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)
"17" грудня 2018 р.

Магістерська дисертація

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

на тему: «Режими роботи повітряної лінії 750 кВ та аналіз лінійної протиаварійної автоматики»

Виконала: студентка 6 курсу, групи ЕС-72мп
(шифр групи)

Гальченко Анна Миколаївна _____
(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. Третякова Л. Д. _____
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, , прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент керівник групи ВРЕіР Ворсіне С.М. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, 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
_____ В. В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)
«07» листопада 2018 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Гальченко Анні Миколаївні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Режими роботи повітряної лінії 750 кВ та аналіз лінійної протиаварійної автоматики»,
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 «13» грудня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: повітряна лінія 750 кВ та лінійна протиаварійна автоматика

4. Предмет дослідження: режими роботи повітряної лінії 750 кВ та робота протиаварійної автоматики

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Розрахувати режими роботи повітряної лінії 750 кВ. 2. Розглянути лінійну протиаварійну автоматику та вибрати уставки спрацювання. 3. Вибрати уставки релейного захисту повітряної лінії 750 кВ. 4. Розробити проект електричної частини підстанції 150/35/10 кВ. 5. Розробити стартап-проект. 6. Проаналізувати заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації повітряної лінії 750 кВ.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Карта-схема регіону розташування лінії. 2. Результати розрахунку режимів роботи мережі. 3. Структурна схема пристрою АЛАР. 4. Структурна схема пристрою АОПН. 5. Схема підключення пристрою дистанційного захисту ПЛ 750 кВ 6. Головна схема електричних з'єднань ПС 150/35/10 кВ. 7. План підстанції. Блискавкозахист. 8. Основні розрізи ПС 150/35/10 кВ

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Буслова Н. В., Гальченко А. М. Аналіз досліджень підвищення ефективності перовскітних сонячних елементів // Матеріали XIX Міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», Київ 2018. – с. 367-372. 2. Буслова Н. В., Гальченко А. М. «Розумні» технології з використанням перовскітних сонячних елементів // Науковий збірник «Направление научной мысли – 2018/2019», Science and Education Ltd (Великобританія)

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.		
Охорона праці	професор, д.т.н. Третякова 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	Розрахунок режимів роботи повітряної лінії 750 кВ	07.11.2018-20.11.2018	
2	Вибір уставок спрацювання та аналіз пристроїв лінійної протиаварійної автоматики	13.11.2018-19.11.2018	
3	Розробка проекту електричної частини підстанції 150/35/10 кВ	18.11.2018-22.11.2018	
4	Розрахунок та вибір уставок спрацювання релейного захисту повітряної лінії 750 кВ	19.11.2018-26.11.2018	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації повітряної лінії 750 кВ	20.11.2018-25.11.2018	
6	Розробка стартап-проекту	26.11.2018-02.12.2018	
7	Оформлення отриманих результатів	29.11.2018-05.12.2018	
8	Оформлення технічних креслень	03.12.2018-13.12.2018	

Студент _____ Гальченко А. М.

Науковий керівник дисертації _____ Буслова Н. В.

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та граіфчної частини. Пояснювальна записка виконана на 164 сторінках формату А4 і включає в себе 65 рисунків, 30 таблиць, 17 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень формату А1.

В дисертації розглянуто введення в експлуатацію повітряної лінії 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська, розраховано режими роботи мережі з урахуванням введеної лінії та описано пристрої лінійної протиаварійної автоматики, що мають встановлюватись на даній ПЛ.

Актуальність теми. Спорудження та введення в експлуатацію розглянутої в дисертації повітряної лінії 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська зазначене в Плані розвитку системи передачі на 2019-2028 роки, розробленому ДП «НЕК «Укренерго», опублікованого 23 березня 2018 року. Планування розвитку системи передачі здійснюється на основі розвитку генеруючих потужностей ОЕС України. Тому, у зв'язку з швидким розвитком генерації необхідно передбачити способи видачі потужності електростанцій шляхом вдосконалення мережі ОЕС України, а саме спорудження нових ліній електропередавання. Недостатньо розвинена інфраструктура системи передачі Запорізької АЕС не дозволяє в повному обсязі видавати проектну потужність електростанції, що складає 6000 МВт. Наразі потужність видачі становить близько 5300 МВт. Проектна схема видачі потужності Запорізької АЕС при розширенні її потужності до 6000 МВт передбачає будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська для передачі потужності від АЕС в південні райони ОЕС України і розвантаження перетинів півдня ОЕС України.

Метою магістерської дисертації є розгляд стійкості роботи мережі при введенні в експлуатацію проектованої лінії 750 кВ та вибір пристроїв лінійної протиаварійної автоматики, які мають встановлюватись на даній лінії.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі, як: розрахунок нормальних та ремонтно-аварійних режимів роботи ОЕС України з урахуванням проектованої ПЛ, вибір та розрахунок уставок спрацювання пристроїв автоматики обмеження підвищення напруги та автоматики ліквідації асинхронного режиму.

Об’єктом дослідження в даній магістерській дисертації є повітряна лінія 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська та її лінійна протиаварійна автоматика.

Предмет дослідження: режими роботи повітряної лінії 750 кВ та робота протиаварійної автоматики.

Методи дослідження. Розрахункова модель для дослідження режимів роботи ОЕС складена та розрахована за допомогою програмного комплексу ГрафСКАНЕР, розрахунки уставок спрацювання протиаварійної автоматики виконувались з використанням програмного комплексу IEDKK-REL670.

Наукова новизна результатів полягає у виконанні розрахунків режимів роботи мережі ОЕС України на перспективний період введення повітряної лінії 750 кВ з урахуванням прогнозованих рівнів навантажень та вибору уставок спрацювання пристроїв протиаварійної автоматики і релейного захисту за отриманими даними.

ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, РЕЖИМ РОБОТИ МЕРЕЖІ, НАПРУГА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА, УСТАВКИ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ ТЕРМІНАЛ, ПІДСТАНЦІЯ, СТАРТАП, ЕКСПЛУАТАЦІЯ.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graffiti part. The explanatory note is executed on 164 pages of A4 format and includes 65 figures, 30 tables, 17 sources of used literature. The graphic part contains 8 sheets of technical drawings of A1 format.

In the dissertation the commissioning of the 750 kV overhead line Zaporizhzhya NPP – Kakhovska is considered, the operating modes of the network are calculated taking into account the introduced line and the devices of linear emergency automatics which must be installed on this line are described.

Relevance of the topic. The construction and commissioning of the 750 kV overhead line Zaporizhzhya NPP – Kakhovska, considered in the Dissertation, is indicated in the Plan for the development of the transmission system for 2019-2028 years, developed by the State Enterprise «NEC «Ukrenergo», published March 23, 2018. The planning of the development of the transmission system is based on the development of generating capacities of the UES of Ukraine. Therefore, in connection with the rapid development of generation, it is necessary to provide methods for power generation of power plants by improving the network of Ukrainian Energy Systems, namely the construction of new transmission lines. The insufficiently developed infrastructure of the transmission system of Zaporizhzhya NPP does not allow to fully issue the project power of the power plant, which is 6000 MW. At present, the output capacity is about 5300 MW. The design scheme for power output of the Zaporizhzhya NPP, with its capacity up to 6000 MW, includes the construction of a 750 kV overhead line Zaporizhzhya NPP – Kakhovska for the transfer of power from NPPs to the southern regions of the UES of Ukraine and the unloading of the southern sections of the UES of Ukraine.

The purpose of the master's dissertation is to consider the stability of the network when commissioning the projected line 750 kV and the choice of devices for linear emergency-automatics, which should be installed on this line.

In order to achieve this goal, it is necessary to solve such tasks as: calculation of normal and repair-emergency modes of operation of the UES of Ukraine taking into account the projected line, the choice and calculation of the settings for the operation of devices for automation of limiting the increase of voltage and automation of the elimination of asynchronous mode.

The object of research in this master's dissertation is the 750 kV overhead line Zaporizhzhya NPP – Kakhovska and its linear emergency control automatics.

Subject of research: operating modes of the overhead line 750 kV and work of emergency automation.

Research methods. The calculation model for studying the modes of operation of the UES was designed and calculated with the help of the GrafSKANER software system; calculations of the emergency control automation triggering settings were performed using the IEDKK-REL670 software complex.

The scientific novelty of the results is the execution of calculations of the modes of operation of the UES of Ukraine network for a prospective period of commissioning of the 750 kV overhead line, taking into account the predicted load levels and the choice of the settings for the operation of devices of emergency automatics and relay protection on the basis of the data.

OVERHEAD TRANSMISSION LINE, MODE OF NETWORK OPERATIONS, VOLTAGE, CURRENT, POWER, LINEAR EMERGENCY AUTOMATION, SETTINGS, RELAY PROTECTION, MICROPROCESSOR TERMINAL, SUBSTANCE, STARTUP, OPERATION.

#

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ…….. 9
ВСТУП……..... 10
1 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ОЕС УКРАЇНИ ПРИ ВВЕДЕННІ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ ПЛ 750 кВ ЗАПОРІЗЬКА АЕС - КАХОВСЬКА ……..... 12
1.1 Опис електричних мереж району ……... 12
1.2 Перевірка стійкості роботи енергосистеми з урахуванням введення в експлуатацію ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська…….. 12
1.3 Аналіз усталених режимів роботи мережі для зими та літа 2019 року…… 14
1.4 Оцінка втрат електричної енергії в мережі при введенні в експлуатацію ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська…… 17
Висновки до розділу……..... 17
2 ЛІНІЙНА ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА……... 19
2.1 Загальні відомості про автоматику обмеження підвищення напруги…….. 19
2.2 Виконання автоматики обмеження підвищення напруги…….. 24
2.3 Автоматика обмеження підвищення напруг на базі мікропроцесорного пристрою РЗА «Діамант»…… 25
2.4 Принцип дії та вибір уставок спрацювання АОПН…… 28
2.5 Загальні відомості про автоматику ліквідації асинхронного режиму…….. 36
2.6 Принцип дії та вибір уставок спрацювання АЛАР в терміналі REL 670…. 37
Висновки до розділу……..…….. 46
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ЛІНІЇ 750 кВ……...…… 47
3.1 Захист ПЛ 750 кВ……... 48
3.2 Опис дистанційного захисту на основі REL 670…… 49
3.3 Вибір та розрахунок уставок спрацювання дистанційного захисту в терміналі REL 670…… 52
3.3.1 Вибір уставок першого ступеня дистанційного захисту…… 53
3.3.2 Вибір уставок другого ступеня дистанційного захисту…….. 66
3.3.3 Вибір уставок третього ступеня дистанційного захисту……. 67
Висновки до розділу……..... 69

#

4 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 150/35/10 кВ…….. 70
4.1 Опис району спорудження підстанції…….. 70
4.2 Опис схеми електричних з’єднань нової підстанції……... 70
4.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції…… 71
4.4 Вибір основного обладнання на підстанції……. 78
4.4.1 Вибір вимикачів…….. 78
4.4.2 Вибір роз’єднувачів…… 81
4.4.3 Збірні шини…….. 83
4.4.4 Вибір контрольно-вимірювальних приладів на підстанції……. 85
4.4.5 Вибір джерел оперативного струму…….. 88
4.4.6 Розрахунок акумуляторної батареї та підзарядного пристрою…….. 89
4.4.7 Вибір освітлення на підстанції…….. 91
4.4.8 Розрахунок блискавкозахисту……... 92
Висновки до розділу……..... 93
5 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ……. 94
5.1 Опис ідеї проекту……... 94
5.2 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту…….. 97
5.3 SWOT-аналіз стартап-проекту…….. 99
Висновки до розділу……..... 100
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛІНІЇ 750 кВ……. 101
6.1 Аналіз умов праці під час експлуатації повітряних ліній 750 кВ……. 101
6.2 Аналіз небезпечних і шкідливих чинників…….. 106
6.3 Заходи і засоби захисту при роботі на ПЛ 750 кВ…….. 107
6.4 Розрахунок технічних заходів з охорони праці…….. 109
6.5 Заходи і засоби безпеки в надзвичайних ситуаціях…… 112
Висновки до розділу……..... 113
ВИСНОВКИ…….. 114
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ…… 115
Додаток А. Режими роботи мережі ОЕС України з урахуванням введення в експлуатацію повітряної лінії Запорізька АЕС – Каховська……... 118
Додаток Б. Результати перевірки на плагіат…….. 163

#

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ПС – підстанція;

ПЛ – повітряна лінія електропередавання;

ЛЕП – лінія електропередавання;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

РУ – розподільна установка;

РП – розподільний пристрій;

ВН – висока напруга;

АЕС – атомна електростанція;

ОЕС – об’єднана енергетична система;

ЕЕС – електроенергетична система;

АТ – автотрансформатор

АЛАР – автоматика ліквідації асинхронного режиму;

АОПН – автоматика обмеження підвищення напруги;

АПВ – автоматичне повторне включення;

ОАПВ – однофазне автоматичне повторне включення;

ТАПВ – трифазне автоматичне повторне включення;

УТАПВ – успішне трифазне автоматичне повторне включення;

ДЗ – дистанційний захист;

РЗА – релейний захист та автоматика.

ВСТУП

Введення в експлуатацію повітряної лінії 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська є актуальним і передбачене Планом розвитку системи передачі на 2019-2028 роки, розробленим ДП «НЕК «Укренерго» [1]. План враховує особливості майбутнього розвитку ОЕС України та містить заходи для вирішення проблем насамперед безпеки постачання електричної енергії на середньострокову та довгострокову перспективу. Планування розвитку системи передачі здійснювалось на основі цільового сценарію розвитку генеруючих потужностей ОЕС України, який був сформований на основі аналізу результатів багатоваріантних розрахунків з розвитку генерації при різних припущеннях щодо майбутніх умов розвитку економіки та енергетики країни. Цей сценарій передбачає збереження орієнтації на такі напрямки розвитку традиційної енергетики:

а) виконання запланованих робіт з подовження терміну експлуатації існуючих енергоблоків АЕС понаднормативний термін.

б) проведення реконструкції існуючих енергоблоків вугільних ТЕС з підвищенням маневрових можливостей та приведенням їх екологічних показників до сучасних вимог згідно схваленого Кабінетом Міністрів України (розпорядження від 08.11.2017 № 796-р) «Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок» (НПСВ).

в) подальший розвиток гідроенергетики відповідно до схвалених планів.

г) реалізація проектів реконструкції існуючих ТЕЦ, які б були у першу чергу спрямовані на заміщення природного газу вугіллям і біомасою, зокрема, при сумісному їх спаленні, та одночасному нарощуванні в достатньо невеликих обсягах потужностей на нових ТЕЦ, які використовують біомасу.

У зв’язку з швидким розвитком генерації необхідно передбачити способи видачі потужності електростанцій шляхом вдосконалення мережі ОЕС України, а

саме реконструкцію існуючих та спорудження нових ліній електропередавання. Недостатньо розвинена інфраструктура системи передачі не дозволяє в повному обсязі видачу проектної потужності Запорізької АЕС, що складає 6000 МВт. Наразі потужність видачі станції становить близько 5300 МВт.

Проектна схема видачі потужності Запорізької АЕС при розширенні її потужності до 6000 МВт передбачає будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська для передачі потужності від АЕС в південні райони ОЕС України і розвантаження перетинів півдня ОЕС України.

Мета роботи полягає у визначенні передумов введення в експлуатацію повітряної лінії 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська, проведенні аналізу стійкості роботи мережі ОЕС України з урахуванням даної ПЛ, а також у виборі пристроїв лінійної протиаварійної автоматики, які мають встановлюватись на даній лінії.

1 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ОЕС УКРАЇНИ ПРИ ВВЕДЕННІ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ ПЛ 750 кВ ЗАПОРІЗЬКА АЕС - КАХОВСЬКА

1.1 Опис електричних мереж району

Проектована лінія з'єднує підстанцію 750/330 кВ «Каховська» із Запорізькою АЕС. На ПС 750/330 кВ «Каховська» встановлено два автотрансформатори 750/330 кВ потужністю 1000 МВА кожний. По мережі 330 кВ ПС «Каховська» з'єднана з ПС 330 кВ «Херсонська» та двома ПЛ з ПС 330 кВ «Каховська ГПП».

На Запорізькій АЕС встановлено автотрансформатор 750/300 кВ потужністю 1000 МВА. По мережі 750 кВ Запорізька АЕС з'єднана з ПС 750 кВ «Каховська», ПС 750 кВ «Дніпровська», ПС 750 кВ «Запорізька-750» та ПС 750 кВ «Південнодонбаська». По мережі 330 кВ Запорізька АЕС з'єднана із Запорізькою ТЕС.

Необхідність спорудження ПЛ обумовлена насамперед забезпеченням нормативних умов видачі потужності Запорізької АЕС (наразі обмеження потужності станції становить близько 700 МВт), а також підвищенням надійності електропостачання споживачів південної частини ОЕС України, а саме Херсонської та Миколаївської областей.

1.2 Перевірка стійкості роботи енергосистеми з урахуванням введення в експлуатацію ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська

Розрахунки стійкості енергосистеми і перевірка заходів щодо її забезпечення є обов'язковою при введенні нової ПЛ в експлуатацію. В цьому випадку розглядаються режими, які відповідають характерним точкам добових і сезонних графіків генерації та споживання для можливих нормальних і ремонтних схем, які мають найменші запаси стійкості.

Нормальні та ремонтно-аварійні усталені режими роботи характеризують завантаження усіх елементів електричної мережі. При виконанні дослідження режимів виконується аналіз рівнів напруг на шинах підстанцій, а також перетоків потужності по лініях електропередавання та трансформаторних зв'язках.

У розрахунках генератори представлені джерелами незмінної напруги із заданими активними потужностями. Мінімальні та максимальні значення наявної реактивної потужності задані з урахуванням напруги та активної потужності в даному режимі. Вузли навантаження представлені незалежними від напруги значеннями активної та реактивної потужностей.

Для визначення впливу введення в експлуатацію повітряної лінії Запорізька АЕС – Каховська на режими роботи електричної мережі виконувався контроль за:

а) перетоками потужності в ПЛ ЗАЕС – Каховська та ПЛ 750 і 330 кВ, які відходять від ПС «Каховська» та Запорізької АЕС;

б) завантаженням АТ ЗАЕС та АТ-1 і АТ-2 ПС «Каховська»;

в) рівнями напруги на шинах ПС «Каховська» та Запорізької АЕС.

Математична модель для аналізу усталених режимів роботи електричної мережі виконувалася для розрахункового періоду введення в роботу ПЛ ЗАЕС – Каховська – для зимового та літнього періодів 2019 року.

Модель враховує температурні коефіцієнти: для періоду зими була використана температура -5°С, а для періоду літа – +35°С.

У всіх розрахункових схемах в режимах ремонтно-аварійного відключення двох ПЛ, що відходять від шин 750 кВ Запорізької АЕС, здійснюються диспетчерські комутації з обмеження потужності ЗАЕС, зокрема при ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 750 кВ ЗАЕС – Дніпровська та ПЛ 750 кВ ЗАЕС – Запорізька потужність ЗАЕС складає 3000 МВт, а при ремонтно-аварійному відключенні ПЛ 750 кВ ЗАЕС – Південнодонбаська та ПЛ 750 кВ ЗАЕС – Запорізька потужність ЗАЕС складає 4000 МВт.

При аналізі режимів роботи мережі та визначенні завантаження елементів електричної мережі округлення виконувалося до більших цілих чисел.

Розрахунок режимів виконаний за допомогою програмного комплексу ГрафСКАНЕР, розробленого Головним Інформаційно-обчислювальним Центром НЕК «Укренерго» для автоматизованого моделювання електричних схем мереж 35-750 кВ енергосистем [2].

1.3 Аналіз усталених режимів роботи мережі для зими та літа 2019 року

В нормальному режимі роботи мережі рівні напруг та завантаження елементів мережі не виходять за межі допустимих значень.

В режимах аварійного відключення АТ-1 на ПС «Дніпровська» і ремонтно-аварійного відключення АТ ЗАЕС та АТ-1 на ПС «Дніпровська» з метою уникнення перевантаження АТ-2 необхідно збільшити генерацію Кременчуцької ГЕС до 300 МВт.

В усіх інших ремонтних та ремонтно-аварійних режимах рівні напруг за завантаження елементів мережі знаходяться в межах допустимих значень.

Результати розрахунків наведені на в табл. 1.1-1.5 та в Дод. А.

Таблиця 1.1 – Перетоки потужності по лінії Запорізька АЕС – Каховська для періоду зими 2019 року

№ п/п	Режим	Режимний день зими	
		$03^{\underline{00}}$	$17^{\underline{00}}$
1	Нормальний режим	891,4-j78,6	984,1-j26
2	Авар. відкл. АТ ЗАЕС	887,7-j53,2	987,4+j1,7
3	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Дніпровська»	923,9-j64,7	1015,6-j9
4	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Каховська-750»	780,6-j74,7	860,3-j27,7
5	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	1199,6+j4,6	1286,5+j69,9
6	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька	1042,5-j46	1124,4+j10,7
7	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	1352,2+j63,3	1442,5+j144,2
8	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та АТ-1 на ПС «Дніпровська»	931,2-j38,2	1029,6+j22,2
9	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська і ЗАЕС-Запорізька	1084,9-j50,7	1187,4+j7,7
10	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька і ЗАЕС-Південнодонбаська	941,1-j96,6	1013-j57,6

Таблиця 1.2 – Перетоки потужності по лінії Запорізька АЕС – Каховська для періоду літа 2019 року

№ п/п	Режим	Режимний день літа	
		$03^{\underline{00}}$	$22^{\underline{00}}$
1	Нормальний режим	966,8-j4,3	988,1+j37,9
2	Авар. відкл. АТ ЗАЕС	1002,9+j19,6	1032,9+j53,8
3	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Дніпровська»	989,9+j12,5	1015,4+j46,2
4	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Каховська-750»	844,9-j8,5	864,9+j20,7
5	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	1222,5+j80,8	1231,4+j129,5
6	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька	1095,1+j27,1	1118,2+j64,5
7	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	1391,2+j159,8	1402,2+j218
8	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та АТ-1 на ПС «Дніпровська»	1033,9+j41,1	1068+j72,6
9	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська і ЗАЕС-Запорізька	1085+j34,8	1090+j76,6
10	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька і ЗАЕС-Південнодонбаська	1011,4-j16,6	1034,9+j24,6

Таблиця 1.3 – Рівні напруги на шинах 750 кВ ПС «Каховська-750», кВ

№ п/п	Режим	Зима 2019 р.		Літо 2019 р.	
		$03^{\underline{00}}$	$17^{\underline{00}}$	$03^{\underline{00}}$	$22^{\underline{00}}$
1	Нормальний режим	737,8	740,8	733,1	728,9
2	Авар. відкл. АТ ЗАЕС	737,6	740,1	732,2	728,6
3	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Дніпровська»	737	739,6	731,8	728,4
4	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Каховська-750»	737	740,3	733	730
5	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	726,4	726,9	722,5	717,6
6	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька	730,3	731,3	726	721,7
7	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	723,3	722,6	716,4	710,7
8	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та АТ-1 на ПС «Дніпровська»	736,7	738,7	730,6	727,3
9	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська і ЗАЕС-Запорізька	739,5	735,6	724,4	719,5
10	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька і ЗАЕС-Південнодонбаська	735,3	735,3	723,3	718
11	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Каховська	697	691,1	733,1	659,2

Таблиця 1.4 – Рівні напруги на шинах 330 кВ ПС «Каховська-750», кВ

№ п/п	Режим	Зима 2019 р.		Літо 2019 р.	
		$03^{\underline{00}}$	$17^{\underline{00}}$	$03^{\underline{00}}$	$22^{\underline{00}}$
1	Нормальний режим	351,2	351,9	347,8	345,1
2	Авар. відкл. АТ ЗАЕС	350,6	351,1	347	344,9
3	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Дніпровська»	350,7	351,2	347	344,9
4	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Каховська-750»	351,1	351,4	347,1	344,7
5	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	345,8	345,2	342,5	339,3
6	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька	347,8	347,5	344,5	341,9
7	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	344,1	342,8	339,2	335,5
8	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та АТ-1 на ПС «Дніпровська»	350,1	350,3	346	344
9	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська і ЗАЕС-Запорізька	352,3	349,9	343,6	340,5
10	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька і ЗАЕС-Південнодонбаська	350,7	350,2	343,7	340,5
11	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Каховська	336,2	333,4	347,8	318,3

Таблиця 1.5 – Рівні напруги на шинах 750 кВ Запорізької АЕС, кВ

№ п/п	Режим	Зима 2019 р.		Літо 2019 р.	
		$03^{\underline{00}}$	$17^{\underline{00}}$	$03^{\underline{00}}$	$22^{\underline{00}}$
1	Нормальний режим	747,5	754,1	750,7	749,5
2	Авар. відкл. АТ ЗАЕС	749,1	755,5	751,4	750,3
3	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Дніпровська»	747,6	754,1	750,6	749,6
4	Авар. відкл. АТ-1 на ПС «Каховська-750»	747,2	753,9	750,4	749,5
5	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	740,8	745,6	745,5	744,1
6	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька	741,7	746,5	745,5	743,8
7	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та ПЛ ЗАЕС-Дніпровська	741,1	745,8	744,4	742,9
8	Рем-ав. відкл. АТ ЗАЕС та АТ-1 на ПС «Дніпровська»	749,2	755,4	751,4	750,3
9	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Дніпровська і ЗАЕС-Запорізька	750,7	750,5	744,4	742,6
10	Рем-ав. відкл. ПЛ ЗАЕС-Запорізька і ЗАЕС-Південнодонбаська	743,4	746,1	739,6	737,2
11	Авар. відкл. ПЛ ЗАЕС-Каховська	743	749,2	750,7	744,9

1.4 Оцінка втрат електричної енергії в мережі ОЕС України при введенні в експлуатацію ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська

При приєднанні до існуючої електричної мережі нової ПЛ розглядалися обсяги втрат потужності в нормальній схемі з врахуванням та без врахування приєднання лінії.

Для аналізу втрат використовувалися математичні моделі електричної мережі з максимальною генерацією електричної потужності в характерні режими максимальних навантажень мережі для літнього та зимового режимних днів. Результати розрахунків сумарних втрат активної потужності в мережі ОЕС України наведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Втрати активної потужності в мережі з та без врахування ПЛ 750 кВ ЗАЕС – Каховська

Режим роботи	Втрати потужності з урахуванням ПЛ ЗАЕС-Каховська, МВт	Втрати потужності без урахування ПЛ ЗАЕС-Каховська, МВт
Зима 2019 р., $17^{\underline{00}}$	593,5	598,5
Літо 2019 р., $22^{\underline{00}}$	516,5	522

Зниження втрат потужності зумовлене вдалим удосконаленням конфігурації мережі із введенням нової ПЛ і зростанням кількості електричної енергії, що транспортується між регіонами ОЕС по магістральним мережам високої напруги.

Висновки до розділу

У розділі описано передумови введення в роботу повітряної лінії 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська та проведено аналіз стійкості роботи мережі ОЕС України з урахуванням даної ПЛ. Розрахунки режимів роботи мережі проводились для розрахункового 2019 року введення повітряної лінії в

експлуатацію. Була розрахована робота мережі в режимах максимальних та мінімальних навантажень в режимні дні зимового та літнього періодів. Проводився контроль рівнів напруг на шинах Запорізької АЕС та ПС 750 кВ «Каховська», завантаження автотрансформаторів, а також перетік потужності по лінії ЗАЕС-Каховська. За результатами розрахунків встановлено, що завантаження елементів мережі та рівні напруг знаходяться в межах допустимих значень. Також була проведена оцінка сумарних втрат електричної енергії в ОЕС України для режимів максимальних навантажень. Було встановлено, що при введенні в роботу ПЛ ЗАЕС – Каховська втрати активної потужності зменшились в зимовий період з 598,5 до 593,5 МВт, а в літній – з 522 до 516,5 МВт.

Отже, введення в експлуатацію повітряної лінії Запорізька АЕС – Каховська є доцільним, сприяє зменшенню втрат потужності в ОЕС України, підвищує надійність електропостачання споживачів південного регіону, а також забезпечує видачу повної потужності Запорізької АЕС.

2 ЛІНІЙНА ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА

2.1 Загальні відомості про автоматику обмеження підвищення напруги

Автоматика обмеження підвищення напруги (АОПН) застосовується на довгих ПЛ 330-750 кВ, що мають великі значення індуктивності та ємності.

При односторонньому відключенні або включенні протяжної ПЛ 750 кВ реактивна (ємнісна) потужність, що генерується лінією, може викликати значне підвищення напруги як на розімкнутому кінці ПЛ, так і на шинах ПС, від якої ПЛ включена під напругу [3].

Величина підвищеної напруги односторонньо відключеної фази ПЛ залежить також від індуктивного та ємнісного опору живильної ЕЕС.

Чим довша ПЛ, тим більше рівень підвищення напруги як на розімкнутому кінці фаз ПЛ, так і на шинах ПС, від якої ПЛ поставлена під напругу.

Перенапруги при односторонньому відключенні довгої ПЛ 750 кВ можуть бути небезпечними для ізоляції лінійного та підстанційного електроустаткування. Тому для протяжних ПЛ застосовують шунтуючі реактори, що забезпечують компенсацію ємнісного опору ПЛ.

Комутаційні перенапруги на ПЛ з небезпечними для ізоляції перенапругами виникають на початку перехідного процесу при включенні або відключенні лінії зазвичай в інтервалі часу 0,01-0,04 с. Для їх ліквідації застосовуються лінійні (магніто-вентильні тервітові з великою нелінійністю і термостійкістю) розрядники.

Для зменшення рівнів комутаційних перенапруг ПЛ 750 кВ, обладнаних шунтуючими реакторами, доцільно застосування пристроїв керованої комутації, що забезпечують пофазні включення вимикачів в моменти сходження векторів напруг на розімкнених контактах фаз вимикачів, коли перенапруження будуть мінімальними.

На резонансних ПЛ 750 кВ довжиною 200-500 км при односторонньому відключенні або включенні лінії можлива поява перехідного резонансу другої гармоніки напруги [4]. При цьому, квазістаціонарна напруга на рівні 1,6-1,3Uф може утримуватися протягом часу від доль до декількох секунд, що небезпечно для обладнання (в т.ч. для комбінованих розрядників РВМК). Тому, для таких ПЛ доцільно застосування ступені АОПН, що реагує на амплітудне значення напруги порядку 1,5Uф max і діє з витримкою часу 0,01-0,04 с.

Основний засіб обмеження резонансних перенапруг, що виникають при односторонньому включенні або відключенні ПЛ, а також в циклах ОАПВ і УТАПВ до роботи регуляторів збудження, регуляторів напруги і дії АОПН, - це комутовані шунтуючі реактори.

Основний засіб обмеження комутаційних перенапруг, що виникають на короткий період часу (0,01-0,03 с), - розрядники, що забезпечують обмеження перенапруг ПЛ на рівні ≤1,7Uф.

Для ізоляції електрообладнання небезпечні навіть менші рівні перенапруг, які виникають на більш тривалий час, наприклад, для ізоляції автотрансформаторів, шунтуючих реакторів, трансформаторів струму, трансформаторів напруги, конденсаторів зв'язку тощо. Значення допустимих перенапруг вказані в табл. 2.1.

Так, для ПЛ 750 кВ не допускаються перенапруги вище 1,15Uф тривалістю 20-30 хв за умовами впливу перешкод від корони на високочастотні канали зв'язку, що організовуються по ПЛ. На ПЛ можливі також періодичні (флуктуаційні) підвищення напруги в нормальних режимах включених ПЛ до 1,8-2% Uн протягом 0,5-1 с з інтервалом 40-60 с і 3-5% Uн з інтервалом в кілька годин.

Тому, для підвищення надійності неспрацювання 1 ст. АОПН в цих випадках доцільно не допускати роботу ПС з рівнями напруги, близькими до найбільшої робочої і забезпечувати відбудову уставки 1 ст. АОПН по напрузі від величини максимально допустимої робочої напруги.

Таблиця 2.1 – Допустимі підвищення діючих значень напруг

Номінальна напруга мережі, кВ	Вид обладнання	Допустиме підвищення діючого значення напруги та тривалості впливу, с			
		1200	20	1,0	0,1
750	Силові трансформатори та автотрансформатори	1,10	1,25	1,76	1,76
750	Шунтуючі реактори, комутаційні апарати, ТН і ТС, конденсатори зв'язку та шинні опори	1,10	1,30	1,88	1,98

Найбільші комутаційні перенапруги виникають на ПЛ при асинхронному режимі в момент розбіжності векторів еквівалентних ЕРС енергосистем по кінцях електропередачі на кут 180 електричних градусів. Для вибору захисту від перенапруг цей режим є основним.

Для зниження рівня перенапруг вводиться попереджувальна на 0,05с (щодо команди відключення фаз ПЛ) дія на включення фаз шунтуючого реактора. При цьому, дія на включення фаз ШР має блокуватися дією диференційного або газового захистів реактора. Крім того, управління фазами вимикачів реактора доцільно виконувати по черзі (з затримками за часом) через пристрій регульованої комутації.

Для захисту від перенапруг на ПЛ повинні встановлюватися магніто-вентильні розрядники (РВМК) (Uпробивне ≈ 1,7-1,75Uроб.фазне), які зрізають підвищену напругу до ≈1,4Uн.

Однак, вони не розраховані на тривалий (секунди) вплив підвищеної напруги, так звану квазіусталену напругу (за рахунок появи 2-ої гармоніки) на резонансних лініях при односторонньому їх відключенні (включенні) U≥1,3-1,6Uф. На амплітудні значення цих напруг не реагує вимірювальний орган діючих значень напруг.

Комутаційні перенапруги на ПЛ 750 кВ, що вмикається, зазвичай не перевищують 1,7-2,0Uф. Однак, при різночасності замикання фаз вимикачів в

поєднанні з параметрами схем заміщення ці перенапруги можуть досягати 2,2-2,4Uф.

Перенапруги при відключенні ПЛ зі скиданням потужності не перевищують 1,6-1,9Uф.

Перенапруги на непошкоджених фазах при трифазному відключенні несиметричного к.з. залежать від кута між еквівалентними ЕРС суміжних енергосистем і зазвичай не перевищують 1,7-2,0Uф. Однак, при повторному відключенні після НАПВ до моменту, коли кути розійшлися на 90°, перенапруги можуть досягти 2,5-2,8Uф. При ліквідації асинхронного режиму перенапруги досягають 3,0Uф.

У циклі ТАПВ або ОАПВ на фазах відключеної лінії виникають коливання напруги через розряди ємності фаз ПЛ через шунтуючий реактор або внаслідок резонансу на основній частоті в контурі послідовно включеної міжфазної ємності і паралельно включеної ємності відключеної фази з індуктивністю ШР.

При повторному включенні ПЛ (в разі значних кутових зсувів між напругами шин і ПЛ) перенапруги можуть досягти кратності 2,6-3,0.

При відключенні ШР комутаційні перенапруги можуть досягати рівня 2,7-3,0, а рівень напруги, що відновлюється на контактах вимикачів сягає 3,5 при великій частоті коливань, що небезпечно для вимикачів без віддільників.

Тому, в пусковому органі 2 ст. АОПН доцільне використання реле напруги, що реагують на миттєві (амплітудні) значення фазної напруги, а перші дії 1 і 2 ступенів АОПН необхідно передбачати на включення відключених ШР.

Крім того, для запобігання (зниження) комутаційних перенапруг рекомендується передбачати дії АОПН і ключа управління на включення вимикача ШР з урахуванням забезпечення мінімізації напруги на розімкнутих контактах фаз вимикачів (через пристрій керованої комутації). Аналогічно, через пристрій керованої комутації доцільно виконувати дію АОПН на відключення ПЛ.

Для зниження резонансних перенапруг при неповнофазних включених і відключеннях ПЛ необхідно передбачати автоматичне введення при всіх

комутаціях (а не тільки при ОАПВ) на заданий час (3-5с) компенсаційних реакторів в нейтралях ШР.

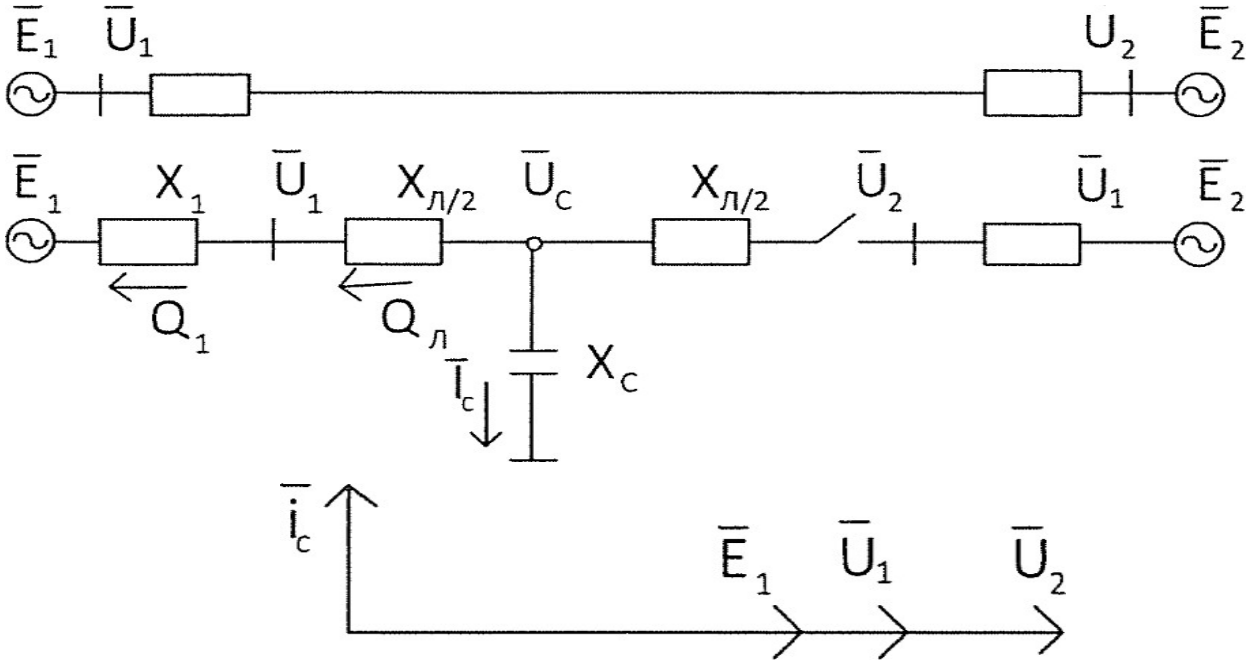


Рисунок 2.1 – Схема заміщення та векторна діаграма струмів і напруг

Струм в лінії в режимі одностороннього її включення залежить від ємнісної провідності лінії щодо «землі» і визначається за формулою [5]:

$$I_c = \frac{E_1}{j(x_1 + \frac{x_л}{2} - x_c)} \tag{2.1}$$

Напруга на відключеному кінці лінії:

$$U_2 = U_c = I_c(-\mathrm{j}x_c) = E_1 \frac{x_c}{x_c - (x_1 + \frac{x_л}{2})} \tag{2.2}$$

Напруга на включеному кінці лінії:

$$U_1 = I_c\ \mathrm{j}(\frac{x_л}{2} - x_c) = E_1 \frac{x_1 - \frac{x_л}{2}}{x_c - (x_1 + \frac{x_л}{2})} \tag{2.3}$$

Видно, що U_1 і U_2 більше E_l, і тим вище, чим менша потужність живильної ЕЕС (більше X_1) і довше ПЛ.

Однак, реально рівень перенапруг $\leq 3U_H$, тому що вже при напрузі 1,2-1,5 $U_ф$ на лінії виникає корона, яка збільшує активну провідність лінії і її ємність щодо «землі».

2.2 Виконання автоматики обмеження підвищення напруги

В загальному випадку пристрій автоматичного обмеження підвищення напруги на ПЛ 750 кВ складається з чотирьох основних органів:

1. Пускові органи, що реагують на діючі та миттєві (амплітудні) значення фазної напруги лінії.

2. Виборчий орган для виявлення (пофазно) односторонньо відключеної лінії по факту контролю стоку реактивної потужності з лінії до шин величиною, достатньою для підвищення рівня напруги на шинах ПС не менше уставки повернення чутливого ступеня пускового органу АОПН [5]:

$$Q_1 = \frac{E_1 \cdot U_b - U_b^2}{x_1} \tag{2.4}$$

а також чутливого до величини стоку реактивної потужності:

$$Q_1 = U_b^2 \cdot b_0 \cdot l \tag{2.5}$$

Для забезпечення блокування виборчого органу АОПН в навантажувальному режимі лінії використовується струмовий (пофазний) контроль відбудови від струму навантаження в максимальному робочому режимі в умовах дії АОПН.

3. Орган витримок часу і формування керуючих впливів ступенів АОПН.

4. Орган блокування спрацьовування автоматики.

2.3 Автоматика обмеження підвищення напруг на базі мікропроцесорного пристрою РЗА «Діамант»

Автоматика обмеження підвищення напруги на базі мікропроцесорного пристрою РЗА «Діамант» може розміщуватися в окремому незалежному корпусі або спільно з пристроєм фіксації відключення лінії.

Функціональна схема чутливого ступеня автоматики від підвищення напруги мікропроцесорного пристрою «Діамант» приведена на рис. 2.2.

У пристрої «Діамант» є два незалежні уніфіковані ступені, кожен з яких може бути налаштований як чутливий або грубий.

При цьому, існує можливість одночасного задання уставок, що реагують як на діючу напругу (чутливий і грубий ступені), так і на миттєве значення напруги (грубий ступінь). Технічні характеристики АОПН вказані в табл. 2.2.

Також пристрій має функцію резервування відмови вимикача.

Функція ПРВВ запускається при спрацьовуванні АОПН на відключення лінії. Початок пуску циклограми відповідає моменту видачі команди відключення. Відмова вимикача визначається за струмами фаз А, В і С відповідного вимикача протягом часу витримки ПРВВ відповідно для грубого ступеня і чутливого ступеня автоматики. Функціональна схема ПРВВ вказана на рис. 2.3

Характеристики функції ПРВВ наведені в табл. 2.3.

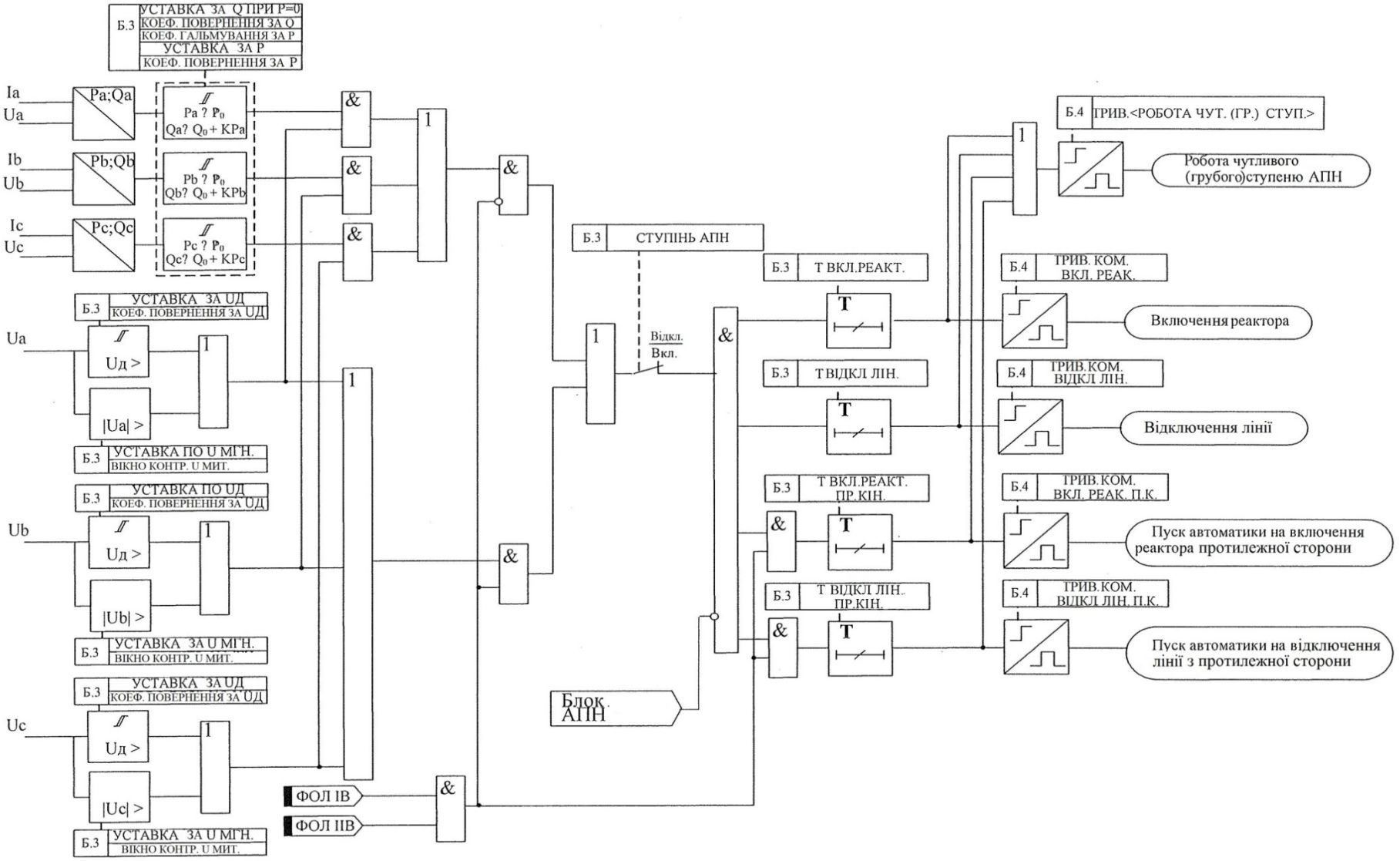


Рисунок 2.2 – Функціональна схема чутливого ступеня автоматики від підвищення напруги ПМ РЗА «Діамант»

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики АОПН

Назва параметра	Значення
Діапазон уставок за діючим значенням напруги, В	0÷150
Дискретність уставок за діючим значенням напруги, В	0,01
Діапазон уставок за миттєвим значенням напруги, В	0÷150
Дискретність уставок за миттєвим значенням напруги, В	0,01
Коефіцієнт повернення за діючим значенням напруги	0,8÷1
Дискретність коефіцієнту повернення за діючим значенням напруги	0,001
Діапазон уставок за реактивною потужністю, Вар	0÷3000
Дискретність уставок за реактивною потужністю, Вар	0,01
Коефіцієнт гальмування за активною потужністю	0÷50
Дискретність коефіцієнту гальмування за активною потужністю	0,001
Коефіцієнт повернення за реактивною потужністю	0,8÷1
Дискретність коефіцієнту повернення за реактивною потужністю	0,001
Діапазон уставок за активною потужністю, Вт	0÷3000
Дискретність уставок за активною потужністю, Вт	0,01
Коефіцієнт повернення за активною потужністю	0,8÷1
Дискретність коефіцієнту повернення за активною потужністю	0,001
Діапазон вікна контролю миттєвого значення напруги, с	0÷99
Дискретність вікна контролю миттєвого значення напруги, с	0,01
Діапазон уставок за часом витримки на включення реактора, с	0÷99
Дискретність уставок за часом витримки на включення реактора, с	0,01
Діапазон уставок за часом витримки на відключення лінії, с	0÷99
Дискретність уставок за часом витримки на відключення лінії, с	0,01
Діапазон уставок за часом витримки на включення реактора на протилежному кінці лінії	0÷99
Дискретність уставок за часом витримки на включення реактора на протилежному кінці лінії, с	0,01
Діапазон уставок за часом витримки на відключення лінії з протилежного кінця, с	0÷99
Дискретність уставок за часом витримки на відключення лінії з протилежного кінця, с	0,01

Таблиця 2.3 – Характеристики функції ПРВВ

Назва параметра	Значення
Діапазон уставок за фазним струмом для пуску ПРВВ, А	0 - 100
Дискретність уставок за фазним струмом, А	0,01
Час витримки ПРВВ для чутливого ступеня автоматики, с	0,01 - 3
Час витримки ПРВВ для грубого ступеня автоматики, с	0,01 - 3
Тривалість сигналу ПРВВ, с	0 - 2
Дискретність уставок за часом, с	0,01

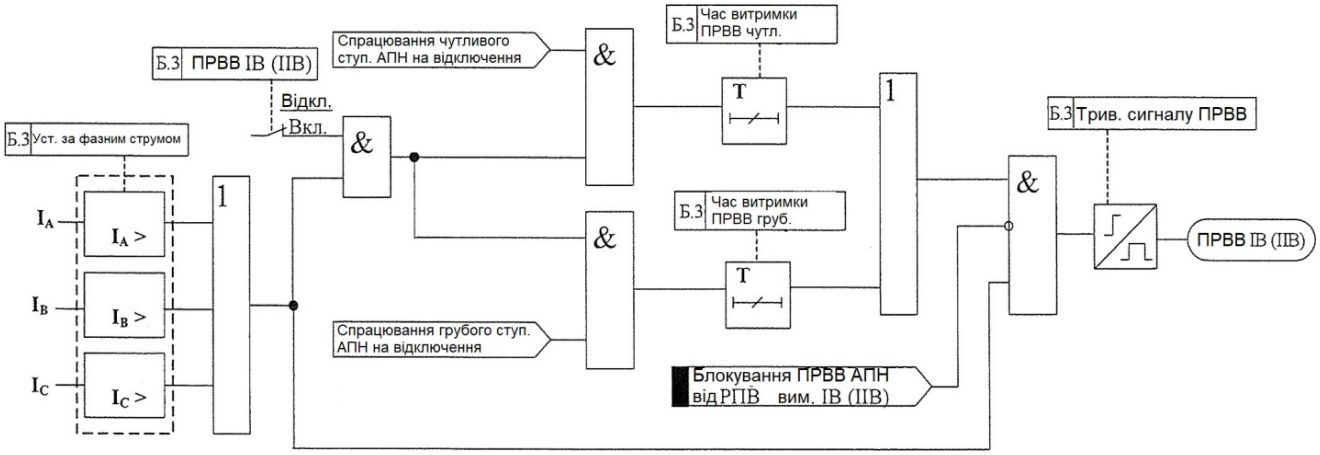


Рисунок 2.3 – Функціональна схема ПРВВ

2.4 Принцип дії та вибір уставок спрацювання АОПН

Пусковий орган призначений для виявлення факту підвищення напруги. Особливість виконання цього органу для чутливого ступеня пов'язана з тим, що рівень небезпечних перенапруг близький до напруги робочого режиму. Внаслідок цього, реле, що виконують функції пускового органу, повинні мати більшу точність і високий коефіцієнт повернення.

