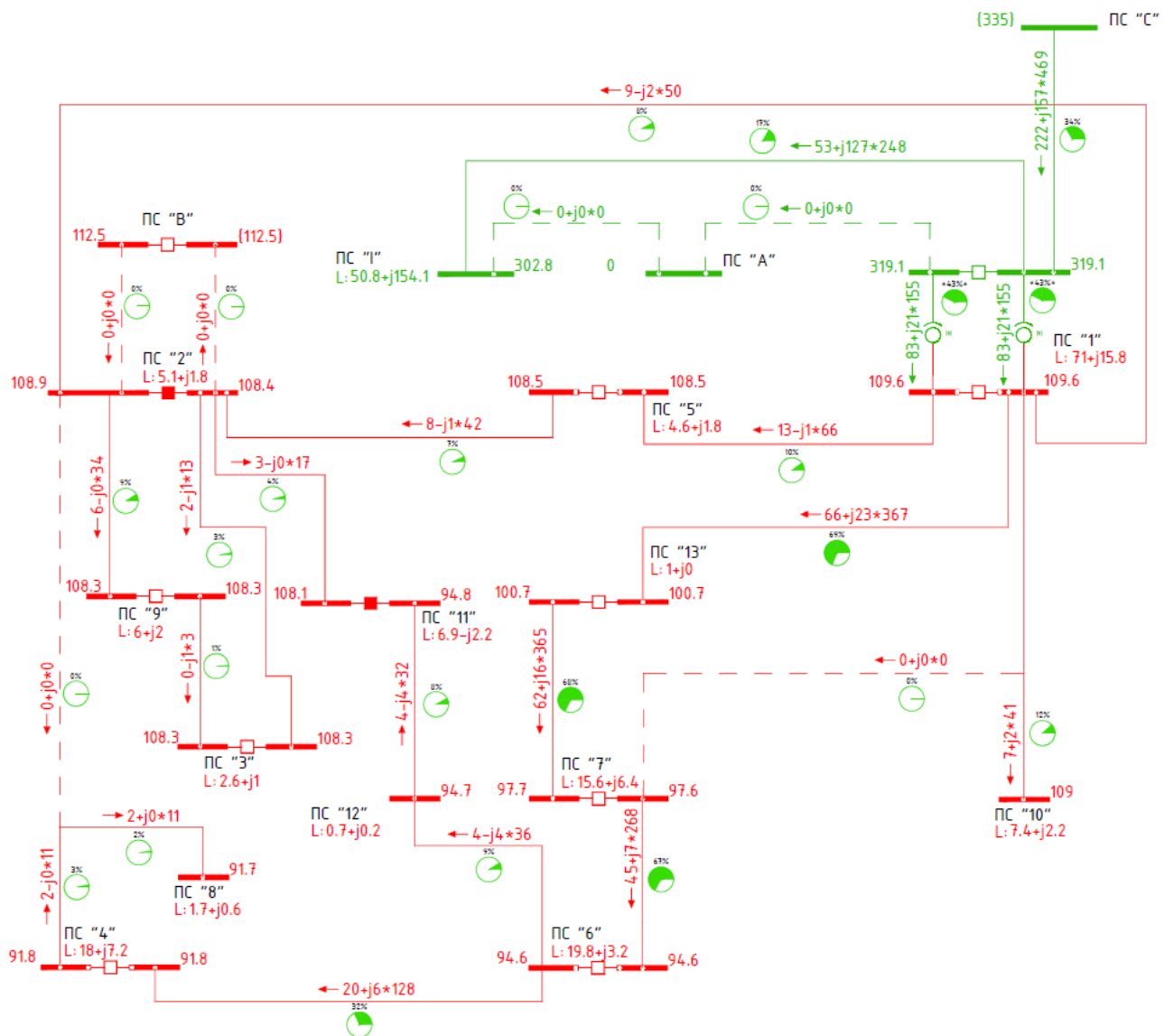


Рис. 2.2.3 Режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "2" ПС "4"

На рисунку 2.2.4 наведено результати розрахунку режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" ПС "2".

Розглянутий на рис. 2.2.4 режим не характеризується перевантаженням елементів електричної мережі. Найбільше завантаження спостерігається на ПЛ 110 кВ ПС "1" ПС "13" і становить **55%**. Проте, на низці підстанцій рівні напруги виходять за межі допустимих значень. Найнижчий рівень напруги спостерігається на шинах ПС "8" і становить **97,8 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **11,091%**).