Напруга спрацювання чутливого пускового органу обчислюється за формулою:

$$U = \frac{\kappa_н}{\kappa_п} U_{роб.макс.} \qquad (2.6)$$

де $К_н$=1,05 — коефіцієнт надійності,

$К_п$=0,95÷0,99 — коефіцієнт повернення.

Тривало допустима фазна напруга обладнання:

$$U_{роб.макс.} = \frac{(1,05 \div 1,1)U_н}{\sqrt{3}} \quad (2.7)$$

Напруга спрацювання грубого пускового органу для діючої U:

$$U_{роб.макс.} = \frac{(1,3 \div 1,5)U_н}{\sqrt{3}} \quad (2.8)$$

Напруга спрацювання грубого пускового органу для амплітудної U:

$$U_{роб.макс.} = \frac{1,85 \cdot U_н}{\sqrt{3}} \quad (2.9)$$

На включеному кінці лінії чутливий ступінь автоматики діє при підвищенні будь-якої з фазних напруг понад 1,15 $U_{ф.ном.}$ і стоці реактивної потужності від лінії до шин з першою витримкою часу (0,1-2 с) на включення шунтуючих реакторів і з другою витримкою часу (2 - 20 с) - на відключення лінії.

Витримки часу повинні забезпечувати відбудову від можливих в процесі експлуатації нетривалих перенапруг, наприклад, при несиметричних коротких замиканнях, при коливаннях на передачі, при комутаційних перемиканнях і т. д., коли дія АОПН небажана.

Для відбудови цих режимів чутливий ступінь АОПН діє з витримкою часу, що перевищує час дії резервних захистів від коротких замикань.

Грубий ступінь автоматики діє при підвищенні будь-якої з фазних напруг понад 1,3-1,5 $U_ф$ з тим же контролем реактивної потужності з витримкою часу 0,1-1 с, відбудованою від короткочасних комутаційних перенапруг, на відключення лінії. Автоматика фіксує підвищення напруги на лінії не тільки в умовах, коли вона включена з боку даної підстанції, а й в умовах, коли вона відключена від шин даної підстанції.

На відключеному кінці лінії чутливий і грубий ступені автоматики з тими ж уставками за напругою, але без контролю реактивної потужності з витримками часу, аналогічними чутливому і грубому ступеням на включеному кінці, діють за

допомогою телепередачі команд управління на включення реактора і відключення лінії з протилежного кінця.

На випадок відмови вимикачів лінії передбачається пристрій резервування, що діє з витримкою часу чутливого або грубого ступенів, відбудованою на $\Delta T \approx 0{,}5$ с, на відключення суміжних приєднань.

В даний час величини напруг, стоку реактивної і активної потужності, струмів навантаження для вибору уставок АОПН визначаються за допомогою програмних обчислювальних комплексів для розрахунку стійкості. Величини струмів нульової послідовності для вибору уставки струму ПРВВ визначаються вручну.

Пускові органи АОПН формуються на базі аналого-цифрових перетворювачів напруги UV1-UV3, включених на фазні напруги трансформаторів напруги лінії або однієї з систем шин. Логічні модулі $UV_д$, що реагують на діючі значення напруги, утворюють пускові органи чутливого ступеня. Логічні модулі $UV_м$, що реагують на миттєве значення напруги відповідної фази лінії, утворюють пускові органи грубого ступеня.

Виборчі органи формуються на базі аналогово-цифрових перетворювачів реактивної потужності UVA1-UVA3, включених на фазні струми і напруги лінії. Умови спрацювання виборчих органів:

$$Q \geq Q_{сп0} + к_т \cdot |P| \qquad (2.10)$$

де Q - реактивна потужність в лінії, спрямована від лінії до шин;

|P| - модуль активної потужності в лінії;

$К_т$-коефіцієнт гальмування органу реактивної потужності за значенням активної потужності;

$Q_{сп0}$ - потужність спрацювання пристрою при P = 0.

Складова $К_т \cdot |P|$ в приведеній формулі забезпечує гальмівну дію в роботі виборчих органів. Така гальмівна дія підвищує надійність неспрацювання

пристрою АОПН навантаженої лінії, якщо її пусковий орган спрацював через підвищення напруги, викликане одностороннім відключенням суміжній лінії.

Для контролю активної потужності в лінії електропередачі передбачені аналого-цифрові перетворювачі активної потужності UW1-UW3.

Схеми збігу (логічні елементи «І») пофазно формують ланцюги чутливого і грубого ступенів пристрою включеного кінця лінії (з контролем стоку реактивної потужності). Зазначені ланцюги, що відносяться до трьох фаз лінії, об'єднуються логічними елементами «АБО».

Ланцюги чутливого і грубого ступенів відключеного кінця лінії (без контролю стоку реактивної потужності) формуються схемами збігу (логічні елементи «І») з фіксацією відключеного положення вимикачів лінії.

Реалізація керуючих впливів щодо обмеження підвищення напруги проводиться за сигналами пускових органів з витримками часу. Уставки за часом і уставки за напругою і реактивною потужністю вводяться в програму алгоритму і можуть коригуватися оператором технологічної ПЕОМ.

Для включення шунтуючих реакторів, для відключення лінії і для телепередачі команд управління реактора і вимкнення ПЛ на протилежний кінець лінії передбачені дискретні виходи.

Якщо ПЛ вимкнена, то контроль реактивної потужності автоматично блокується. При необхідності робота АОПН може бути заблокована на заданий час при оперативному включенні ПЛ.

У пристрої АОПН пристрою РЗА «Діамант» передбачений модуль, що забезпечує резервуючу дію пристрою АОПН при відмові вимикачів лінії. При спрацюванні пристрою на включеному кінці лінії з дією на відключення лінії одночасно запускається орган витримки часу ПРВВ (з меншою витримкою часу для грубого і більшою - для чутливого ступеня). Відмова вимикачів лінії фіксується за допомогою аналого-цифрових перетворювачів струму КА1 і КА2.

Уставка за струмом нульової послідовності вибирається виходячи з найменшої величини струму, визначеного при відмовах 3-х, 2-х або однієї фази вимикачів, або мінімального ємнісного струму ПЛ [5]:

а) струм при відмові 3-х фаз:

$$I_{ф} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot x_{c1}}; \tag{2.11}$$

б) струм при відмові 2-х фаз:

$$I_0 = I_{ф} \frac{x_{c1}}{x_{c1} + x_{c0}}; \tag{2.12}$$

$$I_{ф} = \frac{U}{\sqrt{3}(x_{c1} + \frac{x_{c1} \cdot x_{c0}}{x_{c1} + x_{c0}})}; \tag{2.13}$$

в) струм при відмові 1-ї фази:

$$I_0 = I_{ф} = \frac{U}{\sqrt{3}(2x_{c1} + x_{c0})}; \tag{2.14}$$

г) мінімальний ємнісний струм ПЛ:

$$I_{\min} = \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U};\ 3 \cdot I_0 = 3 \cdot I_{ф};\ I_{сп.ПРВВ} = \frac{3 \cdot I_0}{1,2}. \tag{2.15}$$

В якості додаткового фактора для пуску ПРВВ введений контроль наявності команди на відключення вимикача. Команда на відключення вимикача 1В або 2В приймається від реле положення вимикачів «включено». Коли подається команда на відключення вимикача, реле положення «включено» знеструмлено, і за допомогою логічних елементів «НЕ» та «І» дискретний вихід ПРВВ відповідного вимикача деблокується і подає сигнал на відключення суміжного приєднання (І або ІІ с.ш.).

Лінія спочатку включається з одного боку і в цих умовах можливе небезпечне підвищення напруги і дія АОПН на відключення лінії. Для запобігання останнього виконується наступна блокування: при включенні вимикача 1В або 2В лінії контактами реле команди «включити» відповідного вимикача здійснюється пуск логічного модуля затримки, який миттєво подає сигнал заборони на відключення лінії. Логічний модуль затримки має витримку часу на повернення 30 або 60 с. Після зняття команди на включення вимикача

після закінчення зазначеного часу блокування знімається. Якщо блокування може виявитися небажаним (оскільки електрообладнання лінії і підстанції залишається без захисту від підвищення напруги), воно може бути виведене з роботи оператором технологічної ПЕОМ шляхом введення відповідної команди.

Функціональна схема формування сигналу на блокування АОПН приведена на рис. 2.4.

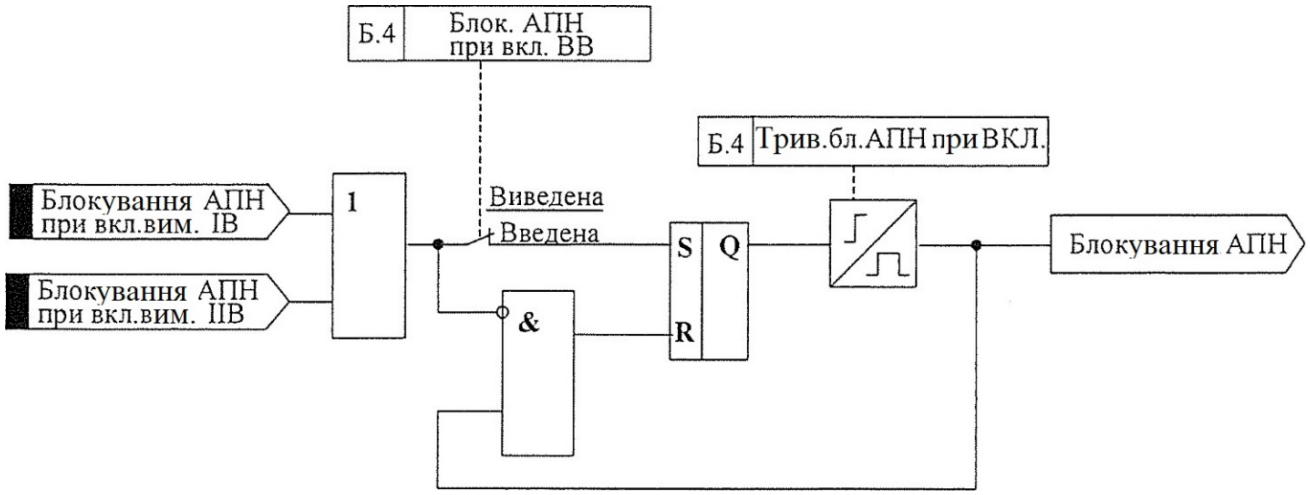


Рисунок 2.4 – Функціональна схема формування внутрішнього логічного сигналу «Блокування АОПН»

Вихідні дані:

$x_1 = 53.52$ Ом; $U_v = 870$ кВ;

$x_0 = 123.05$ Ом; $Q_{min} = 147$ МВАр;

$B_1 = 732.29 \cdot 10^{-6}$ См; $T_{bapv} = 1.2$ с;

$B_0 = 497.83 \cdot 10^{-6}$ См; $\Delta T = 0.5$ с.

Розрахунок уставок АОПН зі сторони Запорізької АЕС:

Уставки чутливого I ступеня:

Напруга спрацювання:

$$U_{ср1} = \frac{U_v}{\sqrt{3}} = \frac{870}{\sqrt{3}} = 502.295 \quad \text{кВ/ф.}$$

Потужність спрацювання:

$$Q_{ср} = \frac{Q_{min}}{3} = \frac{147}{3} = 49 \quad МВАр/ф;$$

$$Q_{ср1} = \frac{Q_{ср}}{1.2} = \frac{49}{1.2} = 40.833 \quad МВАр/ф.$$

Час спрацювання:

$$T_{ср} = T_{tapv} + \Delta T = 5 + 0.5 = 5.5 \quad с.$$

Блокування АОПН за активною потужінстю:

$$P_{b1} = \frac{10}{3} = 3.333 \quad МВт/ф$$

Уставки грубого II ступеня:

Напруга спрацювання (амплітудне значення):

$$U_{ср2} = \frac{1390}{\sqrt{3}} = 802.517 \quad кВ/ф.$$

Потужність спрацювання:

$$Q_{ср2} = 40 \text{ МВАр/ф.}$$

Час спрацювання:

$$T_{ср2} = 0.25 \text{ с.}$$

Блокування АОПН за активною потужінстю:

$$P_{b1} = \frac{10}{3} = 3.333 \quad МВт/ф.$$

Розрахунок уставок АОПН зі сторони ПС 750/330 кВ «Каховська»:

Уставки чутливого I ступеня:

Напруга спрацювання:

$$U_{ср1} = \frac{U_v}{\sqrt{3}} = \frac{870}{\sqrt{3}} = 502.295 \quad кВ/ф.$$

Потужність спрацювання:

$$Q_{ср} = \frac{Q_{min}}{3} = \frac{147}{3} = 49 \quad МВАр/ф;$$

$$Q_{ср1} = \frac{Q_{ср}}{1.2} = \frac{49}{1.2} = 40.833 \quad МВАр/ф.$$

Час спрацювання:

$T_{ср} = T_{tapv} + \Delta T = 5 + 0.5 = 5.5$ с.

Блокування АОПН за активною потужністю:

$$P_{b1} = \frac{10}{3} = 3.333 \text{ МВт/ф}$$

Уставки грубого II ступеня:

Напруга спрацювання (амплітудне значення):

$$U_{ср2} = \frac{1390}{\sqrt{3}} = 802.517 \text{ кВ/ф.}$$

Потужність спрацювання:

$Q_{ср2} = 49$ МВар/ф.

Час спрацювання:

$T_{ср2} = 0.25$ с.

Блокування АОПН за активною потужністю:

$$P_{b1} = \frac{10}{3} = 3.333 \text{ МВт/ф.}$$

Параметри спрацювання ПРВВ:

Мінімальний струм по параметрам ПЛ:

$$I_{min} = U_v \cdot B_0 \cdot 0.98 = 870 \cdot 497.83 \cdot 10^{-6} \cdot 0.98 = 0.424 \text{ кА;}$$

$$I_{ср} = \frac{I_{min}}{1.2} = \frac{0.424}{1.2} = 0.354 \text{ кА.}$$

Визначення струмів при відмовах фаз вимикачів:

$$x_{c1} = \frac{1}{B_1} = \frac{1}{732.29 \cdot 10^{-6}} = 1.366 \times 10^3 \text{ Ом;}$$

$$x_{c0} = \frac{1}{B_0} = \frac{1}{497.83 \cdot 10^{-6}} = 2.009 \times 10^3 \text{ Ом;}$$

$$I_3 = \frac{U_v \cdot 10^3}{x_{c1} \cdot \sqrt{3}} = \frac{870 \cdot 10^3}{1.366 \times 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 367.825 \text{ кА;}$$

$$I_2 = \frac{U_v \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \left(x_{c1} + \frac{x_{c1} \cdot x_{c0}}{x_{c1} + x_{c0}} \right)} = 230.568 \quad \text{кА};$$

$$I_0 = I_2 \cdot \frac{x_{c1}}{x_{c1} + x_{c0}} = 230.568 \cdot \frac{1.366 \times 10^3}{1.366 \times 10^3 + 2.009 \times 10^3} = 93.311 \quad \text{кА}.$$

Мінімальний струм при відмові двох фаз:

$3I_0 = 279.933$ кА.

Мінімальний ємнісний струм:

$$I_{minc} = \frac{Q_{min} \cdot 10^3}{U_v \cdot \sqrt{3}} = \frac{147 \cdot 10^3}{870 \cdot \sqrt{3}} = 97.552 \quad \text{кА};$$

$$Icp_{prvv} = \frac{I_{minc}}{1.2} = \frac{97.552}{1.2} = 81.294 \quad \text{кА}.$$

Приймаємо уставку ПРВВ:

$Icp_{prvv} = 80$ кА.

2.5 Загальні відомості про автоматику ліквідації асинхронного режиму

Так зване ковзання полюсів або асинхронний хід (режим) виникає, коли різні частини енергосистеми працюють з різною частотою, при цьому їх вектори напруг виявляються в протифазі. Часто це явище ілюструють за допомогою спрощеної схеми, що містить два еквівалентних генератора, з'єднаних еквівалентної лінією передачі, причому різниця фаз між напругою генераторів становить 180 град. Схема показана на рис. 2.5.

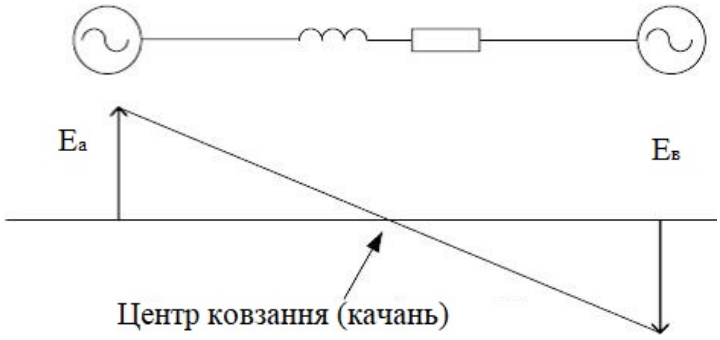


Рисунок 2.5 – Напруги при качаннях потужності

При виникненні асинхронного режиму енергосистема повинна бути розділена на дві різні внутрішньо стійкі частини [5].

Різкі процеси в енергосистемі, такі як включення і відключення великого навантаження, короткі замикання можуть викликати коливання (качання) потужності. У випадках, коли не вдається погасити ці коливання, амплітуда коливань зростає так, що виникає асинхронний режим (ковзання полюсів). Головні завдання захисту від ковзання полюсів - зафіксувати асинхронний режим, розпізнати місцезнаходження центру коливань і вжити необхідних заходів для його ліквідації. Енергосистема повинна бути розділена відключенням лінії (ліній), найближчої до центру качань для забезпечення можливості сталої роботи кожної з розділених частин енергосистеми окремо.

2.6 Принцип дії та вибір уставок спрацювання АЛАР в терміналі REL 670

Принцип дії та алгоритм формування вихідних сигналів приведені на рис. 2.6-2.7. Якщо еквівалентний генератор В (енергосистема «ззаду») рухається швидше еквівалентного генератора А (енергосистема «попереду»), то еквівалентний генератор В віддає активну потужність, виміряний імпеданс рухається справа наліво – функція формує сигнал «Generator». Якщо еквівалентний генератор В (енергосистема «ззаду») рухається повільніше еквівалентного генератора А (енергосистема «попереду»), споживає активну

потужність, то виміряний імпеданс рухається зліва направо – функція формує сигнал «Motor».

Робота функції заснована на вимірі кута WarnAngle, утвореного променями на площині опорів, проведених від точки виміряного імпедансу до точок ZA і ZB, що обмежують зону енергосистеми, яка захищається.

При досягненні цим кутом значення, заданого уставкою параметра StartAngle, функція активізується.

Вимірювання кута WarnAngle дозволяється при виконанні наступних умов:

а) мінімальний струм перевищує 0.1 * Inom (Inom - уставка параметра IBase);

б) максимальна напруга падає нижче 92% від уставки UBase;

в) кутова частота коливань активної потужності в вимірюваної точці знаходиться в діапазоні 0.2 ... 8 Гц;

г) дозволена робота функції для відповідного напряму передачі активної потужності.

Проковзування фіксується, якщо зміна кута триває не менше 50 мс і імпеданс лінії перетнутий годографом виміряного імпедансу в межах зони, що захищається (між точками ZA і ZB).

Перетин між точками ZB і ZC, вважається подією в зоні 1, перетин між точками ZC і ZA- подією в зоні 2 і враховується відповідним лічильником проковзувань. Внутрішній відрізок ZA - ZC також може входити до складу зони 1, якщо вхідний сигнал «ExtZone1» - активний (в цьому випадку напрямок до центру качань визначає зовнішній пристрій).

Після першого проковзування формуються сигнали, що повідомляють про місцезнаходження центру качань - «Zone1» або «Zone2» і про напрямки передачі активної потужності - «Generator» або «Motor».

При кожному проковзуванні вимірюються і відмічаються імпеданс точки, в якій відбувся перетин і частота ковзання.

Наступні проковзування будуть фіксуватися, тільки якщо вони будуть відбуватися в тому ж напрямку, і частота ковзання буде рости, а імпеданс лінії

перетинатися в протилежному напрямку поза відрізком ZA - ZB. Нове проковзування в протилежному напрямку всередині ZA - ZB скине всі сигнали і буде зараховано як перше проковзування.

Сигнал відключення «Trip1» формується після n1 проковзувань в зоні 1, за умови, що кут навантаження ділянки, що захищається, менше значення параметра «TripAngle». Сигнал відключення «Trip2» формується після n2 проковзувань в зоні 2, за умови, що кут навантаження ділянки, що захищається, менше значення параметра «TripAngle». Параметр «TripAngle» вибирається з умови безпечної комутації лінійного вимикача.

Всі сигнали скидаються, якщо:

а) змінюється напрямок руху виміряного імпедансу при перетині відрізка ZA – ZB;

б) протягом часу «ResetTime» не було зафіксовано проковзувань.

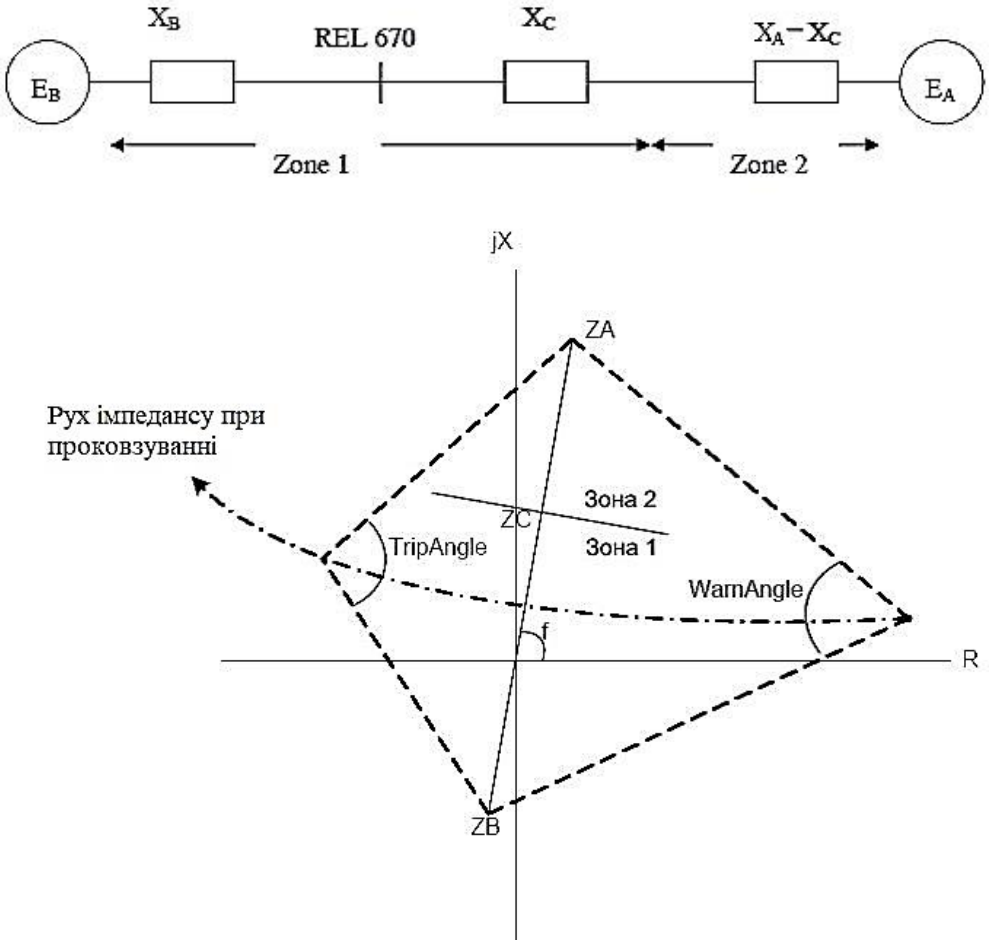


Рисунок 2.6 – Принцип дії функції виявлення асинхронного ходу

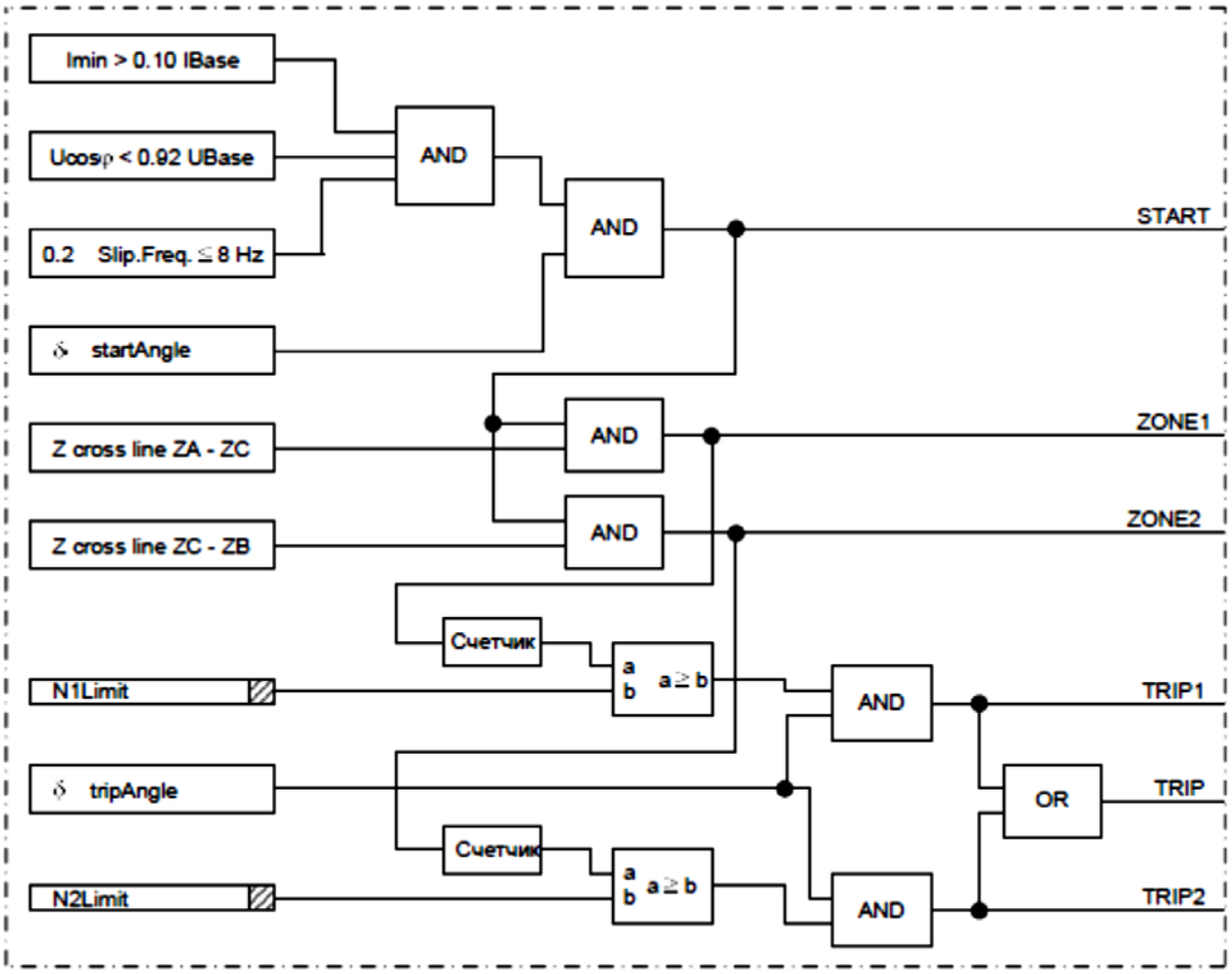


Рисунок 2.7 – Алгоритм формування вихідних сигналів

Автоматика ліквідації асинхронних режимів в терміналі REL 670 фіксує асинхронні режими (АР) та реалізує системні дії на відключення ділянок мережі, в яких виникають такі режими, а також виконує відповідне розділення енергосистем, які приймають участь у процесах АР. У терміналі REL 670 реалізована типова логічна структура пристрою, яка передбачає організацію 3-х ступенів АЛАР, які виконані на кутовому та дистанційному принципах, логіки неповнофазної АЛАР, а також ступінь струмової АЛАР, яка вводиться в роботу у режимі несправності кіл напруги.

Пусковий 1-ий ступінь АЛАР – виконує функцію визначення симетричних режимів асинхронного ходу та синхронних качань, визначає 1-й цикл АР по факту швидкості зміни годографу опору – dZ/dt, реалізованого у функціональному блоку PSD, з контролем проходження 1-го циклу АР – перетину годографом лінії

асинхронного режиму ZA-ZB, наявності ковзання частот напруг контрольованих енергосистем та генераторів, зниження напруг нижче 0,92Uн та наявності струму в контрольованому перетині (вихід функції PSP1-ZONE1, яка контролюється функцією визначення АР PSP1). Ступінь призначений для визначення АР на 1-му циклі АР, рекомендується використовувати вказаний ступінь для виявлення АР у межах об'єкту – а) ЛЕП, б) в блоці генератор-трансформатор.

Другий ступінь АЛАР працює на принципі підрахунку кількості циклів АР (функціональний блок PSP1); як і в 1-ому ступені, факт наявності АР визначається по факту переходу годографу опору через пряму з контролем факторів, перерахованих у попередньому пункті. Наявність АР виявляється по контролю перевищення кута angleStart початку АР, відключення від ступеня виконується після переходу через вказану характеристичну пряму режиму ZA-ZB та по досягненню кута відключення, який задається уставкою tripAngle. Крім цього контролюється кількість циклів АР, які фіксуються лічильником циклів ступеня, та по перевищенню їх кількості значення уставки n1Limit, з досягненням кута відключення виконується дія 2-го ступеня на відключення вимикача або виконання інших системних дій. Вибір кількості циклів АР в ступені виконується виходячи з міркувань стабільності режиму, а також з врахуванням ідеології вибору комплексів ПА суміжного енергорайону.

Третій ступінь АЛАР є резервним, він призначений для резервування роботи основних ступенів АЛАР. Він реалізований на базі функціонального блоку PSP2, тому за принципом роботи є абсолютно аналогічним 2-му ступеню (функціональний блок PSP1), і може вводитись після роботи 2-го ступеня АЛАР (використовується логіка розблокування, коли в нормальному режимі 3-ій ступінь АЛАР є заблокованим, та розблоковується по факту роботи 2-го ступеня АЛАР та проходження певного часу, наприклад 2 с.) . Оскільки він є резервним, 3-ій ступінь АЛАР виконаний з охопленням всіх ділянок: як лінії - ділянка ZC, так і системи «за спиною» (ZB), так і енергосистеми за межами лінії в прямому напрямку (ZA). Для нього також задається уставка n1Limit по кількості циклів АР. Таким чином, ступінь не тільки резервує системні дії по ліквідації АР, які

виконуються 1-м та 2-м ступенями пристрою REL670, але й також забезпечує резервування роботи інших пристроїв АЛАР, встановлених на суміжних елементах енергосистеми.

Струмова АЛАР в REL670 реалізована на традиційному принципі контролю 2 струмових вимірювальних елементів з різними уставками та фіксації кількості циклів АР по кількості зміни станів цих струмових елементів. Вимірювальні органи струмової АЛАР реалізовані на базі функціонального блоку захисту загального призначення GF01, в якому використані два струмові ступені ОС1 та UC1, які контролюють фазні струми лінії. В пристрої є можливість задання кількості циклів АР, по перевищенню цього значення відбудеться спрацювання струмової АЛАР. Може бути виконане оперативне або автоматичне (по факту появи несправності кіл напруги ТН лінії) введення в роботу струмової АЛАР.

Неповнофазна АЛАР (НАЛАР) в REL670 реалізована на основі традиційного алгоритму, який передбачає отримання сигналу невідповідності фаз вимикача лінії з контролем наявності струму нульової послідовності. Інформація про неповнофазний режим лінії заводиться на дискретний вхід пристрою. Вимірювальний орган НАЛАР реалізований на базі функціонального блоку захисту загального призначення GF02, в якому використаний один струмовий ступінь ОС1, який контролює струм нульової послідовності.

Контроль напруги зворотної послідовності передбачений в пристрої з метою блокування АЛАР при появі несиметрії в колах напруги. Такий принцип використовується виходячи з тих міркувань, що асинхронні режими є симетричними, а в режимах КЗ, які супроводжуються несиметрією, тобто напругами зворотної послідовності, логіка АЛАР повинна блокуватися. Вимірювальний орган контролю напруги зворотної послідовності реалізований на базі функціонального блоку захисту загального призначення GF03, в якому використаний один напруговий ступінь ОС1, який контролює напругу зворотної послідовності лінії, і блокує логіку АЛАР.

Контроль справності кіл напруги передбачений в пристрої з метою визначення несправності кіл ТН лінії, що підведені до вимірювальних органів

АЛАР і автоматичного блокування логіки АЛАР, яка працює на дистанційному принципі, оскільки в цьому випадку існує можливість неправильної роботи вимірювальних дистанційних органів АЛАР. Вказана логіка контролю кіл ТН автоматично блокує 1, 2 і 3 ступені АЛАР, і вводить в роботу струмову АЛАР. При цьому видається сигналізація про наявність такої несправності. Вимірювальний орган контролю кіл ТН реалізований на базі функціонального блоку визначення несправності кіл напруги FSD01, інформація з якого передається в логіку дистанційної і струмової АЛАР, а також формує сигнал для оперативного персоналу.

Вибір уставок зон роботи функціональних блоків PSP1 PSP2 виконується у відносних величинах, виходячи з визначених опорів запланованих зон охоплення АЛАР (в прямому і зворотньому напрямку) у Ом перв. та з врахуванням прийнятої ідеології резервування пристроїв АЛАР, встановлених на суміжних ділянках мережі. Зони роботи PSP1 PSP2 задаються у відсотках відносно базового опору Z_{base}, який вираховується з умовної базової потужності S_{base} (S_{base} приймається 1000 МВА) та номінальної напруги мережі U_{base}. При цьому необхідно задавати базовий струм I_{base} в А перв., який визначається як:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot U_{base}}. \qquad (2.16)$$

Вибір уставок спрацювання пристрою АЛАР на базі REL 670 проводився за допомогою спеціальної програми для розрахунку уставок АЛАР. Результати розрахунків представлені в табл. 2.4 – 2.7.

Таблиця 2.4 – Базові загальні уставки 1 та 2 ступенів АЛАР

Параметр	Діапазон	Од. вимір.	Значення (уставка)	Опис
Operation	Off, On	-	On	Режим роботи
Ibase	1-99999 Крок 1	А	2000/1	Первинний базовий струм Ibase = Sbase / (√3·Ubase).
UBase	1-99999 Крок 1	кВ	750/0,1	Первинна напруга ТН
Measure Mode	PosSeq	-	PosSeq	Режим вимірювання (пряма послід.)

Таблиця 2.5 – Базові уставки 1 ступеню АЛАР

Параметр	Діапазон	Крок	Значення (уставка)	Од. вим.	Опис
Operation	Off On	-	On	-	Введ./Вивед. функції
Operation Z1	Off On	-	On	-	Введ./Вивед. роботи функції в Зоні 1
Operation Z2	Off On	-	On	-	Введ./Вивед. роботи функції в Зоні 2
Impedance ZA	0-1000	0,01	12,55	%	Імпеданс вперед у % Zbase
Impedance ZB	0-1000	0,01	5,18	%	Імпеданс назад у % Zbase
Impedance ZC	0-1000	0,01	9,51	%	Імпеданс границі зони 1 у % Zbase
AnglePhi	72-90	0,01	87	°	Кут лінії імпедансу ковзання
StartAngle	0-180	0,1	110	°	Кут ротора для пускового сигналу
TripAngle	0-180	0,1	90	°	Кут ротора для сигналів Trip1 и Trip2
№1Limit	1-20	1	4	-	Ліміт лічильника для сигналу Trip1
№2Limit	1-20	1	4	-	Ліміт лічильника для сигналу Trip2

Таблиця 2.6 – Базові уставки 2 ступеню АЛАР

Параметр	Діапазон	Крок	Значення (уставка)	Од. вим.	Опис
Operation	Off On	-	On	-	Введ./Вивед. функції
Operation Z1	Off On	-	On	-	Введ./Вивед. роботи функції в Зоні 1
Operation Z2	Off On	-	On	-	Введ./Вивед. роботи функції в Зоні 2
Impedance ZA	0-1000	0,01	12,6	%	Імпеданс вперед у % Zbase
Impedance ZB	0-1000	0,01	5,18	%	Імпеданс назад у % Zbase
Impedance ZC	0-1000	0,01	9,51	%	Імпеданс границі зони 1 у % Zbase
AnglePhi	72-90	0,01	87	°	Кут лінії імпедансу ковзання
StartAngle	0-180	0,1	110	°	Кут ротора для пускового сигналу
TripAngle	0-180	0,1	90	°	Кут ротора для сигналів Trip1 и Trip2

Уставка за часом повернення для 1-го ступеня АЛАР становить 5 с.

Таблиця 2.7 – Уставки блокування дії АЛАР при качаннях потужності

Параметр	Діапазон	Од. вим	Значення (уставка)	Опис
Operation	Off, On	-	On	Активізація функції
X1InFw	0.1-3000.0 Крок 0.01	Ом	70,48	Уставка за реактивним опором внутрішньої зони для напрямку «вперед»
R1Lin	0.1-1000.0 Крок 0.01	Ом	5,73	Уставка за активним опором прямої послідовності внутрішньої зони, яка визначає кут нахилу характеристики відносно осі R
R1FinFw	0.1-1000.0 Крок 0.01	Ом	40,15	Уставка за активним опором внутрішньої зони для напрямку «вперед»
X1InRv	0.1-3000.0 Крок 0.01	Ом	29,10	Уставка за реактивним опором внутрішньої зони для напрямку «назад»
R1FinRv	0.1-1000.0 Крок 0.01	Ом	57,34	Уставка за активним опором внутрішньої зони для напрямку «назад»
Operation LdCh	Off, On		Off	Активація функції вирізу навантаження
RldOutFw	0.1-3000.0 Крок 0.01	Ом	40,15	Уставна зовнішньої зони вирізу від навантаження для напрямку «вперед»
ArgLd	5-70 Крок 1	°	25	Кут навантаження
RldOutRv	0.1-3000.0 Крок 0.01	Ом	40,15	Уставна зовнішньої зони вирізу від навантаження для напрямку «назад»
kLdRFw	0.5-0.9		0,5	Коефіцієнт ширини зони між зовнішньою і внутрішньою характеристиками БК по осі X в 1 і 2 квадрантах, по осі R в 1 і 4 квадрантах
kLdRRv	0.5-0.9		0,5	Коефіцієнт ширини зони між зовнішньою і внутрішньою характеристиками БК по осі X в 3 і 4 квадрантах, по осі R в 2 і 3 квадрантах
tP1	0.000 – 60.000 Крок 1	С	0,08	Таймер виявлення першого циклу качань
tP2	0.000 – 60.000 Крок 1	С	0,04	Таймер виявлення наступних циклів качань
tW	0.000 – 60.000 Крок 1	С	0,4	Таймер активізації tP2
tH	0.000 – 60.000 Крок 1	С	5	Таймер збереження сигналу блокування
tEF	0.000 – 60.000 Крок 1	С	3	Таймер відбудови від безструмової паузи в одній фазі
tR1	0.000 – 60.000 Крок 1	С	0,3	Таймер затримки блокування вихідного сигналу при виявленні струму 0-ї послідовності
tR2	0.000 – 60.000 Крок 1	С	2	Таймер затримки блокування вихідного сигналу при виявленні дуже повільних качань
Ibase	1-99999	А	2000	Первинний струм ТС

Додатково в пристрої впроваджене виконання контролю знаходження електричного центру коливань (ЕЦК) асинхронних режимів на ЛЕП, на якій встановлений термінал, це виконується шляхом використання додаткової дистанційної зони захисту ZM1, уставки якої задаються таким чином, щоб охопити 100% ЛЕП, яка захищається пристроєм. Для цього в функціональному блоці потрібно задати величини X1, R1 – параметри реактивного та активного опору прямої послідовності ЛЕП в Омах, а також параметр RFPP = 2·X1.

Висновки до розділу

У розділі було описано автоматику обмеження підвищення напруги на повітряних лініях надвисоких напруг та принципи її роботи. Був детально представлений пристрій АОПН на базі ПМ РЗА «Діамант», встановлений на ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська, та описані його характеристики. Для даного пристрою проведений розрахунок уставок спрацювання чутливого та грубого ступенів АОПН з боку Запорізької АЕС та з боку ПС «Каховська», а також розраховані параметри спрацювання ПРВВ. Витримки часу спрацювання були обрані з урахуванням часу спрацювання ТАПВ.

Також в розділі був представлений пристрій автоматики ліквідації асинхронного режиму на базі мікропроцесорного терміналу REL 670, який має бути встановлений на ПЛ. В терміналі наявні два основних та один резервний ступені АЛАР, а також струмова АЛАР, неповнофазна АЛАР та функція контролю напруги зворотної послідовності. Були представлені результати розрахунків уставок спрацювання першого та другого ступенів АЛАР, де були визначені граничні значення опорів фаз, кутів повороту роторів, а також гранична кількість циклів асинхронного режиму, після яких подається сигнал на вимкнення лінії. Також були визначені уставки блокування дії АЛАР при качаннях потужності.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ЛІНІЇ 750 кВ

Відповідно до вимог правил технічної експлуатації електроустановок силове обладнання електромереж, підстанцій та електричних станцій повинне бути обов'язково захищене від струмів короткого замикання та збоїв нормального режиму роботи. В якості засобів захисту використовуються спеціальні пристрої релейного захисту та електроавтоматики. На сьогоднішній день існує безліч апаратів, здатних в найкоротші терміни запобігти аварії на енергооб’єкті або попередити персонал про порушення робочого режиму.

На лініях надвисокої напруги основними аварійними ситуаціями є різні види коротких замикань, перевантаження лінії за потужністю або за напругою. Короткі замикання спричиняють руйнування лінії значними струмами або дугою, яка може виникнути в місці пошкодження. Також можливе руйнування суміжних з пошкодженою лінією об’єктів струмами, величина яких перевищує допустимі значення.

Крім того, пониження напруги у вузлових точках електроенергетичної системи внаслідок коротких замикань може вплинути на порушення технологічних процесів, а також на порушення стійкості електроенергетичної системи. Тому вимикати пошкоджену лінію потрібно за частки секунди.

Для вимкнення пошкодженої лінії, а також для ліквідації деяких особливих режимів, наприклад, перевантажень, застосовують спеціальні пристрої автоматики, а саме пристрої релейного захисту. Вимоги до релейного захисту регламентуються відповідними державними нормативними документами, які відповідають міжнародним нормам.

3.1 Захист ПЛ 750 кВ

Для ПЛ 750 кВ застосовується комплекс пристроїв релейного захисту та автоматики на інтегральних мікросхемах, що включає:

а) дистанційний багатоступеневий захист;

б) струмовий спрямований чотириступеневий захист нульової послідовності;

в) струмову відсічку від міжфазних к.з.;

г) захист від неповнофазних режимів;

д) спрямований і диференційно-фазний високочастотний захист;

е) пристрій одно- і трифазного АПВ;

ж) пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ);

к) захист шин.

В даному розділі буде детально розглядатись дистанційний багатоступеневий захист ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська, на основі мікропроцесорного терміналу REL 670, виробник – ABB (Швеція).

Основні функції терміналу:

Дистанційний захист:

а) повносхемний 5-ти ступеневий захист;

б) селектор пошкоджених фаз з відбудовою від навантажувального режиму і логіка прискорення при включенні на к.з.;

в) функція виявлення качань в системі;

г) логіка переваги вибору фаз;

д) логіка, яка враховує реверс струму для паралельних ліній;

е) логіка відключення кінця зі слабким живленням;

ж) захист від ковзання полюсів.

Струмові захисти:

а) швидкодіючий максимальний струмовий захист і струмовий захист нульової послідовності;

б) чотириступеневий максимальний струмовий захист і струмовий захист нульової послідовності;

в) чутливий захист від замикань на землю;

г) захист від теплового перевантаження;

д) захист від обриву фази;

е) ПРВВ;

ж) захист ошиновки;

к) захист від неузгодженості полюсів вимикача.

Контроль вторинних ланцюгів – контроль справності ланцюгів змінної напруги і струму.

3.2 Опис дистанційного захисту на основі REL 670

Багатоступеневий дистанційний захист використовується як резервний захист від усіх видів міжфазних коротких замикань. В окремих випадках захист може працювати і при близьких однофазних к.з.

На лінії 750кВ встановлюються по два комплекти дистанційного та струмового захистів. Комплекти включені на різні трансформатори струму і напруги.

Дистанційний захист лінії являє собою повносхемний захист з п'ятьма незалежними зонами. Кожна з зон захисту контролює три контури пошкодження при міжфазних к.з. і три контури пошкодження при к.з. між фазою і землею.

Незалежність задання уставок за активним і реактивним опорами забезпечує гнучкість при використанні захисту повітряних ліній різних типів та довжин. Функція має можливість відбудови від навантажувального режиму, що збільшує ймовірність виявлення к.з. через великий активний опір на сильно навантажених лініях. Типова характеристика спрацювання представлена на рис. 3.1.

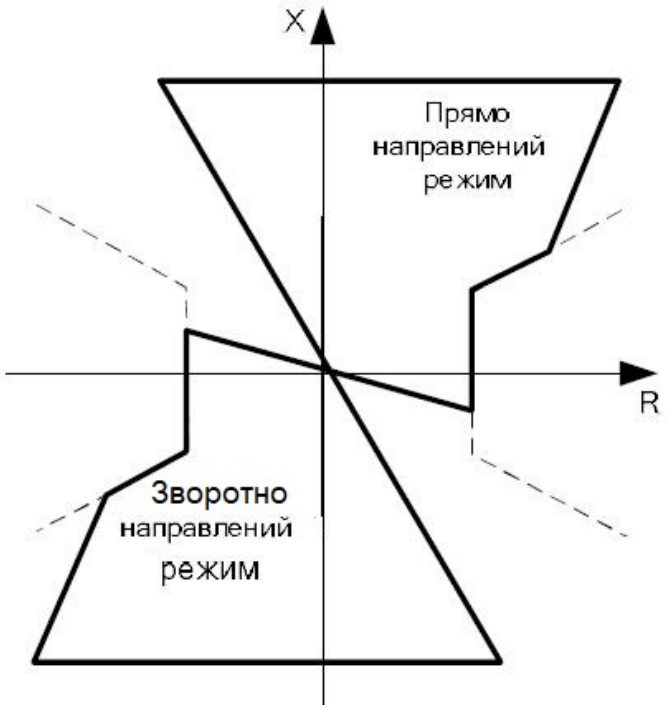


Рисунок 3.1 – Типова характеристика спрацювання зони дистанційного захисту з відбудовою від навантажувального режиму.

Незалежне вимірювання повного опору кожного контуру пошкодження з чутливою і надійною вбудованою функцією вибору пошкоджених фаз забезпечує можливість застосування функції для випадків використання однофазного АПВ (ОАПВ).