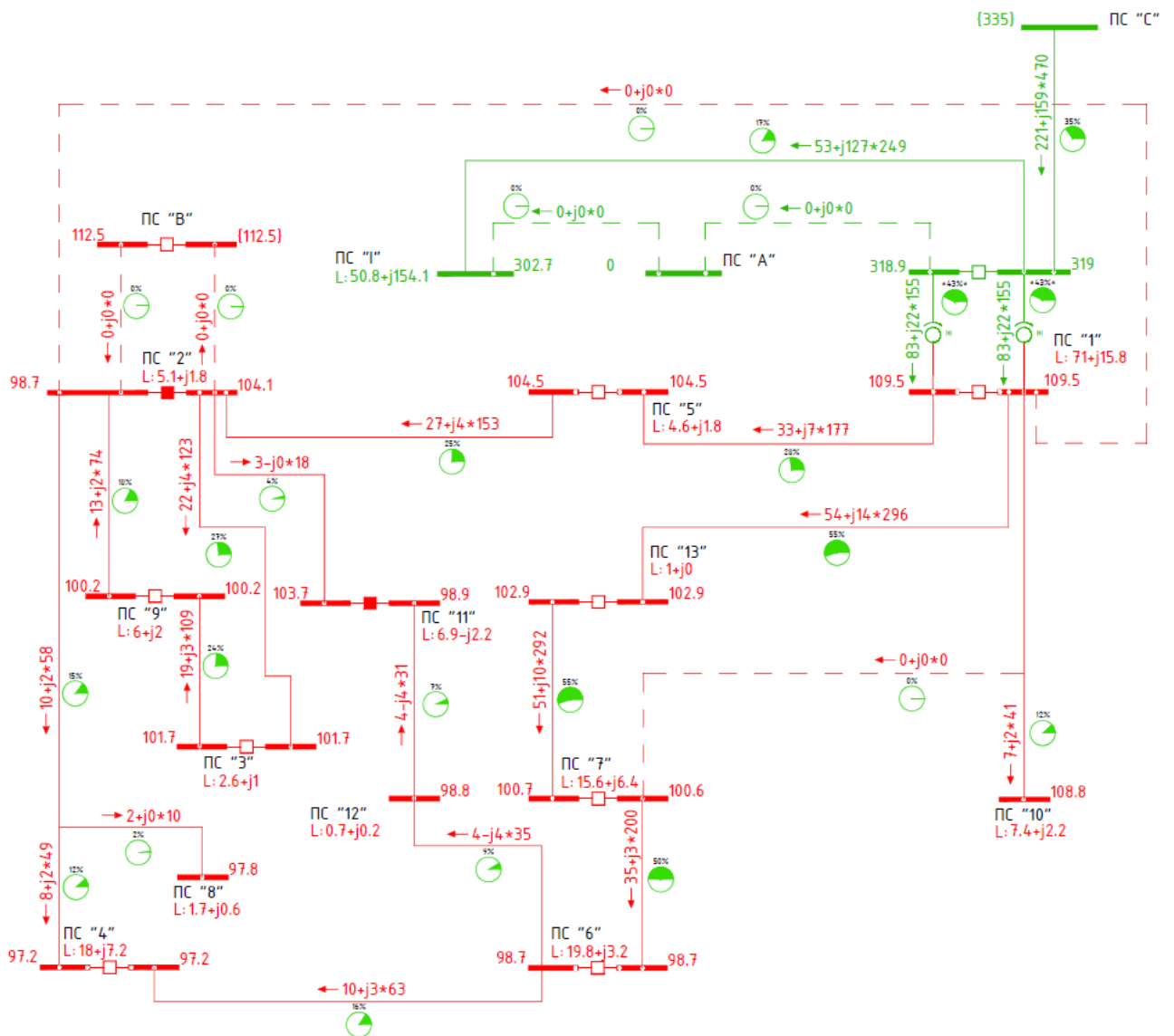


Рис. 2.2.4 Режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" ПС "2"

На рисунку 2.2.5 наведено результати розрахунку режиму аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" ПС "13".

Розглянутий на рис. 2.2.5 режим характеризується перевантаженням низки елементів електричної мережі. Найбільше перевантаження спостерігається на ПЛ 110 кВ ПС "2"ПС "4" і становить **26%**. Також на низці підстанцій рівні напруги виходять за межі допустимих значень. Найнижчий рівень напруги спостерігається на шинах ПС "13" і становить **65,8 кВ** (Відхилення від номінального значення складає **40,182%**). Тому, на основі отриманих результатів можна зробити висновок про недопустимість такого режиму роботи мережі.

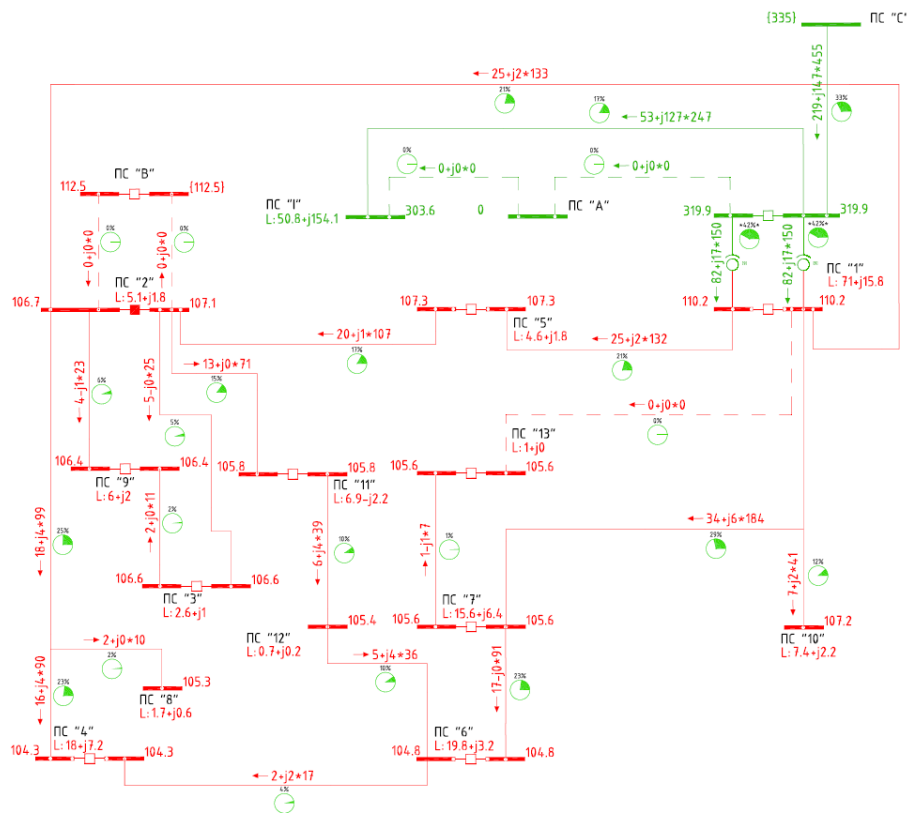


Рис. 2.2.6 Режим аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" ПС "13" з застосуванням режимних заходів

На рисунку 2.2.6 наведено результати розрахунку аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" – ПС "13" з застосуванням покращувальних заходів. Для порівняння на рисунку 2.2.7 наведено нормальний режим роботи мережі.

Аналізуючи результати розрахунку режимів, наведених на рис. 2.2.8 та рис 2.2.7 можна побачити позитивний вплив від запропонованих заходів, а саме загальне збільшення рівнів напруги в мережі а також зменшення завантаження найбільш завантажених ділянок таких як ПЛ 110 кВ ПС "2" ПС "4". Також в режимі із запропонованими заходами спостерігається сумарне зменшення втрат в мережі. Дані щодо втрат наведено в табл. 3.

Таблиця 3. Дані щодо втрат в мережі.

Втрати в мережі в нормальному режимі	8,39 МВт
Втрати в мережі в аварійному режимі із запропонованими заходами	8,00 МВт