Термінал може застосовуватись при різних схемах зв’язку, а саме:

а) схема з одним вимикачем (подвійна або одиночна система шин) з трифазним відключенням в системах з високоомним або резонансним заземленням нейтралі;

б) схема з одним вимикачем (подвійна або одиночна система шин) з трифазним відключенням;

в) схема з одним вимикачем (подвійна або одиночна система шин) з однофазним відключенням;

г) схема з декількома вимикачами (полуторна або кільцева) з трифазним відключенням;

д) схема з декількома вимикачами (полуторна або кільцева) з однофазним відключенням.

Можливість виконання різних схем зв'язку дозволяє здійснити швидке відключення пошкодженої лінії з обох сторін. В пристрої є модуль зв'язку з віддаленим кінцем лінії для передачі до 192 дискретних сигналів по протоколу С37.94 при організації зв'язку між інтелектуальними пристроями.

REL 670 містить повний функціональний набір з управління приєднанням. Одно-, дво- і / або трифазне АПВ має логіку пріоритетів, яка дозволяє працювати за принципом «ведучий-ведений» в схемах з декількома вимикачами на приєднання. АПВ взаємодіє з функцією контролю синхронізму для реалізації швидкодіючого АПВ або АПВ з витримкою часу.

Управління комутаційними апаратами в терміналі засноване на принципі вибору перед управлінням, що дозволяє запобігти неправильній роботі комутаційної апаратури і забезпечити безпеку оперативного персоналу.

Пристрій спроектований відповідно до міжнародного протоколу передачі даних МЕК61850 та забезпечує гнучку архітектуру системи захисту.

Вбудований адаптивний алгоритм компенсації навантажувального (доаварійного) режиму перешкоджає розширенню першої зони захисту при замиканнях між фазою і землею на сильно навантажених лініях електропередачі.

Зони дистанційного захисту можуть функціонувати незалежно одна від одної в направленому (прямому або зворотному) або ненаправленому режимі роботи. Це дозволяє використовувати їх для захисту ліній електропередач в мережах складної конфігурації. Під повносхемним виміром розуміється те, що кожен контур пошкодження при замиканнях між фазою і землею і міжфазних замикань при к.з. в прямому або зворотному напрямку розраховується захистом паралельно.

Кожна зона дистанційного захисту функціонує як одне незалежне реле опору з шістьма органами вимірювання: три з них призначені для замикань між фазою та землею, інші три – для міжфазних, в тому числі трифазних к.з. Використання повносхемного виміру опорів дозволяє зменшити час спрацювання

захисту в порівнянні з захистом, побудованим за принципом перемикання контуру виміру в залежності від виявленого типу пошкодження.

Зона захисту може задаватися на функціонування в ненаправленому режимі, а також у режимі прямого або зворотного напрямку за допомогою уставки OperationDir. Зона повного опору симетрична щодо початку координат і, отже, все уставки зони охоплення відносяться до обох напрямків.

Спрацювання зони вимірювання дистанційного захисту блокується, якщо величина вхідних струмів знаходиться нижче заданих порогових значень.

3.3 Вибір та розрахунок уставок спрацювання дистанційного захисту в терміналі REL 670

Розрахунок уставок спрацювання захисту проводився за допомогою програмного забезпечення IEDKK-REL670, розробленого в Інституті електродинаміки (ІЕД) Національної Академії наук (НАН) України та оптимізованого конкретно для даного терміналу. Також в інституті були розроблені програмні Комплекси IEDKK-S, IEDKK-MP437 та IEDKK-L60 автоматизованих розрахунків на ПЕОМ аварійних режимів і уставок типових релейних захистів, уставок мікропроцесорних захистів в пристроях 7SA513, 7SA522, 7SA6 фірми Siemens, REL521 фірми ABB, MICOM-P437 фірми AREVA, L60 фірми General Electric в складних електричних мережах електроенергетичних систем і об'єднань.

При створенні програмного забезпечення за вибором уставок мікропроцесорних захистів Siemens, REL, MP437, L60 були враховані «Рекомендації», які регламентують технічні умови вибору уставок захистів мікропроцесорних пристроїв, розроблені колективом фахівців СРЗА НЕК «Укренерго» та провідним науковим співробітником ІЕД НАН України к. т. н. Криловим В.А.

Зазначені програмні Комплекси постійно розвиваються, вдосконалюються їх функціональні можливості і продовжують впроваджуватися в енергосистеми та обленерго України та ЕС країн СНД.

3.3.1 Вибір уставок першого ступеня дистанційного захисту

Для першого ступеня дистанційного захисту задаються уставки спрацювання за активним та реактивним опорами, а також витримки часу.

До вибору уставок спрацювання дистанційного захисту був проведений додатковий розрахунок режимів роботи мережі з наступними комутаціями: Отк – відключення, Заз – відключення із заземленням, Каск – відключення вимикача з протилежної сторони лінії.

Розрахунки режимів проводились за допомогою програмного комплексу IEDKK-REL670. Параметри вищезазначених режимів використовувались в програмі для подальшого розрахунку уставок спрацювання захисту. Перелік режимів зазначений в табл. 3.1.

Уставки дистанційного захисту за опором задаються в первинних величинах, а уставки за струмом та напругою – у відсотках до базисного значення:

$X_1 1$=44.0 Ом $R_{FPP} 1$=64,0 Ом

$R_1 1$=2,31 Ом $R_{FPE} 1$=52,0 Ом

$X_0 1$=102,09 Ом $t_{PP} 1$=0,0 сек

$R_0 1$=30,5 Ом $t_{PE} 1$=0,0 сек

Пускові критерії:

$I_{min\ op}PP$=10% I_{base}

$I_{min\ op}PE$=10% I_{base}

$I_{min\ op}IN$=5% I_{base}.

Таблиця 3.1 – Перелік режимів роботи мережі для розрахунку уставок спрацювання дистанційного захисту.

Характеристика	Режим роботи
Отк	АТ-1 Каховська750
Заз	ПЛ-330 Каховська750-Островська
Заз	ПЛ-330 Каховська750-Новокаховск1
Отк	ПЛ-330 Каховська750-Островська
Отк	ПЛ-330 Каховська750-Новокаховск1
Отк	ПЛ-330 Каховська750-Новокаховск2
Отк\Заз	ПЛ330 Н.Ках-ЗаТЕС
Отк	ПЛ-330 Каховська750-Новокаховск2
Отк\Заз	ПЛ330 Н.Ках-ЗаТЕС
Каск	ПЛ750 Каховська750-ЗАЕС
Отк	4 блока 750 на ЗАЕС
Отк\Заз	ПЛ750 Запорізька-ЗАЕС
Отк\Заз	ПЛ750 ЗАЕС-Ю.Донбаська
Отк	ПЛ750 ЗАЕС-Дніпр
Заз	ПЛ-330 Каховська750-Островська
Заз	ПЛ-330 Каховська750-Новокаховск1
Отк\Заз	ПЛ330 Н.Ках-ЗаТЕС
Отк\Заз	ПЛ750 ЗАЕС-Ю.Дон
Отк	АТ1 750/330 ЗАЕС
Отк	4 блока 750 на ЗАЕС
Отк\Заз	ПЛ750 ЗАЕС-Ю.Дон
Отк	ПЛ750 ЗАЕС-Дніпр
Каск	ПЛ750 Запорізька-ЗАЕС
Отк	АТ1 750/330 ЗАЕС
Отк	4 блока 750 на ЗАЕС
Отк\Заз	ПЛ750 Запорізька-ЗАЕС
Отк	ПЛ750 ЗАЕС-Дніпр
Каск	ПЛ750 ЗАЕС-Ю.Дон
Отк	АТ1 750/330 ЗАЕС
Отк	4 блока 750 на ЗАЕС
Отк\Заз	ПЛ750 Запорізька-ЗАЕС
Отк\Заз	ПЛ750 ЗАЕС-Ю.Дон
Каск	ПЛ750 ЗАЕС-Дніпр
Отк	1 блок 750 на ЗАЕС
Отк	АТ1 750/330 Каховська
Каск	ПЛ750 ЗАЕС- Ю.Дон
Каск	ПЛ750 ЗАЕС-Дніпр
Каск	ПЛ750 Запорізька-ЗАЕС
Отк	6 блок 750 на ЗАЕС
Каск	ПЛ750 Запорізька-ЗАЕС
Каск	ПЛ750 ЗАЕС-Ю.Дон
Каск	ПЛ750 ЗАЕС-Дніпр

Вибір уставки за опором Х1 здійснюється:

а) за умовою перекриття зон з обох сторін при металевих к.з. на лінії, що захищається:

$$X1 = \kappa_{ox} \cdot X_{1розр}, \tag{3.1}$$

де k_{ox} =(0,75÷0,85);

б) за умовою відбудови дії захисту від всіх видів к.з. за межами лінії через $R_{пер.} = 0 \div R_{пер.розр.}$:

$$X1 \le \kappa_{від} \cdot X_{1розр}, \tag{3.2}$$

де $k_{від}$=(0,8÷0,9).

Якщо Х1, розраховане за чутливістю, не задовольняє вимогам відбудови, необхідно використовувати нахил верхньої границі характеристики спрацювання ступеня, який визначається кутом α:

$$\alpha \ge arctg \frac{X1 - \kappa_{від} \cdot X_{1розр}}{\kappa_{від} \cdot R_{1розр} - X1 \cdot ctg\varphi_{л}}, \tag{3.3}$$

де α=0÷45°.

Вибір уставок $R1$ та $R1E$:

а) за умовою забезпечення чутливості при к.з. відповідного виду через $R_{пер.розр.}$ в кінці зони дії уставки Х1:

$$R1 \ge \kappa_{ч} \cdot (R_{1розр} - X_{1розр} \cdot ctg\varphi_{л}), \tag{3.4}$$

$$R1E \ge \kappa_{ч} \cdot (R_{1Eрозр} - X_{1Eрозр} \cdot ctg\varphi_{л}), \tag{3.5}$$

де $k_{ч}$≥1,1 – в режимі транзиту;

$k_{ч}$≥1,5 – режимі каскадного відключення ПЛ з протилежної сторони.

б) за умовою відбудови дії захисту від к.з. за межами лінії через $R_{пер.розр}$:

$$R1(R1E) \le \kappa_{від} \cdot \left[R_{1розр}(R_{1Eрозр}) - X_{1розр} \cdot ctg\varphi_{л} \right]. \tag{3.6}$$

Використовуючи кут нахилу α в полігональній характеристиці, необхідно врахувати зменшення зони спрацювання, яка визначається за формулою:

$$X1' = X1 \cdot \frac{\sin(\alpha + \varphi_л) \cdot \sin \varphi_л}{\sin(\alpha + \varphi_{розр}) \cdot \sin \varphi_л}. \quad (3.7)$$

Характеристики зон дистанційного захисту від різних видів к.з. представлені на рис. 3.2-3.3.

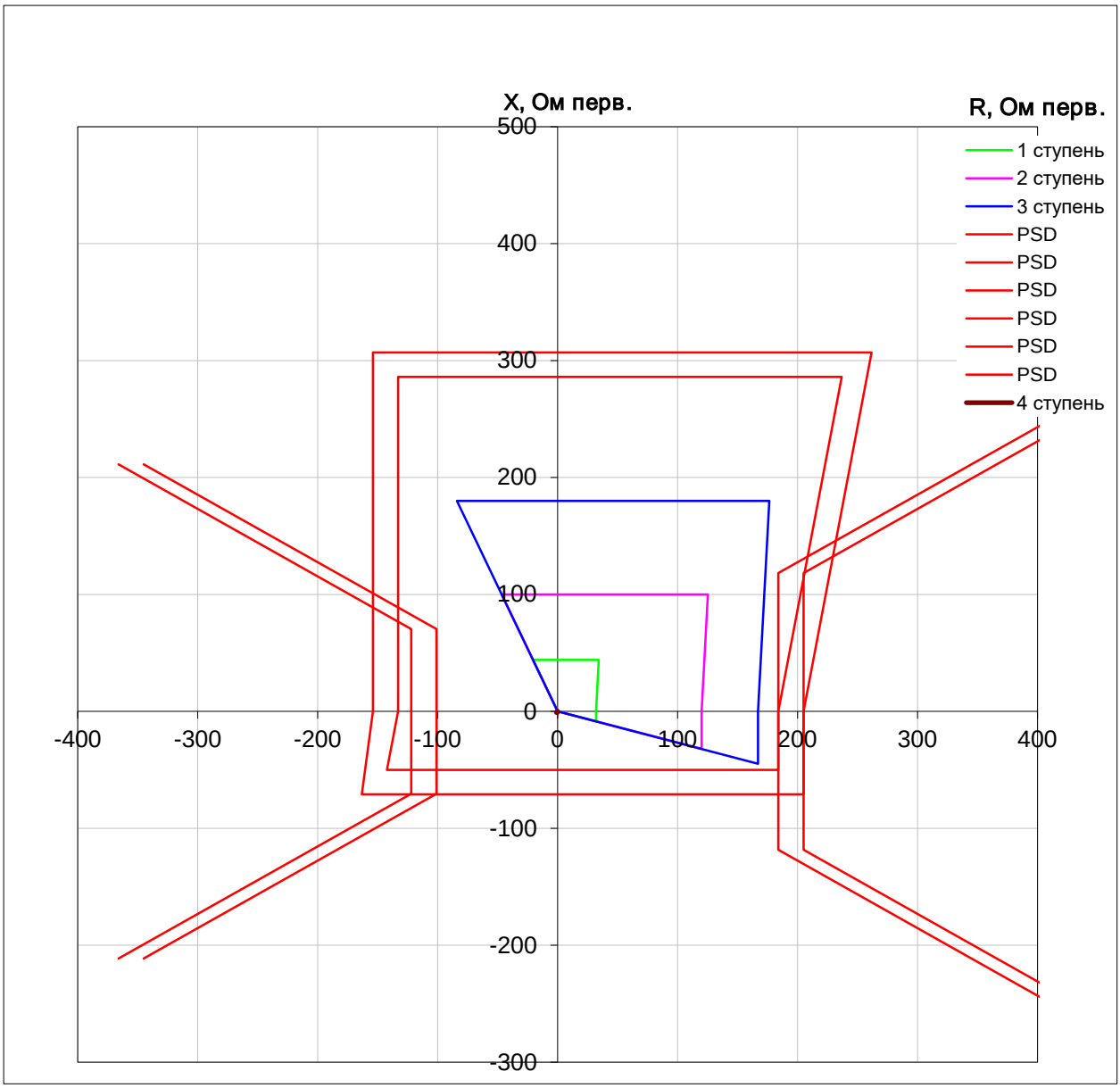


Рисунок 3.2 – Характеристика зон ДЗ від міжфазних замикань

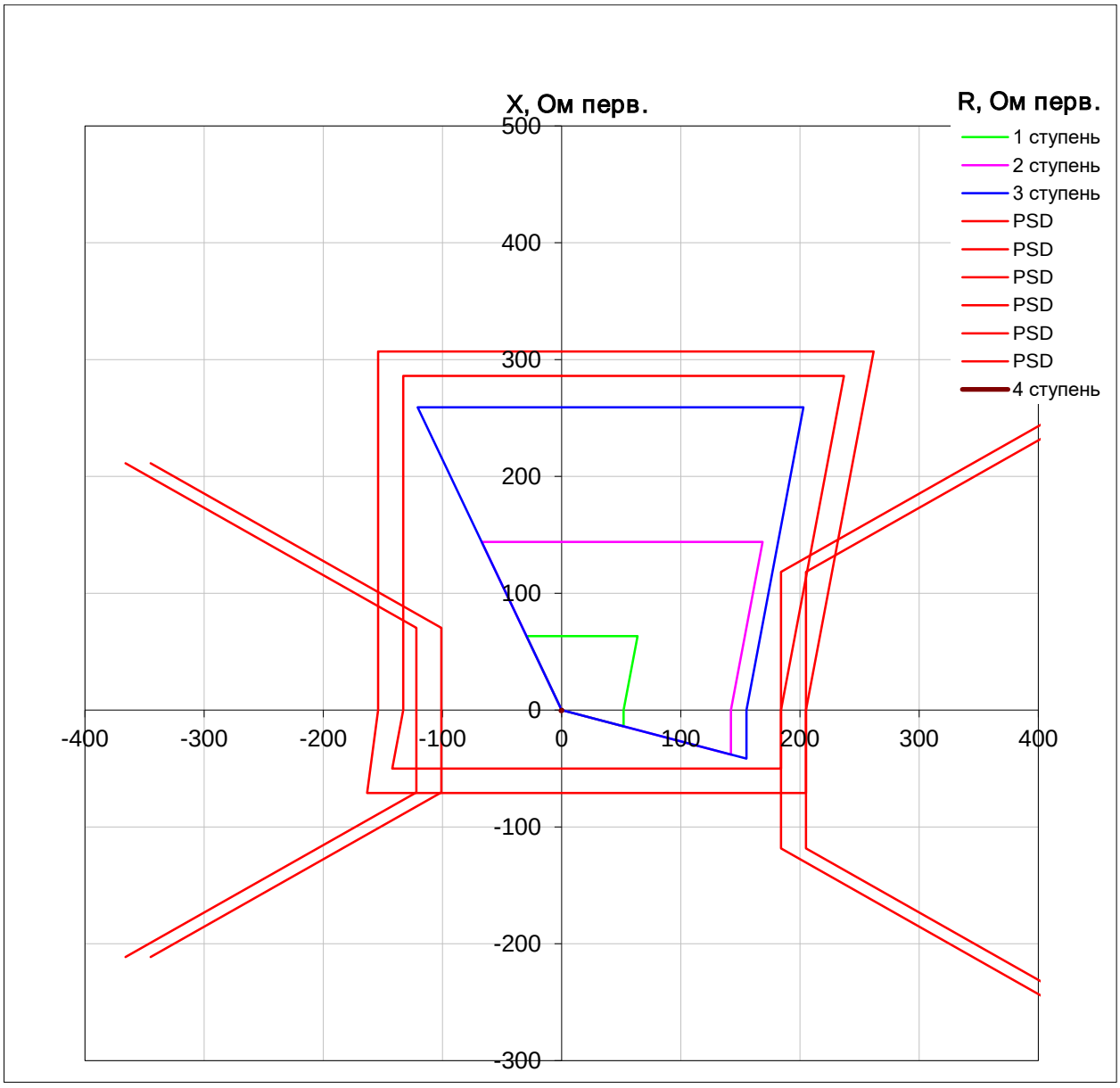


Рисунок 3.3 – Характеристика зон ДЗ від однофазних замикань на землю

Уставку за реактивним опором $X_1$1 обираємо:

а) за умовами відбудови від міжфазного к.з. з $R_{пер}$ =0 Ом на шинах 750 кВ Запорізької АЕС. Коефіцієнт відбудови $К_{від}$=0.85. Результати розрахунку представлені на рис. 3.4.

РАСЧЕТ УСТАВОК (Хуст) ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ДЗ-R670

Элемент сети 0 805- 807, ТТ у 805, ТН у 805, ступень защиты 1

Коэфф.трансформации тр-ра тока 3000/1,ступень напряжения тр-ра тока750кВ

Коэфф.компенсации Kk=0.450 -0.190, угол ВЛ FL= 87.0гр

Условия выбора уставки		П/р NN	Первич сопротив защиты Rз[ом]	Первич сопротив защиты Хз[ом]	Первич сопрот уст: Котс=0.85 Хуст перв[ом]	Вторич сопр уставки Хуст вт[ом]
			ОТСТРОЙКА			
3фКЗ	811	1	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	2	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	3	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	4	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	5	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	6	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	7	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	8	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	9	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	10	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811	11	2.87	54.32	46.17	18.47
3фКЗ	811 RD= 5.00	1	65.53	50.57	42.98	17.19
3фКЗ	811 RD= 5.00	2	78.65	50.06	42.55	17.02
3фКЗ	811 RD= 5.00	3	80.78	49.78	42.31	16.92
3фКЗ	811 RD= 5.00	4	81.41	49.54	42.11	16.84
3фКЗ	811 RD= 5.00	5	80.78	49.78	42.31	16.92
3фКЗ	811 RD= 5.00	6	81.41	49.54	42.11	16.84
3фКЗ	811 RD= 5.00	7	81.84	49.47	42.05	16.82
3фКЗ	811 RD= 5.00	8	98.42	44.42	37.76	15.10
3фКЗ	811 RD= 5.00	9	81.99	49.56	42.12	16.85
3фКЗ	811 RD= 5.00	10	111.18	43.47	36.95	14.78
3фКЗ	811 RD= 5.00	11	111.49	43.42	36.91	14.76

Минимальное первичное сопротивление Хзащиты 43.42 ом (3фКЗ 811,п/рN11)

Первичное сопротивление Хуставки 36.91 ом

Вторичное сопротивление Хуставки 14.76 ом

Рисунок 3.4 – Результати розрахунку уставок дистанційного захисту за умовами відбудови від міжфазного к.з. з $R_{пер}$ =0 Ом на шинах 750 кВ Запорізької АЕС за допомогою програмного комплексу IEDKK-REL670.

б) за умовами відбудови від однофазного к.з. на землю з $R_{пер}$ =0-5 Ом на шинах 750 кВ Запорізької АЕС. Коефіцієнт відбудови $К_{отс}$=0.85. Результати розрахунку представлені на рис. 3.5.

РАСЧЕТ УСТАВОК (Хуст) ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ДЗ-R670

Элемент сети 0 805-807, ТТ у 805, ТН у 805, ступень защиты 1

Коэфф.трансформации тр-ра тока 3000/1,ступень напряжения тр-ра тока 750кВ

Коэфф.компенсации Kk=0.450 -0.190, угол ВЛ FL= 87.0гр

Условия выбора уставки		П/р NN	Первич сопротив защиты Rз[ом]	Xз[ом]	Первич сопрот уст Котс=0.85 Хуст перв[ом]	Вторич сопр уставки Хуст вт[ом]
			ОТСТРОЙКА			
1ФКЗ	811	1	2.84	54.23	46.10	18.44
1ФКЗ	811	2	2.79	54.18	46.05	18.42
1ФКЗ	811	3	2.78	54.34	46.19	18.47
1ФКЗ	811	4	2.89	54.60	46.41	18.56
1ФКЗ	811	5	2.80	54.21	46.08	18.43
1ФКЗ	811	6	3.04	54.71	46.51	18.60
1ФКЗ	811	7	2.78	54.05	45.94	18.38
1ФКЗ	811	8	3.10	54.76	46.55	18.62
1ФКЗ	811	9	2.68	54.12	46.00	18.40
1ФКЗ	811	10	2.91	54.74	46.53	18.61
1ФКЗ	811	11	2.73	54.55	46.37	18.55
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	1	62.18	53.17	45.20	18.08
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	2	75.77	53.64	45.59	18.24
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	3	77.15	53.73	45.67	18.27
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	4	78.84	53.64	45.59	18.24
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	5	77.20	53.64	45.60	18.24
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	6	79.03	53.67	45.62	18.25
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	7	77.96	53.42	45.41	18.16
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	8	81.46	52.27	44.43	17.77
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	9	77.88	53.55	45.52	18.21
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	10	98.06	52.56	44.67	17.87
1ФКЗ	811 RZ= 5.00	11	97.92	52.53	44.65	17.86

Минимальное первичное сопротивление Хзащиты 52.27 ом (1ФКЗ 811, п/р N8)

Первичное сопротивление Хуставки 44.43 ом

Вторичное сопротивление Хуставки 17.77 ом

Рисунок 3.5 – Результати розрахунку уставок дистанційного захисту за умовами відбудови від однофазного к.з. на землю з $R_{пер}$ =0-5 Ом на шинах 750 кВ Запорізької АЕС за допомогою програмного комплексу IEDKK-REL670.

Уставку за активним опором R_{FPP} обирають:

а) за умовою забезпечення чутливості в кінці зони дії уставки $X_1$1=44,0 Ом при міжфазному к.з. з $R_{пер}$=2 та 5 Ом та Кч>1,1 та 2 відповідно. Результати розрахунку представлені на рис. 3.6-3.7.

```
I             РАСЧЕТ УСТАВОК (Rуст) ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ДЗ-R670              I
I  Элемент сети  0  805- 807,  ТТ у  805,  ТН у  805,  ступень защиты 1       I
I  Коэфф.трансформации тр-ра тока 3000/1,ступень напряжения тр-ра тока  750кВ I
I           Коэфф.компенсации  Kk=0.450  -0.190, угол ВЛ FL= 87.0гр          I
I_____________________________________________________________________________I
I     Условия выбора     :П/р: Перв сопрот : Перв сопрот:Первич сопр:Втор сопрI
I        уставки         : NN:  предыдущее :   защиты   :уст,Кчув=1.10 уставкиI
I                        :   :X= 44.00[ом] Rз[ом] Xз[ом]:Rуст перв [ом] Rуст вт
I_____________________________________________________________________________I
ОБЕСП ЧУВ приСОГ сДЗ-R 0  805- 807 Хуст перв= 44.00(Ксокр1.00)Kk=0.450  -0.190I
I                                  R      X                                     I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.822:  1: 17.34  44.01  17.34  44.01    16.53  :    6.61 I
I                                                15.03  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.821:  2: 20.42  44.01  20.42  44.01    19.93  :    7.97 I
I                                                18.12  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.822:  3: 20.95  44.01  20.95  44.01    20.51  :    8.20 I
I                                                18.65  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.822:  4: 21.17  44.01  21.17  44.01    20.75  :    8.30 I
I                                                18.86  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.822:  5: 20.95  44.01  20.95  44.01    20.51  :    8.20 I
I                                                18.65  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.822:  6: 21.17  44.01  21.17  44.01    20.75  :    8.30 I
I                                                18.86  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.823:  7: 21.28  44.01  21.28  44.01    20.88  :    8.35 I
I                                                18.98  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.841:  8: 26.59  44.04  26.59  44.04    26.71  :   10.69 I
I                                                24.28  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.822:  9: 21.27  44.01  21.27  44.01    20.86  :    8.34 I
I                                                18.96  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.841: 10: 29.79  44.05  29.79  44.05    30.23  :   12.09 I
I                                                27.49  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.841: 11: 29.87  44.05  29.87  44.05    30.32  :   12.13 I
I                                                27.56  tg 87.0               I
I    RD= 2.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.844:  1: 41.87  44.06  41.87  44.06    43.52  :   17.41 I
I                                                39.56  tg 87.0               I
I    RD= 5.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.846:  2: 50.29  44.08  50.29  44.08    52.78  :   21.11 I
I                                                47.98  tg 87.0               I
I    RD= 5.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.849:  3: 51.98  44.08  51.98  44.08    54.64  :   21.86 I
I                                                49.67  tg 87.0               I
I    RD= 5.00            :   :              :            :           :         I
3ФКЗ  0  805- 811 L=0.852:  4: 52.82  44.09  52.82  44.09    55.56  :   22.22 I
I                                                50.51  tg 87.0               I
I    RD= 5.00            :   :              :            :           :         I
```

Рисунок 3.6 – Результати розрахунку уставок дистанційного захисту за умовою забезпечення чутливості в кінці зони дії уставки $X_1 1$=44,0 Ом при міжфазному к.з. з $R_{пер}$=2 Ом та Кч>1,1.

Закінчення рис. 3.6

```
ОБЕСП ЧУВ приСОГ сДЗ-R 0  805- 807 Хуст перв= 44.00(Ксокр1.00)Kk=0.450   -0.190I
 I                                R      X                                      I
 3ФКЗ  0  805- 811 L=0.849:  5: 51.98  44.08  51.98  44.08    54.64  :   21.86 I
 I                                            49.67  tg 87.0                  I
 I    RD= 5.00            :   :             :           :           :         I
 3ФКЗ  0  805- 811 L=0.852:  6: 52.82  44.09  52.82  44.09    55.56  :   22.22 I
 I                                            50.51  tg 87.0                  I
 I    RD= 5.00            :   :             :           :           :         I
 3ФКЗ  0  805- 811 L=0.852:  7: 53.20  44.09  53.20  44.09    55.98  :   22.39 I
 I                                            50.89  tg 87.0                  I
 I    RD= 5.00            :   :             :           :           :         I
 3ФКЗ  0  805- 811 L=0.974:  8: 89.97  44.35  89.97  44.35    96.41  :   38.56 I
 I                                            87.65  tg 87.0                  I
 I    RD= 5.00            :   :             :           :           :         I
 3ФКЗ  0  805- 811 L=0.851:  9: 53.07  44.09  53.07  44.09    55.84  :   22.33 I
 I                                            50.76  tg 87.0                  I
 I    RD= 5.00            :   :             :           :           :         I
 3ФКЗ  0  805- 811 L=1.000: 10:111.34  44.54 111.34  44.54   119.91  :   47.96 I
 I                                           109.01  tg 87.0                  I
 I         X1шунт=   0.050:   :             :           :           :         I
 I    RD= 5.00            :   :             :           :           :         I
 3ФКЗ  0  805- 811 L=1.000: 11:111.66  44.50 111.66  44.50   120.26  :   48.10 I
 I                                           109.33  tg 87.0                  I
 I         X1шунт=   0.050:   :             :           :           :         I
 I    RD= 5.00            :   :             :           :           :         I
 I_____________________________________________________________________________I
 I Макс первич сопротив Rзащиты  109.33 ом (3ФКЗ  0  805- 811 L=1.000, п/р N 11)
 I   Первичное сопротив Руставки 120.26 ом                                     I
 I   Вторичное сопротив Руставки  48.10 ом                                     I
 I_____________________________________________________________________________I


 I             РАСЧЕТ УСТАВОК (Руст) ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ДЗ-R670             I
 I  Элемент сети  0  805- 807,  ТТ у  805,  ТН у  805,  ступень защиты 1       I
 I  Коэфф.трансформации тр-ра тока 3000/1,ступень напряжения тр-ра тока  750кВ I
 I           Коэфф.компенсации  Kk=0.450  -0.190, угол ВЛ FL= 87.0гр           I
 I_____________________________________________________________________________I
 I     Условия выбора     :П/р: Перв сопрот : Перв сопрот:Первич сопр:Втор сопрI
 I        уставки         : NN:  предыдущее :   защиты   :уст,Кчув=1.50 уставкиI
 I                        :   :X= 44.00[ом] Rз[ом] Хз[ом]:Руст перв [ом] Руст вт
 I_____________________________________________________________________________I
 ОБЕСП ЧУВ приСОГ сДЗ-R 0  805- 807 Хуст перв= 44.00(Ксокр1.00)Kk=0.450  -0.190I
 I                                R      X                                      I
 3ФКЗ  0  805- 811 L=0.814: 19:  7.45  44.00   7.45  44.00     7.72  :    3.09 I
 I                                             5.15  tg 87.0                  I
 I    RD= 5.00            :   :             :           :           :         I
 I_____________________________________________________________________________I
 I Макс первич сопротив Rзащиты    5.15 ом (3ФКЗ  0  805- 811 L=0.814, п/р N 19)
 I   Первичное сопротив Руставки   7.72 ом                                     I
 I   Вторичное сопротив Руставки   3.09 ом                                     I
 I_____________________________________________________________________________I
```

Рисунок 3.7 – Результати розрахунку уставок дистанційного захисту за умовою забезпечення чутливості в кінці зони дії уставки $X_1$1=44,0 Ом при міжфазному к.з. з $R_{пер}$=5 Ом та Кч>2.

б) за умовою відбудови від міжфазного к.з. з $R_{пер}$ =0-5 Ом в кінці зони дії уставки $X_1$1=44,0 Ом з $К_{отс}$=0.9 та $К_{удл}$=1,18. Результати розрахунку представлені на рис. 3.8.

```
I             РАСЧЕТ УСТАВОК (Rуст) ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ДЗ-R670              I
I  Элемент сети  0  805- 807,  ТТ у  805,  ТН у  805,  ступень защиты 1       I
I  Коэфф.трансформации тр-ра тока 3000/1,ступень напряжения тр-ра тока  750кВ I
I            Коэфф.компенсации  Kk=0.450  -0.190, угол ВЛ FL= 87.0гр          I
I_____________________________________________________________________________I
I     Условия выбора     :П/р: Перв сопрот : Перв сопрот:Первич сопр:Втор сопрI
I        уставки         : NN:  предыдущее :   защиты   :уст,Котс=0.90 уставкиI
I                        :   :X= 51.92[ом] Rз[ом] Xз[ом]:Rуст перв [ом] Rуст вт
I_____________________________________________________________________________I
IОТС при СОГ  с ДЗ-R 0  805- 807 Хуст перв= 44.00(Кудл=1.18) Kk=0.450  -0.190 I
I                                  R      X                                     I
3ФКЗ     811             :  1: 48.65  51.93  48.65  51.93    41.34  :   16.54 I
I    Rп= <Rшунт=>   3.650:                     45.93  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             :  2: 55.22  51.95  55.22  51.95    47.25  :   18.90 I
I    Rп= <Rшунт=>   3.450:                     52.49  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             :  3: 55.13  51.89  55.13  51.89    47.17  :   18.87 I
I    Rп= <Rшунт=>   3.350:                     52.41  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             :  4: 53.99  51.87  53.99  51.87    46.14  :   18.46 I
I    Rп= <Rшунт=>   3.250:                     51.27  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             :  5: 55.13  51.89  55.13  51.89    47.17  :   18.87 I
I    Rп= <Rшунт=>   3.350:                     52.41  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             :  6: 53.99  51.87  53.99  51.87    46.14  :   18.46 I
I    Rп= <Rшунт=>   3.250:                     51.27  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             :  7: 52.69  51.94  52.69  51.94    44.97  :   17.99 I
I    Rп= <Rшунт=>   3.150:                     49.97  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             :  8: 36.49  51.85  36.49  51.85    30.40  :   12.16 I
I    Rп= <Rшунт=>   1.750:                     33.78  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             :  9: 54.37  51.88  54.37  51.88    46.49  :   18.59 I
I    Rп= <Rшунт=>   3.250:                     51.65  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             : 10: 38.82  51.99  38.82  51.99    32.49  :   12.99 I
I    Rп= <Rшунт=>   1.650:                     36.10  tg 87.0                  I
3ФКЗ     811             : 11: 38.93  51.98  38.93  51.98    32.58  :   13.03 I
I    Rп= <Rшунт=>   1.650:                     36.20  tg 87.0                  I
I_____________________________________________________________________________I
I Минимальное первичное сопротивление Rзащиты   33.78 ом (3ФКЗ  811, п/р N  8)I
I             Первичное сопротивление Rуставки  30.40 ом                      I
I             Вторичное сопротивление Rуставки  12.16 ом                      I
I_____________________________________________________________________________I
```

Рисунок 3.8 – Результати розрахунку уставок дистанційного захисту за умовою відбудови від міжфазного к.з. з $R_{пер}$ =0-5 Ом в кінці зони дії уставки $X_1$1=44,0 Ом з $К_{отс}$=0.9 та $К_{удл}$=1,18.

Уставку за активним опором R_{FPE} обирають:

а) за умовою забезпечення чутливості в кінці зони дії уставки $X_1$1=44,0 Ом при однофазному к.з. на землю з $R_{пер}$=5 Ом та Кч>1,1 та 2 відповідно. Результати розрахунку представлені на рис. 3.9-3.10.

```
I              РАСЧЕТ УСТАВОК (Rуст) ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ДЗ-R670              I
I  Элемент сети  0  805- 807,  ТТ у  805,  ТН у  805,  ступень защиты 1       I
I  Коэфф.трансформации тр-ра тока 3000/1,ступень напряжения тр-ра тока  750кВ I
I            Коэфф.компенсации  Kk=0.450  -0.190, угол ВЛ FL= 87.0гр          I
I_____________________________________________________________________________I
I     Условия выбора     :П/р: Перв сопрот : Перв сопрот:Первич сопр:Втор сопрI
I        уставки         : NN:  предыдущее :   защиты   :уст,Кчув=1.10 уставкиI
I                        :   :X= 44.00[ом] Rз[ом] Xз[ом]:Rуст перв [ом] Rуст вт
I_____________________________________________________________________________I
ОБЕСП ЧУВ приСОГ сДЗ-R 0  805- 807 Хуст перв= 44.00(Ксокр1.00)Kk=0.450  -0.190I
I                                  R      X                                     I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.778:  1: 22.92  44.00  45.66  60.38    35.39  :   14.16 I
I                                                32.18  tg 77.4               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.764:  2: 26.69  44.00  51.70  59.00    41.90  :   16.76 I
I                                                38.09  tg 77.0               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.759:  3: 26.61  44.00  52.07  59.30    42.07  :   16.83 I
I                                                38.25  tg 76.9               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.753:  4: 27.13  44.00  52.58  58.94    42.77  :   17.11 I
I                                                38.88  tg 76.9               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.762:  5: 26.88  44.00  52.41  59.15    42.48  :   16.99 I
I                                                38.62  tg 76.9               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.751:  6: 27.26  44.01  52.77  58.96    43.01  :   17.20 I
I                                                39.10  tg 76.9               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.765:  7: 27.29  44.00  53.26  59.06    43.30  :   17.32 I
I                                                39.36  tg 76.8               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.750:  8: 25.81  44.00  57.32  63.57    44.77  :   17.91 I
I                                                40.70  tg 75.3               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.762:  9: 26.93  44.00  52.75  59.22    42.71  :   17.09 I
I                                                38.83  tg 76.8               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.731: 10: 29.95  44.00  62.94  60.50    51.54  :   20.62 I
I                                                46.86  tg 75.1               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.734: 11: 29.88  44.00  62.89  60.49    51.43  :   20.57 I
I                                                46.76  tg 75.1               I
I    RZ= 5.00            :   :              :            :           :         I
I_____________________________________________________________________________I
I Макс первич сопротив Rзащиты   46.86 ом (1фКЗ  0  805- 811 L=0.731, п/р N 10)
I   Первичное сопротив Rуставки  51.54 ом                                      I
I   Вторичное сопротив Rуставки  20.62 ом                                      I
I_____________________________________________________________________________I
```

Рисунок 3.9 – Результати розрахунку уставок дистанційного захисту за умовою забезпечення чутливості в кінці зони дії уставки $X_1 1$=44,0 Ом при однофазному к.з. на землю з $R_{пер}$=5 Ом та Кч>1,1.

```
I             РАСЧЕТ УСТАВОК (Rуст) ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ДЗ-R670              I
I  Элемент сети  0  805- 807,  ТТ у  805,  ТН у  805,  ступень защиты 1       I
I  Коэфф.трансформации тр-ра тока 3000/1,ступень напряжения тр-ра тока  750кВ I
I           Коэфф.компенсации  Kk=0.450  -0.190, угол ВЛ FL= 87.0гр          I
I_____________________________________________________________________________I
I     Условия выбора     :П/р: Перв сопрот : Перв сопрот:Первич сопр:Втор сопрI
I        уставки         : NN:  предыдущее :   защиты   :уст,Кчув=1.50 уставкиI
I                        :   :X= 44.00[ом] Rз[ом] Xз[ом]:Rуст перв [ом] Rуст вт
I_____________________________________________________________________________I
ОБЕСП ЧУВ приСОГ сДЗ-R 0  805- 807 Хуст перв= 44.00(Ксокр1.00)Kk=0.450  -0.190I
I                                  R      X                                     I
1фКЗ  0  805- 811 L=0.828: 19:  5.33  44.00  16.12  62.87     6.75  :    2.70 I
I                                          4.50  tg 79.5                      I
I    RZ= 5.00           :   :             :           :          :          I
I_____________________________________________________________________________I
I Макс первич сопротив Rзащиты    4.50 ом (1фКЗ  0  805- 811 L=0.828, п/р N 19)
I   Первичное сопротив Rуставки   6.75 ом                                     I
I   Вторичное сопротив Rуставки   2.70 ом                                     I
I_____________________________________________________________________________I
```

Рисунок 3.10 – Результати розрахунку уставок дистанційного захисту за умовою забезпечення чутливості в кінці зони дії уставки $X_1$1=44,0 Ом при однофазному к.з. на землю з $R_{пер}$=5 Ом та Кч>2.

б) за умовою відбудови від міжфазного к.з. з $R_{пер}$=0-5 Ом в кінці зони дії уставки $X_1$1=44,0 Ом з $К_{отс}$=0.85 та $К_{удл}$=1,18. Результати розрахунку представлені на рис. 3.11.

```
I             РАСЧЕТ УСТАВОК (Rуст) ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ДЗ-R670              I
I  Элемент сети  0  805- 807,  ТТ у  805,  ТН у  805,  ступень защиты 1       I
I  Коэфф.трансформации тр-ра тока 3000/1,ступень напряжения тр-ра тока  750кВ I
I           Коэфф.компенсации  Kk=0.450  -0.190, угол ВЛ FL= 87.0гр          I
I_____________________________________________________________________________I
I     Условия выбора     :П/р: Перв сопрот : Перв сопрот:Первич сопр:Втор сопрI
I        уставки         : NN:  предыдущее :   защиты   :уст,Котс=0.90 уставкиI
I                        :   :X= 51.92[ом] Rз[ом] Xз[ом]:Rуст перв [ом] Rуст вт
I_____________________________________________________________________________I
IОТС при СОГ  с ДЗ-R 0  805- 807 Хуст перв= 44.00(Кудл=1.18) Kk=0.450  -0.190 I
I                                  R      X                                     I
1фКЗ     811             :  1: 85.28  51.90 114.82  57.96    96.43  :   38.57 I
I    Rп= <Rшунт=>   6.950:                 107.15  tg 82.5                    I
1фКЗ     811             :  2:107.12  51.88 142.20  54.62   121.22  :   48.49 I
I    Rп= <Rшунт=>   7.150:                 134.68  tg 82.2                    I
1фКЗ     811             :  3:109.09  51.91 145.41  54.42   124.05  :   49.62 I
I    Rп= <Rшунт=>   7.150:                 137.84  tg 82.1                    I
1фКЗ     811             :  4:106.90  51.92 141.73  54.68   120.81  :   48.32 I
I    Rп= <Rшунт=>   6.850:                 134.23  tg 82.2                    I
```

Рисунок 3.11 – Результати розрахунку уставок дистанційного захисту за умовою відбудови від міжфазного к.з. з $R_{пер}$=0-5 Ом в кінці зони дії уставки $X_1$1=44,0 Ом з $К_{отс}$=0.85 та $К_{удл}$=1,18.

Закінчення рис. 3.11.

```
IOTC при СОГ  с ДЗ-R 0  805- 807 Хуст перв= 44.00(Кудл=1.18) Kk=0.450  -0.190 I
I                              R      X                                        I
1фКЗ     811             :  5:107.68  51.95 143.58  54.61   122.38  :   48.95 I
I    Rп= <Rшунт=>   7.050:                    135.97  tg 82.1                 I
1фКЗ     811             :  6:107.09  51.91 141.94  54.72   121.02  :   48.41 I
I    Rп= <Rшунт=>   6.850:                    134.46  tg 82.2                 I
1фКЗ     811             :  7:104.24  51.95 139.53  54.91   118.62  :   47.45 I
I    Rп= <Rшунт=>   6.750:                    131.80  tg 82.0                 I
1фКЗ     811             :  8: 86.93  51.88 127.20  58.18   105.95  :   42.38 I
I    Rп= <Rшунт=>   5.350:                    117.72  tg 80.8                 I
1фКЗ     811             :  9:107.17  51.90 143.38  54.51   122.13  :   48.85 I
I    Rп= <Rшунт=>   6.950:                    135.70  tg 82.0                 I
1фКЗ     811             : 10:106.60  51.93 149.86  53.74   127.00  :   50.80 I
I    Rп= <Rшунт=>   5.450:                    141.11  tg 80.8                 I
1фКЗ     811             : 11:106.46  51.92 149.88  53.65   126.98  :   50.79 I
I    Rп= <Rшунт=>   5.450:                    141.09  tg 80.7                 I
I_____________________________________________________________________________I
I Минимальное первичное сопротивление Rзащиты  107.15 ом (1фКЗ  811, п/р N  1)I
I             Первичное сопротивление Rуставки  96.43 ом                     I
I             Вторичное сопротивление Rуставки  38.57 ом                     I
I_____________________________________________________________________________I
```

Уставка за активним опором $R1_1$, яка визначає кут нахилу характеристики в 1 та 3 квадрантах, розраховується за формулою:

$$R1= X1/ tg\varphi_{л} =44/ tg\ 87=2{,}31\ Ом.$$

Уставки за X_0 та R_0 обрані у відповідності до Kk=0,45- j0,18.

Обрані уставки забезпечують зону охоплення довжини своєї ПЛ:

а) 0.81 при міжфазних к.з. з $R_{пер}$=0-2 Ом в усіх розрахункових режимах;

б) 0.81 при міжфазних к.з. з $R_{пер}$=5 Ом в режимах каскаду зі сторони Запорізької АЕС;

в) не меньше 0.58 при міжфазних к.з. з $R_{пер}$=5 Ом в усіх розрахункових режимах;

г) 0.83 при однофазних к.з. на землю з $R_{пер}$=0 Ом в усіх розрахункових режимах;

д) 0.83 при однофазних к.з. на землю з $R_{пер}$=5 Ом в режимах каскаду зі сторони Запорізької АЕС;

е) не меньше 0.73 при однофазних к.з. на землю з $R_{пер}$=5 Ом в усіх розрахункових режимах.

3.3.2 Вибір уставок другого ступеня дистанційного захисту

Вибір уставки Х2 здійснюється:

а) за умовою забезпечення чутливості до к.з. всіх видів, по всій довжині лінії при перехідному опорі $R_{пер.} = 0 \div R_{пер.рас.}$:

$$X2 = к_{ч} \cdot X_{1розр}; \tag{3.8}$$

б) за умовою відбудови дії захисту від всіх видів к.з. на шинах суміжної напруги через $R_{пер.} = 0 \div R_{пер.рас.}$,:

$$X2 \le к_{від} \cdot X_{1розр}, \tag{3.9}$$

де $k_{отс.}$=(0,8÷0,85);

в) за умовою узгодження із захистами суміжних елементів:

$$X2 \le к_{від} \cdot X_{1розр}, \tag{3.10}$$

де $k_{від}$=(0,8÷0,9).

Вибір уставок $R2$ та $R2E$ проводиться за умовою забезпечення чутливості при к.з. відповідного виду в кінці лінії через $R_{пер.розр.}$:

$$R2(R2E) \ge к_{ч} \cdot (R_{1розр} - X_{1розр} \cdot ctg\varphi_{л}) \tag{3.11}$$

де $k_{ч}$≥1,1 – в режимі транзиту;

$k_{ч}$≥1,5 – режимі каскадного відключення ПЛ з протилежної сторони.

Вибір уставок Т2 і Т2Е здійснюється за формулою:

$$T2 \ge t_{сз} + t_{ПРВВ} + \Delta t \tag{3.12}$$

Δt – ступінь селективності, яка приймається:
при узгодженні з цифровими захистами Δt = 0,1 с;
при узгодженні із захистами з електронними реле часу Δt ≥ 0,2 с;
при узгодженні із захистами з електромеханічними реле Δt ≥ 0,3 с.

Результати розрахунку уставок спрацювання другого ступеню ДЗ:

а) $X_1$2=100.0 Ом;

б) $R_1$2=5,24 Ом;

в) $X_0 2$=232,01 Ом;

г) $R_0 2$=69,32 Ом;

д) $R_{FPP} 2$=240,0 Ом;

е) $R_{FPE} 2$=142,0 Ом;

ж) $t_{PP} 2$=0,5 с;

з) $t_{PE} 2$=0,6 с.

Пускові критерії:

а) Imin opPP=10% Ibase ;

б) Imin opPE=10% Ibase ;

Уставка за активним опором R_1, що визначає кут нахилу характеристики в 1 та 3 квадрантах розрахована за формулою:

$$R_1 = X_1 2 / \operatorname{tg}\varphi_л = 100 / \operatorname{tg} 87 = 5{,}24 \text{ Ом}.$$

Уставки за X_0 та R_0 обрані у відповідності до Kk=0,45- j0,18 .

Уставка за часом обрана за умовами узгодження з 1-ми ступенями резервних захистів ПЛ, що відходять від шин 750 кВ ЗАЕС з урахуванням ПРВВ на шинах 750 кВ.

$t_{PP} 2$=0,14+0,0+0,3=0,44≈0,5 с

$t_{PE} 2$=0,14+0,064+0,3=0,5044≈0,6 с

3.3.3 Вибір уставок третього ступеня дистанційного захисту

Третю ступінь дистанційного захисту рекомендується використовувати із зворотно спрямованою зоною дії. Зазначене може бути доцільним в наступних випадках:

а) при забезпеченні резервування захисту шин;

б) при визначенні зворотного напрямку потужності для схем телеприскорення;

в) при підвищенні чутливості далекого резервування.

Вибір уставок за умовою забезпечення резервування захисту шин "за спиною" аналогічний вибору уставок II ступеню дистанційного захисту з протилежного боку лінії, з урахуванням виключення з вимірів опору лінії.