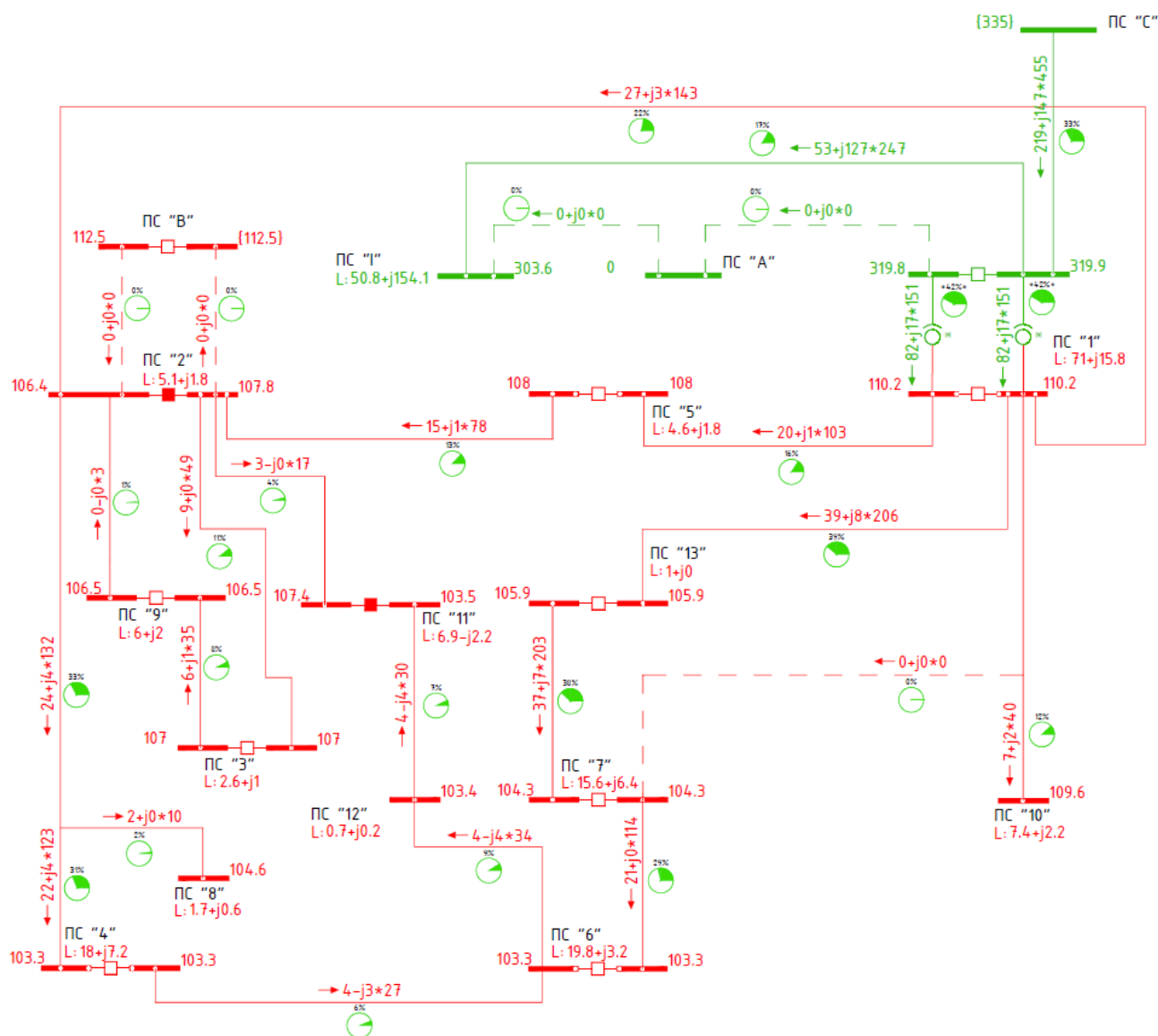


Рис. 2.2.8 Нормальний режим роботи перспективної мережі

Висновки по розділу 2

За результатами проведеного розрахунку нормального, аварійних та ремонтно-аварійних режимів роботи вихідної мережі встановлено, що:

1) в режимі аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "2" шина 1 – ПС "4" спостерігаються недопустимі відхилення напруги понад -10% від номінальної напруги мережі: найбільше відхилення напруги спостерігається на ПС "8" і становить $-14,7\%$;

2) в режимі ремонтно-аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "В" – ПС "2" (шина №2) та ПС "1" - ПС "13" виявлено недопустимі перевантаження елементів мережі, а також відхилення напруги понад -10% від

номінальної напруги мережі: найбільше перевантаження спостерігається для ПЛ 110 кВ ПС "В" - ПС "2" шина 1 і становить **16%**, найбільше відхилення напруги спостерігається на ПС "13" і становить **-13,0%**;

3) в режимі ремонтно-аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" - ПС "2" та ПС "1" - ПС "13" виявлено недопустимі перевантаження елементів мережі, а також відхилення напруги понад -10% від номінальної напруги мережі: найбільше перевантаження спостерігається у ПЛ 110 кВ ПС "2" - ПС "4" і становить **10%**, найбільше відхилення напруги спостерігається на ПС "13" і становить **-13,5%**;

4) в режимі ремонтно-аварійного відключення двох АТ 330 кВ на ПС "1" виявлено значне перевантаження ПЛ 110 кВ ПС "В" - ПС "2", що становить **44%**.

У всіх інших досліджуваних режимах роботи мережі перевантажень елементів не виявлено, рівні напруги знаходяться в межах допустимих значень.

Розрахунок режимів роботи перспективної мережі показав, що:

1) в режимі аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "2" – ПС "4" спостерігаються недопустимі відхилення напруги понад -10% від номінальної напруги мережі: найбільше відхилення напруги спостерігається на ПС "8" і становить **-16,636%**;

2) в режимі аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" – ПС "2" спостерігаються недопустимі відхилення напруги понад -10% від номінальної напруги мережі: найбільше відхилення напруги спостерігається на ПС "8" і становить **-11,091%**;

3) в режимі аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" – ПС "13" виявлено недопустимі перевантаження елементів мережі, а також відхилення напруги понад -10% від номінальної напруги мережі: найбільше перевантаження спостерігається для ПЛ 110 кВ ПС "2" - ПС "4" і становить **26%**, найбільше відхилення напруги спостерігається на ПС "13" і становить **-40,182%**;

					ДПО107.141.006.ПЗ	Лист
						33
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

У всіх інших досліджуваних режимах роботи мережі перевантажень елементів не виявлено, рівні напруги знаходяться в межах допустимих значень.

На основі проведеного аналізу режимів роботи вихідної та перспективної мережі можна зробити висновок, що робота мережі за умови живлення лише від однієї ПС "С" можлива. Проте, більшість з розглянутих аварійних режимів має порушення вимог по показникам напруги, що робить роботу мережі в аварійних режимах недопустимою. Варто зазначити, що для досліджуваного регіону характерна велика частка генерації ВДЕ, що в разі врахування може посприяти покращенню стану мережі в аварійних режимах.

Також для найтяжчого з проаналізованих режимів, режиму *аварійного відключення ПЛ 110 кВ ПС "1" – ПС "13"*, можна застосувати ряд режимних заходів, що чинитимуть позитивний вплив на роботу мережі в цьому режимі. До таких заходів можна віднести:

- замикання секційного вимикача між шинами РУ ПС 110 кВ "11";
- введення в роботу розімкненого в нормальному режимі роботи мережі транзиту ПС "7" ПС "1".