У випадку використання ступеню для визначення зворотного напрямку к.з. при блокуючій або дозволяючій схемі телеприскорення уставка вимірювальних органів третього ступеню повинна мати зону спрацювання в 1,2 рази більше, в порівнянні з зоною віддаленого дистанційного реле, що пускає дозволяючу команду телеприскорення або прискорюється за схемою за блокуючим принципом. У разі пуску команди телеприскорення на протилежному кінці ПЛ зоною Z1B (II ступенем) дистанційного захисту, уставки вимірювальних органів третього ступеня дистанційного захисту на даному кінці повинні відповідати:

$$X3 \geq 1{,}2 \cdot X_{1розр},$$

де $X_{1розр}$ – максимальне значення X_1, виміряне зворотно направленим ступенем захисту при к.з. всіх видів в кінці зони дії зони Z1B (чи іншого ступеню, що охоплює лінію) на протилежному кінці ПЛ, що формує пуск команди телеприскорення.

Результати вибору уставок спрацювання третього ступеню ДЗ:

а) $X_1 3=180.0$ Ом;

б) $R_1 3=9{,}43$ Ом;

в) $X_0 3=417{,}62$ Ом;

г) $R_0 3=124{,}77$ Ом;

д) $R_{FPP} 3=334{,}0$ Ом;

е) $R_{FPE} 3=195{,}0$ Ом;

ж) $t_{PP} 3=1{,}5$ с;

з) $t_{PE} 3=1{,}5$ с.

Пускові критерії:

а) $I_{min\ op} PP=10\%\ I_{base}$;

б) $I_{min\ op} PE=10\%\ I_{base}$.

Уставка за активним опором R_1, що визначає кут нахилу характеристики в 1 та 3 квадрантах розрахована за формулою:

$$R_1 = X_1 3 / \operatorname{tg}\varphi_л = 180 / \operatorname{tg} 87 = 9{,}43 \text{ Ом}.$$

Уставки за X_0 та R_0 обрані у відповідності до Kk=0,45- j0,18 .

Уставка за часом обрана за умовами узгодження з 2-ми ступенями резервних захистів ПЛ-750 кВ, що відходять від шин 750 кВ ЗАЕС.

$t_{PP}3=1,2+0,3=1,5$ с

$t_{PE}3=1,2+0,3=1,5$ с

Висновки до розділу

У розділі було описано релейний захист лінії 750 кВ та детально представлено дистанційний багатоступеневий захист на основі мікропроцесорного пристрою ABB REL 670. Приведено характеристики зон дистанційного захисту для міжфазних та однофазних коротких замикань. Було детально описано розрахунок уставок першого ступеню захисту за допомогою програмного комплексу IEDKK-REL670 та скорочено приведено результати розрахунку уставок спрацювання другого та третього ступенів ДЗ REL 670.

4 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 150/35/10 кВ

4.1 Опис району спорудження підстанції

Нова підстанція 150/35/10 кВ будується для забезпечення живлення великого промислового підприємства, розташованого поблизу міста Нова Каховка Херсонської області. Приєднання нової підстанції планується двома ПЛ 150 кВ до різних секцій шин ВРП 150 кВ ПС «Каховська». На підстанції прийняті до встановлення два трансформатори ТДТН-16000/150-У1.

Енергопостачання району здійснюється від магістральної ПС 330/220/150/35/6 кВ «Каховська». На підстанції встановлено автотрансформатор АТДЦТН 250000/330/220 та два автотрансформатори АТДЦТН 250000/330/150/35. ВРП 330 кВ підстанції «Каховська» виконаний за схемою «полуторна» (330-11), ВРП 150 кВ виконаний за схемою «дві робочі і обхідна системи шин» (150-7), ВРП 35 кВ виконаний за схемою «одна робоча секціонована вимикачем система шин» (35-5). По магістральній мережі 330 кВ ПС «Каховська» з'єднана ПЛ 330 кВ з Запорізькою ТЕС, Криворізькою ТЕС, ПС 330 кВ «Джанкой» та двома ПЛ 330 кВ з ПС «Каховська-750». По розподільній мережі ПС 330 кВ «Каховська» з'єднана з ПС 150 кВ «Цюрупинськ», ПС 150 кВ «Виноградово», ПС 150 кВ «Дудчино», ПС 150 кВ «ГНС-1» та ПС 150 кВ «ГНС-2».

4.2 Опис схеми електричних з'єднань нової підстанції

Головна схема електричних з'єднань нової підстанції наведена на листі 6. Електрична схема підстанції повинна задовольняти наступним вимогам:

а) відповідність умовам роботи підстанції в енергосистемі;

б) легкість експлуатації, а саме: простота схеми; мінімальна кількість переключень, пов'язаних із зміною режиму; придатність електричного обладнання до ремонту без порушення режиму роботи;

в) легкість спорудження електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію трансформаторів і ліній;

г) достатній, економічно виправданий ступінь надійності.

Для надійного електропостачання обрано схему ВРП 150 кВ «місток з вимикачами в колах ліній та ремонтною перемичкою з боку ліній електропередавання» (150-3).

ВРП 35 кВ виконаний за схемою «одна робоча секціонована вимикачем система шин» (35-5).

ЗРП 10 кВ виконаний за схемою «одна секціонована вимикачем система шин» (10-1).

4.3 Розрахунок струмів короткого замикання на підстанції

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться з метою подальшого визначення параметрів обладнання, яке буде встановлено на підстанції.

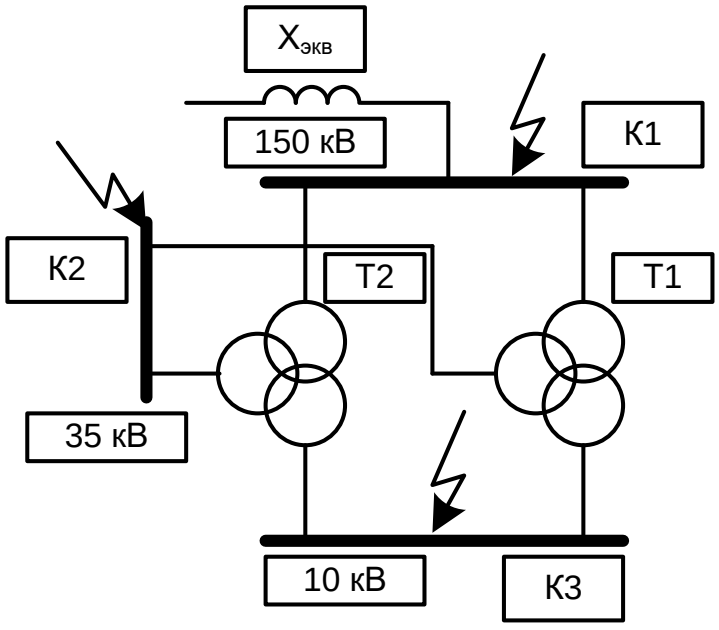


Рисунок 4.1 – Однолінійна схема підстанції

Розрахунок струму трифазного к.з. на шинах 150 кВ.

Базисні умови та вихідні дані для розрахунку:

$U_{б} = 154$ кВ; $S_{б} = 1000$ МВА;

$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 154} = 3,75$ кА; $x_{екв_1} = 0,315.$

Визначимо періодичну складову струмук.з. в точці К1:

$$I_{п0_150} = \frac{I_{б}}{x_{екв_1}} = \frac{3,75}{0,315} = 11,9 \text{ кА}.$$

Визначимо ударний струмк.з. в точці К1:

$k_{y} = 1.8 -$ ударний коефіцієнт;

$$I_{y150} = k_{y} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0_150} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,9 = 30,292 \text{ кА}.$$

Таким чином, найбільше значення повного струму к.з. становитиме:

$$I_{п150} = I_{п0_150} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y} - 1)^2} = 11,9 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 17,968 \text{ кА}$$

Розрахунок струму двофазного к.з. на шинах 150 кВ.

Періодична складова струму двофазного к.з.:

$$I^{(2)}_{по_150} = \sqrt{3} \frac{I_{б}}{x_{е1} + x_{е2}} = \sqrt{3} \cdot \frac{3,75}{0,315 + 0,315} = 10,31 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К1 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{y150} = k_{y} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0_150} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,31 = 26,245 \text{ кА};$$

$$I_{п150} = I_{п0_150} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y} - 1)^2} = 10,31 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 15,567 \text{ кА}.$$

Розрахунок однофазного к.з. на шинах 150 кВ.

Періодична складова струму к.з. в точці К1 обчислюється за формулою:

$$I_{п0_150} = \frac{I_{б} \cdot 3}{x_{е1} + x_{е2} + x_{е0}} = \frac{3,75 \cdot 3}{0,315 + 0,315 + 1,254} = 5,971 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К1 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{y150} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_150} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,971 = 15,199 \text{ кА};$$

$$I_{n150} = I_{n0_150} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,971 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 9,016 \text{ кА}.$$

Розрахунок струму трифазного к.з. на шинах 35 кВ при відключеному секційному вимикачі.

Базисні умови та вихідні дані для розрахунку:

$U_б = 35,5$ кВ; $S_б = 1000$ МВА;

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35,5} = 16,263 \text{ кА};$$

$$x_{e1розр} = x_{екв_1} \cdot \left(\frac{35,5}{154}\right)^2 = 0,315 \cdot \left(\frac{35,5}{154}\right)^2 = 0,016 \text{ в.о.}$$

Опори прямої та зворотної послідовності складуть:

$$x_{т_вс1} = \frac{U_{к-вс1} \cdot S_б}{100 \cdot S_{н1}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,563 \text{ в.о.};$$

$x_{e35-1} = x_{e1розр} + x_{т_вс1} = 0,016 + 6,563 = 6,579$ в.о. - пряма послідовність;

$x_{e35-2} = x_{e35-1} = 6,579$ в.о. - зворотна послідовність.

Обмотка СН струмами нульової послідовності не обтікається при схемі з'єднання обмоток трансформатора Y-Y-Δ.

Періодична складова струму к.з. в точці К2 обчислюється за формулою:

$$I_{n0_35} = \frac{I_б}{x_{e35-1}} = \frac{16,263}{6,579} = 2,471 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К2 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{y35} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,471 = 6,29 \text{ кА};$$

$$I_{n35} = I_{n0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,471 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 3,731 \text{ кА}.$$

Розрахунок струму трифазного к.з. на шинах 35 кВ при включеному секційному вимикачі.

Опори прямої та зворотної послідовності складуть:

$$x_{т_вс1} = \frac{U_{к-вс1} \cdot S_{б}}{100 \cdot S_{н1}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,563 \text{ в.о.};$$

$$x_{е35-1} = x_{е1розр} + \frac{x_{т_вс1}}{2} = 0,016 + \frac{6,563}{2} = 3,297 \text{ в.о.} \text{ - пряма послідовність;}$$

$$x_{е35-2} = x_{е35-1} = 3,297 \text{ в.о.} \text{ - зворотна послідовність.}$$

Обмотка СН струмами нульової послідовності не обтікається при схемі з'єднання обмоток трансформатора Y-Y-Δ.

Періодична складова струму к.з. в точці К2 обчислюється за формулою:

$$I_{п0_35} = \frac{I_{б}}{x_{е35-1}} = \frac{16,263}{3,297} = 4,932 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К2 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{у35} = k_{у} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,932 = 12,554 \text{ кА};$$

$$I_{п35} = I_{п0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{у} - 1)^2} = 4,932 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,447 \text{ кА}.$$

Розрахунок струму двофазного к.з. на шинах 35 кВ при відключеному секційному вимикачі.

Періодична складова струму к.з. в точці К2 обчислюється за формулою:

$$I_{п0_35} = \frac{I_{б} \cdot \sqrt{3}}{x_{е1} + x_{е2}} = \frac{16,263 \cdot \sqrt{3}}{6,579 + 6,579} = 2,14 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К2 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{у35} = k_{у} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,14 = 5,447 \text{ кА};$$

$$I_{п35} = I_{п0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{у} - 1)^2} = 2,14 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 3,231 \text{ кА}.$$

Розрахунок струму двофазного к.з. на шинах 35 кВ при включеному секційному вимикачі.

Періодична складова струму к.з. в точці К2 обчислюється за формулою:

$$I_{п0_35} = \frac{I_б \cdot \sqrt{3}}{x_{е1} + x_{е2}} = \frac{16,263 \cdot \sqrt{3}}{3,297 + 3,297} = 4,272 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К2 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{у35} = k_у \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0_35} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,272 = 10,874 \text{ кА};$$

$$I_{п35} = I_{п0_35} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_у - 1)^2} = 4,272 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6,45 \text{кА}.$$

Розрахунок струму трифазного к.з. на шинах 10 кВ при відключеному секційному вимикачі.

Базисні умови та вихідні дані для розрахунку:

$U_б = 10,5$ кВ; $S_б = 1000$ МВА;

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

$$x_{е1розр} = x_{екв_1} \cdot \left(\frac{10,5}{154}\right)^2 = 0,315 \cdot \left(\frac{10,5}{154}\right)^2 = 0,0015 \text{ в.о.}$$

Опір прямої послідовності становить:

$$x_{т_вн1} = \frac{U_{к-вн1} \cdot S_б}{100 \cdot S_{н1}} = \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 10,625 \text{ в.о.};$$

$$x_{е10-1} = x_{е1розр} + x_{т_вн1} = 0,0015 + 10,625 = 10,627 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму к.з. в точці К3 обчислюється за формулою:

$$I_{п0_10} = \frac{I_б}{x_{е10-1}} = \frac{54,986}{10,627} = 5,174 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К3 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{у10} = k_у \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0_10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,174 = 13,171 \text{ кА};$$

$$I_{п10} = I_{п0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_у - 1)^2} = 5,174 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,812 \text{ кА}.$$

Розрахунок струму трифазного к.з. на шинах 10 кВ при включеному секційному вимикачі.

Опір прямої послідовності становить:

$$x_{т_вн1} = \frac{U_{к-вн1} \cdot S_б}{100 \cdot S_{н1}} = \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 10,625 \text{ в.о.};$$

$$x_{е10-1} = x_{е1розр} + \frac{x_{т_вн1}}{2} = 0,0015 + \frac{10,625}{2} = 5,314 \text{ в.о.}$$

Періодична складова струму к.з. в точці К3 обчислюється за формулою:

$$I_{п0_10} = \frac{I_б}{x_{е10-1}} = \frac{54,986}{5,314} = 10,347 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К3 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{у10} = k_у \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0_10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,347 = 26,339 \text{ кА};$$

$$I_{п10} = I_{п0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_у - 1)^2} = 10,347 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 15,623 \text{ кА}.$$

Розрахунок струму двофазного к.з. на шинах 10 кВ при відключеному секційному вимикачі.

Періодична складова струму к.з. в точці К3 обчислюється за формулою:

$$I_{п0_10} = \frac{I_б \cdot \sqrt{3}}{x_{е1} + x_{е2}} = \frac{54,986 \cdot \sqrt{3}}{10,628 + 10,628} = 4,48 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К3 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{у10} = k_у \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0_10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,48 = 11,405 \text{ кА};$$

$$I_{п10} = I_{п0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_у - 1)^2} = 4,48 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6,765 \text{ кА}.$$

Розрахунок струму двофазного к.з. на шинах 10 кВ при включеному секційному вимикачі.

Періодична складова струму к.з. в точці К3 обчислюється за формулою:

$$I_{п0_10} = \frac{I_б \cdot \sqrt{3}}{x_{е1} + x_{е2}} = \frac{54,986 \cdot \sqrt{3}}{5,314 + 5,314} = 8,961 \text{ кА}.$$

Розрахунок значень ударного струму в точці К3 та найбільшого значення повного струму к.з.:

$$I_{y10} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0_10} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,961 = 22,811 \text{ кА};$$

$$I_{n10} = I_{n0_10} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 8,961 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 13,531 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків струмів к.з. відображені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунки струмів короткого замикання

№ п/п	Вид та місце короткого замикання		I_{n0}, кА	$I_{y\partial}$, кА	I_n, кА
1	Трифазне на шинах 150 кВ		11,9	30,292	17,968
2	Двофазне на шинах 150 кВ		10,31	26,245	15,567
3	Однофазне на шинах 150 кВ		5,971	15,199	9,016
4	Секційний вимикач відключений	Трифазне на шинах 35 кВ	2,471	6,29	3,731
5		Двофазне на шинах 35 кВ	2,14	5,447	3,231
6		Трифазне на шинах 10 кВ	5,174	13,171	7,812
7		Двофазне на шинах 10 кВ	4,48	11,405	6,765
8	Секційний вимикач включений	Трифазне на шинах 35 кВ	4,932	12,554	7,447
9		Двофазне на шинах 35 кВ	4,272	10,874	6,45
10		Трифазне на шинах 10 кВ	10,347	26,339	15,623
11		Двофазне на шинах 10 кВ	8,961	22,811	13,531

4.4 Вибір основного обладнання на підстанції

4.4.1 Вибір вимикачів

Вибір вимикачів здійснюється за напругою електроустановки та довготривалим допустимим максимальним струмом, тобто забезпечення виконання таких умов: $U_{уст} \le U_{ном.вим.}$; $I_{\max} \le I_{ном.вим.}$, де $U_{уст}$ - напруга електроустановки, $U_{ном.вим.}$ - номінальна напруга вимикача, $I_{\max}$ та $I_{ном.вим.}$ - максимально допустимий довготривалий струм електроустановки та номінальний струм вимикача відповідно.

Приймаємо до встановлення на стороні 150 кВ вимикачі 150-SFM-40B. Паспортні дані вимикача вказані в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Паспортні дані вимикача 150-SFM-40B

№ п/п	Назва характеристики	Значення
1	Номінальна напруга мережі, кВ	150
2	Максимально допустима робоча напруга, кВ	172
3	Номінальний струм, А	3150
4	Номінальний струм відключення, кА	40
5	Струм динамічної стійкості, кА	102
6	Власний час відключення, мс	35

Перевірка вимикача за максимально допустимою робочою напругою:

$$U_{ел.уст.} \le U_{макс.роб.вим.},\ U_{ел.уст.} = 150\ кВ \le U_{макс.роб.вим.} = 172\,кВ.$$

Перевірка вимикача за робочим струмом:

$$I_{роб} \le I_{ном},\quad I_{роб} = \frac{S_н}{\sqrt{3}\cdot U_н} = \frac{16000}{\sqrt{3}\cdot 150} = 61{,}584 < 3150\ А.$$

Перевірка вимикача на електродинамічну стійкість:

$$I_{по} \le I_{пр.нас.}\quad I_{по} = 11{,}9\,кА \le I_{пр.нас.} = 40\,кА;$$

$i_{уд} \le i_{пр.нас.}$ $i_{уд} = 30,292\,\text{кА} \le i_{пр.нас.} = 102\ \text{кА}$,

де $I_{пр.нас.}$ - гранично допустиме значення наскрізного струму к.з.;

$i_{пр.нас.}$ - амплітудне значення гранично допустимого наскрізного струму к.з.

Перевірка на термічну стійкість:

$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$, $B_к = I_{по}^2(t_{терм} + T_a) = 11,9^2(3+0,035) = 429,786\ (\text{кА})^2\text{с}$;

$\text{I}^2_{\text{терм.ст}} \cdot \text{t}_\text{м} = 40^2 \cdot 3 = 6400\ (\text{кА})^2\text{с}$;

$B_к = 429,786 \le I_T^2 \cdot t_T = 6400$ – умова виконується.

Результати перевірки свідчать, що вимикачі на стороні 150 кВ вибрано правильно.

Приймаємо до встановлення на стороні 35 кВ вимикачі ВГБ-35-12,5/630. Паспортні дані вимикача вказані в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Паспортні дані вимикача ВГБ-35-12,5/630

№ п/п	Назва характеристики	Значення
1	Номінальна напруга мережі, кВ	35
2	Максимально допустима робоча напруга, кВ	40,5
3	Номінальний струм, А	630
4	Номінальний струм відключення, кА	12,5
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	35
6	Власний час відключення, мс	40

Перевірка вимикача за робочим струмом:

$\text{I}_{макс.} \le \text{I}_{н.вим}$, $I_{н.вим} = 630\ \text{А} \ge I_{макс.} = \dfrac{S_{сн}}{\cos\varphi_{сн} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \dfrac{7,89 \cdot 10^3}{0,79 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 164,75\ \text{А}$.

Перевірка вимикача на електродинамічну стійкість:

$I_{по} \le I_{пр.нас.}$ $I_{по} = 4,932\,\text{кА} \le I_{пр.нас.} = 12,5\,\text{кА}$;

$i_{уд} \le i_{пр.нас.}$ $i_{уд} = 12,554\,\text{кА} \le i_{пр.нас.} = 35\ \text{кА}$,

де $I_{пр.нас.}$ - гранично допустиме значення наскрізного струму к.з.;

$i_{пр.нас.}$ - амплітудне значення гранично допустимого наскрізного струму к.з.

Перевірка на термічну стійкість:

$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$, $B_к = I_{по}^2(t_{терм} + T_a) = 4,932^2(3+0,04) = 73,946\ (\text{кА})^2\text{с}$;

$\text{I}^2_{\text{терм.ст}} \cdot \text{t}_\text{м} = 12,5^2 \cdot 3 = 468\ (\text{кА})^2\text{с}$;

$B_к = 73,946 \le I_T^2 \cdot t_T = 468$ – умова виконується.

Результати перевірки свідчать, що вимикачі на стороні 35 кВ вибрано правильно.

Приймаємо до встановлення на стороні 10 кВ вимикачі ВР1-10-20/630У2. Паспортні дані вимикача вказані в табл. 4.4.

Перевірка вимикача за робочим струмом:

$\text{I}_{макс.} \le \text{I}_{н.вим}$, $I_{н.вим} = 630\ \text{А} \ge I_{макс.} = \dfrac{S_{нн}}{\cos\varphi_{нн} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \dfrac{3,9 \cdot 10^3}{0,76 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 296,3\ \text{А}$;

Перевірка вимикача на електродинамічну стійкість:

$I_{по} \le I_{пр.нас.}$ $I_{по} = 10,347\,\text{кА} \le I_{пр.нас.} = 20\,\text{кА}$;

$i_{уд} \le i_{пр.нас.}$ $i_{уд} = 26,339\,\text{кА} \le i_{пр.нас.} = 52\ \text{кА}$,

де $I_{пр.нас.}$ - гранично допустиме значення наскрізного струму к.з.;

$i_{пр.нас.}$ - амплітудне значення гранично допустимого наскрізного струму к.з.

Перевірка на термічну стійкість:

$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$, $B_к = I_{по}^2(t_{терм} + T_a) = 10,347^2(3+0,042) = 325,677\ (\text{кА})^2\text{с}$;

$\text{I}^2_{\text{терм.ст}} \cdot \text{t}_\text{м} = 20^2 \cdot 3 = 1200\ (\text{кА})^2\text{с}$;

$B_к = 325,677 \le I_T^2 \cdot t_T = 1200$ – умова виконується.

Результати перевірки свідчать, що вимикачі на стороні 10 кВ вибрано правильно.

Таблиця 4.4 – Паспортні дані вимикача ВР1-10-20/630У2

№ п/п	Назва характеристики	Значення
1	Номінальна напруга мережі, кВ	10
2	Максимально допустима робоча напруга, кВ	12
3	Номінальний струм, А	630
4	Номінальний струм відключення, кА	20
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	52
6	Власний час відключення, мс	42

4.4.2 Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів проводиться за номінальною напругою та тривалим струмом, перевірка здійснюється за термічною та динамічною стійкістю до струмів к.з.

Приймаємо до встановлення на стороні 150 кВ роз'єднувачі РДЗ-2-150/1000 УХЛ1. Паспортні дані роз'єднувача вказані в табл. 4.5.

Перевірка роз'єднувача за максимально допустимою робочою напругою:

$$U_{ел.уст.} \le U_{макс.роб.роз.},\ U_{ел.уст.} = 150\ кВ \le U_{макс.роб.роз.} = 170 кВ.$$

Перевірка роз'єднувача за робочим струмом:

$$I_{роб} \le I_{ном},\quad I_{роб} = \frac{S_н}{\sqrt{3}\cdot U_н} = \frac{16000}{\sqrt{3}\cdot 150} = 61,584 < 1000\ А.$$

Перевірка роз'єднувача на електродинамічну стійкість:

$$i_{уд} \le i_{пр.нас.}\ i_{уд} = 30,292 кА \le i_{пр.нас.} = 100\ кА,$$

де $i_{пр.нас.}$ - амплітудне значення гранично допустимого наскрізного струму к.з.

Перевірка на термічну стійкість:

$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$, $B_к = I_{по}^2 (t_{терм} + T_a) = 11,9^2 (3 + 0,05) = 425,538$ (кА)^{2}с;

$I^2_{\text{терм.ст}} \cdot t_м = 40^2 \cdot 3 = 6400$ (кА)^{2}с;

$B_к = 425,538 \le I_T^2 \cdot t_T = 6400$ – умова виконується.

Результати перевірки свідчать, що роз'єднувач на стороні 150 кВ вибрано правильно.

Таблиця 4.5 – Паспортні дані роз'єднувача РДЗ-2-150/1000 УХЛ1

№ п/п	Назва характеристики	Значення
1	Номінальна напруга мережі, кВ	150
2	Максимально допустима робоча напруга, кВ	170
3	Номінальний струм, А	1000
4	Струм динамічної стійкості, кА	100
5	Струм термічної стійкості, кА	40

Приймаємо до встановлення на стороні 35 кВ роз'єднувачі РДЗ-2-35/1000 УХЛ1. Паспортні дані роз'єднувача вказані в табл. 4.6.

Перевірка роз'єднувача за максимально допустимою робочою напругою:

$U_{\text{ел.уст.}} \le U_{\text{макс.роб.роз.}}$, $U_{\text{ел.уст.}} = 35$ кВ $\le U_{\text{макс.роб.роз.}} = 40,5$ кВ.

Перевірка роз'єднувача за робочим струмом:

$I_{\text{роб}} \le I_{\text{ном}}$, $I_{н.роз} = 1000$ А $\ge I_{макс.} = \dfrac{S_{сн}}{\cos\varphi_{сн} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \dfrac{7,89 \cdot 10^3}{0,79 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 164,75$ А.

Перевірка роз'єднувача на електродинамічну стійкість:

$i_{уд} \le i_{пр.нас.}$ $i_{уд} = 26,339$ кА $\le i_{пр.нас.} = 63$ кА,

де $i_{пр.нас.}$ - амплітудне значення гранично допустимого наскрізного струму к.з.

Перевірка на термічну стійкість:

$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$, $B_к = I_{по}^2 (t_{терм} + T_a) = 10,347^2 (3 + 0,05) = 321,716$ (кА)^{2}с;

$I^2_{\text{терм.ст}} \cdot t_м = 25^2 \cdot 3 = 1875$ (кА)^{2}с;

$B_к = 321,716 \le I_T^2 \cdot t_T = 1875$ – умова виконується.

Результати перевірки свідчать, що роз'єднувач на стороні 35 кВ вибрано правильно.

Таблиця 4.6 – Паспортні дані роз'єднувача РДЗ-2-35/1000 УХЛ1

№ п/п	Назва характеристики	Значення
1	Номінальна напруга мережі, кВ	35
2	Максимально допустима робоча напруга, кВ	40,5
3	Номінальний струм, А	1000
4	Струм динамічної стійкості, кА	63
5	Струм термічної стійкості, кА	25

На ЗРП 10 кВ встановлюються шафи КМ-1Ф-10-20 УЗ. Параметри шаф вказані в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Параметри шаф КМ-1Ф-10-20 УЗ

№ п/п	Назва характеристики	Значення
1	Номінальна напруга мережі, кВ	10
2	Максимально допустима робоча напруга, кВ	12
3	Номінальний струм головних ланцюгів, А	1000
4	Струм динамічної стійкості, кА	51

4.4.3 Збірні шини

Збірні шини 35 кВ розташовані у відсіку КРП 35 кВ та закріплені на опорних ізоляторах в горизонтальному положенні. Вибір збірних шин здійснюється за максимальним струмом приєднання.

Приймаємо до встановлення тверді алюмінієві шини коробчатого перетину 75×35×5,5 мм перетином 2×695 мм^2. Відстань між фазами $a = 0,43$ м, проліт $l = 1,5$ м.

Проведемо перевірку шин за максимальним струмом:

$$I_{доп} = 2670 \text{ А} \geq I_{макс.} = \frac{S_{сн}}{\cos\varphi_{сн} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{11,05 \cdot 10^3}{0,79 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 230,731 \text{ А}.$$

Проведемо перевірку шин на термічну стійкість:

Тепловий імпульс на шинах 35 кВ при трифазному к.з. становить $B_к = 33,66$ (кА)^{2}с. Визначимо температуру шин до к.з.:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{доп} - \Theta_{0ном})\left(\frac{I_{\max}}{I_{доп}}\right)^2 = 25 + (70 - 25)\left(\frac{230,731}{2670}\right)^2 = 25,33\,^oC,$$

де $\Theta_0 = \Theta_{0ном} = 25\,^oC$ – температура навколишнього середовища;

$\Theta_{доп} = 70\,^oC$ – допустима температура нагрівання шин.

Визначимо температуру нагрівання провідників при к.з.:

$$f_к = f + k\frac{B_к}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2}\,\frac{33,66 \cdot 10^6}{2695^2} = 30,05\,^oC.$$

Отже, температура нагрівання шин при к.з. значно менша за припустиму температуру для алюмінієвих шин (200^{o}С).

Збірні шини 10 кВ розташовані у відсіку КРП 10 кВ та закріплені на опорних ізоляторах у вершинах рівностороннього трикутника. Вибір збірних шин здійснюється за максимальним струмом приєднання.

Приймаємо до встановлення тверді алюмінієві шини коробчатого перетину 75×35×5,5 мм перетином 2×695 мм^2. Відстань між фазами $a = 0,34$ м, проліт $l = 0,8$ м.

Проведемо перевірку шин за максимальним струмом:

$$I_{доп} = 2670 \text{ А} \geq I_{макс.} = \frac{S_{нн}}{\cos\varphi_{нн} \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{7,89 \cdot 10^3}{0,76 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 599,4 \text{ А}.$$

Проведемо перевірку шин на термічну стійкість:

Тепловий імпульс на шинах 10 кВ при трифазному к.з. становить $B_к = 13,74$ (кА)^{2}с. Визначимо температуру шин до к.з.:

$$\Theta = \Theta_0 + (\Theta_{доп} - \Theta_{0ном}) \left(\frac{I_{\max}}{I_{доп}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \left(\frac{599,4}{2670} \right)^2 = 27,26\,^oC,$$

де $\Theta_0 = \Theta_{0ном} = 25\,^oC$ – температура навколишнього середовища;

$\Theta_{доп} = 70\,^oC$ – допустима температура нагрівання шин.

Визначимо температуру нагрівання провідників при к.з.:

$$f_к = f + k \frac{B_к}{q^2} = 30 + 1,054 \cdot 10^{-2} \frac{13,74 \cdot 10^6}{2695^2} = 30,07\,^oC.$$

Отже, температура нагрівання шин при к.з. значно менша за припустиму температуру для алюмінієвих шин (200°С).

4.4.4 Вибір контрольно-вимірювальних приладів на підстанції

Контрольно-вимірювальні прилади на підстанції виконують функцію відстеження режиму роботи основного обладнання. До шин 150 кВ приєднані два трансформатори напруги НКФ-220-IV-У1 і до шин 10 кВ приєднані трансформатори НТМИ-10-66. Розрахунок вторинного навантаження для цих трансформаторів приведений у табл. 4.8 – 4.9.

Таблиця 4.8 – Розрахунок вторинного навантаження для трансформаторів напруги на шинах 150 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	3	6	23,28
Лічильник реактивної енергії	СА4У-І676М	12	1	0,25	0,97	1	9	34,92
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0

Сумарна споживана потужність становить P=22 Вт, Q=58,2 ВАр. Повна потужність складає:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{22^2 + 58,2^2} = 62,219 \text{ ВА}.$$

Таблиця 4.9 – Розрахунок вторинного навантаження для трансформаторів напруги 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

Сумарна споживана потужність становить P=62 Вт, Q=213,4 ВАр. Повна потужність складає:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{62^2 + 213,4^2} = 222,22 \text{ ВА}.$$

Також до шин 150 кВ приєднані трансформатори струму ТФЗМ-150Б-ІУ1 (3 шт.) з паспортними даними, вказаними в табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Паспортні дані трансформатора струму ТФЗМ-150Б-ІУ1

№ п/п	Назва характеристики	Значення
1	Номінальна напруга мережі, кВ	150
2	Максимально допустима робоча напруга, кВ	172
3	Номінальний первинний струм, А	600
4	Номінальний вторинний струм, А	1
5	Струм динамічної стійкості, кА	52
6	Струм термічної стійкості, кА	14

Вибір трансформаторів струму здійснюється індивідуально для кожного ланцюга, де передбачається їх установка. При виборі передбачається дотримання таких умов:

а) напруга установки:

$U_{уст} \le U_{ном}^{TC}$, 150≤150.

б) первинний струм:

$I_{ндоп} \le I_{1ном}^{TC}$, 175,71≤600.

в) відповідність конструкції та класу точності;

г) електродинамічна стійкість:

$i_y \le k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}^{TC}$,

д) термічна стійкість:

$$B_к \le (k_т \cdot I_{1ном}^{TC})^2 \cdot t_T,$$

е) вторинне навантаження:

$$S_{прил} = 10,7 \text{ ВА}; \; I_{2ном} = 5 \text{ А};$$

$$R_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2} = \frac{10,7}{5^2} = 0,427 \text{ Ом} \; R_{сум} = 0,978 \le R_{доп} = 1,2 .$$

Результати розрахунку пофазного вторинного навантаження трансформатора струму приведені в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Пофазне вторинне навантаження трансформатора струму на шинах 150 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

За аналогією встановлюємо трансформатори струму на шинах 35 кВ ТЛК-35 та на шинах 10 кВ ТПЛК-10-У3.

4.4.5 Вибір джерел оперативного струму

Для живлення оперативних ланцюгів підстанції може застосовуватись змінний та постійний струм.

Основними джерелами змінного оперативного струму на підстанції слугують трансформатори струму, які є найбільш надійними джерелами,

трансформатори напруги й трансформатори власних потреб. При живленні оперативних ланцюгів від трансформаторів струму оперативним струмом виступає струм короткого замикання, що проходить вторинною обмоткою трансформатора. Значення цього струму забезпечує надійність дії релейного захисту та відключення вимикача. Трансформатори напруги використовуються як джерела оперативного струму для захисту від однофазних замикань на землю в мережі з ізольованою нейтраллю (10 та 35 кВ).

На проектованій підстанції джерелом оперативного струму є система оперативного живлення УРЗА на змінному струмі й напрузі. Для живлення складних дистанційних і диференційно-фазних захистів вимикачів 150 кВ, а також апаратури ВЧ-зв’язку та телемеханіки використається акумуляторна батарея типу АК-12 з підзарядним пристроєм.

Джерелом постійного оперативного струму на підстанції слугує стаціонарна кислотна акумуляторна батарея типу СК, що допускає короткочасний режим розряду. Акумуляторна батарея на підстанції експлуатується в режимі постійного підзаряду і не несе при цьому навантаження. Живлення підключених приладів здійснюється від випрямних підзарядних пристроїв, включених в мережу змінного струму. При зникненні оперативного змінного струму акумуляторна батарея покриває навантаження електроприймачів постійного струму, та забезпечує роботу релейного захисту, пристроїв телемеханіки та зв'язку, а також дає можливість ввімкнення та вимкнення вимикачів. Для засобів зв’язку та телемеханіки на підстанції тривалість аварійного режиму становить 1-2 с, а для інших електроприймачів, що працюють на оперативному струмі – 0,5 год.

4.4.6 Розрахунок акумуляторної батареї та підзарядного пристрою

До акумуляторної батареї на підстанції підключаються приводи вимикачів, аварійне освітлення, пристрої релейного захисту, зв’язку та телемеханіки.

Проведемо розрахунок навантаження акумуляторної батареї. Результати розрахунку представлені в табл. 4.12.

Приймаємо схему акумуляторної батареї без елементного комутатора.

Кількість елементів, що приєднуються до шин у режимі постійного підзаряду:

$$n_0 = \frac{U_ш}{U_{пп}} = \frac{230}{2{,}15} = 108 .$$

Типовий номер батареї визначається за формулою:

$$N > 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1.05 \cdot \frac{255}{25} ,$$

де $I_{ав}$ – обирається з таблиці;

j - допустиме навантаження розряду;

A/N, зведена до першого номера акумуляторів залежно від температури електроліту j=25.

Перевірка за максимальним ударним струмом:

$46 \cdot N > I_{max}$; $46 \cdot 12 = 552 < I_{tmax} = 975$.

Типовий номер акумулятора

$N > 975/46 = 21{,}2$.

Округлюємо до найближчого можливого більшого значення та остаточно приймаємо СК 24.

Розрахунок підзарядного пристрою:

$I_{nn} > 0{,}15 \cdot N + I_n = 0{,}15 \cdot 24 + 25 = 28{,}6$ А; $U_{nz} = 2{,}15.108 = 232$ В.

Обираємо пристрій ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 380-260 В та струм 40-80 А. Потужність у режимі підзарядки й живлення установок 23 кВА cosφ=0,87.

Таблиця 4.12 – Розрахунок навантаження акумуляторної батареї

Приймачі	Кількість	$P_н$,кВт	$I_н$, А	$P_{розрах}$	Пуск I,А	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

4.4.7 Вибір освітлення на підстанції

На проектованій підстанції 110/35/10 кВ використовується природне та штучне освітлення.

Для освітлення території підстанції приймаємо прожектори типу ЖОО1-250-01, які встановлюються на окремих стійках типу СВ105-5. Живлення прожекторів здійснюється кабельною мережею.

Освітлення приміщень ЗРП та ОПК здійснюється світильниками з люмінесцентними лампами та лампами накалювання.

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

Вмикання прожекторів здійснюється комутацією вимикача обслуговуючим персоналом. Аварійне освітлення включається автоматично при зникненні

робочого освітлення. Живлення аварійного освітлення здійснюється від акумуляторних батарей. Включення освітлення ЗРП здійснюється за допомогою вимикача, розташованого всередині ЗРП.

4.4.8 Розрахунок блискавкозахисту

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою стрижневих блискавковідводів.

На підстанції шириною d=64,8 м і довжиною l=116,3 м доцільно встановити 5 блискавковідводів з повною висотою h=20 м, що здатні надійно захистити об'єкт h_x=11,35 м.

Знайдемо зону захисту для одиночного блискавковідводу:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1+\frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 8,650}{1+\frac{11,35}{20}} = 8,83 \text{ м};$$

$$h_a = h - h_x = 20 - 11,35 = 8,650 \text{ м}.$$

Найменша висота зони захисту між блискавковідводами h_0:

$$h_0 = h - \frac{a}{5}.$$

Таким чином, при висоті об'єктів, що захищаються, h_x, відстань між двома блискавковідводами a повинна задовольняти наступній умові:

$$a \le K \cdot M \cdot (h - h_x) = 5 \cdot (20 - 11,35) = 43,25 \text{ м}.$$

Найменша ширина зони захисту

$b_x/2$=3,15 м.

Умова захисту всієї площі підстанції:

$8 \cdot h_a \geq D \geq D_{розр}$;

$$D_{розр} = \sqrt{(58,8 - r_x)^2 + (74,3 - 2 \cdot r_x)^2} =$$

$$= \sqrt{(58,8 - 8,83)^2 + (74,3 - 2 \cdot 8,83)^2} = 75,532 \text{ м.}$$

Отримані розміри наносяться на плані підстанції.

Висновки до розділу

У розділі виконано проект електричної частини знижувальної підстанції 150/35/10 кВ. Визначено типи розподільних пристроїв для класів напруги підстанції 150-3, 35-5 та 10-1. Розраховано струми короткого замикання на шинах 150, 35 та 10 кВ підстанції, визначено максимальні струми к.з., які становлять 17,968 кА, 7,447 кА та 15,623 кА відповідно. За результатами розрахунків обрано типи та параметри високовольтних апаратів, а саме: вимикачів, роз'єднувачів тощо. Виконано перевірку обраних апаратів на термічну та динамічну стійкість. Визначено тип системи оперативного струму на підстанції. Проаналізовано виконання систем вимірювання та освітлення на підстанції. Виконано розрахунок системи блискавкозахисту та визначено необхідність застосування 5 стрижневих блискавковідводів довжиною 20 м з метою забезпечення захисту підстанції на висоті 11,35 м.

5 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Асинхронний режим роботи системи виникає внаслідок порушення стійкості паралельної роботи електростанцій та окремих генераторів, яке створює небезпеку виходу з ладу елементів енергосистеми, порушення енергопостачання споживачів, що спричиняє значні економічні збитки. Тому вельми важливим є своєчасне селективне та надійне виявлення асинхронного режиму в системі з метою його якнайшвидшої ліквідації та відновлення нормального режиму. Для цього в енергосистемах використовуються спеціальні пристрої для автоматичної ліквідації асинхронного режиму (АЛАР).

5.1 Опис ідеї проекту

Сутність послуги, яку пропонується впровадити [6], полягає в оперативному виявленні асинхронного режиму та швидкій його ліквідації для збереження стійкої роботи енергосистеми за допомогою одного пристрою лінійної протиаварійної автоматики, встановленого на лінії 750 кВ, який здатний виявити асинхронний хід в зоні дії автоматики, визначити центр коливань, швидко відключити лінію та надати сигнал про відключення оперативному персоналу.

Одним з інструментів є інтелектуальний електронний пристрій REL670, виробник – ABB (Швеція). Пристрій оптимізований для максимально гнучкого та ефективного захисту, моніторингу та управління повітряними лініями електропередавання. Пристрій забезпечує як дистанційний захист двоколових, паралельних і поздовжньо скомпенсованих ліній, так і ліквідацію асинхронного режиму енергосистеми. Апаратна частина з можливістю розширення і додавання функцій дозволяє пристрою відповідати всім вимогам сучасного мікропроцесорного обладнання. Широкий спектр алгоритмів і функцій управління приєднаннями, що включають синхронізацію, контроль синхронізму,

виявлення знеструмленої лінії і АПВ, а також асинхронного режиму дають значні технічні переваги.

Крім цього, один пристрій в змозі забезпечити захист і управління декількох об'єктів, наприклад, комбінації лінії і трансформатора.

Таблиця 5.1 – Опис ідеї стартап-проекту.

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди
Надання послуги із забезпечення стійкої роботи енергосистеми та ліквідації асинхронного режиму за допомогою пристрою АЛАР, встановленого на лінії 750 кВ	1. Магістральні та міждержавні ЛЕП напругою 330-400-500-750 кВ 2. Генератори теплових та гідроелектростанцій потужністю 500 МВт і більше 3. Генератори атомних електростанцій 4. Резервний захист трансформатора	Зменшення витрат на ремонт генераторів, ЛЕП та іншого обладнання, збереження стійкості роботи енергосистеми

Для детального аналізу техніко-економічних переваг розглянуто характеристики пристрою.

Інтелектуальний мікропроцесорний пристрій АЛАР на базі REL670 має [7]:

а) пусковий 1 ступінь, який виконує функцію визначення симетричних режимів асинхронного ходу та синхронних коливань. З його допомогою здійснюється визначення першого циклу асинхронного режиму по факту зміни швидкості годографу опору з контролем збільшення кута між однойменними фазами напруги в зоні дії пристрою;

б) пусковий 2 ступінь АЛАР використовується для підрахунку кількості циклів асинхронного режиму та відключення об’єкта, що захищається;

в) резервний 3 ступінь АЛАР, який спрацьовує в разі відмови двох перших. Зона дії 3 ступеню охоплює об’єкт, а також прилеглі до нього ділянки енергосистеми;

г) струмову АЛАР для контролю фазних струмів лінії;

д) неповнофазну АЛАР, що відстежує невимкнення фаз вимикача лінії та контролює наявність струму нульової послідовності;

е) функцію контролю струму зворотної послідовності для блокування логіки АЛАР при появі несиметрії струмових ланцюгів;

ж) функцію контролю справності ланцюгів напруги при несправності ланцюгів ТН лінії;

к) можливість контролю напрямку потужності.

Пристрій автоматики ліквідації асинхронного режиму забезпечує захист з високою чутливістю ліній електропередавання і не пред'являє високих вимог до каналу зв'язку з протилежним кінцем лінії. Для підвищення надійності захисту всіх типів ліній, вимірювання і настройки п'яти зон з шістьма групами уставок виконуються незалежно. Функції дистанційного захисту і захисту від замикань на землю можуть взаємодіяти з протилежним кінцем лінії в будь-якій схемі зв'язку. Пристрій також забезпечує можливість управління комутаційними апаратами підстанції і реалізацію оперативних блокувань.

Основне коло конкурентів в даному сегменті ринку електротехнічного обладнання складають такі пристрої автоматики ліквідації асинхронного режиму, як:

а) ALAR-S 7SA610 виробник – Siemens (Німеччина) – Конкурент 1;

б) АЛАР на базі мікропроцесорного модуля «Діамант» виробник – Хартрон (Україна) – Конкурент 2.

Порівняння техніко-економічних характеристик трьох приладів [8], [9], а також визначення сильних, слабких та нейтральних сторін обраного пристрою на основі виконаного порівняння, наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	Концепції конкурентів			Слабка сторона	Нейтральна сторона	Сильна сторона
		Мій проект Пристрій 1	Конкурент 1 Пристрій 2	Конкурент 2 Пристрій 3			
1	Наявність 1 ступеню АЛАР	✓	✓	✓		П1, П2, П3	
2	Наявність 2 ступеню АЛАР	✓	✓	✓		П1, П2, П3	
3	Наявність резервного ступеню	✓	✓	✓		П1, П2, П3	
4	Наявність струмової АЛАР	✓	✓	-	П3		П1, П2
5	Наявність неповнофазної АЛАР	✓	✓	-	П3		П1, П2
6	Можливість контролю струму зворотної послідовності	✓	-	-	П2, П3		П1
7	Можливість контролю ланцюгів напруги зворотної послідовності	✓	-	–	П2, П3		П1
8	Можливість контролю напрямку потужності	✓	✓	✓		П1, П2, П3	
9	Відповідність протоколу передачі даних IEC 61850	✓	✓	–	П3		П1, П2
10	Вартість пристрою, грн*	800 000	500 000	300 000	П1	П2	П3

* Ціни на пристрої лінійної протиаварійної автоматики наведені з даних про закупівлю обладнання на ПС 750 кВ Запорізької АЕС.

5.2 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Планування напрямів розвитку проекту неможливе без аналізу ринку, а саме: потреб потенційних клієнтів, пропозицій конкурентів та динаміки розвитку сегменту ринку, де впроваджується стартап-проект.

Таблиця 5.3. Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту.

№ п/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Кількість головних конкурентів, од.	5
2	Загальний обсяг продаж, грн/ум. од	500 000
3	Динаміка ринку	зростає
4	Наявність обмежень для входу	Відповідність вимогам надійності апаратури
5	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Протокол передачі даних IEC 61850
6	Середня норма рентабельності в галузі, %	75%

Наявність у пристрої протоколу передачі даних IEC 61850, а також вільно програмованої логіки є важливою складовою участі у тендерах з поставки обладнання для відповідальних стратегічних енергетичних об’єктів країни.

Для розрахунку внутрішньої норми прибутку, тобто рентабельності інвестицій [10], була використана формула 5.1.

$$R_i = \frac{\text{Пр}}{\text{К}} \tag{5.1}$$

де, R_i– норма прибутку,

Пр – прибуток за період ,

К – величина початкових інвестицій.

На прикладі інвестора розглянемо ДП «НЕК «Укренерго», що є системним оператором і власником мереж, на яких встановлені пристрої лінійної протиаварійної автоматики.

Розмір інвестицій складає 1 200 000 грн., з яких :

а) 50 тис. грн., для реєстрації і підтримки патенту в Україні;

б) 80 тис. грн., для реєстрації та підтримки патенту в Європі;

в) 300 тис. грн., для впровадження новизни безпосередньо в систему протиаварійної автоматики (розробка нових функцій, встановлення додаткових датчиків та вимірювальних приладів);

г) 110 тис. грн., утримання та модернізація виробництва;

д) 60 тис. грн., маркетингові дослідження;

е) 100 тис. грн., послуги доставки, встановлення та наладки;

ж) 100 тис. грн., авторські відрахування;

з) 300 тис. грн., матеріали та виготовлення пристрою;

и) 100 тис. грн., експлуатаційні витрати.

За статистичними даними, неспрацювання пристрою АЛАР призводить до масштабної аварії в системі з можливістю відключення великої кількості споживачів та генераторів. За статистикою, збитки при невідключеному асинхронному режимі на сьогоднішній день складають суму 100 млн. грн. Витрати на експлуатацію пристрою становлять 100 тис. грн. Імовірність неспрацювання пристрою становить 0,01. Економія на ремонті обладнання після аварії, спричиненої неспрацюванням пристрою складе: 100 млн·0,01 = 1 млн. грн.

Визначимо рентабельність інвестицій за формулою 5.1:

$$R_i = \frac{Пр}{K} = \frac{0,9}{1,2} = 0,75,$$

де К – сумарні інвестиції;

Пр = 1 - 0,1 = 0,9 – прибуток, який визначається економією на ремонті обладнання після аварії за вирахуванням експлуатаційних витрат на обслуговування пристрою.

Отже, рентабельність інвестицій складає 75%.

5.3 SWOT-аналіз стартап-проекту

Для здійснення SWOT-аналізу складено матрицю сильних та слабких сторін проекту, загроз та можливостей його успішної реалізації.

Таблиця 5.4. SWOT-аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: вільно програмована логіка, відповідність системи передачі даних протоколу IEC 61850	Слабкі сторони: висока вартість у порівнянні з пристроями-конкурентами
Можливості: збереження стійкості роботи системи, запобігання пошкодженню електрообладнання при асинхронному режимі	Загрози: зміна технічних вимог, малі обсяги перспективного будівництва в електроенергетиці, зменшення інвестицій у разі затримок з введенням RAB-тарифу

На сьогоднішній день у зв’язку із швидким розвитком енергетики ситуація на ринку системної автоматики сприяє поширенню даного проекту, оскільки, на нього існує стабільний попит. Надійність, функціональність, легкість обслуговування, не зважаючи на більш високу вартість порівняно з пристроями-конкурентами, сприяють успішній реалізації даного проекту.

Висновки до розділу

У розділі розглянутий стартап-проект надання послуги з ліквідації асинхронного режиму в енергосистемі за допомогою пристрою АЛАР на базі мікропроцесорного терміналу REL670, встановленого на лінії 750 кВ. Визначено головні конкурентні технології та пристрої-аналоги для надання аналогічної послуги та проведено порівняльний аналіз основних техніко-економічних показників. Проведено SWOT-аналіз проекту впровадження пристрою АЛАР, визначені можливості та загрози його реалізації. За результатами аналізу виявлено, що проект є цілком конкурентоспроможним, рентабельність інвестицій в проект складає 75%. Подальша імплементація проекту є доцільною.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЛІНІЇ 750 кВ

Лінії електропередавання надвисокої напруги (НВН) промислової частоти – одні з основних системотвірних складових об’єднаної енергосистеми України, вони забезпечують передачу потужності електричних станцій до районів енергоспоживання, зменшення втрат енергії порівняно з мережами нижчої напруги.

Проте експлуатація ліній НВН має ряд додаткових проблем, серед яких однією з найважливіших є забезпечення електробезпеки при їх обслуговуванні та ремонті. Високий рівень напруженості електромагнітного поля, необхідність виконання електромонтажних робіт на значній висоті і під напругою потребують розробки і впровадження цілого ряду додаткових методів і засобів забезпечення безпечних умов праці.

Предметом розгляду є повітряна лінія 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська, розташована в межах Запорізької та Херсонської областей.

Метою роботи є розробка заходів з безпеки і охорони праці при експлуатації та ремонті даної лінії, а саме при заміні проводів та грозозахисних тросів, чищенні та заміні гірлянд ізоляторів, встановленні розпірок, проведенні регулярних технічних оглядів тощо.

6.1 Аналіз умов праці під час експлуатації повітряних ліній 750 кВ

Аналіз умов праці та кліматичних умов виконується для повітряної лінії Запорізька АЕС – Каховська-750. Лінія виконана проводом 5×АС-300, довжина лінії 186 км. До потенційно небезпечних частин лінії відносяться струмопровідні частини та опори, на яких може з’явитися напруга внаслідок пошкодження ізоляції.

Обслуговуванням лінії 750 кВ займається спеціальна бригада, яка складається з 10 чоловік: керівника робіт, який відповідає за проведення робіт, заступника керівника, верхових електромонтерів (3 людини), які мають право виконувати роботи на висоті, низових електромонтерів (5 чоловік), які виконують роботи на землі та не мають права на виконання висотних робіт [12].

Для безпечного виконання робіт повинні виконуватись такі організаційні заходи:

а) призначення осіб, відповідальних за безпечне виконання робіт;

б) видача наряда або розпорядження;

в) видача дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;

г) підготовка робочого місця та допуск;

д) нагляд при виконанні робіт;

е) оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Електромонтери для роботи на ПЛ 750 кВ повинні мати IV групу з електробезпеки, а керівник робіт та його заступник повинні мати V, VI групи з електробезпеки. Бригада здійснює роботи з підвісу та заміни проводів та грозозахисних тросів лінії, установки, заміни та чищення ізоляторів, проведення регулярних технічних оглядів.

Переміщення електромонтера до елементів ПЛ, що ремонтуються, здійснюється [13]:

а) у сидінні монтерському, методом «маятника» (рис. 6.1 а);

б) у сидінні монтерському, з використанням направляючого каната (рис. 6.1 б);

в) у колисці монтерській, яка підвішена до пристрою для пересування по натяжній гірлянді ізоляторів (рис. 6.1 в);

г) у сидінні монтерському, яке підіймається до рівня проводу ПЛ з землі за допомогою ручної лебідки (рис. 6.2 а);

д) у сидінні монтерському, яке переміщається до проводу ПЛ за схемою «трикутника» за допомогою поліспаста (рис. 6.2 б);

е) на сидінні, яке переміщається зверху по натяжній гірлянді ізоляторів (рис. 6.2 в);

ж) у візку для переміщення по проводах ПЛ (рис. 6.2 г).

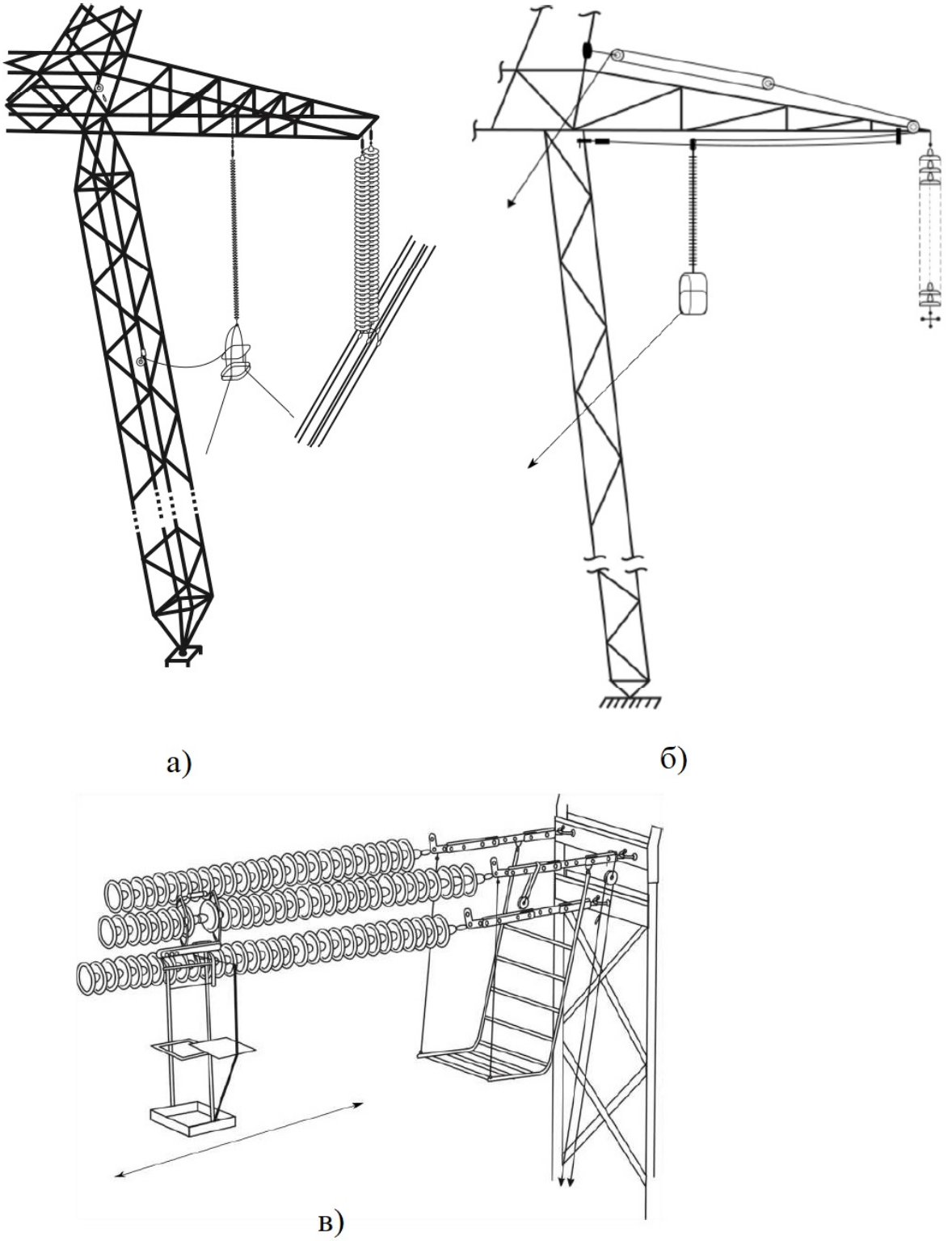
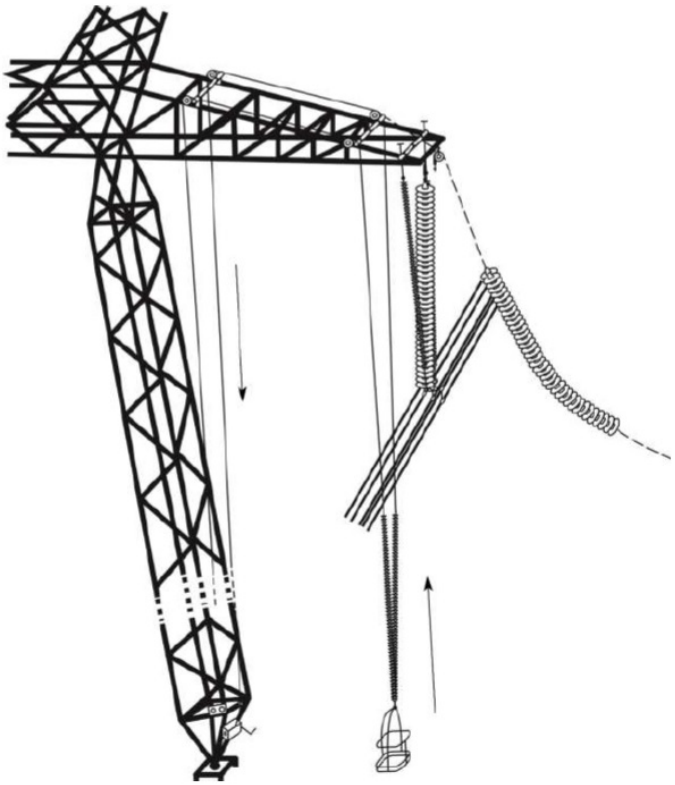
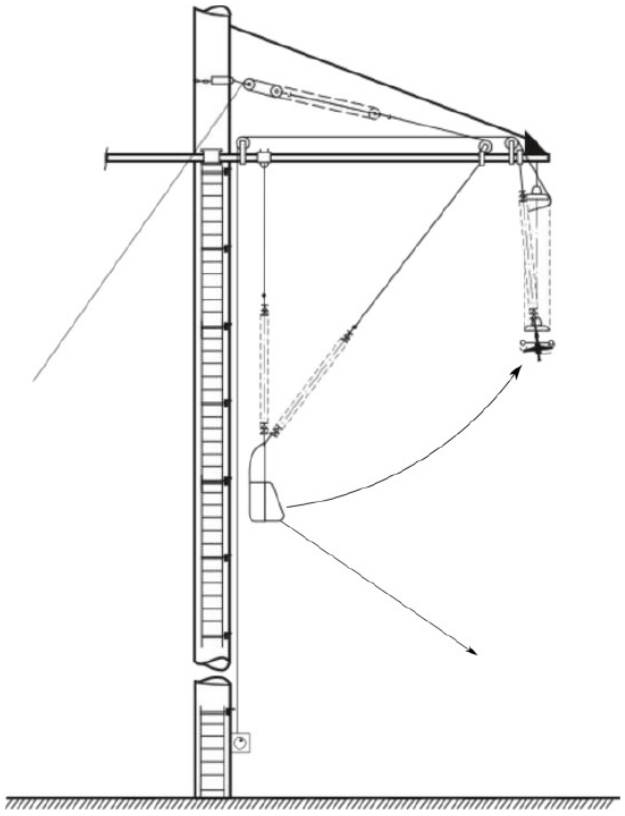


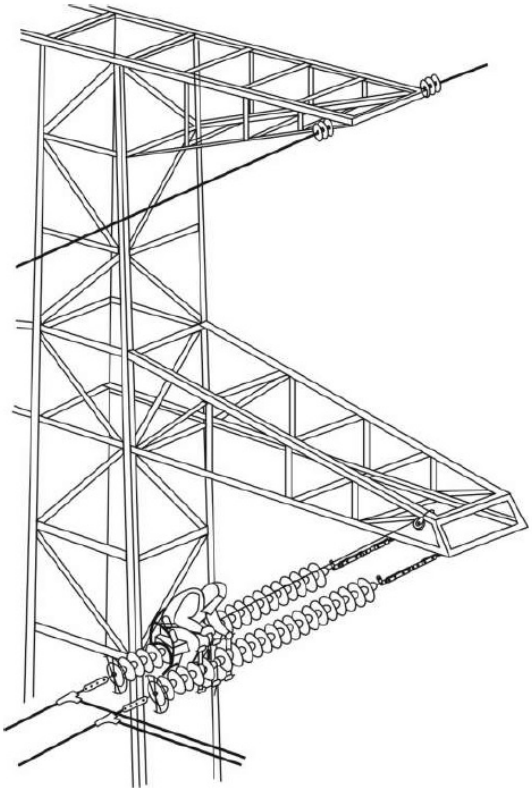
Рисунок 6.1 – Варіанти переміщення електромонтера до елементів ПЛ



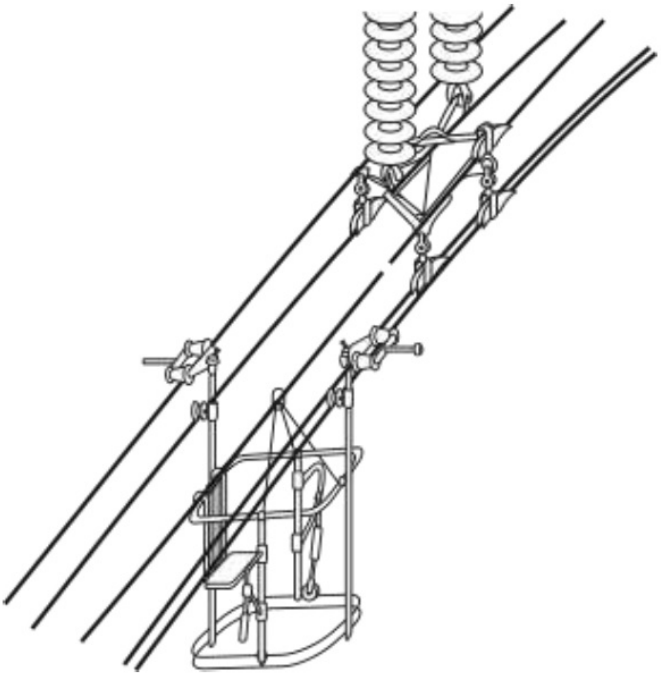
а)



б)



в)



г)

Рисунок 6.2 – Варіанти переміщення електромонтера до елементів ПЛ

Оцінка важкості праці електромонтерів здійснюється на підставі обліку всіх наведених в Гігієнічній класифікації показників. При цьому кінцева оцінка важкості праці встановлюється за показником, який має найвищий ступінь важкості [12].

Виходячи з принципів Гігієнічної класифікації, умови праці при експлуатації ПЛ 750 кВ відносяться до небезпечних, тобто тих, що характеризуються такими рівнями шкідливих факторів виробничого середовища і трудового процесу, вплив яких протягом робочої зміни (або ж її частини) створює загрозу для життя, високий ризик виникнення важких форм гострих професійних уражень.

Оцінка важкості трудового процесу, що здійснюється на підставі обліку фізичного динамічного навантаження, маси вантажу, що піднімається і переміщується, загального числа стереотипних робочих рухів, величини статичного навантаження, робочої пози, ступеню нахилу корпусу, переміщень в просторі, показує, що дана праця відноситься до класу важкості 3.2.

Напруженість трудового процесу на підставі обліку факторів, що характеризують напруженість праці, а саме, інтелектуальних, сенсорних, емоційних навантажень, ступеню монотонності праці, режиму роботи оцінюється ступенем 3.3 як важка праця, яка передбачає високий ступінь відповідальності та емоційної напруженості.

Робота в умовах перевищення гігієнічних нормативів дозволяється тільки при застосуванні засобів колективного та індивідуального захисту і скороченні часу дії шкідливих виробничих факторів.

На проведення робіт на ПЛ 750 кВ впливають кліматичні та погодні умови в регіоні розташування лінії. Лінія розташована в зоні 3 з максимальною температурою повітря 40°С, мінімальна температура повітря складає мінус 10-12°С, що за класифікацією відповідає 5 та 6 районам. Середньорічна температура регіону становить 9-10°С. Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

До робіт допускаються лише працівники, які мають відповідну кваліфікацію, групу з електробезпеки IV (V, VI), ті, які пройшли інструктажі з охорони праці та техніки безпеки, а також медогляд. Працівники, прізвища яких не вказані в бланку допуску, до робіт не допускаються.

6.2 Аналіз небезпечних і шкідливих чинників

При проведенні робіт на ПЛ 750 кВ мають місце такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) висока напруга електричної мережі;
б) висока напруженість електричного і магнітного полів;
в) підвищений рівень шуму та вібрації;
г) розташування робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі;
д) вплив погодних умов та температури повітря, оскільки роботи проводяться на відкритому повітрі.

Електромагнітне поле ПЛ напругою 750 кВ негативно впливає на організм людини. Крім того, в момент дотику людини до струмовідних частин обладнання, конструкцій опор, приладів і т.д. виникають електричні розряди. Ступінь впливу електромагнітного поля на організм залежить як від напруженості поля, так і від часу перебування в ньому. Гранично допустимий рівень напруженості електричного поля частотою 50 Гц – 25 кВ/м. Гранично допустимий рівень напруженості електростатичного поля без обмеження часу – 20 кВ/м. Вплив на організм людини електричних розрядів, що виникають в зоні впливу, неприпустимий незалежно від часу їх впливу [14].

Для ПЛ 750 кВ зона впливу електромагнітного поля починається на відстані 30 м від найближчих струмовідних частин. Для зменшення згубного впливу на організм людини шкідливих та небезпечних виробничих чинників використовують індивідуальні та колективні засоби захисту.

6.3 Заходи і засоби захисту при роботі на ПЛ 750 кВ

Засоби захисту повинні застосовуватися в зоні впливу електромагнітного поля лінії при всіх видах робіт.

Для захисту персоналу від впливу електромагнітного поля можуть застосовуватися такі засоби екранування:

а) стаціонарні екрануючі пристрої;

б) переносні (пересувні) екрануючі пристрої;

в) індивідуальні екрануючі комплекти (екрануючий одяг).

Стаціонарні та переносні екрануючі пристрої повинні бути заземлені та повинні забезпечувати зниження напруженості електромагнітного поля на робочому місці до величини 20 кВ/м і менше. Стаціонарні екрануючі пристрої встановлюються на підстанції та можуть виконуватися у вигляді козирків, навісів і перегородок.

Переносні екрануючі пристрої можуть виконуватися у вигляді інвентарних навісів, наметів, перегородок, щитів та ін. Вони встановлюються над місцем виконання робіт, а також між діючими і відключеними комірками або комірками, що монтуються. Переносні щити доцільно застосовувати в якості знімних бічних екранів на лісах, що використовуються при роботах на повітряних вимикачах, на кошиках телескопічних вишок і гідропідйомників і т.д. Заземлення переносних екрануючих пристроїв повинно здійснюватися шляхом приєднання їх до контуру заземлення або до заземлених об'єктів, для чого вони повинні мати спеціальні затискачі і провідники.

Захисні властивості індивідуального екрануючого комплекту забезпечуються конструкцією і дотриманням правил його експлуатації [15].

Індивідуальний екранувальний комплект складається з наступних елементів:

а) захисний костюм - куртка і штани (або комбінезон);

б) захисні діелектричні рукавиці для захисту від можливого ураження електричним струмом;

в) екрануючий головний убір - металева або пластмасова металізована каска для теплої пори року типу А і шапка-вушанка з прокладкою з металізованої тканини - для холодної пори року;

г) спеціальне взуття, що має електропровідну гумову підошву або виконане цілком з електропровідної гуми (черевики, гумові чоботи, калоші).

Спеціальне взуття є основним засобом заземлення індивідуальних екрануючих комплектів.

Всі елементи індивідуального екрануючого комплекту для захисту від впливу електромагнітного поля повинні застосовуватися спільно і повинні бути надійно електрично з'єднані один з одним за допомогою провідників зв'язку.

При роботах, пов'язаних з дотиком до заземлених предметів, індивідуальні екрануючі комплекти повинні бути додатково заземлені в наступних випадках:

а) коли людина знаходиться на ґрунті з низькою провідністю - на бетоні, гравії, дерев'яному настилі і т.п .;

б) коли людина перебуває на заземленій конструкції, але комплект ізольований від "землі".

Для додаткового заземлення можуть бути використані майданчики з металевих рифлених листів або сітки, на яких повинна знаходитися людина під час роботи. Майданчики повинні бути заземлені, для чого вони повинні бути обладнані спеціальними зажимами і провідниками для заземлення.

Додаткове заземлення комплекту може бути також виконано шляхом заземлення спеціального провідника і приєднання його до будь-якого з провідників зв'язку на комплекті.

Всі члени бригади повинні мати засоби індивідуального захисту.

Керівник робіт повинен перевірити у кожного електромонтера правильність з’єднання між собою всіх елементів екрануючого комплекту одягу та виміряти опір постійному струму за допомогою омметра [16].

Опір вимірюється між виводом на комірі куртки та:

а) виводами на рукавах куртки (правим, лівим);

б) виводами нижньої частини штанів (правої, лівої);

в) кожним із заземлюючих провідників зі струбцинами.

6.4 Розрахунок технічних заходів з охорони праці

В якості розрахунку технічного заходу приведено розрахунок заземлення портальної металевої опори ПЛ 750 кВ з відтяжками, тип ПС-1.

Вихідні дані для розрахунку:

а) напруга лінії – 750 кВ;

б) струм замикання на землю $I_{зз}$=106,1А;

в) тип ґрунту – супісок, $\rho_{табл} = 300$ Ом·м;

г) заземлюючий пристрій – фундамент-вертикальний заземлювач (ВЗ) та горизонтальний заземлювач (ГЗ);

д) глибина закладання – 0,8 м;

е) $R_{шт}$ =0,5 Ом·м для ПЛ 750 кВ.

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi_i, \tag{6.1}$$

де ψ_i=1,5 − коефіцієнт сезонності для ВЗ, при середній вологості ґрунту;

ψ_i=3,5 – коефіцієнт сезонності для ГЗ, при середній вологості ґрунту.

$\rho_{розр} = 300 \cdot 1,5 = 450$ Ом·м - для ВЗ

$\rho_{розр} = 300 \cdot 3,5 = 1050$ Ом·м - для ГЗ

Фундамент забезпечує нормоване значення опору природного заземлення в ґрунті $\rho \leq 300$ Ом·м. Оскільки отримане значення 300< $\rho_{розр}$ <500 Ом·м, то із використанням природної провідності фундаментів додатково застосовують вертикальні та горизонтальні заземлювачі.

Для ВЗ обираємо сталеві труби діаметром d=50 мм з товщиною стінок 3,5 мм, довжиною l_1=3 м. ГЗ виконані з сталі перетином 12 мм довжиною l_2=18 м.

Розрахуємо опір розтікання ВЗ:

$$R_{\text{В1}} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1}\left(\ln\frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2}\ln\frac{4t + l_1}{4t - l_1} \right), \tag{6.2}$$

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:

$$t = t_0 + l_1 / 2, \tag{6.3}$$

де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м;

$$t = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{в} = \frac{450}{2\pi \cdot 3}\left(\ln\frac{2 \cdot 3}{0,051} + \frac{1}{2}\ln\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 1.22 \text{ Ом}.$$

Так як $R_{\text{В1}} > R_{\text{ШТ}}$, то потрібно паралельно сполучити декілька ВЗ.

Потрібну кількість ВЗ визначаємо за формулою:

$$n' = R_{\text{В1}} / \left(R_{\text{шт}}\eta_{\text{е}} \right), \tag{6.4}$$

де $\eta_{\text{е}} \leq 1$ − коефіцієнт екранування (використання) заземлювачів, який враховує взаємний вплив ВЗ залежно від їх кількості, способу їх розміщення (у низку чи у контурі) і густини розміщення, яка визначається співвідношенням (a/l_1), a – відстань між ВЗ, м.

Приймаємо фактичне значення коефіцієнта екранування 0,73.

$$n` = \frac{1,22}{0,5 \cdot 0,77} = 3,17.$$

В даному випадку приймається кількість вертикальних електродів – 4 шт, довжиною 3 м. За [11], нормоване значення опору заземлення в ґрунті з 300< ρ_e <500 Ом·м забезпечать 4 вертикальних електроди довжиною 3 м.

Розташовуємо заземлювачі нижче зони промерзання ґрунту.

Визначаємо довжину ГЗ:

Довжину ГЗ $l_г$ визначають залежно від умов розташування:

у разі розміщення ВЗ у низку

$$l_Г = a(n-1) \tag{6.5}$$

$$l_г = 6 \cdot (4-1) = 18 \text{ м.}$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального прямокутного заземлювача:

$$R_Г \approx \frac{\rho_{розр.г}}{(2\pi l_Г)} \cdot \ln(2l_Г / d_Г)., \tag{6.6}$$

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

$t_Г$ =0,8 м – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ:

$$R_г = \frac{1050}{2\pi \cdot 3} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 18}{0,012}\right) = 4,46 \text{ Ом.}$$

Визначаємо еквівалентний опір струму розтікання штучного заземлювача:

$$R_{шт}' = \frac{R_{В1} \cdot R_Г}{(R_{В1} \cdot \eta_{Геф} + R_Г \cdot n \cdot \eta_{Веф})}, \tag{6.7}$$

де $\eta_{Веф}$ =0,73 – фактичний коефіцієнт екранування ВЗ,;

$\eta_{Геф}$ =0,8 − коефіцієнт використання ГЗ з урахуванням ВЗ.

$$R'_{шт} = \frac{1,22 \cdot 4,46}{(1,22 \cdot 0,8 + 4,46 \cdot 4 \cdot 0,73)} = 0,39 \text{ Ом.}$$

Отримане значення опору штучного ЗП не перевищує значення $R_{шт}$, що дорівнює 0,5 Ом.

6.5 Заходи і засоби безпеки в надзвичайних ситуаціях

При проведенні ремонтних робіт на повітряних лініях 750 кВ можуть мати місце такі аварійні ситуації, як короткі замикання, поява електричних розрядів, помилкові дії персоналу, розрив стропа через розтяжки опори повітряної лінії, розщеплення та падіння гірлянд ізоляторів, обрив проводів лінії, падіння опори тощо.

При виникненні ситуацій, які можуть призвести до аварії або нещасного випадку, керівник робіт повинен:

а) відвести ізолювальні пристрої та систему доставки електромонтера від потенціалу струмовідних частин;

б) вжити заходів для фіксації пристроїв і струмовідних частин;

в) припинити роботу, вивести людей на безпечну відстань;

г) повідомити диспетчеру про виникнення аварійної ситуації.

В разі короткого замикання на місці виконання робіт через помилки в процесі виконання роботи вона (робота) повинна бути припинена. Керівник робіт повинен доповісти диспетчеру про причину короткого замикання та про можливість вмикання ПЛ в роботу.

При травмуванні або раптовому захворюванні потерпілому необхідно надати першу допомогу, викликати швидку допомогу або негайно доправити потерпілого в найближчий медичний заклад.

При появі розрядів по поверхні ізолювальних пристроїв вони повинні бути негайно відведені від потенціалу струмопровідних частин, а всі інші пристрої та засоби захисту необхідно зняти з опори ПЛ.

Висновки до розділу

У даному розділі було проведено аналіз умов праці, небезпечних та шкідливих виробничих чинників під час експлуатації повітряної лінії 750 кВ Запорізька АЕС - Каховська та їх вплив на працівників. Визначено мінімальний склад спеціальної ремонтної бригади – 10 чоловік та описано їх функції. Приведено ілюстрації варіантів переміщення електромонтера до елементів повітряної лінії. Проведено оцінку важкості робіт за Гігієнічною класифікацією і встановлено, що роботи з ремонту та обслуговування ПЛ 750 кВ відносяться до класу важкості 3.3. Розглянуто та описано техніко-організаційні заходи та засоби індивідуального захисту для запобігання впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, зокрема впливу підвищеної напруженості електромагнітного поля лінії, гранично допустиме значення якого становить 20 кВ/м. Проведено розрахунок заземлення портальної опори 750 кВ з відтяжками. Розрахований опір штучного заземлення становить 0,39 Ом, що відповідає нормативному значенню. Також в розділі приведені заходи безпеки в надзвичайних ситуаціях, які можуть виникнути при роботі на ПЛ.

ВИСНОВКИ

Розглянуті в магістерській дисертації передумови введення в експлуатацію повітряної лінії Запорізька АЕС – Каховська, які базуються на необхідності вдосконалення схеми видачі потужності Запорізької АЕС та забезпечення надійного електропостачання споживачів південного регіону, зокрема Херсонської та Миколаївської областей, закріплені в Плані розвитку системи передачі на 2019-2028 роки, розробленому ДП «НЕК «Укренерго».

Доцільність введення в роботу нової лінії підтверджена розрахунками режимів роботи мережі ОЕС України, проведеними за допомогою програмного комплексу ГрафСКАНЕР для періодів максимальних та мінімальних навантажень в режимні дні зими і літа 2019 року.

Встановлено, що сумарні втрати потужності в мережі при введенні в роботу ПЛ Запорізька АЕС – Каховська зменшились з 598,5 МВт до 593,5 МВт в зимовий період та з 522 МВт до 516,5 МВт в літній.

При введенні в експлуатацію обов’язковим для ПЛ 750 кВ є встановлення пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики. Розглянутий в роботі дистанційний релейний захист лінії Запорізька АЕС – Каховська виконаний на базі мікропроцесорного терміналу REL 670.Уставки спрацювання трьох ступенів захисту розраховані за допомогою програмного комплексу IEDKK-REL670, спеціально розробленого для розрахунку уставок даного терміналу.

Протиаварійна автоматика лінії представлена пристроями автоматики ліквідації асинхронного режиму та автоматики обмеження підвищення напруги. Пристрій АЛАР для лінії Запорізька АЕС – Каховська також виконаний на базі мікропроцесорного терміналу REL 670 і має два основних і резервний ступені спрацювання, струмову та неповнофазну АЛАР. Пристрій АОПН виконаний на базі мікропроцесорного модуля РЗА «Діамант» і має два ступені спрацювання та функцію резервування відмови вимикача.

Забезпечення стійкої роботи системи та вчасна ліквідація асинхронного режиму є важливим аспектом експлуатації мереж ОЕС України. Тому в роботі проведено порівняння пристроїв АЛАР REL 670 (ABB), ALAR-S 7SA610 (Siemens) та АЛАР на базі мікропроцесорного модуля «Діамант» (Хартрон), які можуть виконувати дану функцію. За результатами порівняльного аналізу пристрій АЛАР REL 670 (ABB) найбільш підходить для виконання функції виявлення асинхронного режиму на лінії Запорізька АЕС – Каховська.

З метою визначення можливості перспективного збільшення навантаження району Каховського енерговузла та можливості будівництва промислових підприємств в регіоні розроблено типовий проект знижувальної підстанції 150/35/10 кВ з можливістю приєднання до шин 150 кВ ПС 330/220/150/35/6 кВ «Каховська» для живлення промислових та інших споживачів другої категорії надійності електропостачання.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки. Проект. ДП «НЕК «Укренерго». – 2018. – 167 с

2. Автоматизированное конструирование графической модели электрической сети («ГрафСКАНЭР») для решения задач подсистем SCADA и EMS АСДУ энергосистемы – Київ: Главный Информационно-вычислительный Центр (ГИВЦ) Национальной энергетической компании Укрэнерго, 2003. – 184 с.

3. Барзам А. Б. Системная автоматика. – Москва: «Энергия», 1973. – 391 с. – (3).

4. Беркович М. А. Основы автоматики энергосистем / М. А. Беркович, А. Н. Комаров, В. А. Семенов. – Москва: Энергоиздат, 1981. – 343 с. – (2).

5. Гоник Я. Е. Автоматика ликвидации асинхронного режима / Я. Е. Гоник, Е. С. Иглицкий. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 111 с.

6. Розроблення стартап-проекту. Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.

7. Интеллектуальное электронное устройство дистанционной защиты линии. Инструкция. [Електронний ресурс] URL: https://library.e.abb.com/public/b59273d7c4491b4fc125723a0031eea7/1MRK506264-BRU_ru_Line_distance_protection_IED_REL_670_pre-configured_(russian).pdf

8. Устройство автоматики ликвидации асинхронного режима ALAR-S 7SA610. Инструкция. ДП «НЕК «Укренерго». – 2018. – 32 с.

9. «Методичні вказівки з вибору уставок АЛАР на базі мікропроцесорного модуля «Діамант». Інструкція. [Електронний ресурс] URL: https://hartron-inkor.com/avtomatika-likvidacii-asinhronnogo-rezhima-modifikaciya-alar03

10. ГКД 340.000.002.97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Енергосистеми та електричні мережі , Київ. ─ 2008. – 54 с.

11. Правила улаштування електроустановок – Харків. 2017. – 760 с.

12. Заземлення і захисні заходи електробезпеки – Київ: Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики», 2006. – 70 с.

13. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів. – Держстандарт, 2002.

14. ДНАОП 64.2-1.06-98. Правила безпеки при роботах на повітряних лініях і лініях зв'язку. Київ. ─ 1998.

15. Охрана труда в электроустановках/ Под ред. Б.А. Князевского – М.: Энергоатомиздат, 1983.– 336 с.

16. Третякова Л.Д. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування / Литвиненко Г.Є., Третякова Л.Д. – К.: Лібра, 2008. – 317 с.

17. Типова інструкція з охорони праці при виконанні робіт на повітряних лініях 330 та 750 кВ. ДП «НЕК «Укренерго». Київ 2018. – 45 с.

Додаток А

Режими роботи мережі ОЕС України з урахуванням введення в експлуатацію повітряної лінії Запорізька АЕС – Каховська

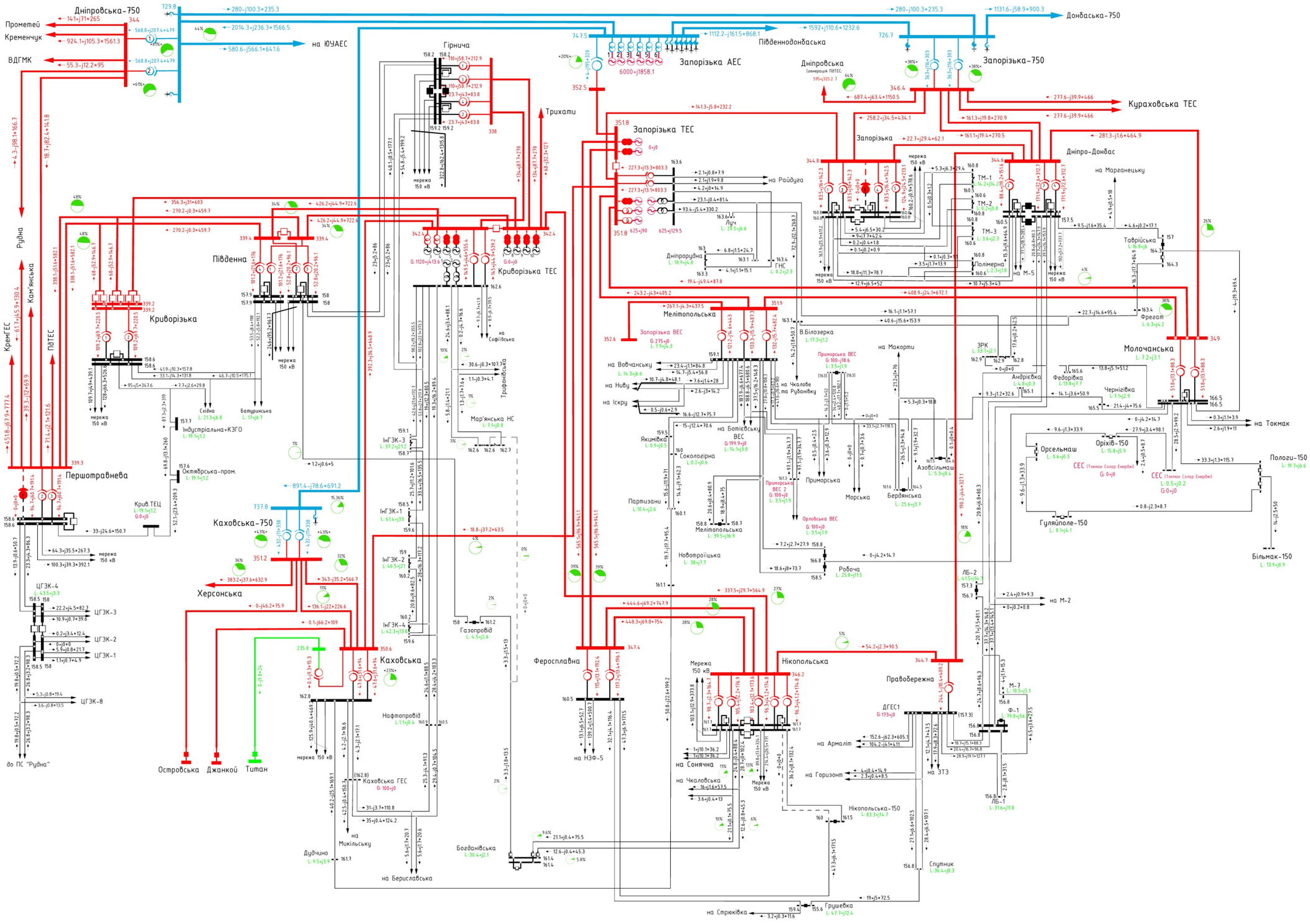
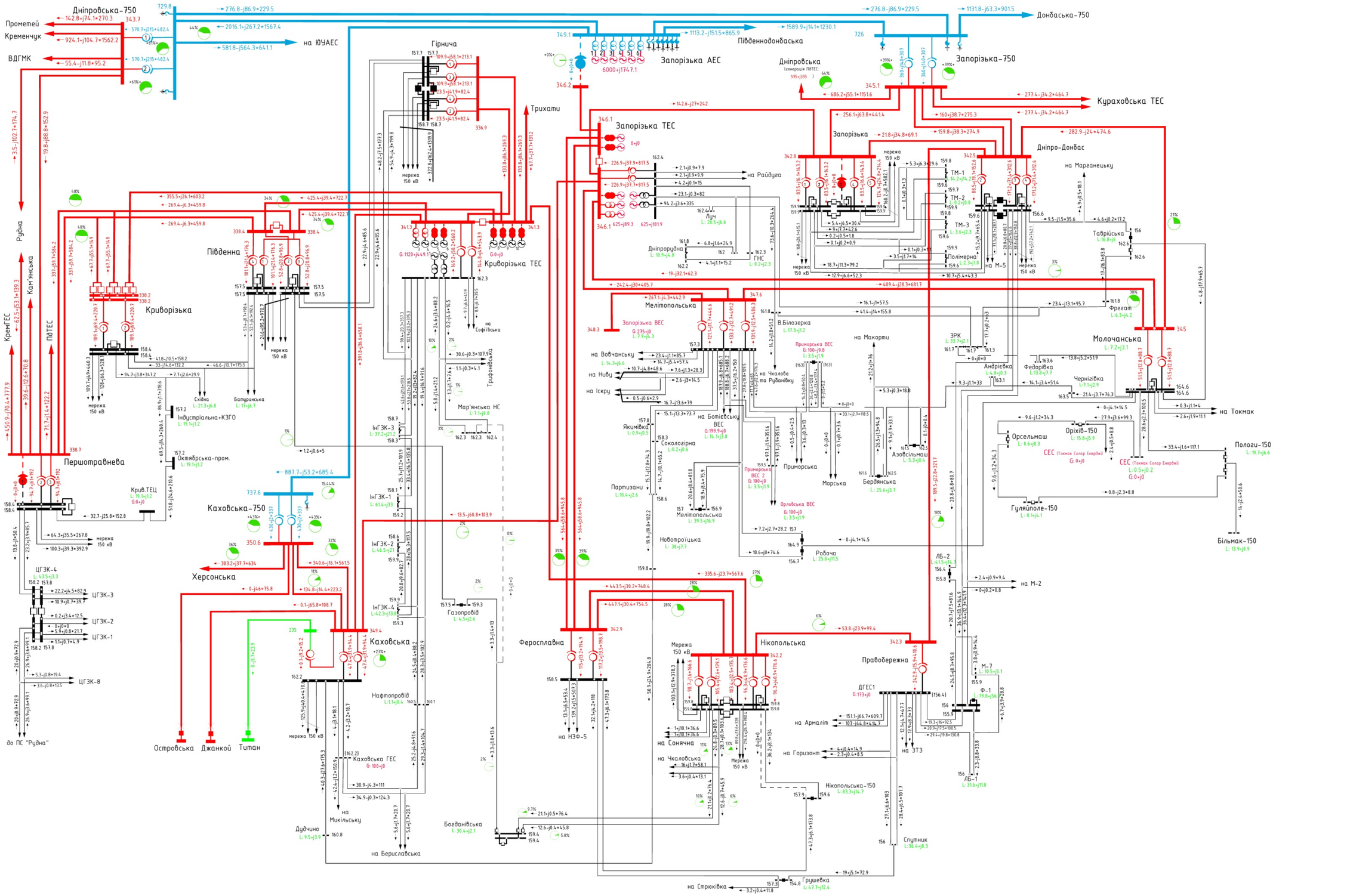


Рисунок А.1 – Нормальний режим роботи мережі в режимний день зими 2019 року, $03^{\underline{00}}$


Дніпровська-750
Прометей
Кременчук
ВДГМК
на ЮУАЕС
Рудна
Кам'янська
ПАТЕС
КремГЕС
Першотравнева
Криворізька
Південна
Криворізька ТЕС
Трихати
Каховська-750
Каховська
Херсонська
Острозька
Джанкой
Титан
Запорізька АЕС
Південнодонбаська
Запорізька ТЕС
Запорізька-750
Донбаська-750
Дніпровська
Запорізька
Дніпро-Донбас
Курахівська ТЕС
Мелітопольська
Запорізька ВЕС
Приморська ВЕС
Приморська ВЕС 2
Орловська ВЕС
Приморська
Морська
Новотроїцька
Мелітопольська
Ферославна
Нікопольська
Правобережна
ДГЕС1
Молочанська
Фрегат
Таврійська
Полімерна
Андрієвка
Федорівка
Чернігівка
Орхіїв-150
Орсельмаш
Гуляйполе-150
Пологи-150
Більмак-150
Токмак
Роботине
Бердянська
Азовсільмаш
Якимівка
Сокологірна
Партизани
Інгзк-1
Інгзк-2
Інгзк-3
Інгзк-4
Газопровід
Богданівська
Дудчино
Каховська ГЕС
Нафтопровід
Мар'янська НС
Трифонівська
Софіївська
Інд.-КЗГО
Окт.-пром.
Крив.ТЕЦ
ЦГЗК-1
ЦГЗК-2
ЦГЗК-3
ЦГЗК-4
ЦГЗК-8
до ПС "Рудна"
на Микільську
на Берославську
на НЗФ-5
на Сонячну
на Чкаловську
на Стрюківку
на Армалім
на Горизонт
на ЗТЗ
на Спутник
на Грушевку
на Вовчанську
на Ниву
на Іскру
на Ботієвську
на Чкалове
на Рудянівку
на Макорти
на Райдугу
на Софіївську
на М-2
на М-5
на М-7
Спутник
Грушевка
Нікопольська-150
Роботине
Ф-1
ЛБ-1
ЛБ-2
ЗРК
Дніпровська (генерація ПАТЕС)
Луч
Дніпрорудна
ГНС
Полімерна
Мережа 150 кВ
Мережа 150 кВ
Мережа 150 кВ

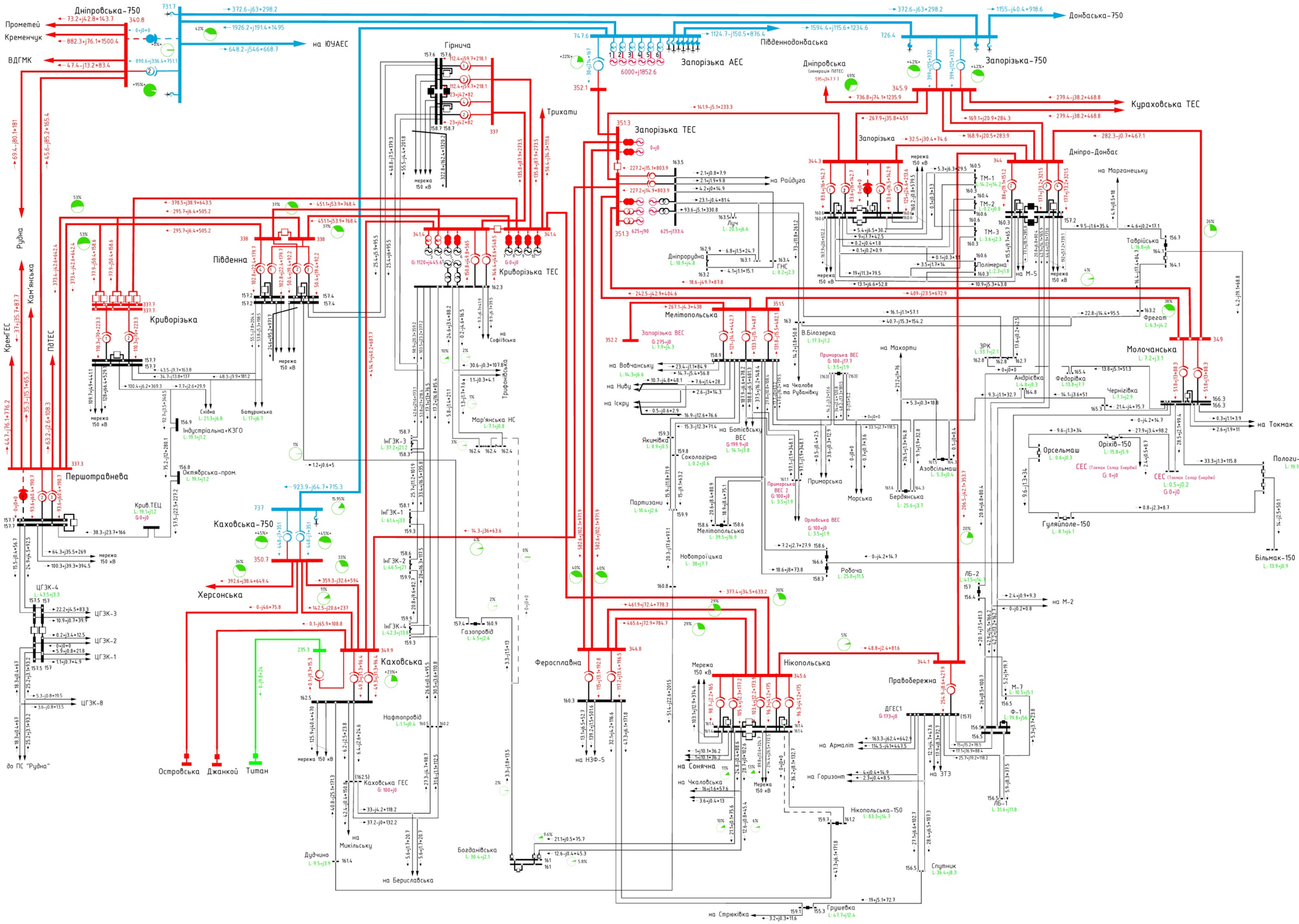


Рисунок А.3 – Аварійний режим відключення АТ-1 на ПС «Дніпровська» в режимний день зими 2019 року, $03^{\underline{00}}$