Всі ці заходи дозволяють уникнути перевантажень та відхилень напруги в мережі та загалом забезпечити режим роботи мережі відповідно до вимог навіть за умови відсутності живлення зі сторони ПС "В". Також слід зазначити позитивний вплив таких заходів на критерій сумарних втрат потужності в мережі.

3 БЛИСКАВКОЗАХИСТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Теоретичні відомості

Блискавковий захист повітряних ліній електропередач є важливим елементом забезпечення їх надійності та безпеки. Ефективний захист від блискавок допомагає зменшити ризики пошкоджень, що виникають від прямих ударів блискавки.

За статистикою, щороку на кожні 100 кілометрів при 100 годинах грози десятки блискавок вдаряють у повітряні лінії. Удар у фазний провід може призвести до пошкодження ізоляції. Для того, щоб лінія електропередачі продовжувала працювати після прямого удару, на місці пошкодження залишається газовий канал, який не встигає деіонізуватися, що дозволяє лінії продовжувати функціонувати.

Під час виправлення замикань, спричинених ударом блискавки, зношується обладнання мережі. Робочий ресурс вимикачів, трансформаторів та інших елементів мережі скорочується, оскільки вони перевантажуються внаслідок великих електродинамічних і термічних навантажень струмів короткого замикання. Такі замикання можуть призвести до подальшого розвитку аварії, яку необхідно виправляти шляхом відключення ліній на тривалий період, що може призвести до значних перебоїв у електропостачанні.

Саме грозове відключення лінії залежить від багатьох факторів, такі як:

- інтенсивність грозової активності вздовж траси лінії;
- номінальна напруга мережі;
- конструкція та матеріал опори.

Чим більший клас напруги лінії, тим більша її довжина, висота її опор, відповідно і зростає ймовірність ураження блискавкою. Щоб забезпечити функціонування високовольтних ліній електропередачі, які розміщені на металевих і залізобетонних опорах, встановлюють блискавкозахисні троси з малим кутом захисту, що зменшує ймовірність прямого влучання в фазні проводи блискавкою. Малий імпульсний опір заземлення опори зменшує

ймовірність перекриття з опори на провід під час удару блискавки в опору або в трос, який розташований на опорі.

Щоб порівнювати ефективність методів блискавкозахисту ліній електропередачі використовують декілька критеріїв.

Рівень грозостійкості – це максимальний розрахунковий струм блискавки. Струм визначається на основі заземленого об'єкту, в який влучає блискавка типової форми і при ударі ізоляція лінії ще не перекривається. Змінюючи рівень грозостійкості можна оцінити вплив параметрів схеми мережі (опір заземлення опори) на грозостійкість лінії.

Крива небезпечних струмів блискавки – в момент влучання блискавки в вершину опори або в трос на опорі, необхідно враховувати кілька параметрів, такі як опір заземлення опори та її індуктивність. Напруга на гірлянді ізоляторів залежить не лише від амплітуди струму блискавки, але й від крутизни цього струму. Завдяки цьому критерію можна оцінити вплив не одного, а двох параметрів (опір заземлення та індуктивність опори) на надійність блискавкозахисту.

Показник надійності захисту від блискавки - це параметр, який дає оцінку часу безвідмовної роботи τ , що визначається як обернена величина математичного очікування кількості відключень лінії на рік. Цей показник використовується для порівняння ефективності різних методів і схем захисту від блискавки, таких як стійкість до гроз різних типів ліній на різних опорах, з тросами або без тросів, ефективність автоматичних повторних ввімкнень (АПВ) та інше.

Забезпечення надійності блискавкозахисту повітряних ліній електропередачі реалізується за допомогою таких заходів:

- підвищення блискавкозахисних тросів з малими кутами захисту;
- зниження імпульсного опору заземлення опор;
- підвищення імпульсної міцності ізоляції ліній і зниження ймовірності виникнення дуги;
- використання АПВ ліній.

					ДПО107.141.006.ПЗ	Лист
						36
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунки питомих чисел грозових відключень для різних видів ураження лінії показують, що отримані оцінки сумарного питомого числа відключень в основному відповідають даним з експлуатаційного досвіду (табл. 3 і рис. 3.1).

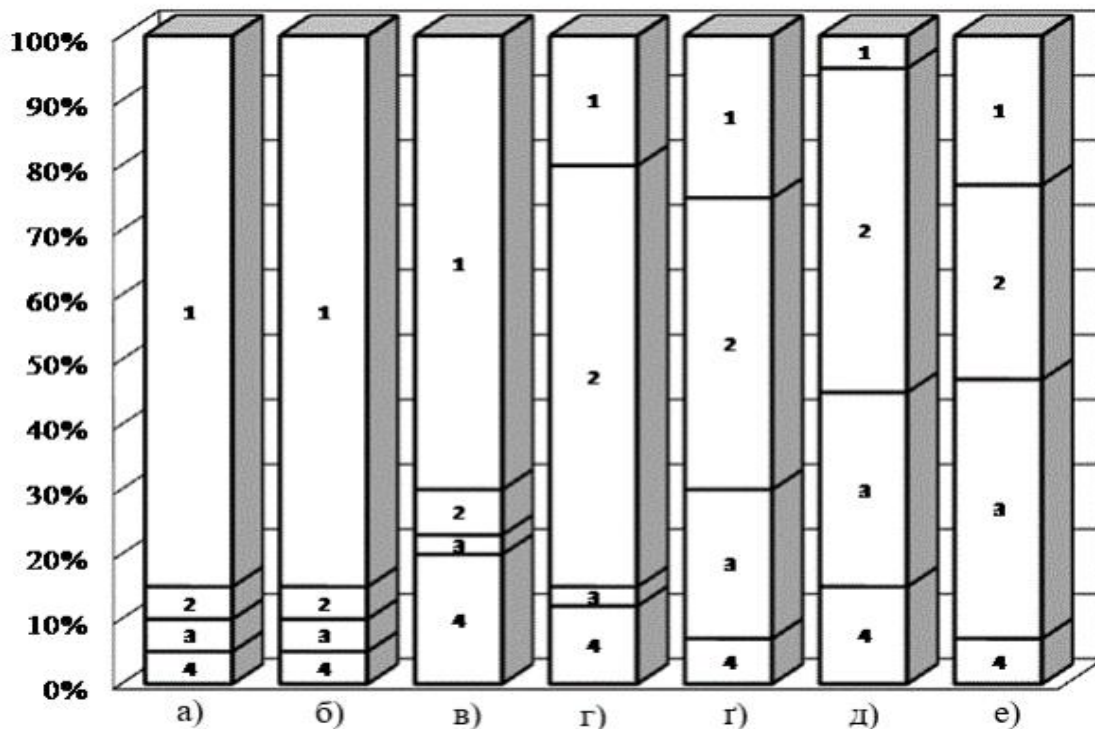


Рисунок 3.1 – Діаграма ймовірного числа відключень ліній різних класів напруги на 100 км і 100 грозових годин. [2]

1 – прорив блискавки на провід; 2 – удари блискавки в вершину опори; 3 – удари блискавки в трос; 4 – індуковані перенапруги; а) ПЛ-750 кВ, 1 ланцюг; б) ПЛ-500 кВ, 2 ланцюги; в) ПЛ-330 кВ, 1 ланцюг; г) ПЛ-220 кВ, 2 ланцюги; д) ПЛ-220 кВ, 1 ланцюг; е) ПЛ-110 кВ, 2 ланцюги.