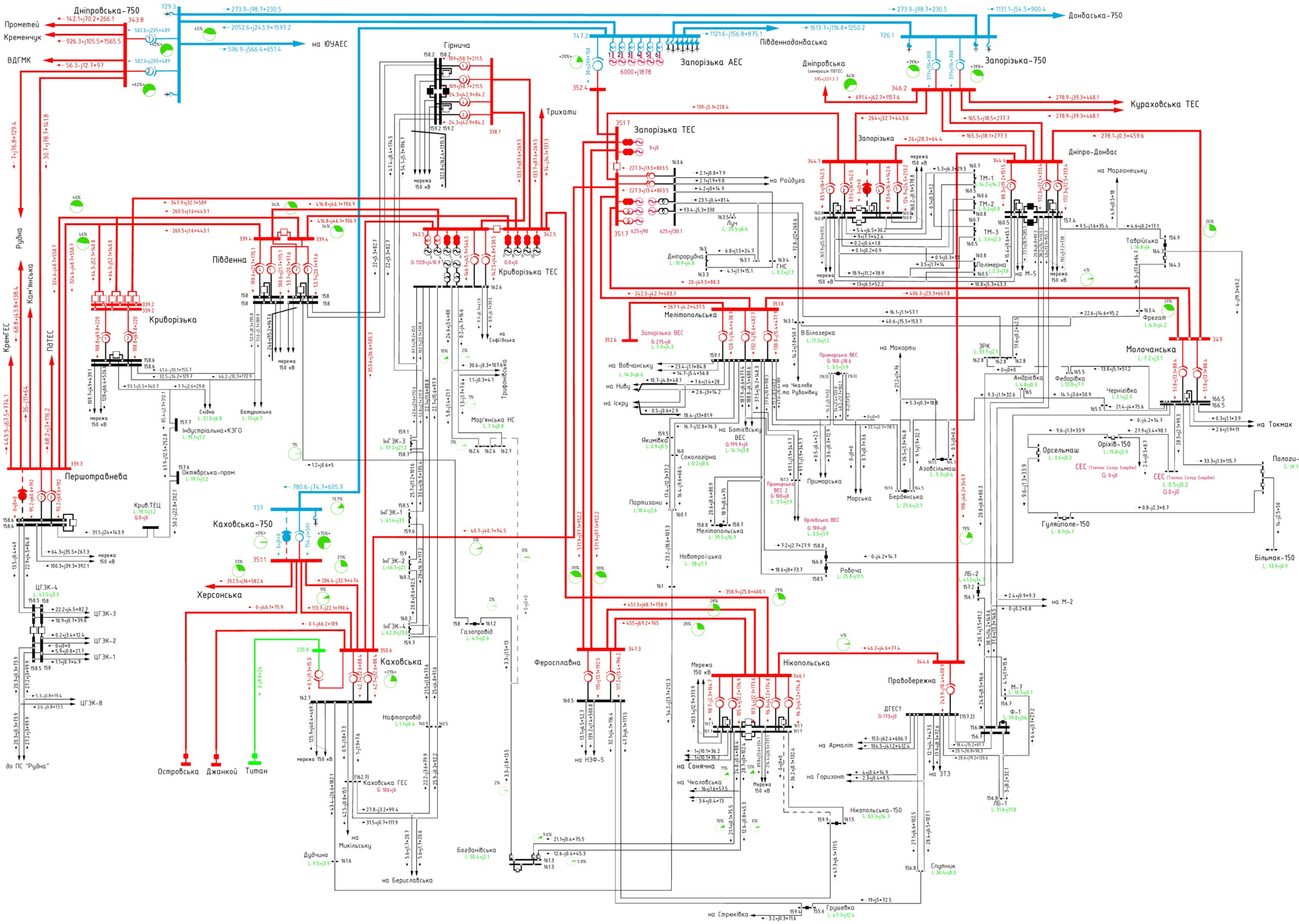


Рисунок А.4 – Аварійний режим відключення АТ-1 на ПС «Каховська-750» в режимний день зими 2019 року, $03^{\underline{00}}$

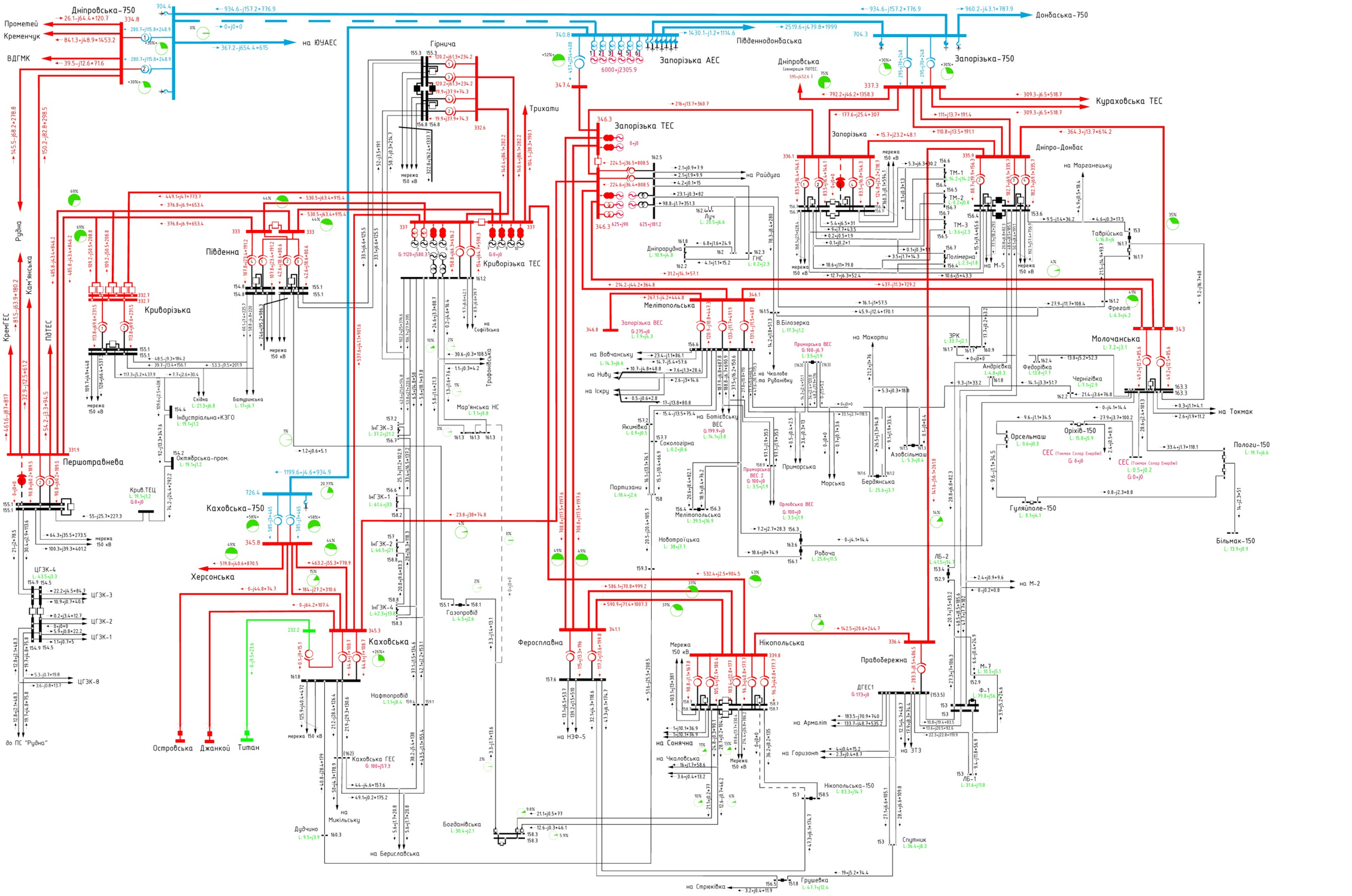


Рисунок А.5 – Аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Дніпровська в режимний день зими 2019 року, $03^{\underline{00}}$

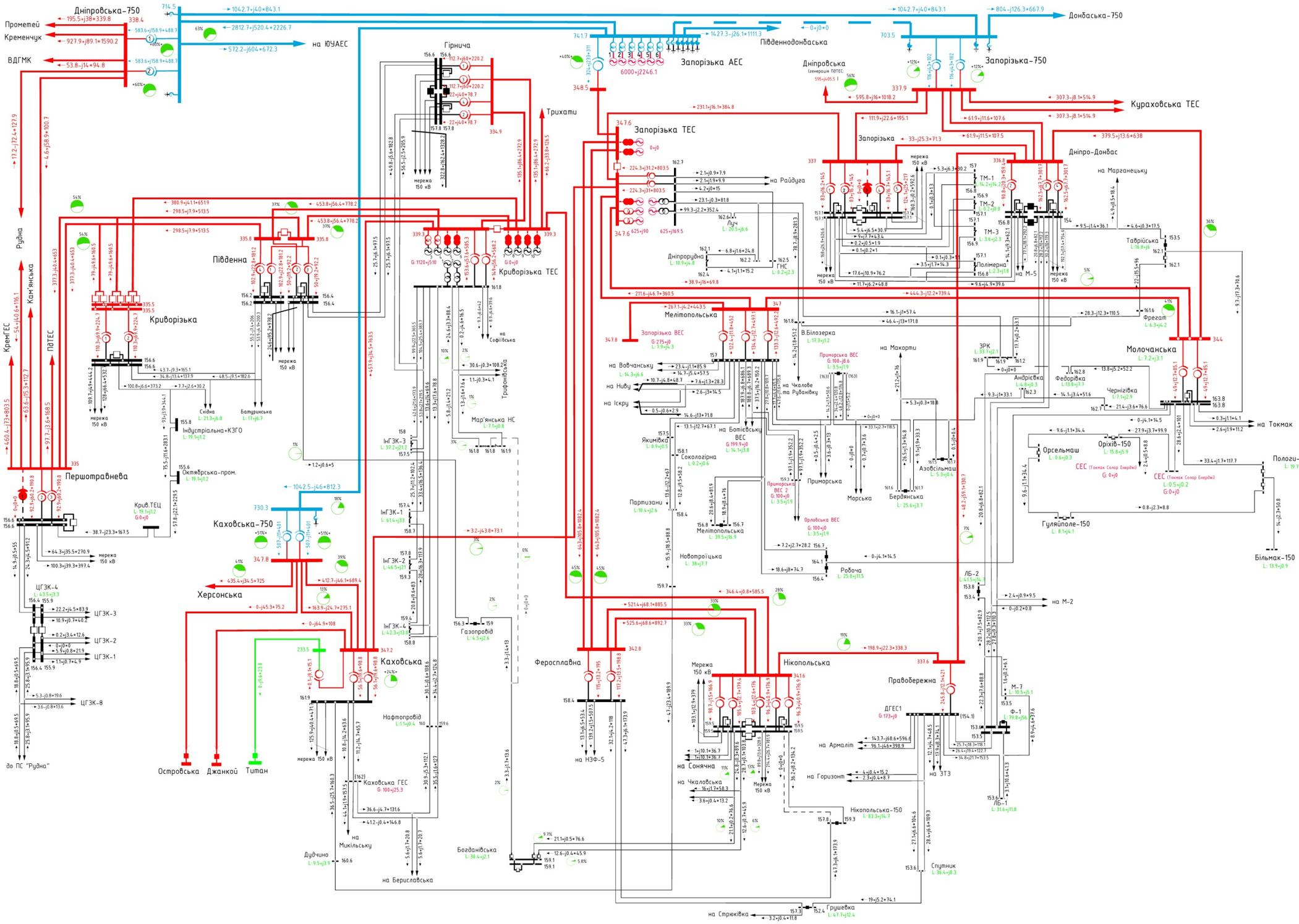


Рисунок А.6 – Аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Запорізька в режимний день зими 2019 року, $03^{\underline{00}}$

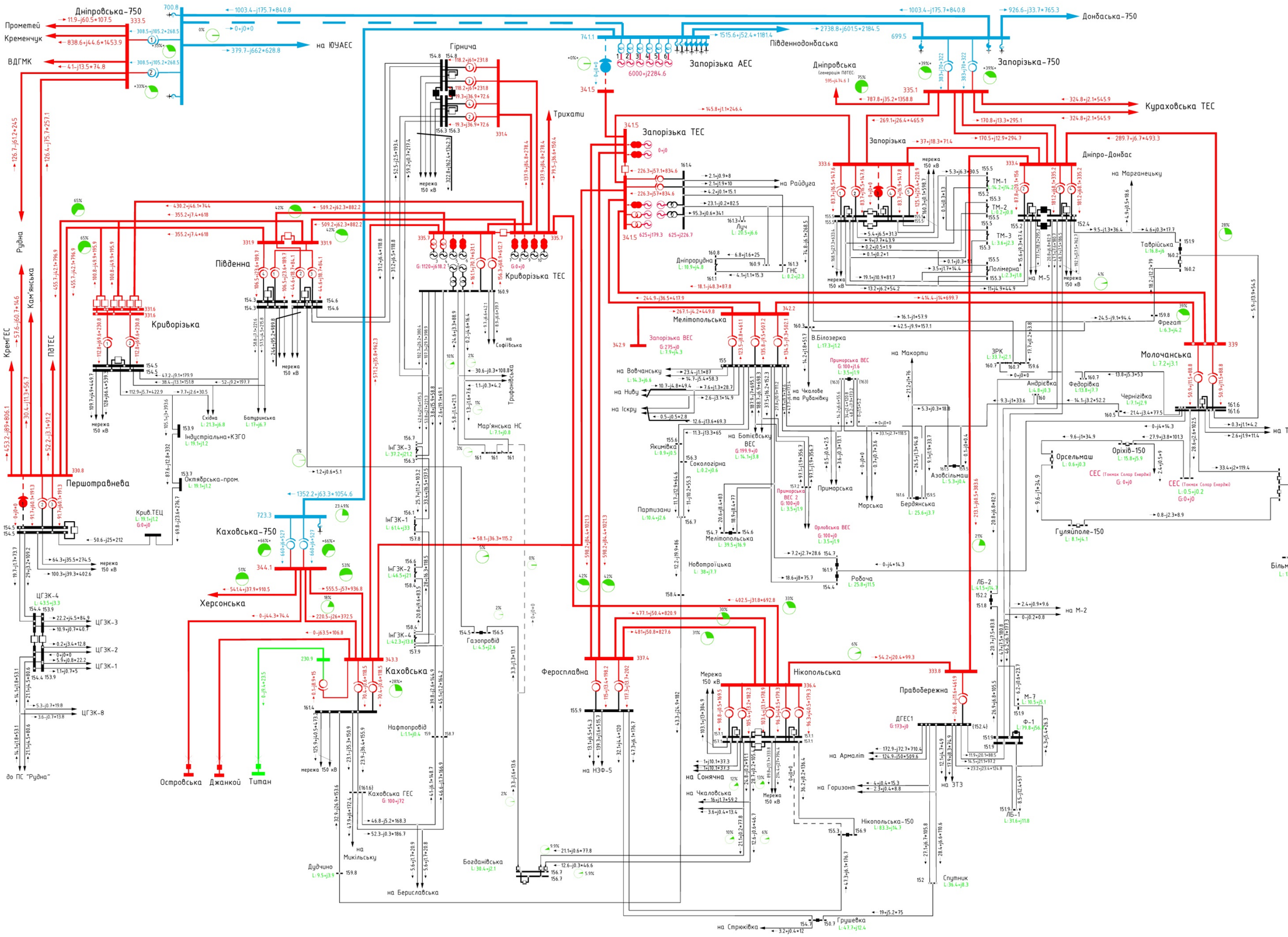
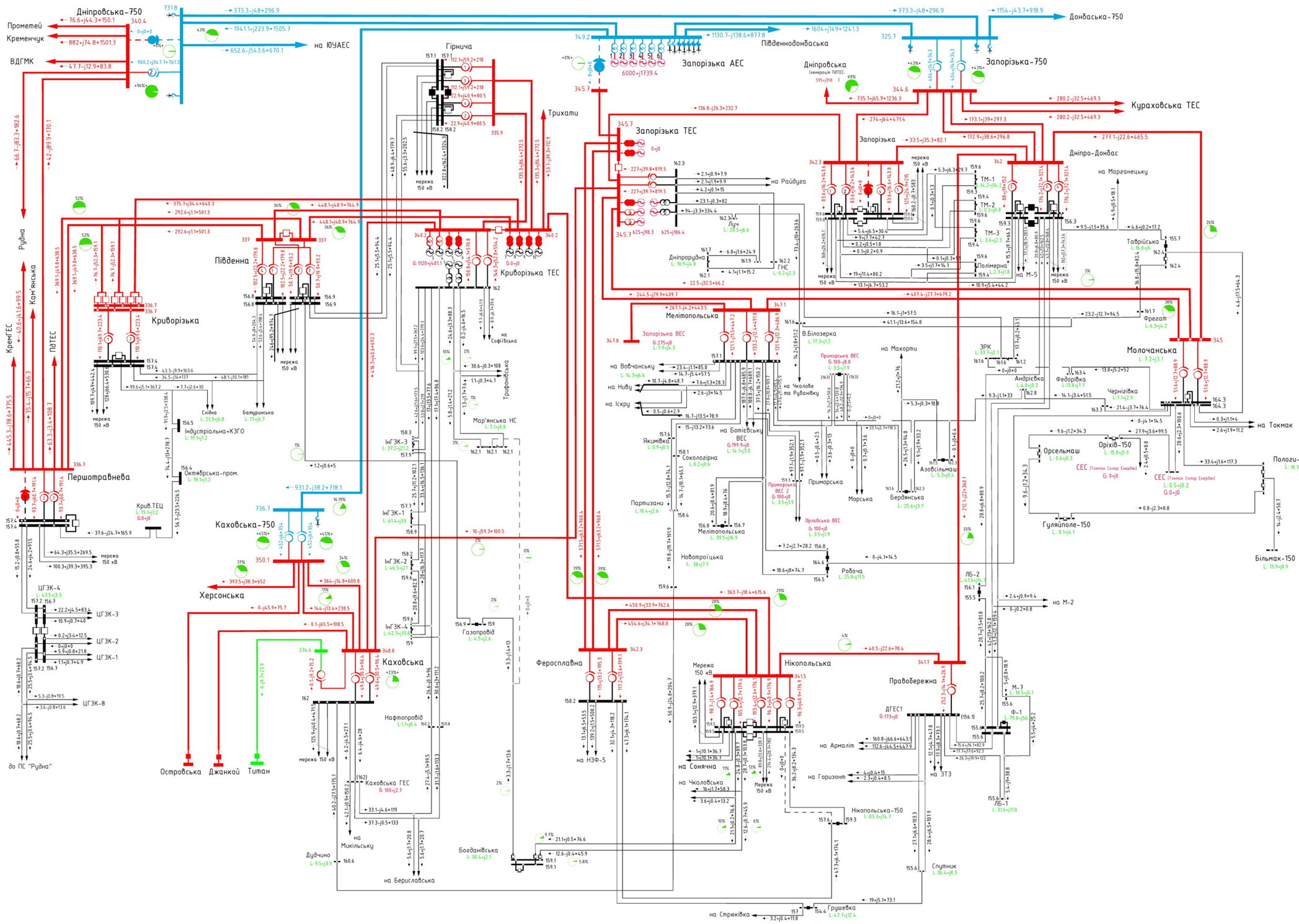


Рисунок А.7 – Ремонтно-аварійний режим відключення АТ ЗАЕС та ПЛ ЗАЕС - Дніпровська в режимний день зими 2019 року, $03^{\underline{00}}$


Дніпровська-750
Прометей
Кременчук
ВДГМК
на ЮУАЕС
Гірнича
Трихати
Південна
Криворізька
Криворізька ТЕС
Запорізька АЕС
Південноодонбаська
Донбаська-750
Запорізька-750
Дніпровська
Запорізька ТЕС
Запорізька
Дніпро-Донбас
Курахівська ТЕС
на Марганецьку
Мелітопольська
Запорізька ВЕС
на Вовчанську
на Ниву
на Іскру
на Ботієвську ВЕС
на Чкаловe
на Макорти
В.Білозерка
ЗРК
Молочанська
Фрегат
Таврійська
Поліменна
на М-5
Андріївка
Федорівка
Чернігівка
Орсельмаш
Оріхів-150
Гуляйполе-150
Пологи-150
Більмак-150
на Токмак
Рудна
Кам'янська
КремГЕС
ПдТЕС
Першотравнева
Крив.ТЕЦ
Інгульська+КЗГО
Східна
Батуринська
Октябрська-пром.
Каховська-750
Херсонська
ЦГЕК-4
ЦГЕК-3
ЦГЕК-2
ЦГЕК-1
ЦГЕК-8
до ПС "Рудна"
Каховська
Каховська ГЕС
Нафтопровід
Острівська
Джанкой
Титан
Дудчино
на Микільську
на Бериславську
ІнГЗК-3
ІнГЗК-1
ІнГЗК-2
ІнГЗК-4
Мар'янська НС
Трифонівська
Богданівська
Газопровід
Феросплавна
на НЗФ-5
Мережа 150 кВ
Нікопольська
Правобережна
ДГЕС1
на Сонячна
на Чкаловська
на Горизонт
на Армалім
на ЗТЭ
Нікопольська-150
Спутник
Грушевка
на Стрюківка
Новотроїцька
Партизани
Приморська
Морська
Робоча
Бердянська
Азовсільмаш
Мелітопольська
Приморська ВЕС 2
Орловська ВЕС
Приморська ВЕС
Лучі
Дніпрорудна
ГНС
Рудна
Кам'янська
КремГЕС
ПдТЕС
Першотравнева
Крив.ТЕЦ
Каховська-750
Херсонська
Каховська
Каховська ГЕС
Нафтопровід
Острівська
Джанкой
Титан
Дудчино
на Микільську
на Бериславську
Богданівська
Газопровід
Феросплавна
на НЗФ-5
Мережа 150 кВ
Нікопольська
Правобережна
ДГЕС1
на Сонячна
на Чкаловська
на Горизонт
на Армалім
на ЗТЭ
Нікопольська-150
Спутник
Грушевка
на Стрюківка
Новотроїцька
Партизани
Приморська
Морська
Робоча
Бердянська
Азовсільмаш
Мелітопольська
Приморська ВЕС 2
Орловська ВЕС
Лучі
Дніпрорудна
ГНС
Мережа 150 кВ
Мережа 150 кВ
Мережа 150 кВ

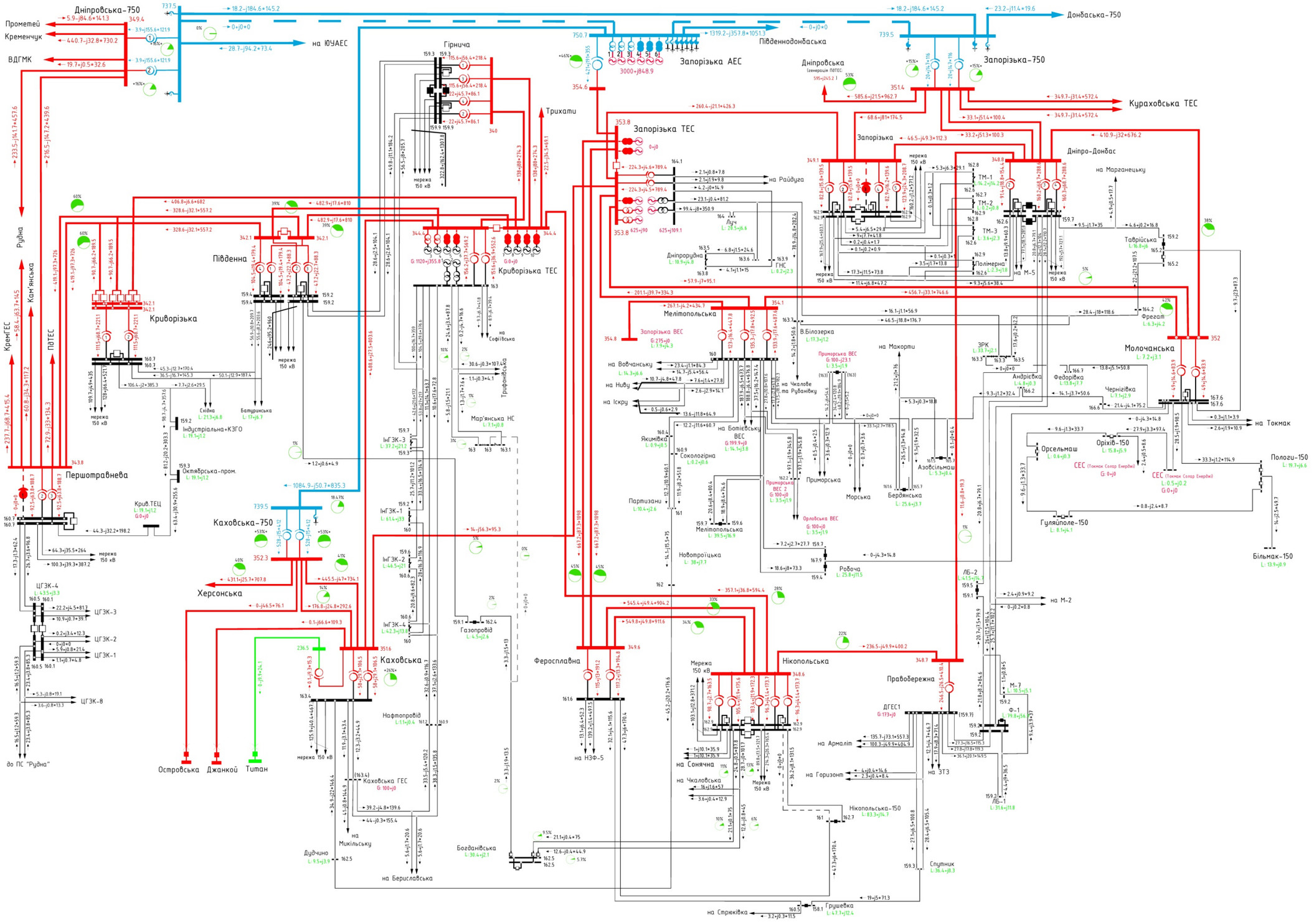


Рисунок А.9 – Ремонтно-аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС – Дніпровська та ЗАЕС - Запорізька в режимний день зими 2019 року, 03^{00}

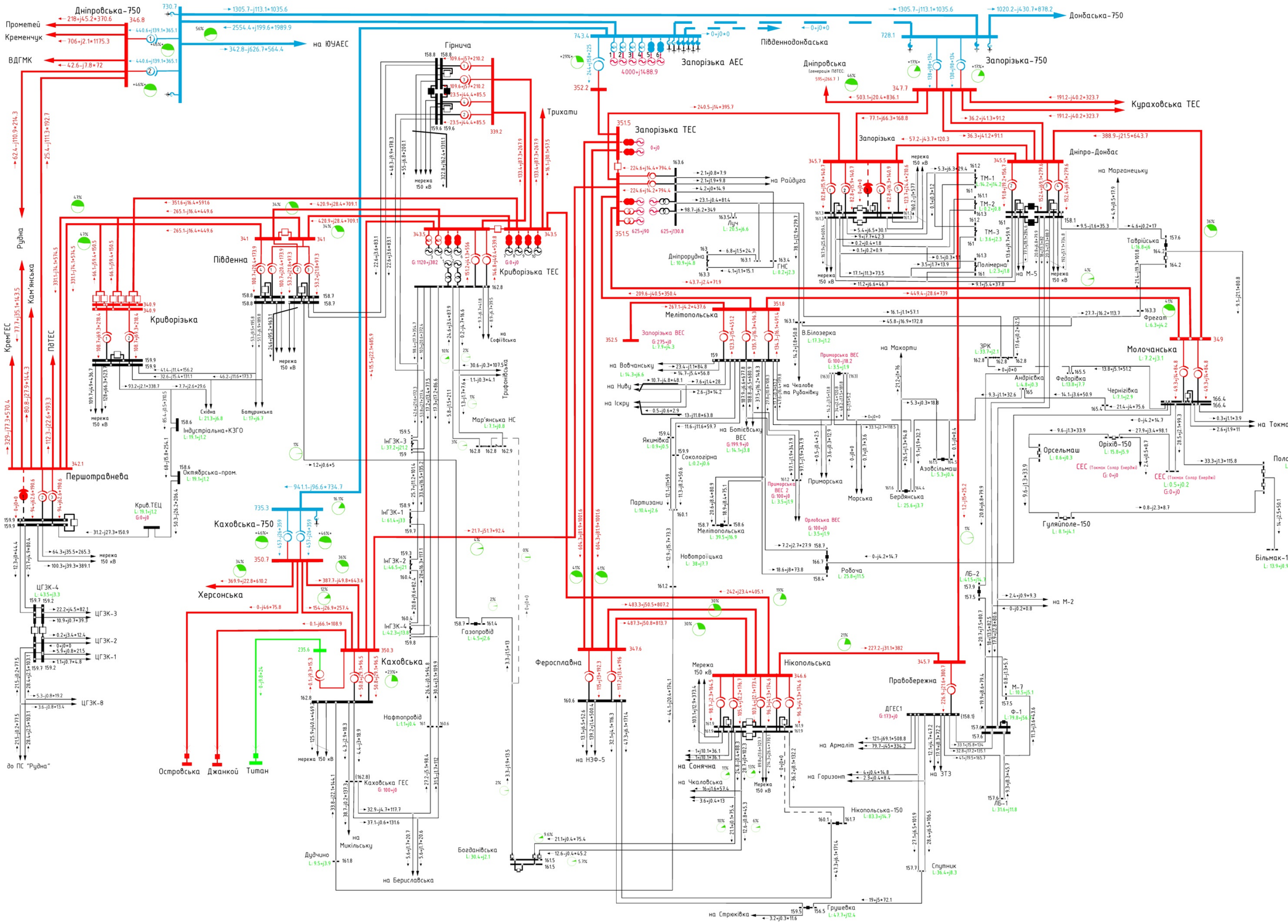
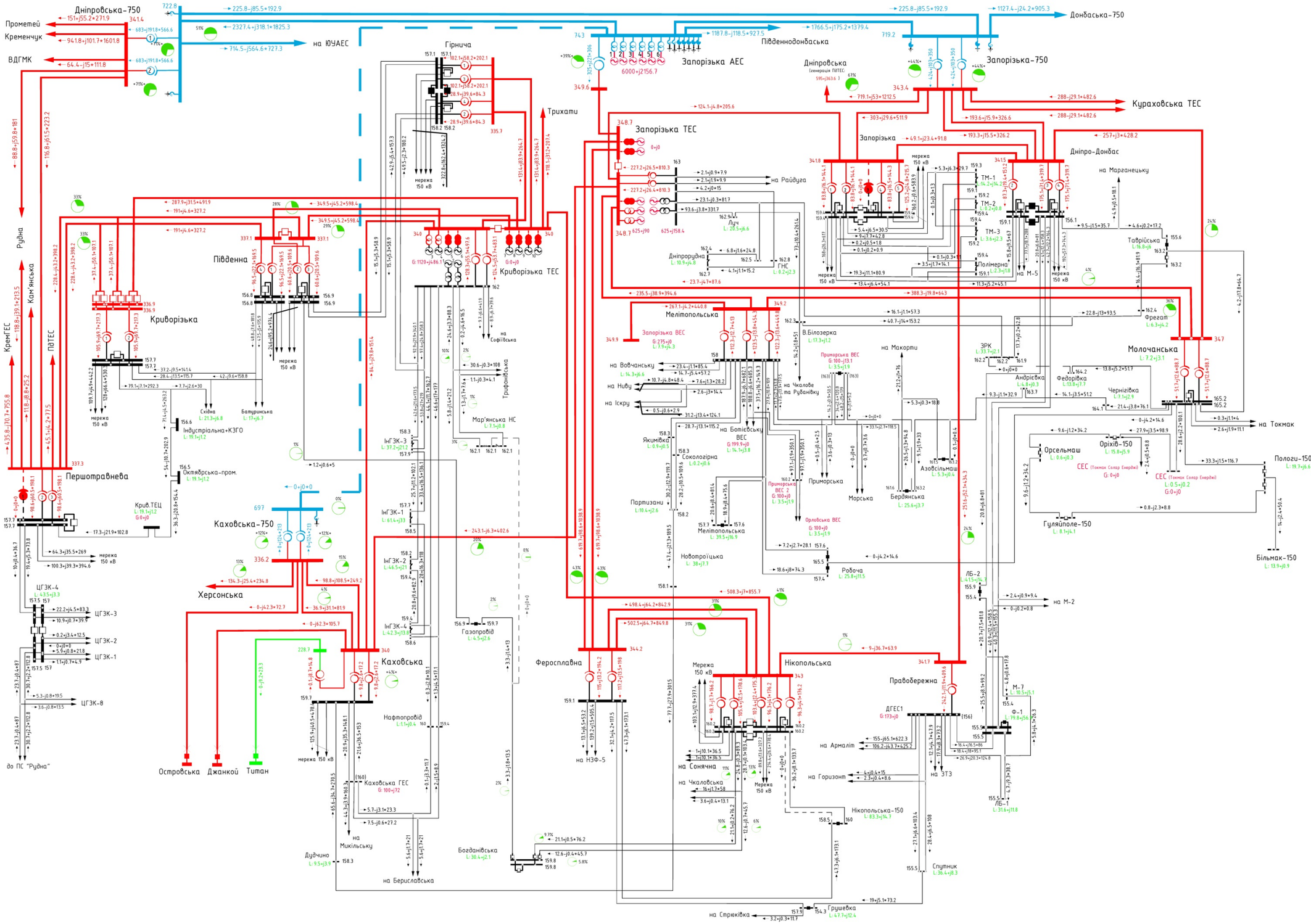


Рисунок А.10 – Ремонтно-аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Запорізька та ЗАЕС – Південнодонбаська в режимний день зими 2019 року, $03^{\underline{00}}$


Дніпровська-750
Прометей
Кременчук
ВДГМК
Рудна
Кам'янська
КремГЕС
ПівТЕС
Першотравнева
Криворізька
Південна
Трихати
Криворізька ТЕС
Гірнича
Запорізька АЕС
Південнодонбаська
Запорізька ТЕС
Запорізька-750
Донбаська-750
Дніпровська
Курахівська ТЕС
Запорізька
Дніпро-Донбас
Таврійська
Фрегат
Молочанська
Мелітопольська
Запорізька ВЕС
Каховська-750
Каховська
Каховська ГЕС
Херсонська
Острівська
Джанкой
Титан
Дудчино
Богданівська
Нафтопровід
Газопровід
Феросплавна
Нікопольська
Правобережна
ДГЕС1
Нікопольська-150
Спутник
Грушевка
Стрижівка
Мережа 150 кВ
Мережа 330 кВ
Крив.ТЕЦ
ЦГЭК-1
ЦГЭК-2
ЦГЭК-3
ЦГЭК-4
ЦГЭК-8
до ПС "Рудна"
на ЮУАЕС
на Райдугу
на Софіївську
на Трифонівську
на Мар'янську НС
на Вовчанську
на Ниву
на Іскру
на Якимівку
на Сокологірну
на Партизани
на Новотроїцьку
на Мікільську
на Берославську
на Макорти
на Чкаловe
на Рудавінку
на Приморську
на Морську
на Сонячну
на Чкаловську
на Армалім
на Горизонт
на НЗФ-5
на ЗТЗ
на Токмак
на М-2
на М-5
на Маранецьку
Мелітопольська
Приморська
Приморська ВЕС
Орловська ВЕС
Роботина
Берданська
Азовсільмаш
Якимівка
Сокологірна
Партизани
Новотроїцька
Дніпровідна
Поліменна
Луч
ФНС
Анрієвка
Федорівка
Чернігівка
Орсельмаш
Оріхів-150
Гуляйполе-150
Пологи-150
Більмак-150
ЗРК
В.Білозерка
Ялтинська
Ялтинська ТЕС
Ялтинська ВЕС
Ялтинська-750
Ялтинська-330
Ялтинська-150
Ялтинська-110
Ялтинська-35
Ялтинська-10
Ялтинська-6
Ялтинська-0.4
Ялтинська-0.23
Ялтинська-0.12
Ялтинська-0.06
Ялтинська-0.03
Ялтинська-0.01
Ялтинська-0.005
Ялтинська-0.002
Ялтинська-0.001
Ялтинська-0.0005
Ялтинська-0.0002
Ялтинська-0.0001
Ялтинська-0.00005
Ялтинська-0.00002
Ялтинська-0.00001
Ялтинська-0.000005
Ялтинська-0.000002
Ялтинська-0.000001
Ялтинська-0.0000005
Ялтинська-0.0000002
Ялтинська-0.0000001
Ялтинська-0.00000005
Ялтинська-0.00000002
Ялтинська-0.00000001
Ялтинська-0.000000005
Ялтинська-0.000000002
Ялтинська-0.000000001
Ялтинська-0.0000000005
Ялтинська-0.0000000002
Ялтинська-0.0000000001
Ялтинська-0.00000000005
Ялтинська-0.00000000002
Ялтинська-0.00000000001
Ялтинська-0.000000000005
Ялтинська-0.000000000002
Ялтинська-0.000000000001
Ялтинська-0.0000000000005
Ялтинська-0.0000000000002
Ялтинська-0.0000000000001
Ялтинська-0.00000000000005
Ялтинська-0.00000000000002
Ялтинська-0.00000000000001
Ялтинська-0.000000000000005
Ялтинська-0.000000000000002
Ялтинська-0.000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Ялтинська-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Ялтинська-0.00000

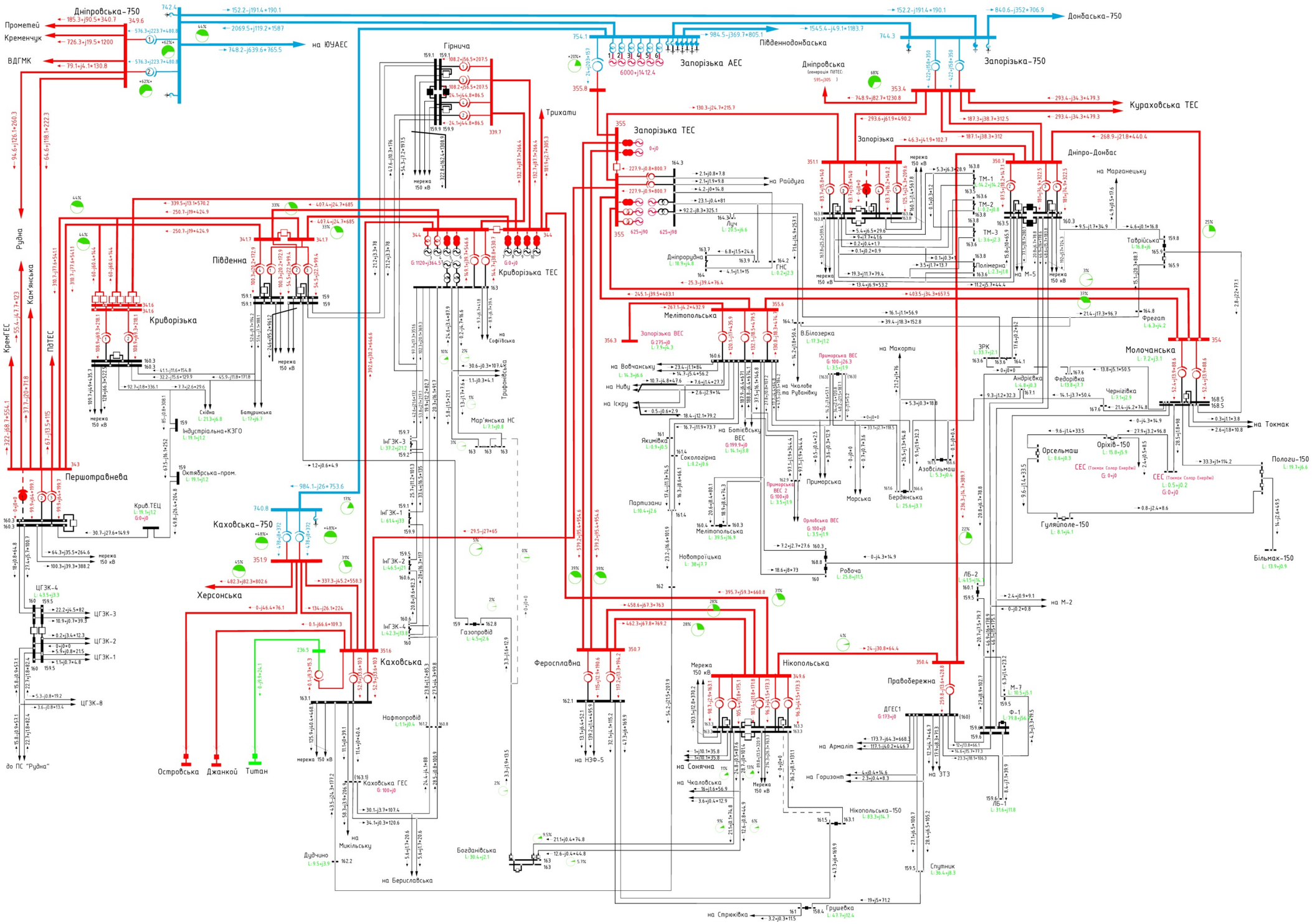


Рисунок А.12 – Нормальний режим роботи мережі в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

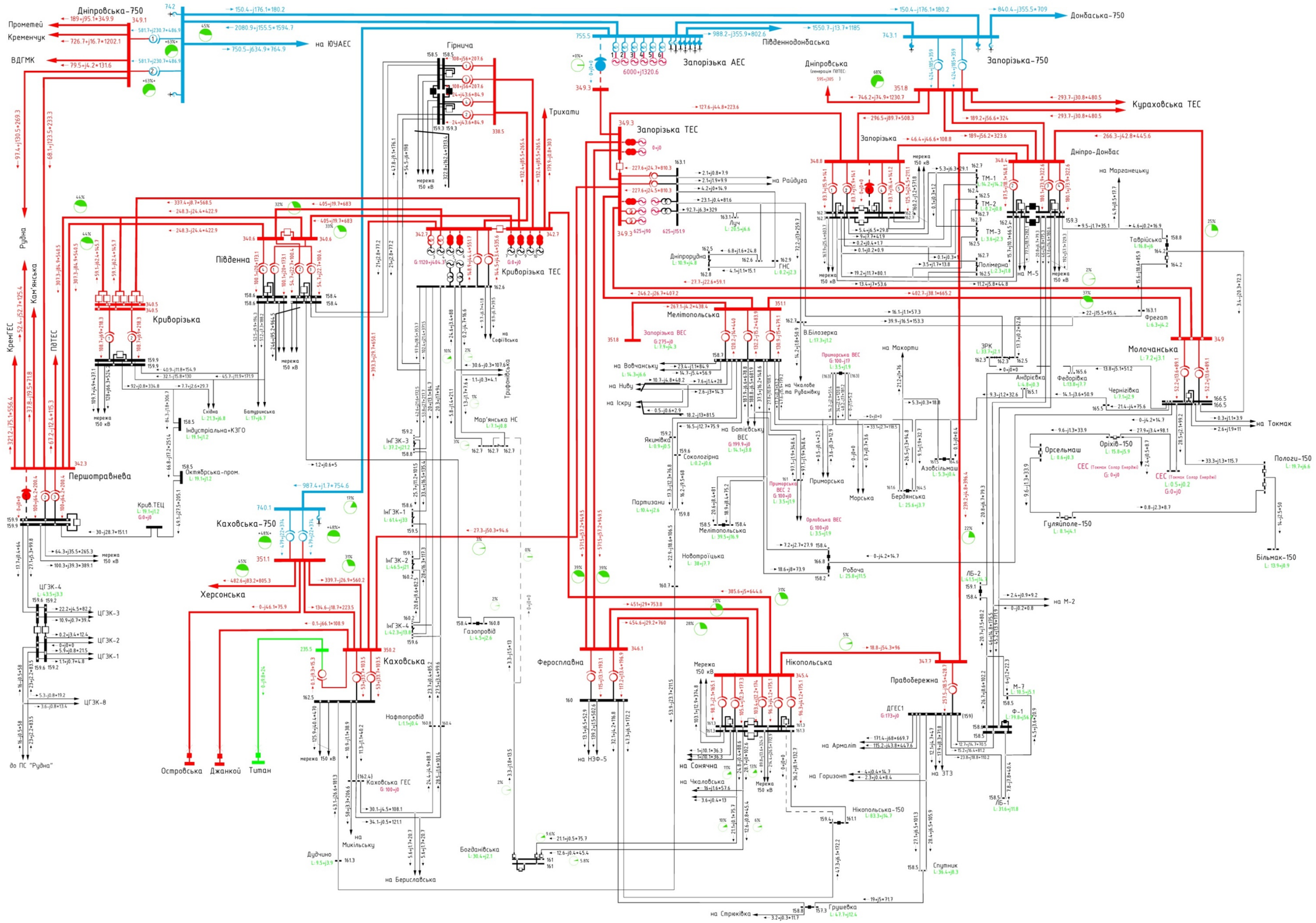


Рисунок А.13 – Аварійний режим відключення АТ Запорізької АЕС в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

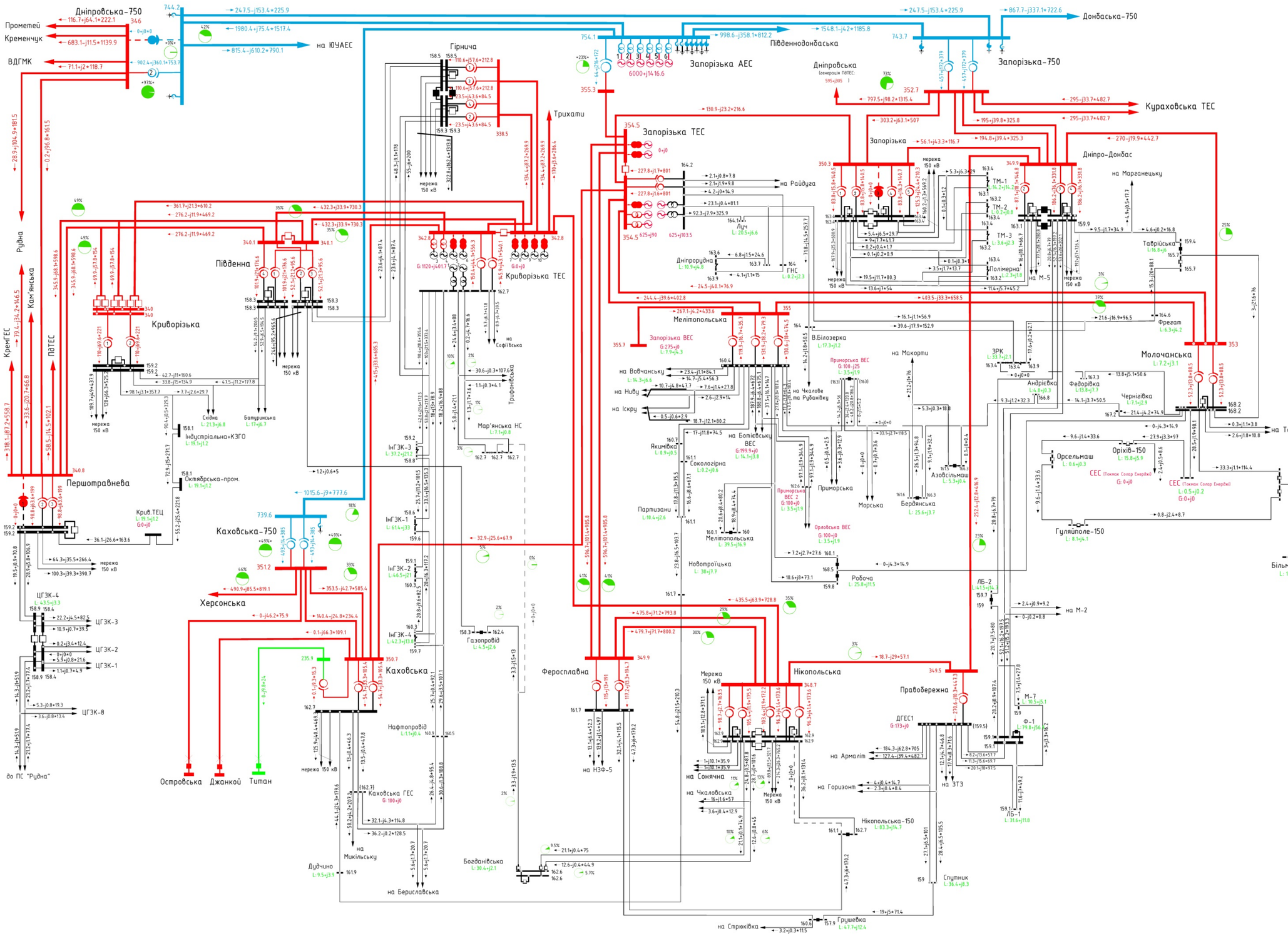


Рисунок А.14 – Аварійний режим відключення АТ-1 на ПС «Дніпровська» в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

Рисунок А.15 – Аварійний режим відключення АТ-1 на ПС «Каховська-750» в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