Лінії з напругою 110 кВ і вище зазвичай будуються на металевих або залізобетонних опорах. Основним засобом захисту від блискавки для таких ліній є грозозахисні троси, які розміщені над фазними проводами під малим кутом захисту α . Вибір кута захисту залежить від висоти опори і спрямований на зменшення кількості прямих ударів блискавки в фазні проводи. Зазвичай для досягнення цього ефекту обирають значення $\alpha = 20...30^\circ$. Проте на практиці та згідно з даними таблиці 3, удари блискавки в проводи є головними

Таблиця 4 – Характеристики блискавкозахисту ВЛ 110-330 кВ

Номінальна напруга, кВ	110	110	220	220	330
Матеріал опор	З/бетон	Метал	З/бетон	Метал	Метал
Захисний кут троса α , град.	31,2	20,7	29,0	24,2	22,6
Питоме число прямих ударів блискавки в рік для 100 грозовихгодин і при довжині лінії 100км	100	165	182	227	153
Питоме число відключень лінії врік під час удару блискавки у провід, 1/рік	0,06	0,06	0,23	0,18	0,22
Питоме число відключень лінії врік під час удару блискавки в опорі, 1/рік	0,81	1,73	0,41	0,45	0,002
Питоме число відключень лінії врік під час удару блискавки у трос, 1/рік	0,43	0,89	0,13	<0,01	<0,001
Питоме число відключень лінії врік унаслідок індукованих перенапруг, 1/рік	0,25	0,38	0,03	0,04	0,003
Питоме число грозових відключень лінії в рік, 1/рік	1,55	3,06	0,80	0,68	0,23

серед усіх випадків грозових ударів для ліній з напругою 330 кВ і вище, а їх кількість зростає зі збільшенням класу напруги. Ця залежність пов'язана з висотою опор, яка зменшує ефективність грозозахисного тросу, а також збільшує вплив електричного поля фазних проводів на напрямок руху лідера блискавки. Для забезпечення надійності грозозахисного тросу на лініях 220 кВ і вище рекомендується використовувати троси з від'ємним кутом.

Для зменшення грозових уражень, лінії надвисокої напруги, такі лінії розташовані на опорах з горизонтальним розташуванням фаз. Дане рішення дозволяє знизити висоту таких ліній. Для додаткового зменшення кількості зворотних перекриттів, використовують опори з металевими відтяжками, які знижують індуктивність шляху струму блискавки від вершини опори до землі та зменшують імпульсний опір заземлення.

На порталних опорах, де відстань між фазами велика, невеликий кут захисту забезпечується за рахунок підвішування двох тросів на однакових висотах.

У випадках, коли троси заземлені на кожній опорі, утворюються замкнені контури, і через магнітне поле робочого струму виникають електрорухомі сили та вихрові струми. Щоб зменшити втрати електроенергії, троси з'єднують з заземленою опорою лише на кінці анкерної ділянки. Також

на проміжних опорах грозозахисні троси підвішують на ізоляторах з іскровим проміжком. Під час грозових перенапруг іскрові проміжки пробиваються, що забезпечує практично заземлення троса на кожній опорі лінії електропередачі.

Для ефективного відведення струму блискавки в землю та запобігання зворотним перекриттям ізоляції опори лінії оснащуються заземлювачами, які знижують імпульсний опір заземлення кожної опори до значення $<10...20$ Ом. Вищі значення опору допускаються лише для ліній у районах з високим питомим опором.

Комплекс наведених заходів забезпечує високий рівень надійності блискавкозахисту ліній надвисокої напруги: питоме число грозових відключень складає $0,05...0,1$ на 100 км і 100 грозових годин. Найвищий рівень відключень спостерігається на дволанцюгових лініях, змонтованих на опорах баштового типу, де велика висота опор збільшує ймовірність прориву блискавки повз тросита зворотних перекриттів через підвищену індуктивність опори (див. рис. 3.1).

Лінії $110-150$ кВ на металевих або залізобетонних опорах також здебільшого захищаються тросами по всій довжині. Кут захисту для цих ліній зазвичай обирається в межах $20-30^\circ$, що при відносно невеликій висоті і довжині забезпечує задовільну надійність захисту (див. табл. 3.1). Проте іноді лінії 110 кВ експлуатуються без тросового захисту.

Це буває в таких випадках:

- лінія проходить через райони зі слабкою інтенсивністю грозової діяльності ($T_{\text{ч}} < 20$ год);
- високий питомий опір ґрунту не дозволяє забезпечити малий опір заземлення та ефективну роботу троса;
- лінія розташована в особливо льодових районах, де частий рух
- проводів і великі механічні навантаження на трос під час обмерзання створюють ризик його обриву;
- наявність агресивних промислових середовищ, що викликають

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						39
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

швидку корозію тросів і ризик їх обриву;

- лінія проходить у гірській місцевості, де розряди з великими струмами блискавки рідко досягають проводів, спрямовуючись переважно на гірські масиви поблизу.

Відсутність блискавкозахисного троса підвищує кількість коротких замикань на лінії через грозові перекриття. Це часто активує пристрої АПВ, збільшуючи кількість небезпечних впливів на лінії зв'язку та кількість дій струмів коротких замикань на електроустаткування мережі. Зростає також ймовірність протікання великих струмів через заземлювальні пристрої підстанції. Незважаючи на це, з техніко-економічної точки зору відсутність тросів на лініях 110–150 кВ на металевих опорах у ряді випадків виправдана, а блискавкозахист є задовільним завдяки відносно невеликій висоті і довжині таких ліній.

3.2 Стандарти облаштування блискавкозахистом

Забезпечення надійного блискавкозахисту електричних ліній напругою від 1 кВ до 750 кВ є критично важливим для безпеки та стабільності електропостачання. В Україні цей аспект регулюється рядом стандартів, методик та норм, що визначають вимоги до проектування, монтажу та експлуатації систем блискавкозахисту. Дотримання цих нормативних документів дозволяє мінімізувати ризики, пов'язані з ураженнями блискавки, та забезпечити високу надійність роботи електричних ліній різної напруги.

3.3 Правила улаштування електроустановок (ПУЕ)

Короткий огляд: Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) є основним документом, що регулює улаштування електроустановок різного призначення, включаючи системи блискавкозахисту. ПУЕ містить вичерпні вимоги щодо проектування, монтажу та експлуатації електроустановок напругою від 1 кВ до 750 кВ. Важливими аспектами ПУЕ є вимоги до систем заземлення, що забезпечують ефективне відведення струмів блискавки у землю, специфікації конструкцій блискавкоприймачів, струмовідводів та

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						40
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

заземлювачів. У документі також викладено методи розрахунку захисних кутів і зон захисту, що дозволяють визначити оптимальні параметри для різних умов експлуатації.

Окрім цього, ПУЕ регламентує правила технічного обслуговування та перевірки систем блискавкозахисту, забезпечуючи їхню довготривалу надійність та ефективність.

Що регламентується:

- Вимоги до систем заземлення електричних ліній;
- Специфікації конструкцій блискавкоприймачів струмовідводів та заземлювачів;
- Методи розрахунку захисних кутів та зон захисту;
- Правила технічного обслуговування та перевірки систем блискавкозахисту.

3.4 ДСТУ EN 62305-1:2012 "Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи"

Короткий огляд: ДСТУ EN 62305-1:2012 є першим з чотирьох частин стандарту, що визначає загальні принципи захисту від блискавки для різних об'єктів, включаючи електричні лінії. Цей документ встановлює основні концепції захисту від блискавки, надаючи загальні вимоги до проектування систем блискавкозахисту. Стандарт описує методи оцінки ризиків та аналізу небезпеки блискавкових ударів, включаючи визначення параметрів блискавки, що впливають на об'єкти захисту. ДСТУ EN 62305-1:2012 також містить загальні методи зниження ризиків, пов'язаних з блискавкою, такі як правильне розташування та конструкція блискавкоприймачів, ефективні заземлювальні системи та інші технічні заходи, спрямовані на зменшення ймовірності та наслідків ураження блискавкою.

Що регламентується:

- основні концепції захисту від блискавки;
- методи оцінки ризиків та аналізу небезпеки блискавкових ударів;

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						41
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- загальні методи зниження ризиків, пов'язаних з блискавкою.

3.5 ДСТУ EN 62305-2:2012 "Захист від блискавки. Частина 2. Управління ризиком"

Короткий огляд: ДСТУ EN 62305-2:2012 присвячений управлінню ризиками, пов'язаними з блискавкою, для різних об'єктів, включаючи електричні лінії. Стандарт надає детальні процедури оцінки ризику ураження блискавкою, включаючи кількісний аналіз ймовірності та наслідків блискавкових ударів. У документі описуються методи кількісного аналізу ризиків та визначення відповідних заходів для їх зменшення. ДСТУ EN 62305-2:2012 також містить вимоги до документування рішень щодо захисту від блискавки, забезпечуючи систематичний підхід до управління ризиками. Використання цього стандарту дозволяє розробляти ефективні стратегії захисту від блискавки, враховуючи специфіку об'єкта та умови його експлуатації.

Що регламентується:

- Процедури оцінки ризику ураження блискавкою;
- Методи кількісного аналізу ризиків та визначення заходів для їх зменшення;
- Вимоги до документування рішень щодо захисту від блискавки.

3.6 ДСТУ EN 62305-3:2012 "Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні пошкодження конструкцій і небезпека для життя"

Короткий огляд: ДСТУ EN 62305-3:2012 визначає заходи захисту будівель та споруд від фізичних пошкоджень та небезпеки для життя, що викликані блискавкою. Стандарт надає конкретні вимоги до захисту будівель та споруд від прямих ударів блискавки, описуючи методи проектування та встановлення систем блискавкозахисту. У документі також розглядаються методи захисту від вторинних ефектів блискавки, таких як перенапруги, що можуть пошкодити електрообладнання. ДСТУ EN 62305-3:2012 містить заходи зниження ризику ураження людей блискавкою, зокрема, через

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						42
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

забезпечення відповідного рівня заземлення та використання засобів індивідуального захисту.

Стандарт забезпечує комплексний підхід до захисту від блискавки, включаючи як технічні, так і організаційні заходи.

Що регламентується:

- Вимоги до захисту будівель та споруд від прямих ударів блискавки;
- Методи захисту від вторинних ефектів блискавки, таких як перенапруги;
- Заходи зниження ризику ураження людей блискавкою;
- Методики проектування та розрахунку.

3.7 Методичні підходи для проектування систем блискавкозахисту

Проектування систем блискавкозахисту для електричних ліній вимагає точних розрахунків та методичних підходів. В Україні використовуються такі методики:

- Методика розрахунку блискавкозахисту ліній електропередач: Включає визначення зон захисту, необхідних параметрів блискавкоприймачів, струмовідводів та заземлювачів для електричних ліній різної напруги;
- Методика оцінки ризику ураження блискавкою: Застосовується для кількісного визначення ймовірності ураження блискавкою електричних ліній та розробки відповідних заходів захисту;
- Методика вибору матеріалів для систем блискавкозахисту: Включає рекомендації щодо вибору матеріалів, що забезпечують довготривалу надійність систем блискавкозахисту.

3.8 Інші нормативні документи

Окрім стандартів, блискавкозахист регламентується також державними будівельними нормами (ДБН) та іншими нормативними актами, що встановлюють вимоги до безпеки та експлуатації електроустановок.

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						43
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Основні нормативні акти:

- **ДБН В.1.1-31:2013 «Захист від блискавки будівель та споруд»:** Встановлює вимоги до проектування, монтажу та експлуатації систем блискавкозахисту, включаючи електричні лінії;
- **ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування і монтаж електрообладнання будівель та споруд»:** Описує загальні вимоги до проектування та монтажу електрообладнання, включаючи системи блискавкозахисту.

Для забезпечення надійного блискавкозахисту ліній електропередач напругою від 1 кВ до 750 кВ необхідно враховувати кілька ключових аспектів:

- вибір матеріалів та конструкцій: Використання корозійностійких матеріалів для блискавкоприймачів та струмовідводів, що забезпечують тривалу експлуатацію системи без значних втрат ефективності;
- зони захисту та кути захисту: Визначення оптимальних зон захисту для кожної лінії залежно від її висоти та напруги, а також відповідних кутів захисту для мінімізації ризику ураження блискавкою;
- заземлювальні пристрої: Використання ефективних заземлювачів, що забезпечують низький імпульсний опір, особливо у районах з високим питомим опором ґрунту;
- регулярні перевірки та обслуговування: Постійний моніторинг стану систем блискавкозахисту та регулярні технічні огляди для виявлення можливих дефектів та їх своєчасного усунення.