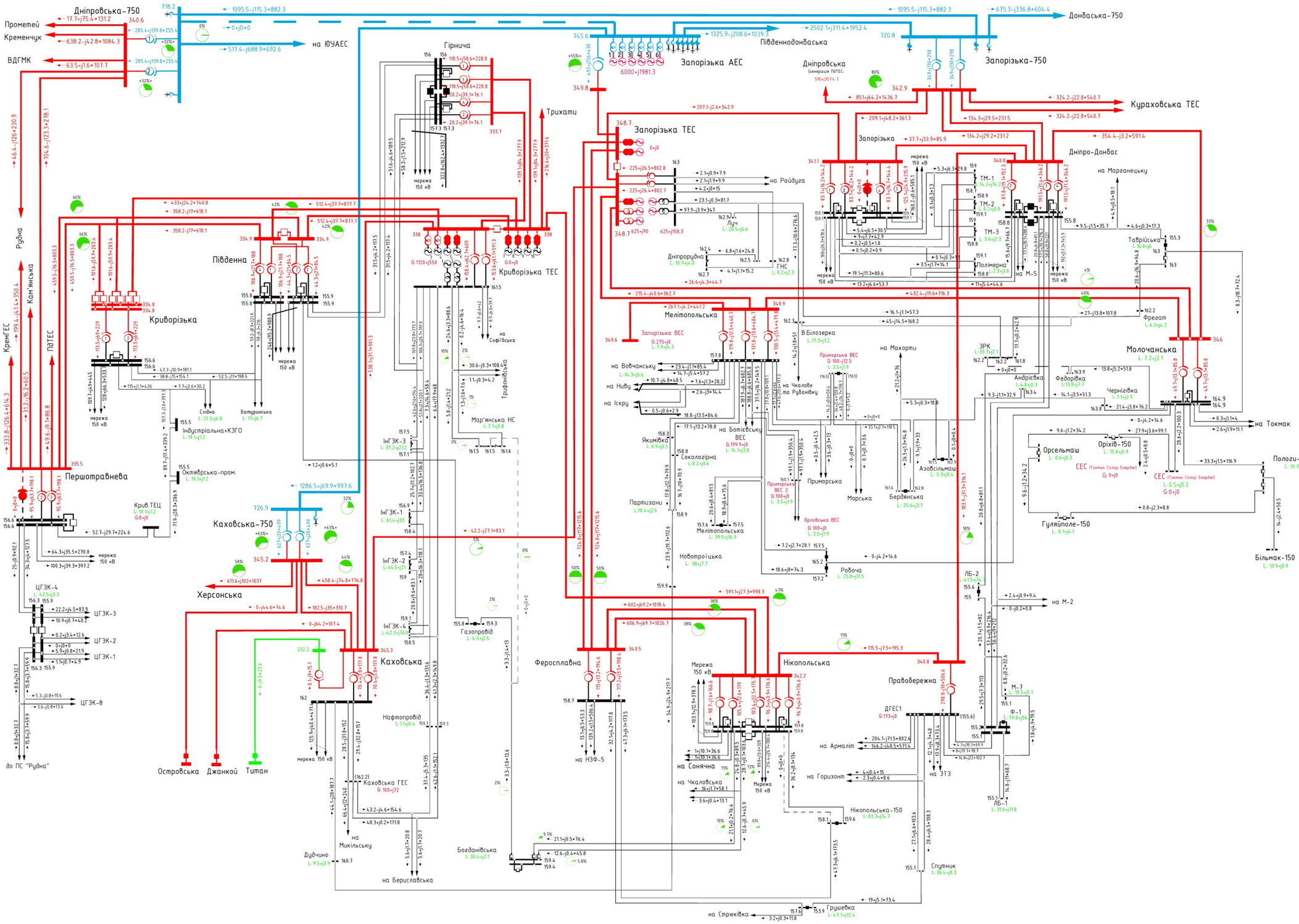


Рисунок А.16 – Аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Дніпровська в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

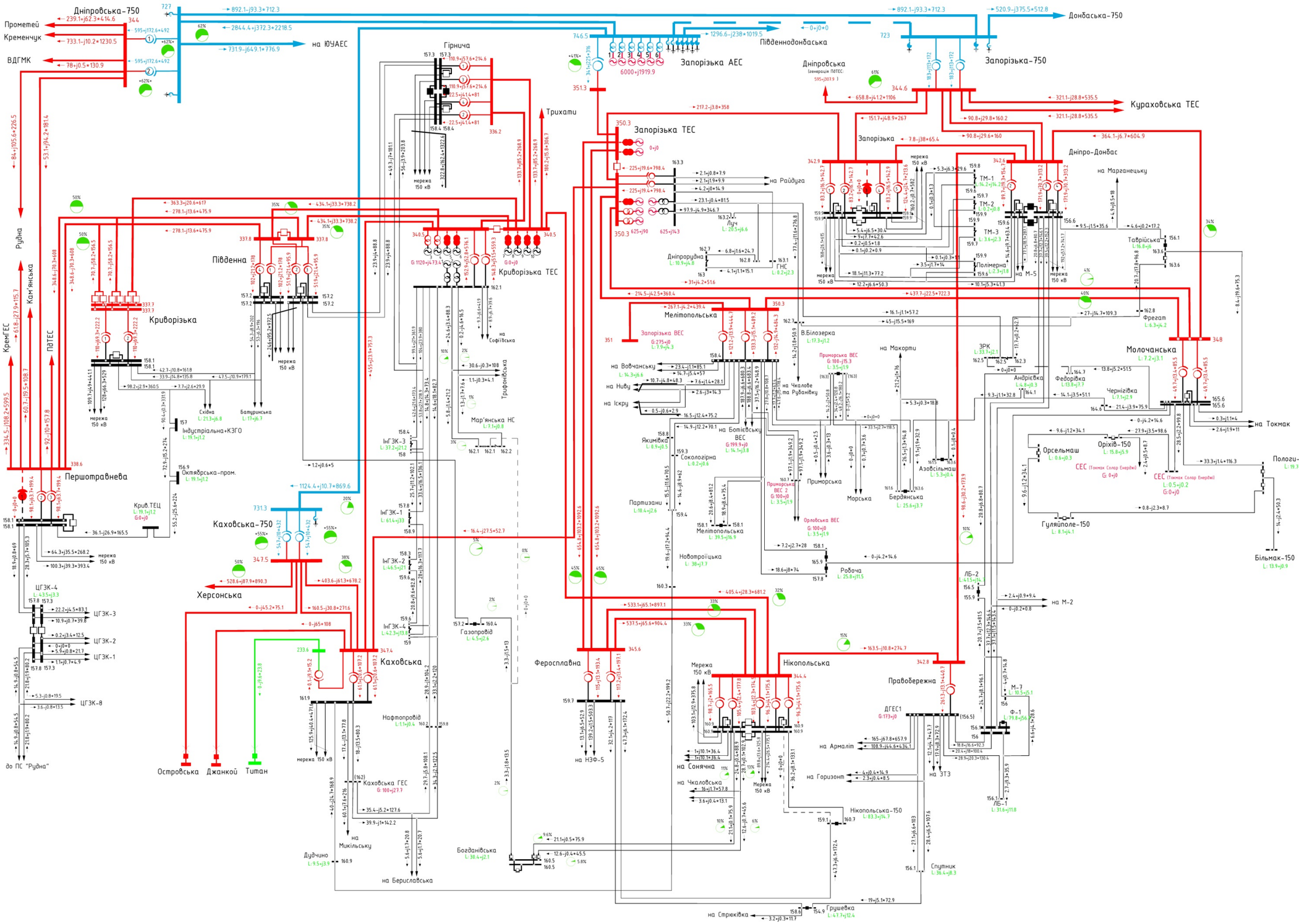


Рисунок А.17 – Аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Запорізька в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

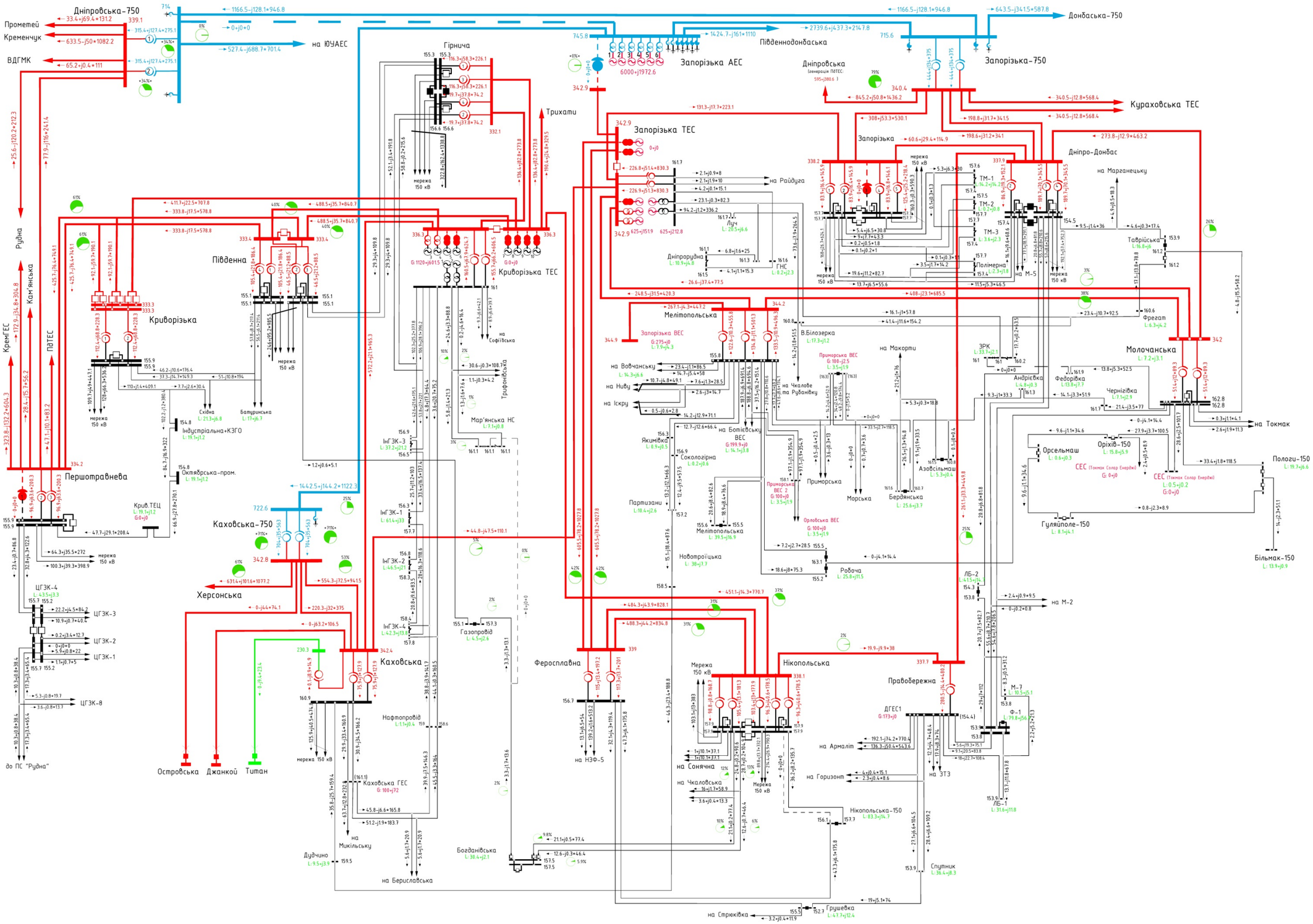


Рисунок А.18 – Ремонтно-аварійний режим відключення АТ ЗАЕС та ПЛ ЗАЕС - Дніпровська в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

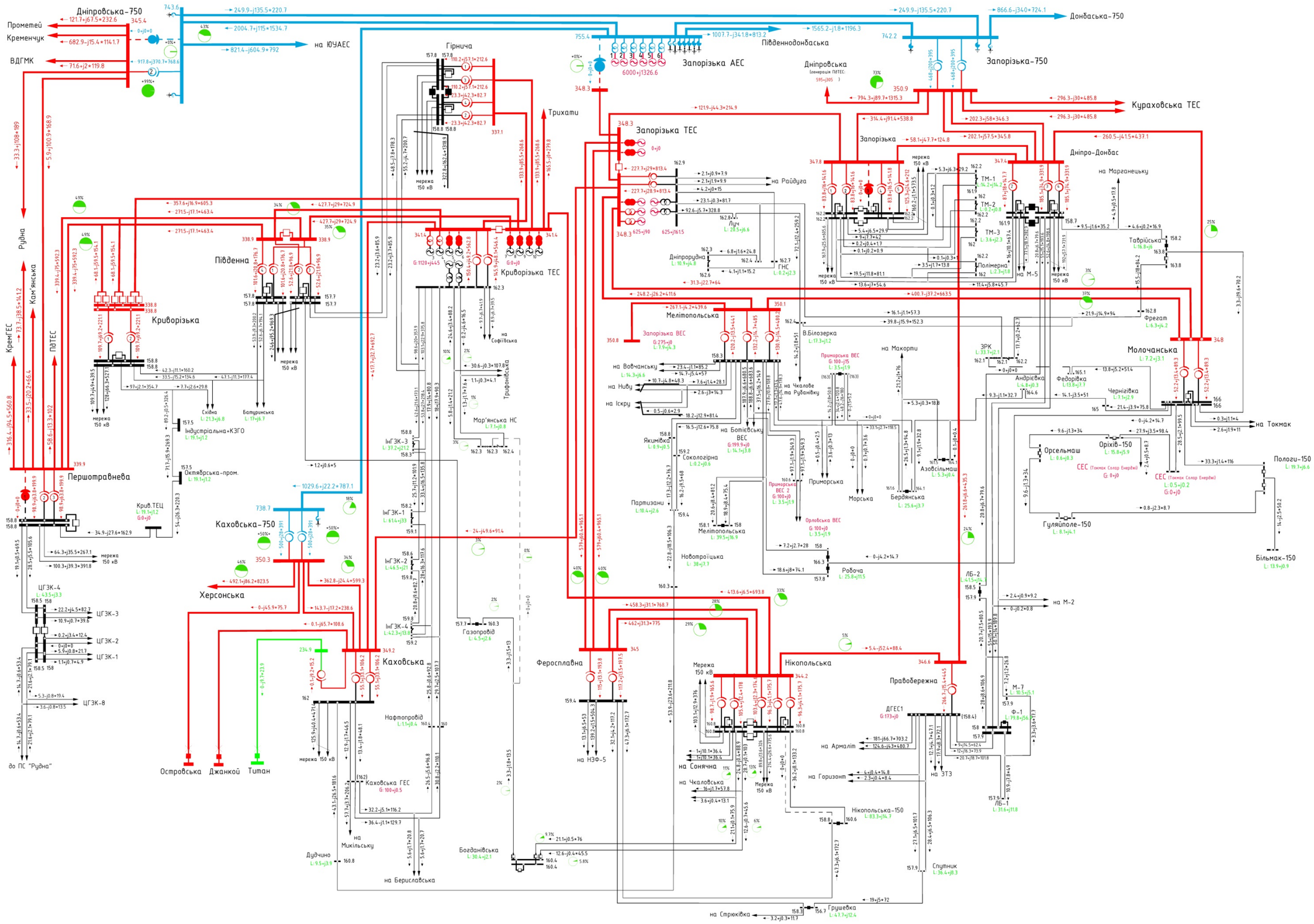


Рисунок А.19 – Ремонтно-аварійний режим відключення АТ ЗАЕС та АТ-1 на ПС «Дніпровська» в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

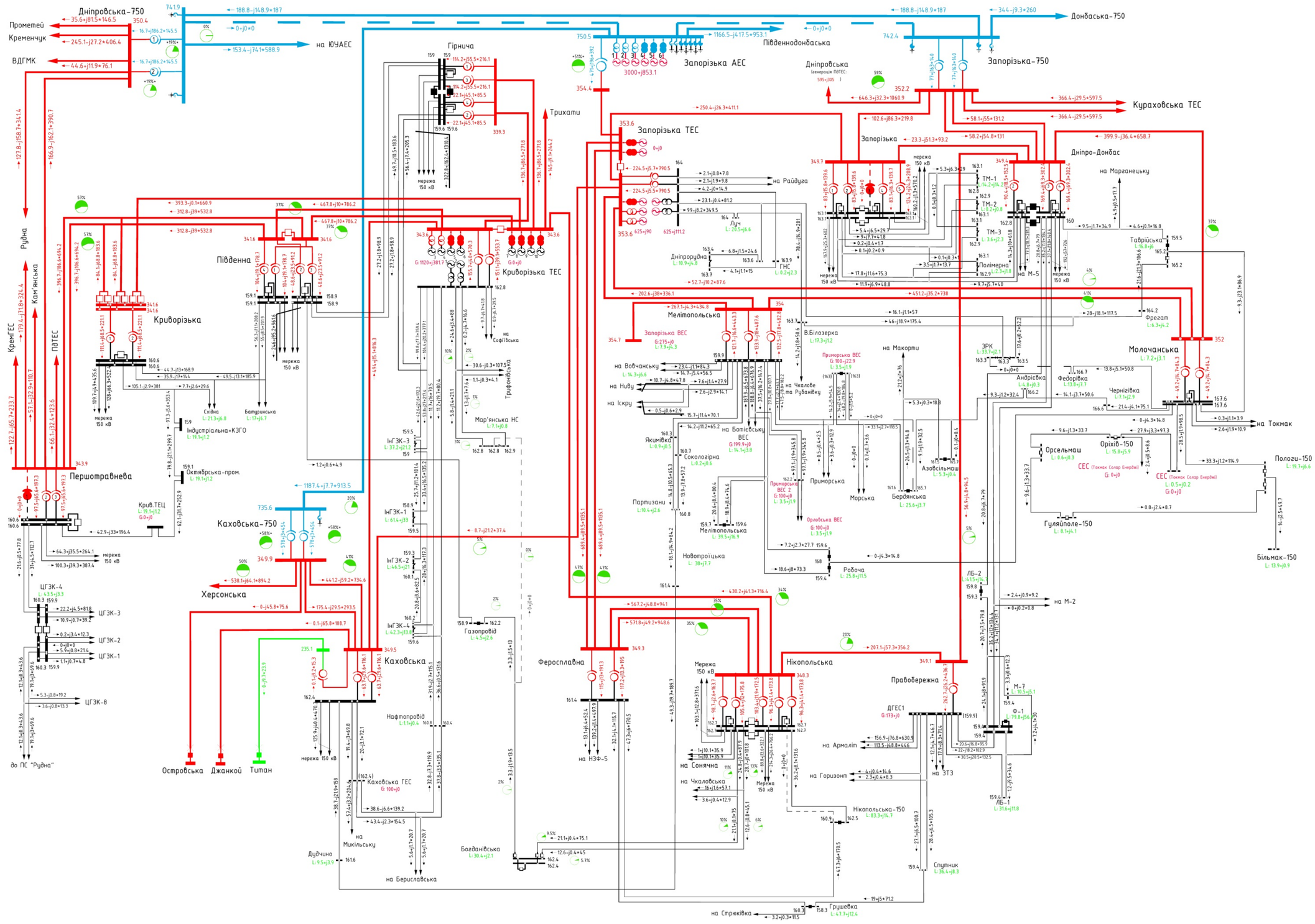


Рисунок А.20 – Ремонтно-аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС – Дніпровська та ЗАЕС - Запорізька в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

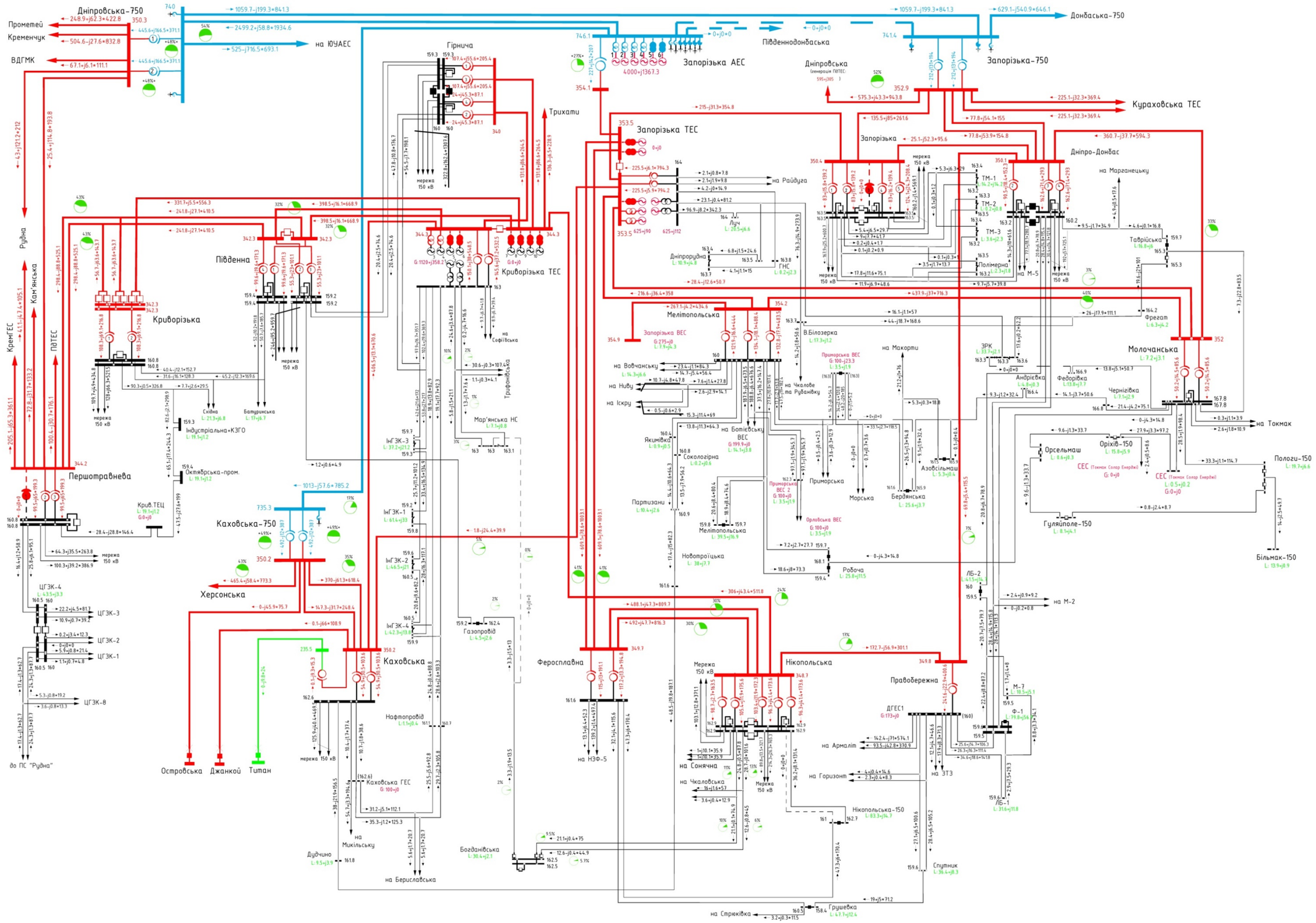


Рисунок А.21 – Ремонтно-аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Запорізька та ЗАЕС – Південнодонбаська в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

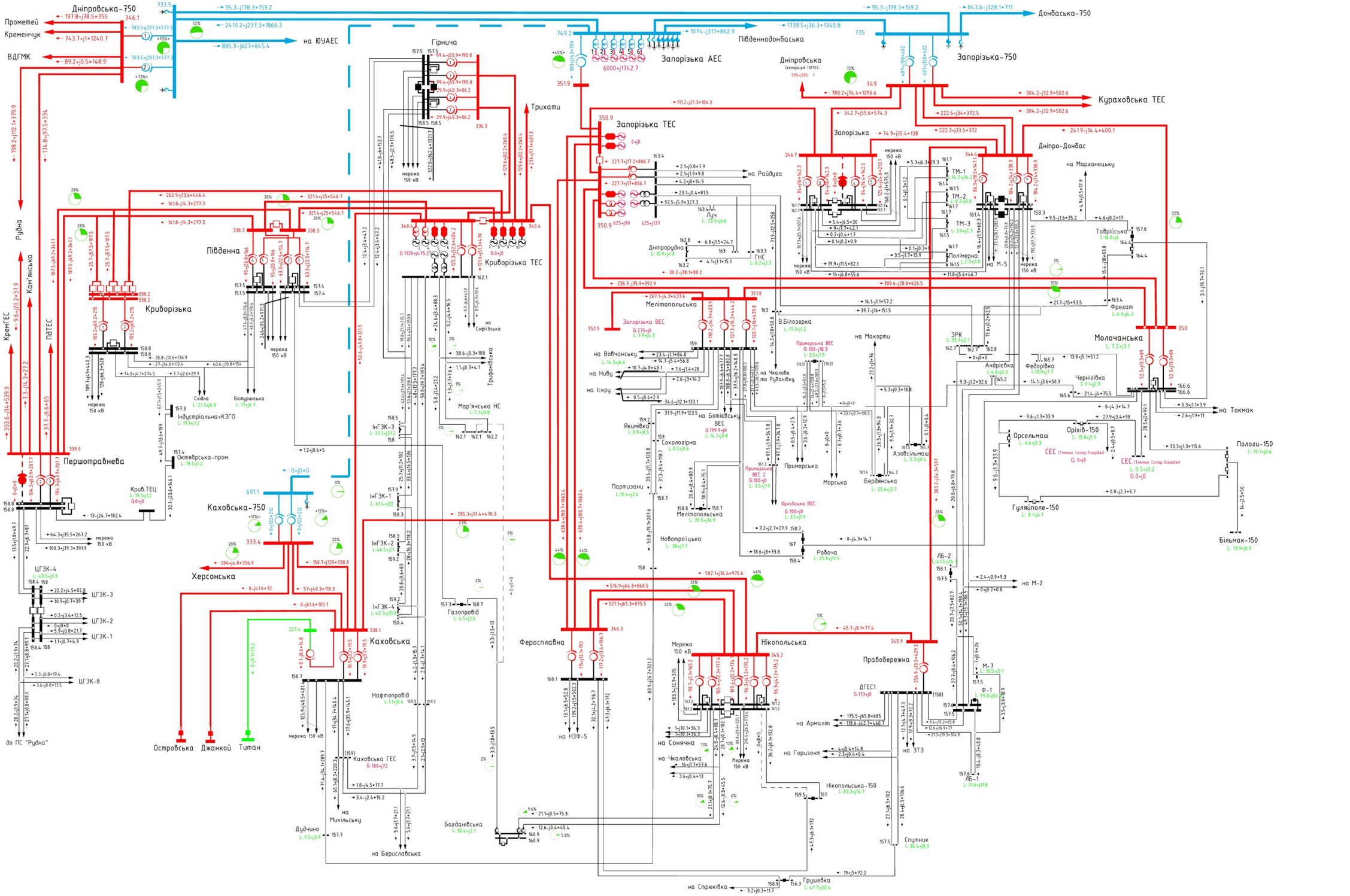


Рисунок А.22 – Аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС – Каховська в режимний день зими 2019 року, $17^{\underline{00}}$

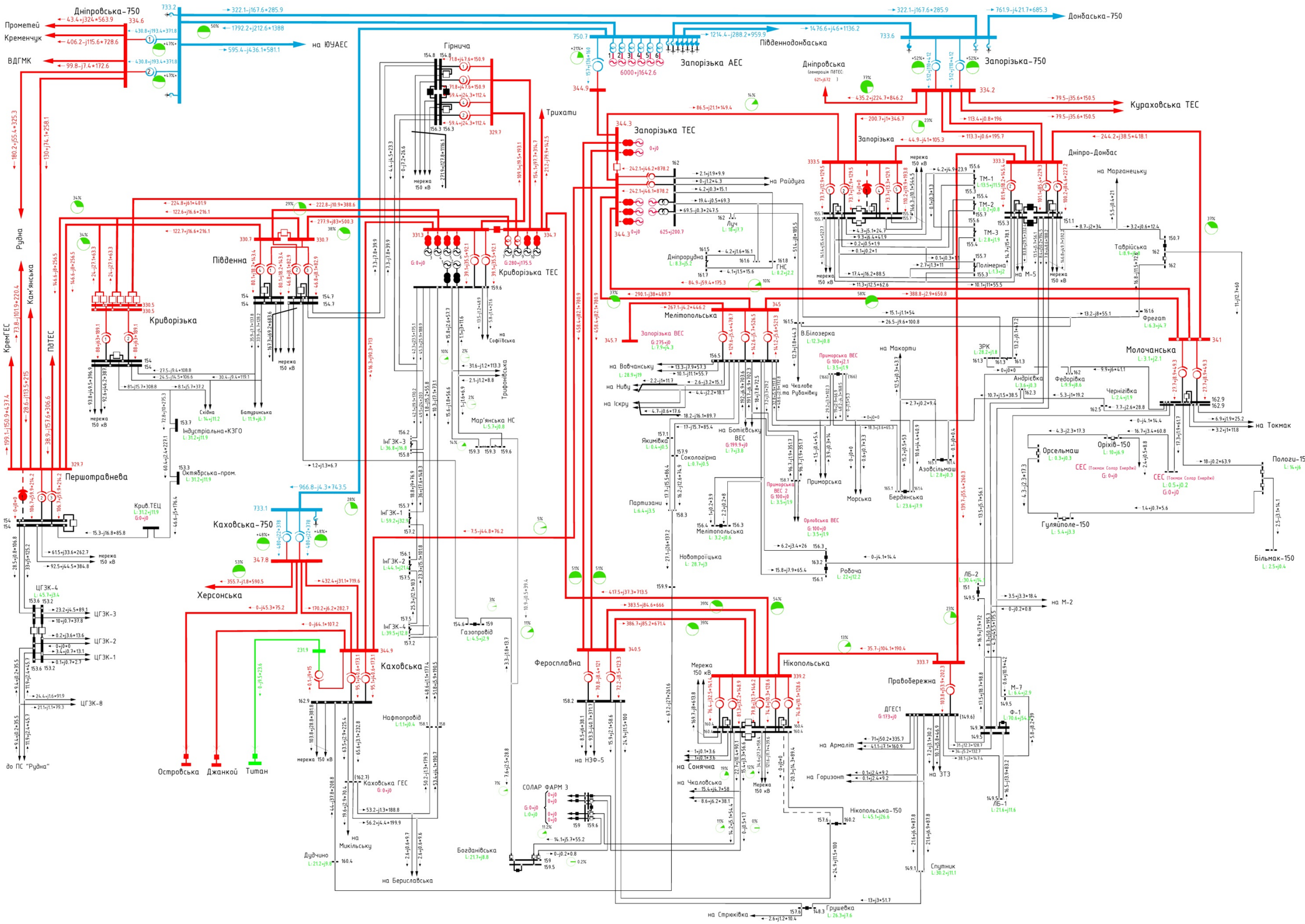


Рисунок А.23 – Нормальний режим роботи мережі в режимний день літа 2019 року, $03^{\underline{00}}$

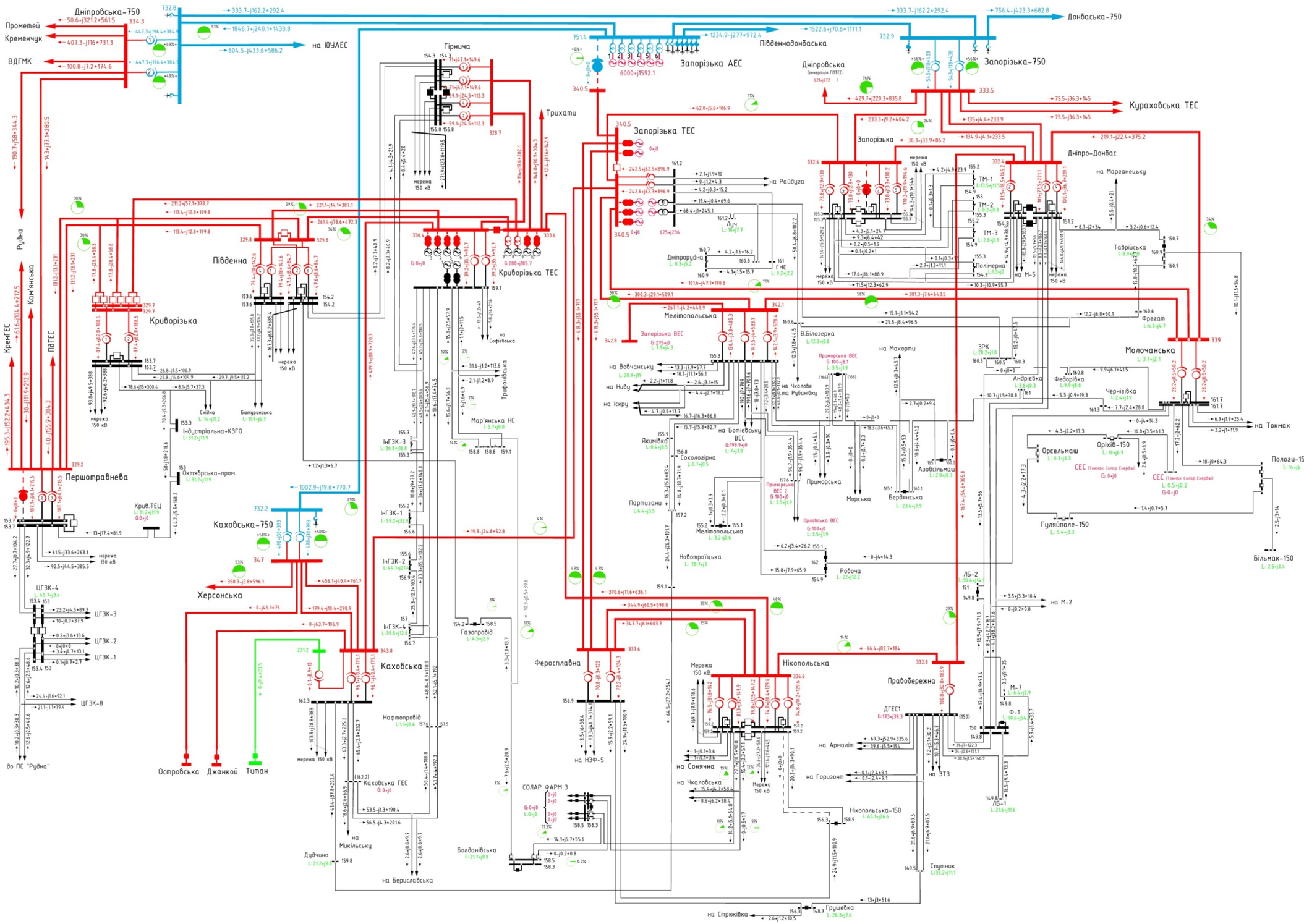


Рисунок А.24 – Аварійний режим відключення АТ Запорізької АЕС в режимний день літа 2019 року, $03^{\underline{00}}$

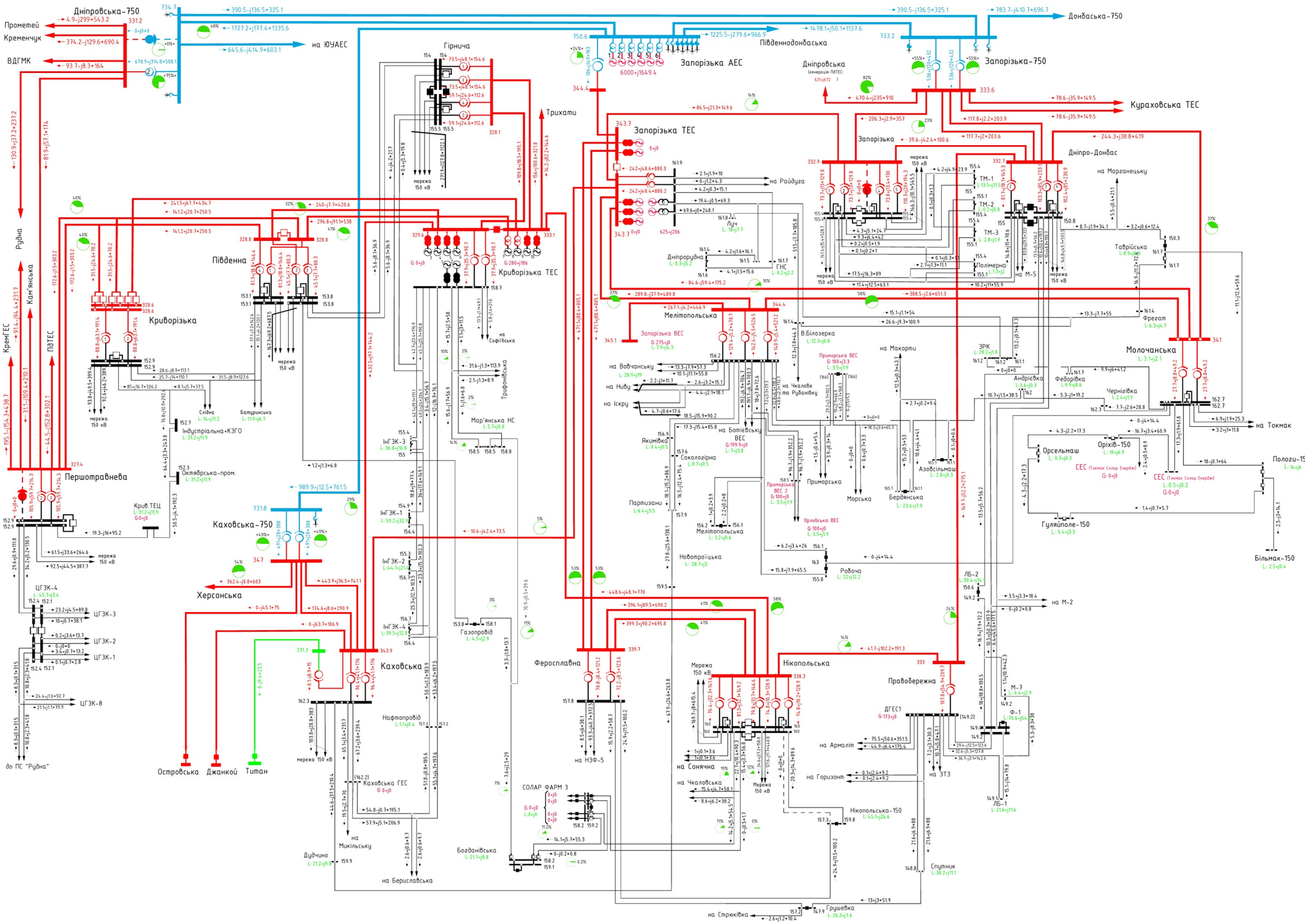


Рисунок А.25 – Аварійний режим відключення АТ-1 на ПС «Дніпровська» в режимний день літа 2019 року, $03^{\underline{00}}$

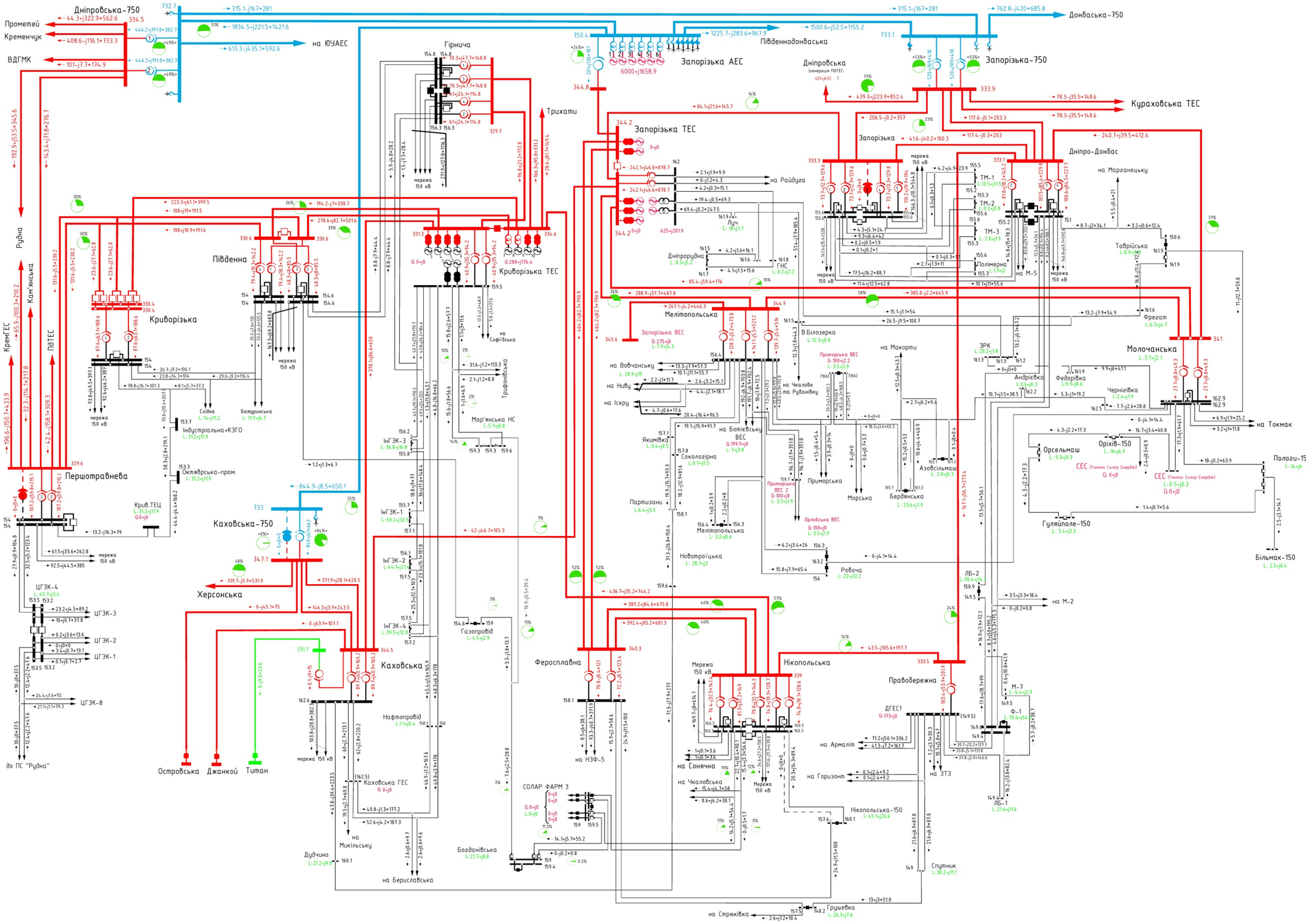


Рисунок А.26 – Аварійний режим відключення АТ-1 на ПС «Каховська-750» в режимний день літа 2019 року, $03^{\underline{00}}$

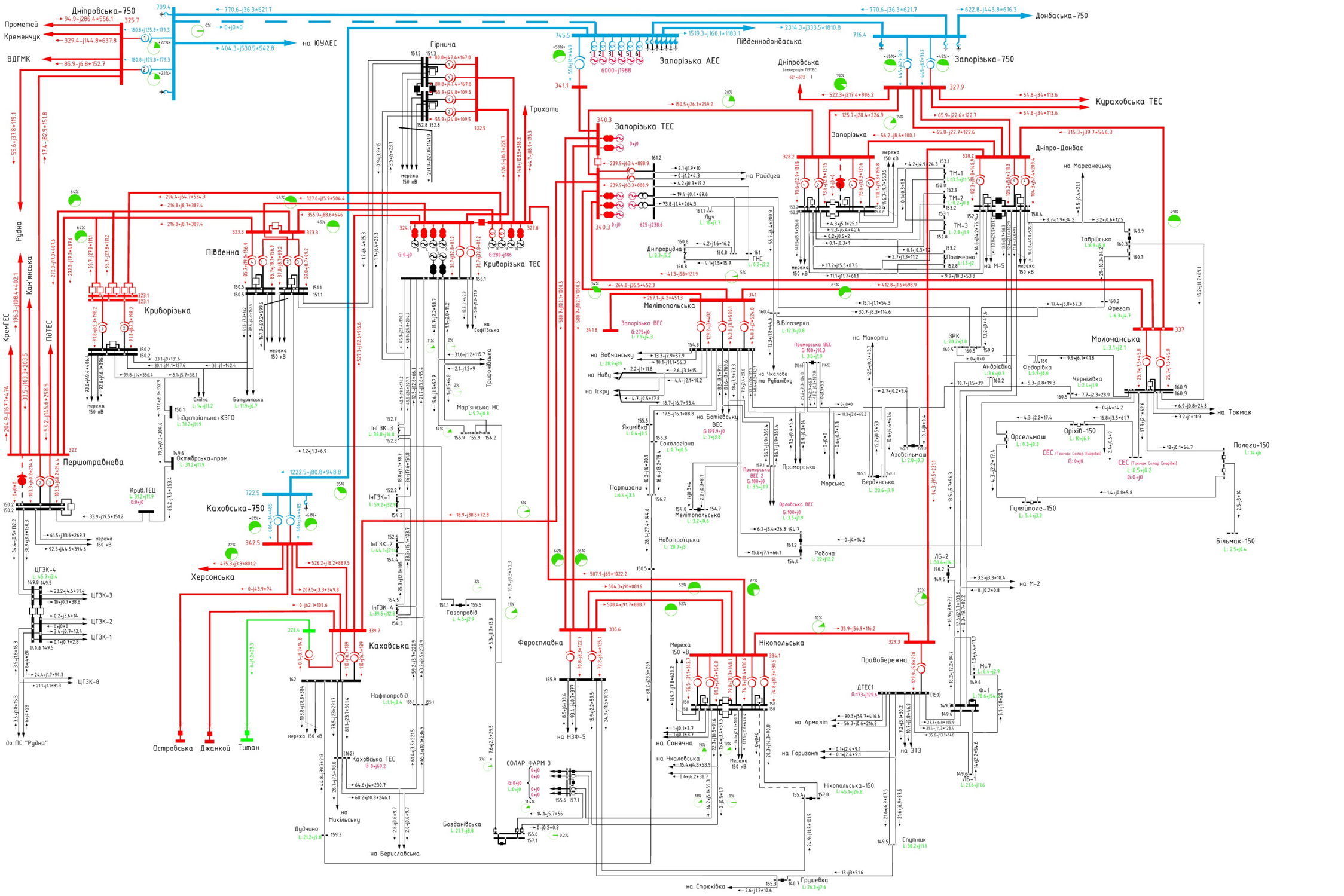


Рисунок А.27 – Аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Дніпровська в режимний день літа 2019 року, $03^{\underline{00}}$

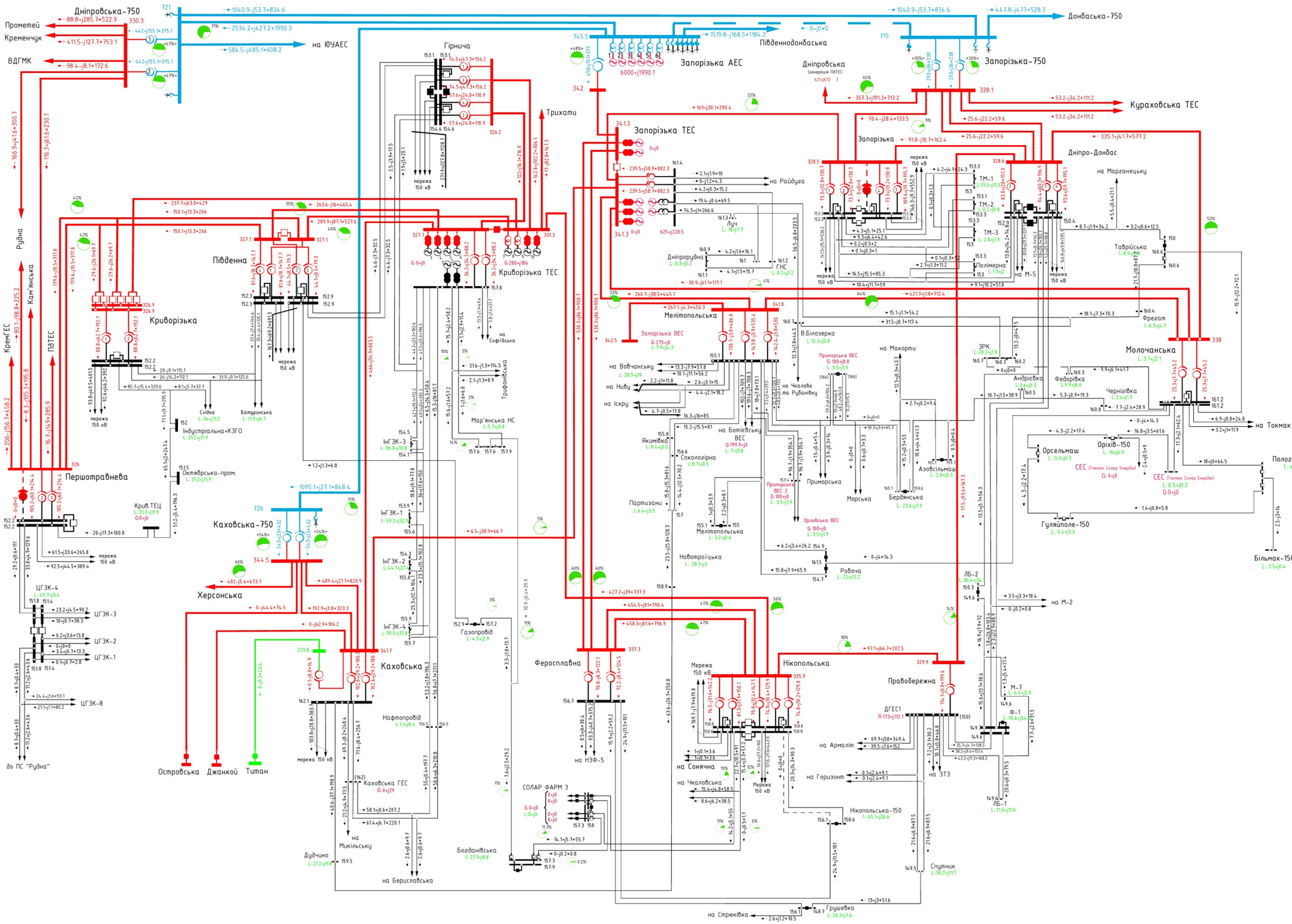


Рисунок А.28 – Аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Запорізька в режимний день літа 2019 року, $03^{\underline{00}}$