3.9 Блискавкозахист в мережах Оператора системи розподілу

Був виконаний збір та узагальнення інформації щодо підготовки об'єктів ОСР до грозового періоду 2024 року, а саме:

Кількість об'єктів електричних мереж, які не облаштовано блискавко захистом у відповідності до проектних рішень за даними оцінки технічного стану об'єктів електричних мереж станом на 01.03.2024 року

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						44
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

При підготовці до грозового періоду інспектори Державного енергетичного нагляду зафіксували 128 од. відсутніх та 39 од. пошкоджених блискавкозахисних елементів на об'єктах структурних підрозділів ОСР станом на 01.03.2024 року. Інформацію щодо необлаштування блискавкозахистом наведено в табл. 5.

Таблиця 5 – Інформація щодо фактів необлаштування блискавкозахист об'єктів електричних мереж

Назва структурного підрозділу оператора системи розподілу	Всього		Разом	ПС110 (150) кВ		ПС 35 кВ		ТП 10 (6) кВ		ТП 10 (6)/0,4 кВ	
	відсутні	пошкод.		відсутні	пошкод.	відсутні	пошкод.	відсутні	пошкод.	відсутні	пошкод.
Центр з ремонту та експлуатації	1	15	16	1	15	0	0	0	0	0	0
РЕМ-1	14	7	21	0	0	0	0	5	2	0	0
РЕМ-2	18	0	18	0	0	0	0	3	0	0	0
РЕМ-3	30	11	41	0	0	0	0	2	9	0	0
РЕМ-4	65	6	71	0	0	0	0	61	6	0	0
Всього	128	39	167	1	15	0	0	71	17	0	0

Продовження таблиці 5

№ з/п	Назва структурного підрозділу оператора системи розподілу	Всього		Разом	ПЛ 110 (150) кВ		ПЛ 35 кВ		ПЛ 10 (6) кВ		ПЛ до 1000 В	
		відсутні	пошкод.		відсутні	пошкод.	відсутні	пошкод.	відсутні	пошкод.	відсутні	пошкод.
1	Центр з ремонту та експлуатації	1	15	16	0	0	0	0	0	0	0	0
2	РЕМ-1	14	7	21	0	0	0	0	5	3	4	2
3	РЕМ-2	18	0	18	0	0	0	0	6	0	9	0
4	РЕМ-3	30	11	41	0	0	0	0	0	2	28	0
5	РЕМ-4	65	6	71	0	0	0	0	0	0	4	0
	Всього	128	39	167	0	0	0	0	11	5	45	2

Станом на 01.03.2024 року було зібрано інформацію про стан засобів блискавкозахисту на об'єктах ОСР, зведені данні відображені в табл. 6. При перевірці об'єктів було зафіксовано недостачу блискавкозахисного тросу на

ПЛ 35 кВ загалом на 6,67 км, на ПЛ 110 (150) кВ відсутні 0,4 км блискавкозахисного тросу, блискавковідводи та засоби захисту наявні в достатній кількості.

Стан захисту нейтралі силових трансформаторів на ПС 110 (150) кВ відповідає вимогам НТД.

Таблиця 6 – Інформація про стан засобів блискавкозахисту на ПС 35-110 кВ, ПЛ 35-110 (150) кВ станом на 01.03.2024

Кількість ПС 35-110 (150) кВ, од.			Кількість ПЛ 35-110 (150) кВ, од.			Протяжність ПЛ 35-110 (150) кВ, км			Блискавковідводи, од.				Засоби захисту: ОПН, розрядники, од.			
									ПС-35 кВ		ПС-110 (150) кВ		ПС-35 кВ		ПС-110 (150) кВ	
ПС-35 кВ	ПС-110 кВ	ПС-150 кВ	ПЛ-35 кВ	ПЛ-110 кВ	ПЛ-150 кВ	ПЛ-35 кВ	ПЛ-110 кВ	ПЛ-150 кВ	наявні	відсутні	наявні	відсутні	наявні	відсутні	наявні	відсутні
206	73	0	303	112	0	2454	3936	0	521	0	467	0	4896	0	2268	0

Продовження таблиці 6

Стан захисту нейтралі силових трансформаторів на ПС-110 (150) кВ	ПЛ 35-110 (150)									
	Блискавкозахисний трос (ГЗТ)				ОПН, розрядники, іскрові проміжки					
	ПЛ 35 кВ		ПЛ 110 (150) кВ		ПЛ 35 кВ		ПЛ 110 (150) кВ		наявність засобів захисту на кабельних вставках	
	наявні, км	відсутні, км	наявні, км	відсутні, км	наявні, км	відсутні, км	наявні, км	відсутні, км	кількість кабельних	з них захищено, од.
Відповідає вимогам НТД										
Відповідає вимогам	975	6,67	1967	0,4	9	0	35	0	5	5

За результатами оцінювання облаштування об’єктів електричних мереж засобами блискавкозахисту у 2024 році було зафіксовано 171 необлаштований об’єкт. 21.03.2024 року оператору системи розподілу було видано рекомендації з облаштування з кінцевим терміном виконання до 12.04.2024 року. За цей період було приведено у відповідність до вимог та правил 87 об’єкт.

Окремо було проведено оцінювання роботи блискавкозахисного обладнання під час якого виявлено загалом 331 порушення, з яких залишилось неусуненими 119, або ж 25%.

Детальний огляд виявлених та усунених оператором системи розподілу порушень наведено в таблиці 7.

Таблиця 7 – Інформація щодо виявлених та усунених оператором системи розподілу порушень, виявлених за результатами оцінювання у 2024 р.

№з/п	Назва структурного підрозділу оператора систем розподілу	Облаштування об'єктів електричних мереж засобами блискавкозахисту																	
		кількість виявлених об'єктів, які не були облаштовані блискавкозахистом на початок оцінювання, од									з них приведено у відповідність до вимог норм та правил, од								
		Всього	У тому числі								Всього	У тому числі							
			ПС 110 (150) кВ	ПС 35 кВ	ТП 10(6)/0,4 кВ	РП 10 (6)	ПЛ 110 (150) кВ	ПЛ 35 кВ	ПЛ 10 (6) кВ	ПЛ до 1000 В		ПС 110 (150) кВ	ПС 35 кВ	ТП 10(6)/0,4 кВ	РП 10 (6)	ПЛ 110 (150) кВ	ПЛ 35 кВ	ПЛ 10 (6) кВ	ПЛ до 1000 В
1	Центр з ремонту та експлуатації	21	9	1	0	0	11	0	0	0	21	9	1	0	0	11	0	0	0
2	РЕМ-1	22	0	0	7	0	0	0	10	5	13	0	0	4	0	0	0	5	4
3	РЕМ-2	18	0	0	3	0	0	0	6	9	14	0	0	3	0	0	0	4	7
4	РЕМ-3	43	0	0	21	0	0	0	1	21	28	0	0	7	0	0	0	0	21
5	РЕМ-4	67	0	0	65	0	0	0	0	2	11	0	0	9	0	0	0	0	2
Всього		171	9	1	96	0	11	0	17	37	87	9	1	23	0	11	0	9	34

Продовження таблиці 7

№з/п	Загальна кількість зафіксованих порушень вимог норм та правил щодо роботи блискавкозахисного обладнання	Із них, шт.											
		відсутні або пошкоджені грозозрядники наПЛ, ТП		відсутні блискавк овідводи на ПС 35-110 (150) кВ		не виконуються вчасно профілактичні перевірки розрядників, обмежувачів перенапруг		відсутні (пошкоджені) заземлюючі пристрої ПЛ, ТП, ПС		не улаштовано блискавкозахисний трос наПЛ 35-110 (150) кВ		Інше	
		Виявлено	Усунено	Виявлено	Усунено	Виявлено	Усунено	Виявлено	Усунено	Виявлено	Усунено	Виявлено	Усунено
1	111	0	0	0	0	0	0	16	16	0	0	85	85
2	38	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	26	19
3	19	0	0	0	0	0	0	9	7	0	0	10	7
4	53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	40
5	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	16
6	331	12	12	0	0	0	0	25	23	0	0	294	177

Продовження таблиці 7

№з/п	Кількість неусунених порушень станом на 19.04.2024 р.	% неусунених порушень
1	0	0
2	7	18
3	5	26
4	13	24
5	94	85
6	119	25

Висновки по розділу 3

1. За результатами аналізу нормативних документів встановлено, що з метою визначення ефективності різних методів блискавкозахисту залежно від класу номінальної напруги ЛЕП можуть бути використані критерії за рівнем грозостійкості, за кривою небезпечних струмів блискавки та за показником надійності захисту від блискавки.

2. Визначено, що з метою забезпечення функціонування високовольтних ліній електропередачі, які розміщені на металевих і залізобетонних опорах, встановлюють блискавкозахисні троси з малим кутом захисту, що зменшує ймовірність прямого влучання в фазні проводи блискавкою.

3. За результатами оцінки стану блискавкозахисту мереж оператора системи розподілу встановлено факт неповного виконання вимог щодо облаштування об'єктів електричних мереж блискавкозахистом, зокрема зафіксовано 128 од. відсутніх та 39 од. пошкоджених блискавкозахисних пристроїв, нестача блискавкозахисного тросу загалом на довжині 7,07 км.

4. Високий відсоток невиконання приписів щодо усунення порушень в системах блискавкозахисту в досліджуваних районах електричних мереж оператора системи розподілу свідчить про неготовність частини районів до проходження грозового періоду.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. За результатами аналізу фрагменту схеми електричної мережі прикордонного регіону встановлено факт електропостачання споживачів ОЕС України від джерел, розташованих на території іншої держави, що негативно впливає на рівень стратегічної безпеки регіону.

2. Проаналізовано План розвитку системи передачі і встановлено наявність програми із впровадження заходів щодо забезпечення живлення регіону від мереж ОЕС України, яка передбачає спорудження двох нових ПЛ-330 кВ і реконструкцію ПС-330 кВ із збільшенням потужності одного автотрансформатора.

3. Проведено аналіз можливості забезпечення живлення мережі від однієї ПС-330 кВ ОЕС України. Визначено, що робота мережі в нормальному режимі за умови живлення лише від однієї ПС-330 кВ є можливою, але перехід до такої схеми живлення призводить до значного зростання втрат активної потужності в мережі. З метою підвищення економічності роботи мережі за перспективною схемою запропоновано зміну конфігурації нормального режиму роботи мережі.

4. За результатами аналізу аварійних та ремонтно-аварійних режимів роботи перспективної мережі виявлено ряд недопустимих режимів. Зокрема, для ремонтно-аварійного режиму з відключенням ПЛ 110 кВ ПС "1" ПС "13" виявлено недопустимі перевантаження елементів мережі до 26%, а також відхилення напруги до $-40,2\%$ від номінальної напруги мережі, що є критичним і робота мережі за таких показників неможлива.

5. Визначено, що з метою забезпечення допустимості режимів перспективної мережі необхідно реалізувати ряд заходів, які передбачають зміну конфігурації схеми післяаварійних режимів та підвищення обсягів виробництва електроенергії за рахунок ВДЕ регіону.

6. За результатами оцінювання блискавкозахисту мереж ОСР встановлено факт неповного виконання вимог з облаштування об'єктів електричних мереж блискавкозахистом. Високий відсоток невиконання приписів щодо усунення

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						49
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

порушень в системах блискавкозахисту в досліджуваних районах електричних мереж оператора системи розподілу свідчить про неготовність частини районів до проходження грозового періоду.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. Електронний ресурс. Режим доступу: <https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf>
2. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах. Електронний ресурс. Режим доступу: <https://web.posibnyky.vntu.edu.ua>
3. ДСТУ EN 62305-1:2012 "Захист від блискавки. Електронний ресурс. Режим доступу: <https://ukrpatent.org/uk/articles/dstu>
4. ДБН В.1.1-31:2013 «Захист від блискавки будівель та споруд». Електронний ресурс. Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=82012
5. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування і монтаж електрообладнання будівель та споруд». Електронний ресурс. Режим доступу: https://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=25887
6. План розвитку системи передачі на 2021 – 2030 роки. Укренерго

ДОДАТОК А

Результати перевірки пояснювальної записки на плагіат

					ДП0107.141.006.ПЗ	Лист
						52
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
19.06.2024 00:51:32 EEST

Дата звіту:
19.06.2024 00:56:35 EEST

ID перевірки:
1016373861

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Олексієнко Олексій Олександрович

Кількість сторінок: 41 Кількість слів: 8119 Кількість символів: 53588 Розмір файлу: 3.70 MB ID файлу: 1016181405

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

9.47%
Схожість

Найбільша схожість: 2.72% з Інтернет-джерелом (https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/3sobchuk_perenapruga_blys.

7.87% Джерела з Інтернету 135 Сторінка 43

5.85% Джерела з Бібліотеки 351 Сторінка 45

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи 6

Підозріле форматування 18
сторінок