#

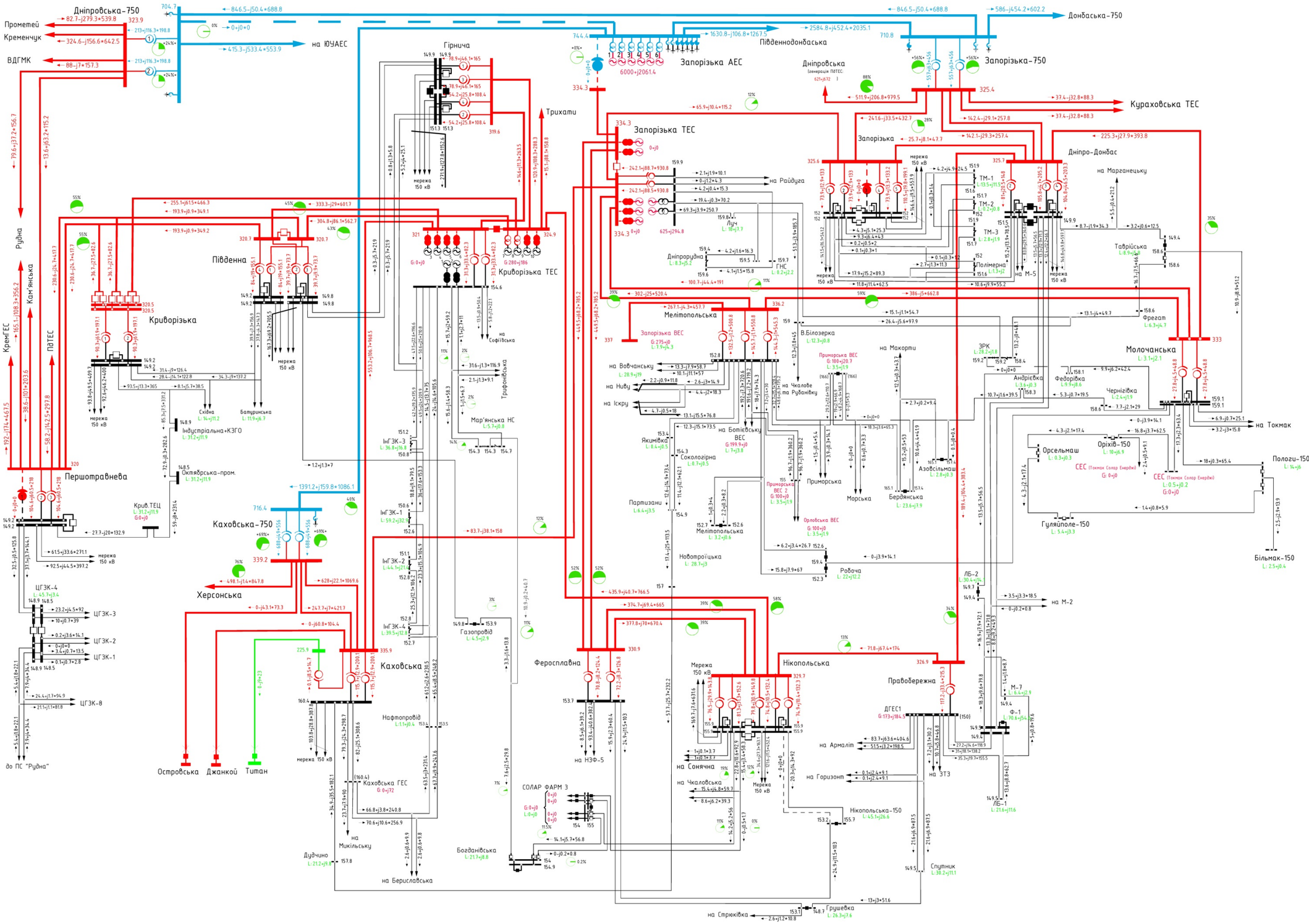


Рисунок А.29 – Ремонтно-аварійний режим відключення АТ ЗАЕС та ПЛ ЗАЕС - Дніпровська в режимний день літа 2019 року, $03^{\underline{00}}$

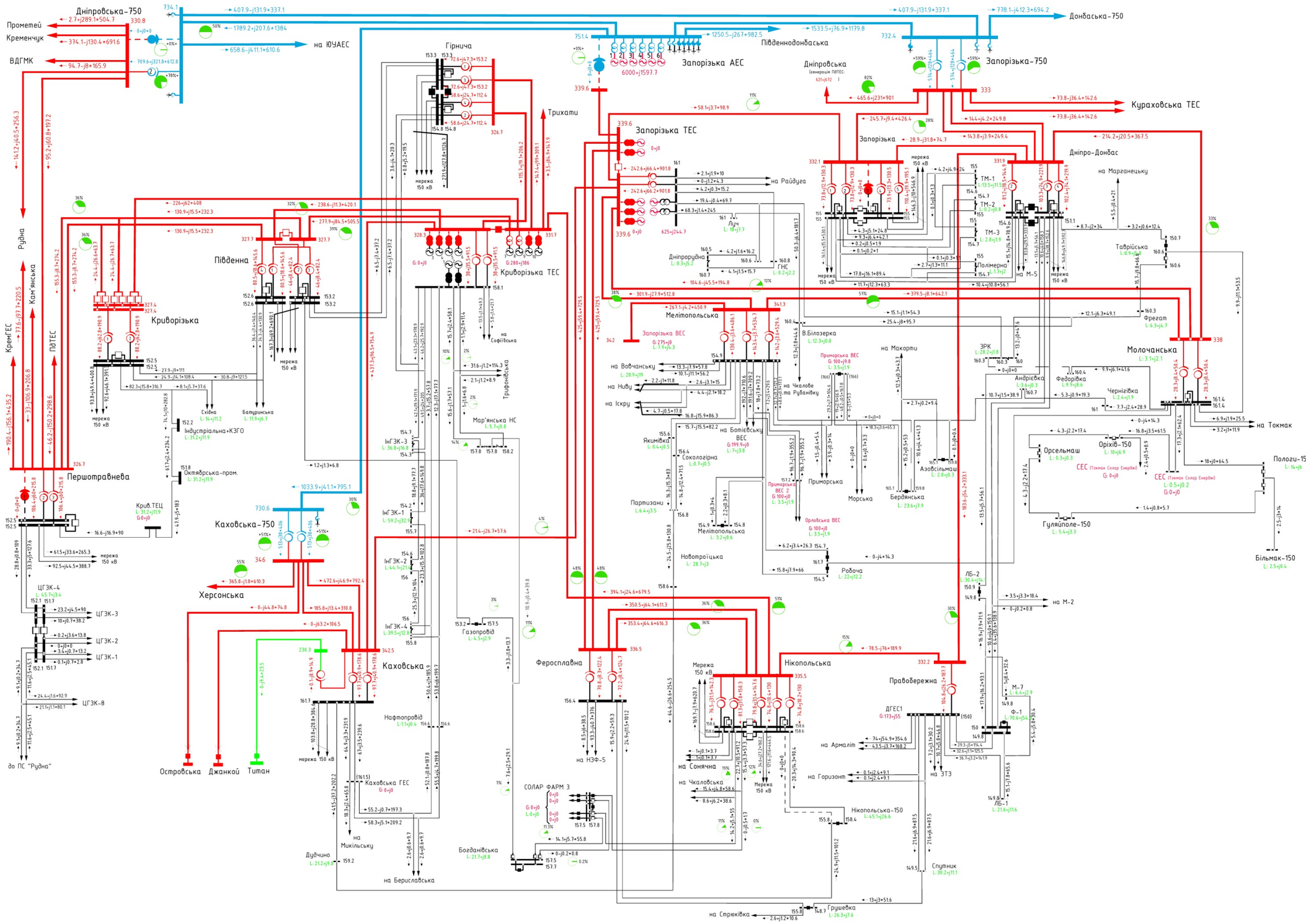


Рисунок А.30 – Ремонтно-аварійний режим відключення АТ ЗАЕС та АТ-1 на ПС «Дніпровська» в режимний день літа 2019 року, $03^{\underline{00}}$

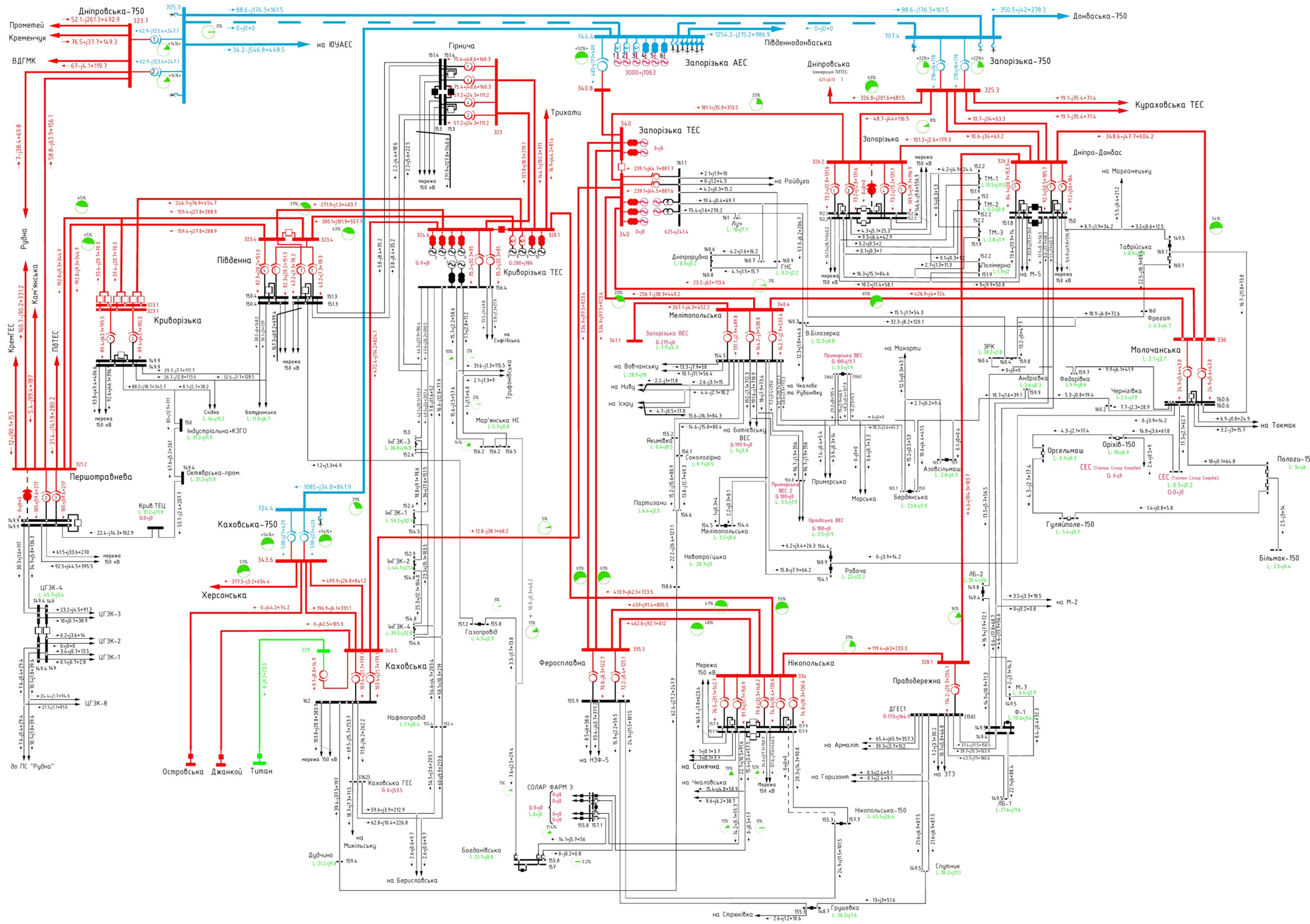
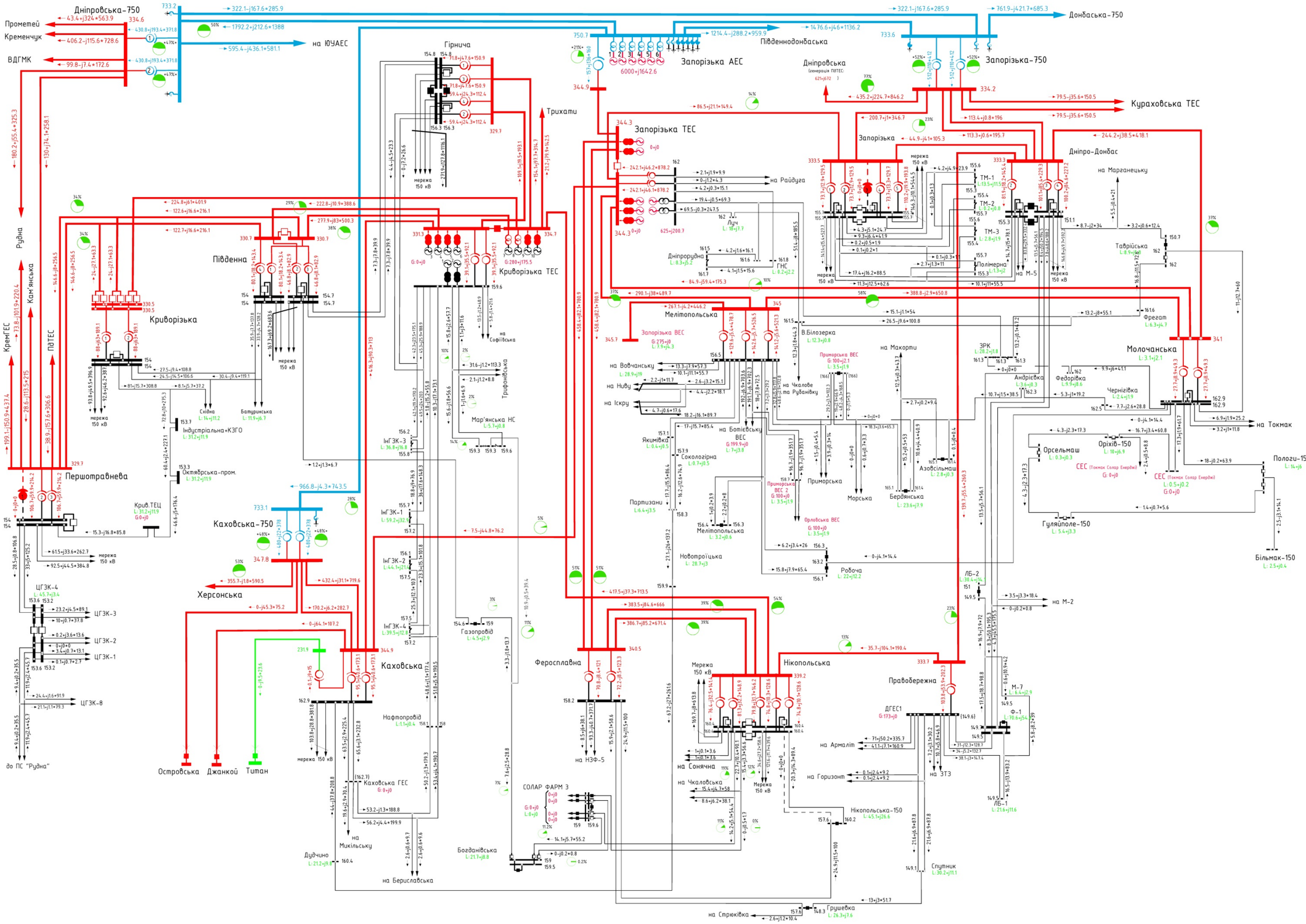

Дніпровська-750
Прометей
Кременчук
ВДГМК
на ЮУАЕС
Рудна
Кам'янська
КремГЕС
ПАТЕС
Першотравнева
Південна
Криворізька
Криворізька ТЕС
Трихати
Запорізька АЕС
Запорізька ТЕС
Південнодонбаська
Донбаська-750
Запорізька-750
Дніпровська
Запорізька
Дніпро-Донбас
Кураховська ТЕС
Таврійська
Молочанська
Фрегат
Мелітопольська
Запорізька ВЕС
Приморська ВЕС
Приморська
Каховська-750
Каховська
Каховська ГЕС
Херсонська
Острівська
Джанкой
Титан
Нафтопровід
Феросплавна
Нікопольська
Правобережна
ДГЕС1
Нікопольська-150
Спутник
Грушевка
Гуляйполе-150
Пологи-150
Більмак-150
Токмак
Молочанська
Ферегат
Андріївка
Федорівка
Чернігівка
Оріхів-150
Орсельмаш
Таврійська
Мелітопольська
Новотроїцька
Робоча
Азовсільмаш
Берянська
Морська
Якимівка
Сокологірна
Партизани
Мар'янська НС
Трифонівська
Софіївська
Батуринська
Скіфка
Індустріальна+КЗГО
Октябрська-пром.
Крив.ТЕЦ
ЦГЭК-1
ЦГЭК-2
ЦГЭК-3
ЦГЭК-4
ЦГЭК-8
до ПС "Рудна"
Дубчино
Богданівська
Микільську
на Бериславську
Газопровід
СОЛАР ФАРМ 3
Сонячна
Чкаловська
Горизонт
Армалім
ЗТЗ
М-1
М-2
М-3
М-5
М-7
Ф-1
ЛБ-1
ЛБ-2
Мережа 150 кВ
ГНС
Полімерна
Дніпрорудна
Луч
Райдуга
Рудівка
Мелітопольська
Каховська
Запорізька
Дніпровська
Кураховська
Молочанська
Дніпро-Донбас
Запорізька ТЕС
Запорізька АЕС
Південнодонбаська
Донбаська-750
Запорізька-750
Дніпровська-750
Каховська-750
Південна
Криворізька
Криворізька ТЕС
Трихати
Мелітопольська
Феросплавна
Нікопольська
Правобережна
Молочанська
Дніпро-Донбас
Запорізька
Дніпровська
Кураховська ТЕС
Таврійська
Молочанська
Фрегат
Мелітопольська
Запорізька ВЕС
Приморська ВЕС
Приморська
Каховська-750
Каховська
Каховська ГЕС
Херсонська
Острівська
Джанкой
Титан
Нафтопровід
Феросплавна
Нікопольська
Правобережна
ДГЕС1
Нікопольська-150
Спутник
Грушевка
Гуляйполе-150
Пологи-150
Більмак-150
Токмак
Молочанська
Ферегат
Андріївка
Федорівка
Чернігівка
Оріхів-150
Орсельмаш
Таврійська
Мелітопольська
Новотроїцька
Робоча
Азовсільмаш
Берянська
Морська
Якимівка
Сокологірна
Партизани
Мар'янська НС
Трифонівська
Софіївська
Батуринська
Скіфка
Індустріальна+КЗГО
Октябрська-пром.
Крив.ТЕЦ
ЦГЭК-1
ЦГЭК-2
ЦГЭК-3
ЦГЭК-4
ЦГЭК-8
до ПС "Рудна"
Дубчино
Богданівська
Микільську
на Бериславську
Газопровід
СОЛАР ФАРМ 3
Сонячна
Чкаловська
Горизонт
Армалім
ЗТЗ
М-1
М-2
М-3
М-5
М-7
Ф-1
ЛБ-1
ЛБ-2
Мережа 150 кВ
ГНС
Полімерна
Дніпрорудна
Луч
Райдуга
Рудівка
Мелітопольська
Каховська
Запорізька
Дніпровська
Кураховська
Молочанська
Дніпро-Донбас
Запорізька ТЕС
Запорізька АЕС
Південнодонбаська
Донбаська-750
Запорізька-750
Дніпровська-750
Каховська-750
Південна
Криворізька
Криворізька ТЕС
Трихати
Мелітопольська
Феросплавна
Нікопольська
Правобережна
Молочанська
Дніпро-Донбас
Запорізька
Дніпровська
Кураховська ТЕС
Таврійська

Рисунок А.32 – Ремонтно-аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Запорізька та ЗАЕС – Південнодонбаська в режимний день літа 2019 року, $03^{\underline{00}}$


Дніпровська-750
Прометей
Кременчук
ВДГМК
Рудна
Кам'янська
КремГЕС
ПАТЕС
Першотравнева
Криворізька
Південна
Трихати
Криворізька ТЕС
Запорізька АЕС
Південнодонбаська
Запорізька ТЕС
Запорізька-750
Дніпровська
Донбаська-750
Курахівська ТЕС
Дніпро-Донбас
Запорізька
Мелітопольська
Запорізька ВЕС
Приморська ВЕС
Приморська
Приморська ВЕС 2
Орловська ВЕС
Азовсільмаш
Бердянська
Роботи
Новотроїцька
Мелітопольська
Каховська-750
Каховська
Херсонська
Острівська
Джанкой
Титан
Каховська ГЕС
Дудчино
Мікільську
Богданівська
на Берославську
Нафтопровід
Феросплавна
на НЗФ-5
СОЛАР ФАРМ 3
Нікопольська
Правобережна
ДГЕС1
Нікопольська-150
Спутник
Грушевка
на Стрюківка
Молочанська
Таврійська
Фреєам
Андріївка
Федорівка
Чернігівка
Орсельмаш
Оріхів-150
Гуляйполе-150
Пологи-150
Більмак-150
на Токмак
на Маранецьку
на Макорти
на Чкалове
на Рудавку
на Вовчанську
на Ниву
на Іскру
на Райдуга
на Софіївська
на Мар'янська НС
на Трифонівська
на Сонячна
на Чкаловська
на Армалім
на Горизонт
на М-2
на М-5
на ЮУАЕС
на ЗТЭ
Індустріальна-КЗГО
Октябрська-пром.
Криворізький ТЕЦ
Скіфи
Батуринська
Інгзк-1
Інгзк-2
Інгзк-3
Інгзк-4
ЦГЗК-1
ЦГЗК-2
ЦГЗК-3
ЦГЗК-4
ЦГЗК-8
до ПС "Рудна"
Гірнича
Газопровід
Мережа 150 кВ
Мережа 150 кВ
Мережа 150 кВ

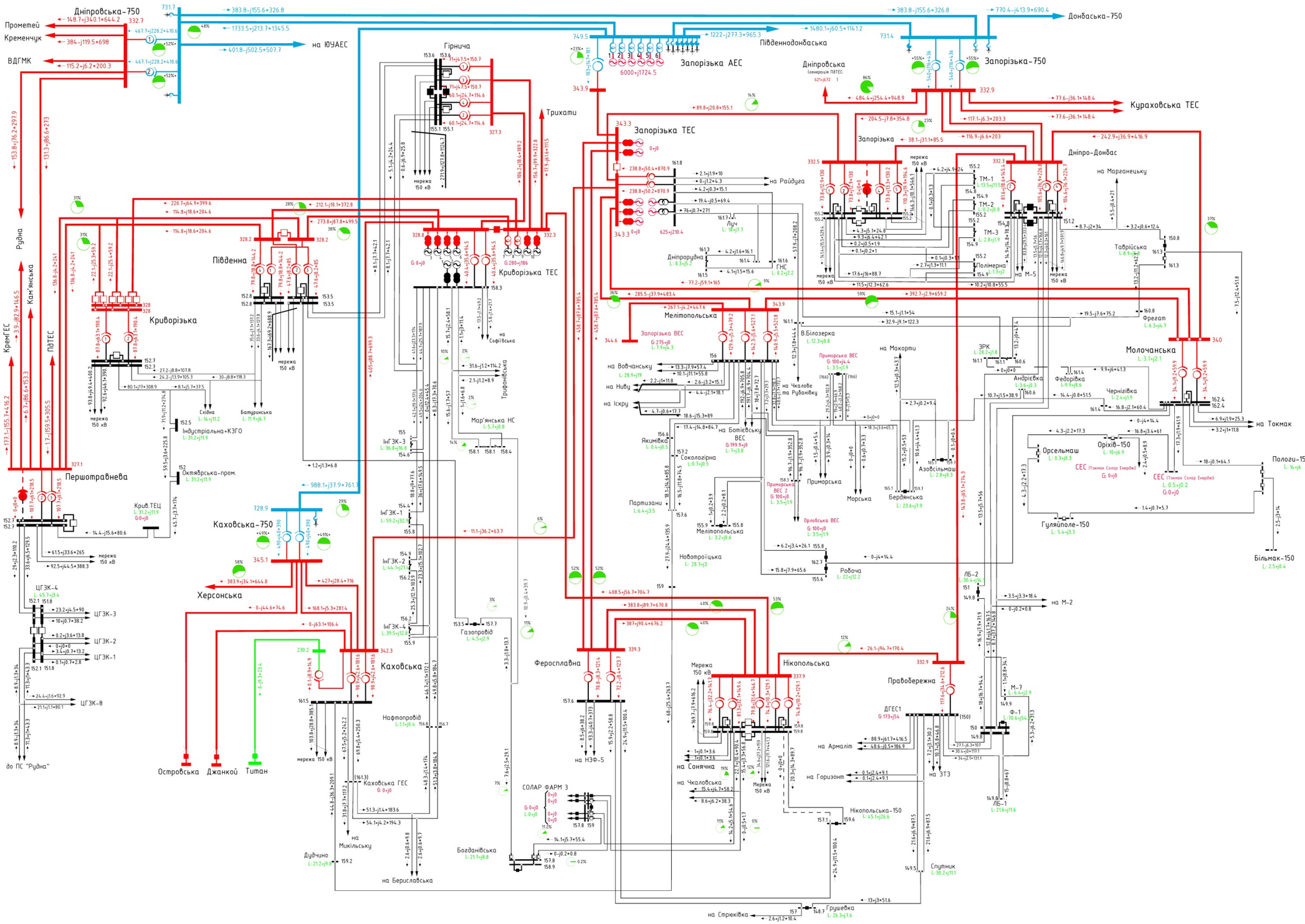


Рисунок А.34 – Нормальний режим роботи мережі в режимний день літа 2019 року, $22^{\underline{00}}$

#

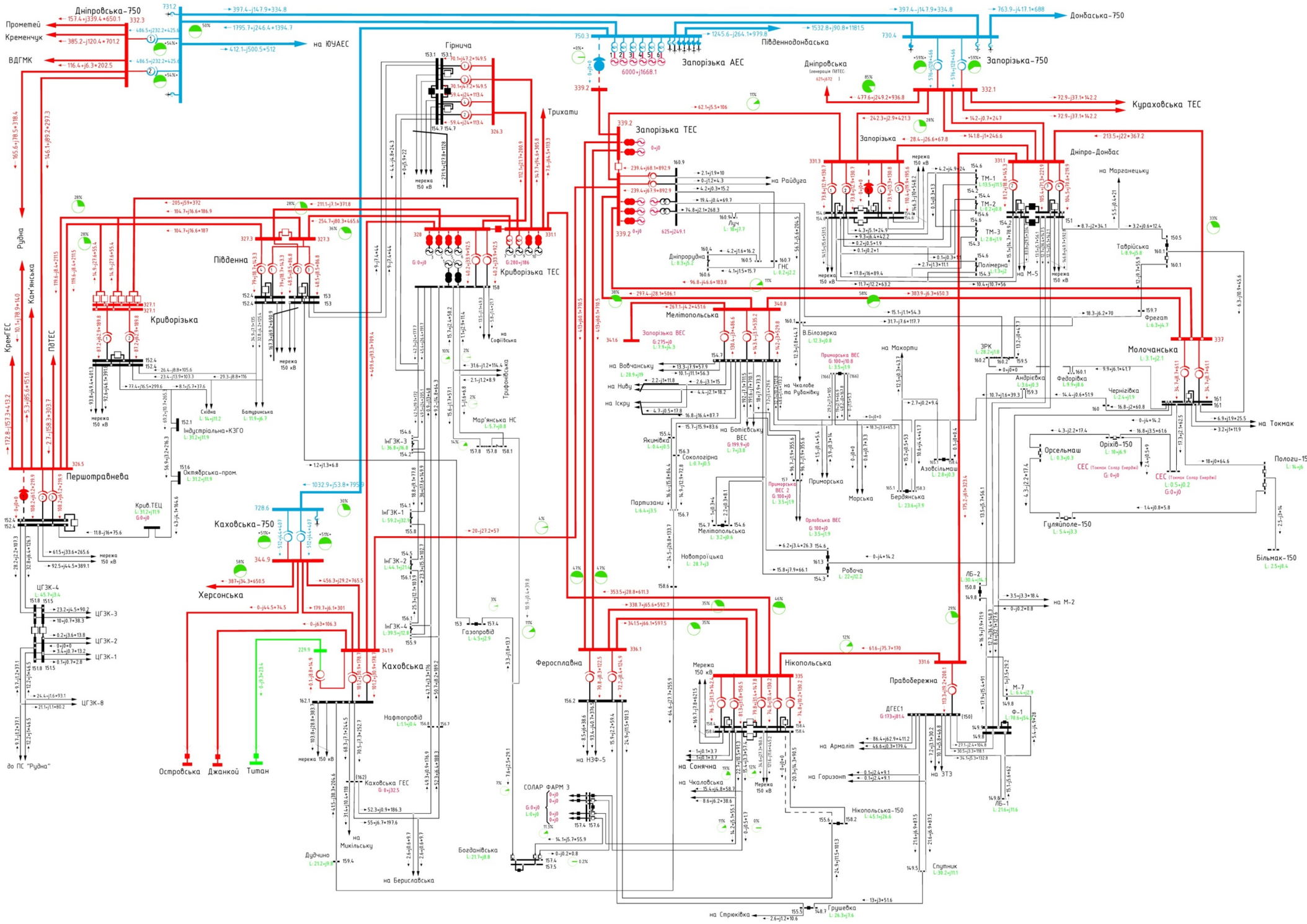
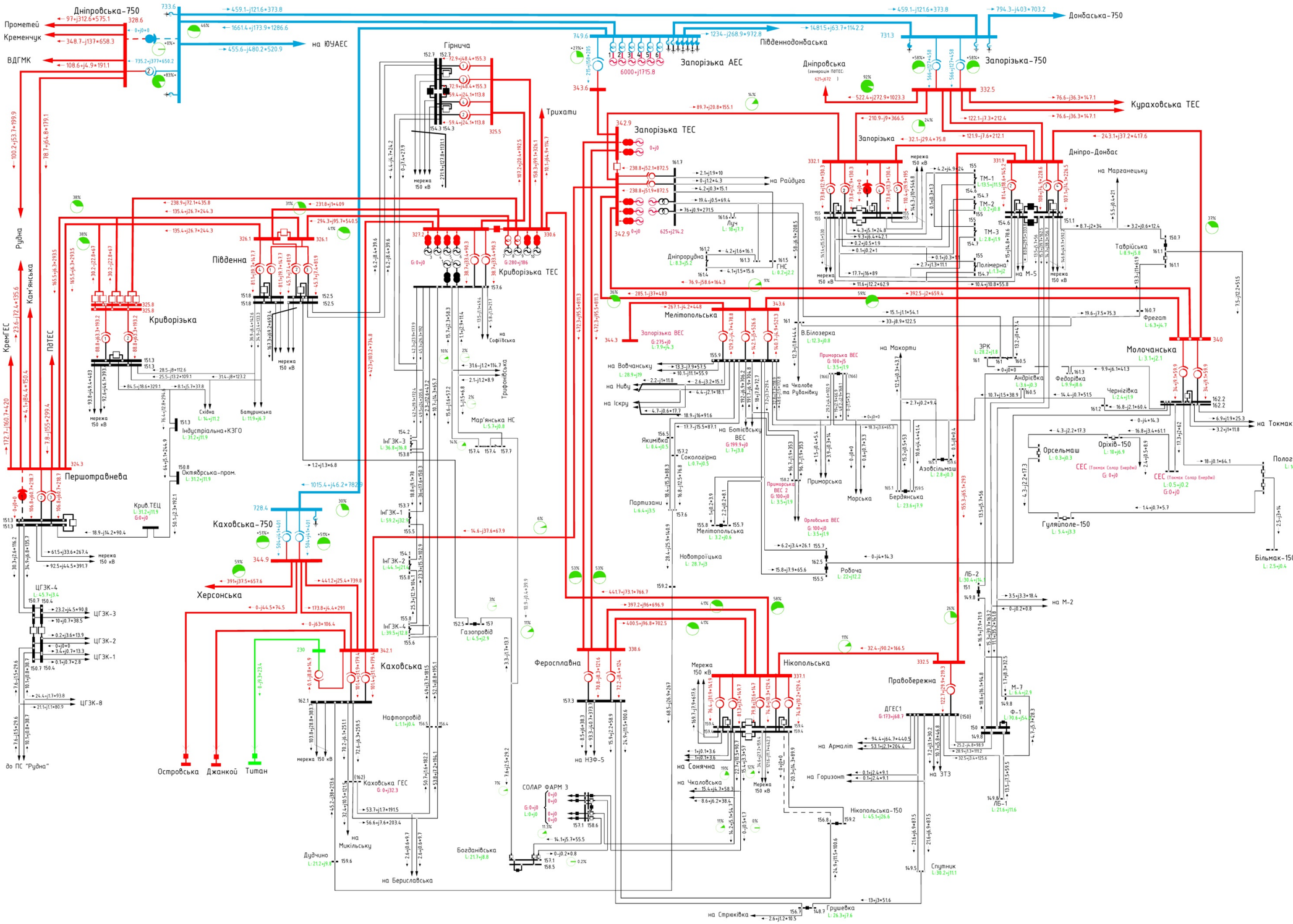


Рисунок А.35 – Аварійний режим відключення АТ Запорізької АЕС в режимний день літа 2019 року, $22^{\underline{00}}$


Дніпровська-750
Прометей
Кременчук
ВДГМК
Рудна
КремГЕС
Кам'янська
ПівТЕС
Першотравнева
Крив.ТЕЦ
ЦГЗК-4
ЦГЗК-3
ЦГЗК-2
ЦГЗК-1
ЦГЗК-8
до ПС "Рудна"
на ЮУАЕС
Гірнича
Трихати
Південна
Криворізька
Криворізька ТЕС
Каховська-750
Херсонська
Каховська
Каховська ГЕС
Острівська
Джанкой
Титан
Дудчино
на Берославську
на Микільську
Запорізька АЕС
Південнодонбаська
Запорізька ТЕС
Запорізька ВЕС
Мелітопольська
Дніпровська
(генерація ПАТЕС)
Запорізька-750
Донбаська-750
Запорізька
Дніпро-Донбас
Курахівська ТЕС
на Марганецьку
Таврійська
Молочанська
Фрегат
Андріївка
Федорівка
Чернігівка
Орсельмаш
Орихів-150
Пологи-150
Гуляйполе-150
Більмак-150
на Токмак
на Райдугу
Луч
Дніпрорудна
ГНС
на М-5
Полімерна
В.Білозерка
на Макорти
ЗРК
Приморська ВЕС
Приморська
Морська
Азовсільмаш
Берданська
Робоча
Новотроїцька
Партизани
Якимівка
Сокологірна
Іскра
Ниву
Вовчанську
Чкаловське та Рудавинівку
Мар'янська НС
Трифонівська
на Софіївську
ІнГЗК-1
ІнГЗК-2
ІнГЗК-3
ІнГЗК-4
Індустріальна-КЗГО
Східна
Батуринська
Октябрська-пром.
Газопровід
Нафтопровід
Феросплавна
на НЗФ-5
Мережа 150 кВ
Нікопольська
Правобережна
ДГЕС1
на Армалім
на Горизонт
на Сонячна
на Чкаловську
на ЗТЗ
Нікопольська-150
Спутник
Грушевка
на Стрюківка
СОЛАР ФАРМ 3
Богданівська
Каховська ГЕС
Ор-1
М-7
ЛБ-1
ЛБ-2
на М-2
Більмак-150
Пологи-150
Гуляйполе-150
Орсельмаш
Орихів-150
Молочанська
Таврійська
Дніпро-Донбас
Запорізька
Запорізька-750
Донбаська-750
Курахівська ТЕС
Південнодонбаська
Запорізька АЕС
Запорізька ТЕС
Дніпровська
Трихати
Південна
Криворізька
Криворізька ТЕС
Каховська-750
Каховська
Херсонська
Мелітопольська
Запорізька ВЕС
Феросплавна
Нікопольська
Правобережна
Рудна
КремГЕС
Кам'янська
ПівТЕС
Першотравнева
Крив.ТЕЦ
ЦГЗК-4
ЦГЗК-3
ЦГЗК-2
ЦГЗК-1
ЦГЗК-8
до ПС "Рудна"
Острівська
Джанкой
Титан
Дудчино
на Берославську
на Микільську
Богданівська
Нафтопровід
Газопровід
Каховська ГЕС
СОЛАР ФАРМ 3
ДГЕС1
Мережа 150 кВ
Мережа 150 кВ
Мережа 150 кВ

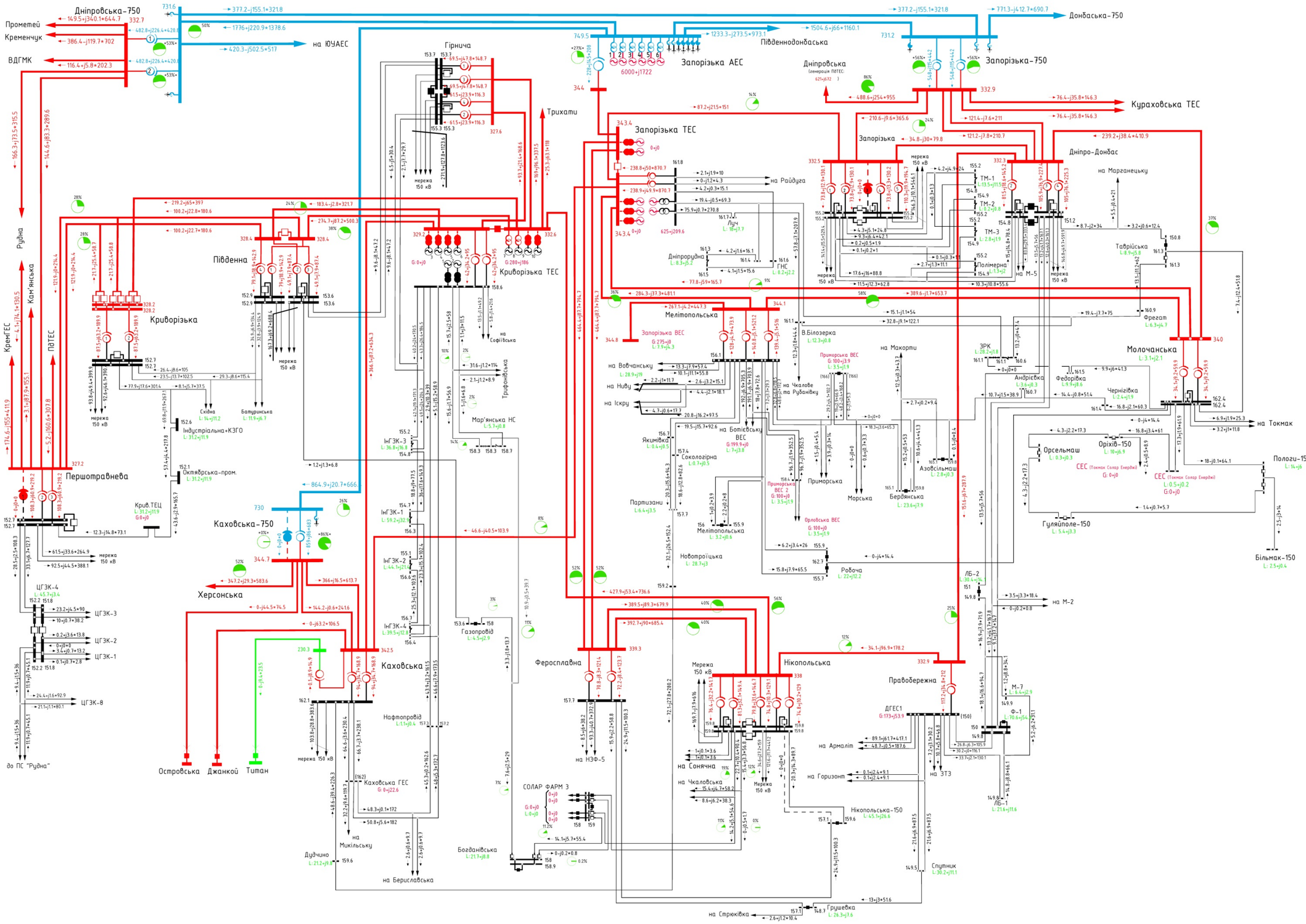
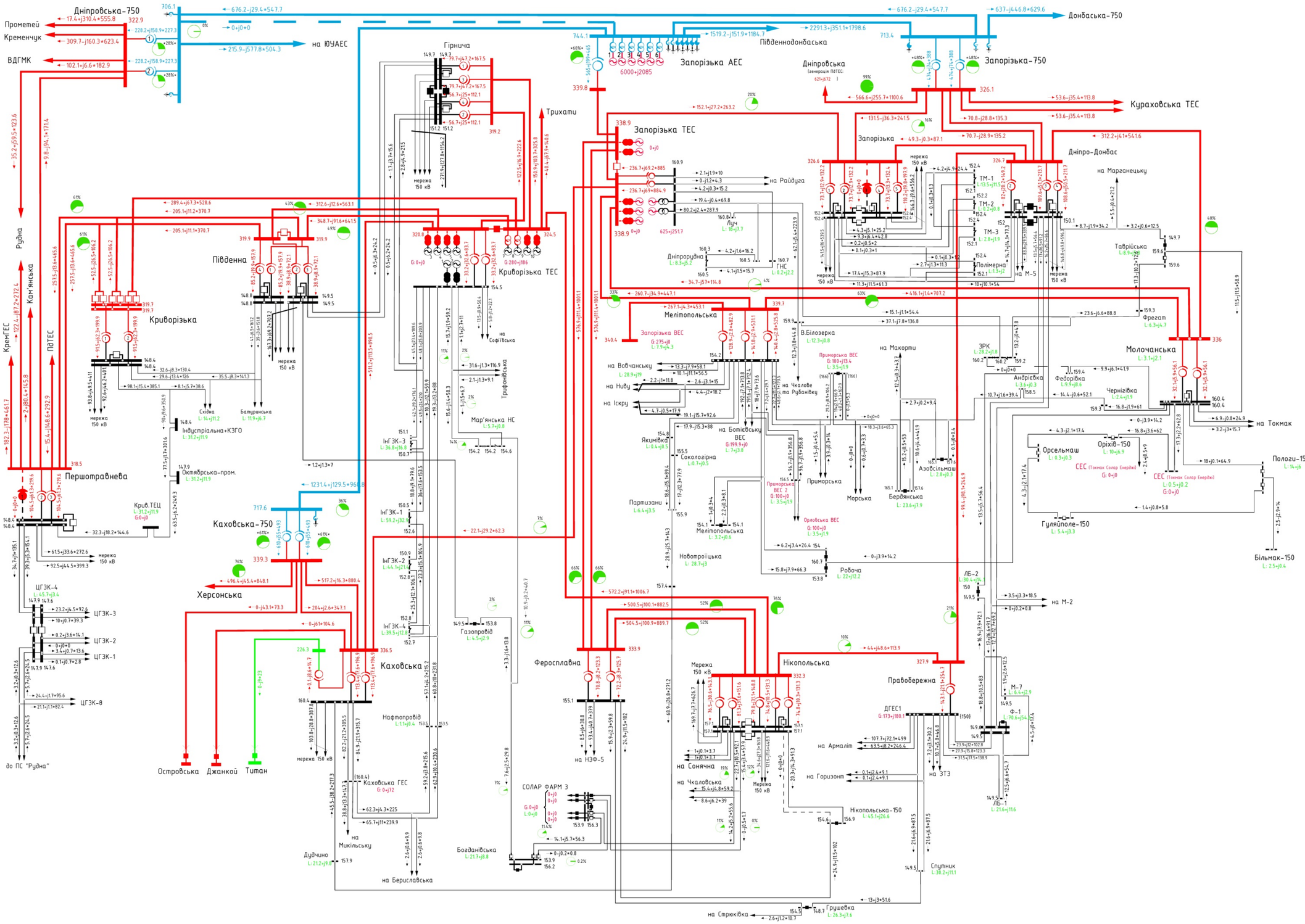


Рисунок А.37 – Аварійний режим відключення АТ-1 на ПС «Каховська-750» в режимний день літа 2019 року, $22^{\underline{00}}$


Дніпровська-750
Прометей
Кременчук
ВДГМК
на ЮУАЕС
Рудна
Кам'янська
КремГЕС
ПівТЕС
Першотравнева
Крив.ТЕЦ
ЦГЗК-4
ЦГЗК-3
ЦГЗК-2
ЦГЗК-1
ЦГЗК-8
до ПС "Рудна"
Гірнича
Трихати
Південна
Криворізька
Криворізька ТЕС
Каховська-750
Херсонська
Островська
Джанкой
Титан
Каховська
Каховська ГЕС
Дубчино
на Микільську
на Берославську
Богданівська
Інгульська-КЗГО
Октябрська-пром.
Східна
Балцирицька
Мар'янська НС
Трифонівська
на Софіївську
ІнГЗК-1
ІнГЗК-2
ІнГЗК-3
ІнГЗК-4
Газопровід
Запорізька АЕС
6000+j2085
Південнодонбаська
Запорізька ТЕС
на Райдугу
Луч
Дніпрорудна
ГНС
Мелітопольська
Запорізька ВЕС
на Вовчанську
на Ниву
на Іскру
на Бойківську ВЕС
Якимівка
Сокологірна
Партизани
Приморська ВЕС 1
Приморська ВЕС 2
Орловська ВЕС
Мелітопольська
Новотроїцька
Роботна
Приморська
Морська
Берязанська
Азовсільмаш
на Чкалове та Рудівку
В.Білозерка
на Макорти
Запорізька-750
Дніпровська
(генерація ПАТЕС)
Запорізька
Дніпро-Донбас
на Марганецьку
ТМ-1
ТМ-2
ТМ-3
Полімерна
на М-5
Таврійська
Фрегат
Молочанська
ЕРК
Андріївка
Федорівка
Чернігівка
на Токмак
Орсельмаш
Оріхів-150
СЕС (Токмак Солар Енерджі)
Пологи-150
Гуляйполе-150
Більмак-150
Донбаська-750
Кураховська ТЕС
на М-2
ЛБ-2
ЛБ-1
М-7
Ф-1
Правобережна
ДГЕС1
на Армалім
на Горизонт
на ЗТЗ
Нікопольська
Нікопольська-150
Спутник
Грушевка
на Стрюківка
Мережа 150 кВ
Фероспавна
на НЗФ-5
Нафтопровід
СОЛАР ФАРМ 3
на Сонячна
на Чкаловська
Червоногригорівка
Червоногригорівка ТЕС
Червоногригорівська
Червоногригорівська ВЕС
Новомиколаївська
Новомиколаївська ВЕС
Новомиколаївська СЕС
Новомиколаївська-750
Мелітопольська-750
Мелітопольська ВЕС
Мелітопольська СЕС
Мелітопольська-330
Мелітопольська ТЕС
Мелітопольська-150
Мелітопольська ГЕС
Мелітопольська ГАЕС
Мелітопольська ГАЕС-330
Мелітопольська ГАЕС-750
Мелітопольська ГАЕС-150
Мелітопольська ГАЕС-110
Мелітопольська ГАЕС-35
Мелітопольська ГАЕС-10
Мелітопольська ГАЕС-6
Мелітопольська ГАЕС-3
Мелітопольська ГАЕС-1
Мелітопольська ГАЕС-0.4
Мелітопольська ГАЕС-0.23
Мелітопольська ГАЕС-0.12
Мелітопольська ГАЕС-0.06
Мелітопольська ГАЕС-0.03
Мелітопольська ГАЕС-0.015
Мелітопольська ГАЕС-0.007
Мелітопольська ГАЕС-0.003
Мелітопольська ГАЕС-0.001
Мелітопольська ГАЕС-0.0005
Мелітопольська ГАЕС-0.0002
Мелітопольська ГАЕС-0.0001
Мелітопольська ГАЕС-0.00005
Мелітопольська ГАЕС-0.00002
Мелітопольська ГАЕС-0.00001
Мелітопольська ГАЕС-0.000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
Мелітопольська ГАЕС-0.000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
Мелітопольська ГАЕС-0.0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
Меліт

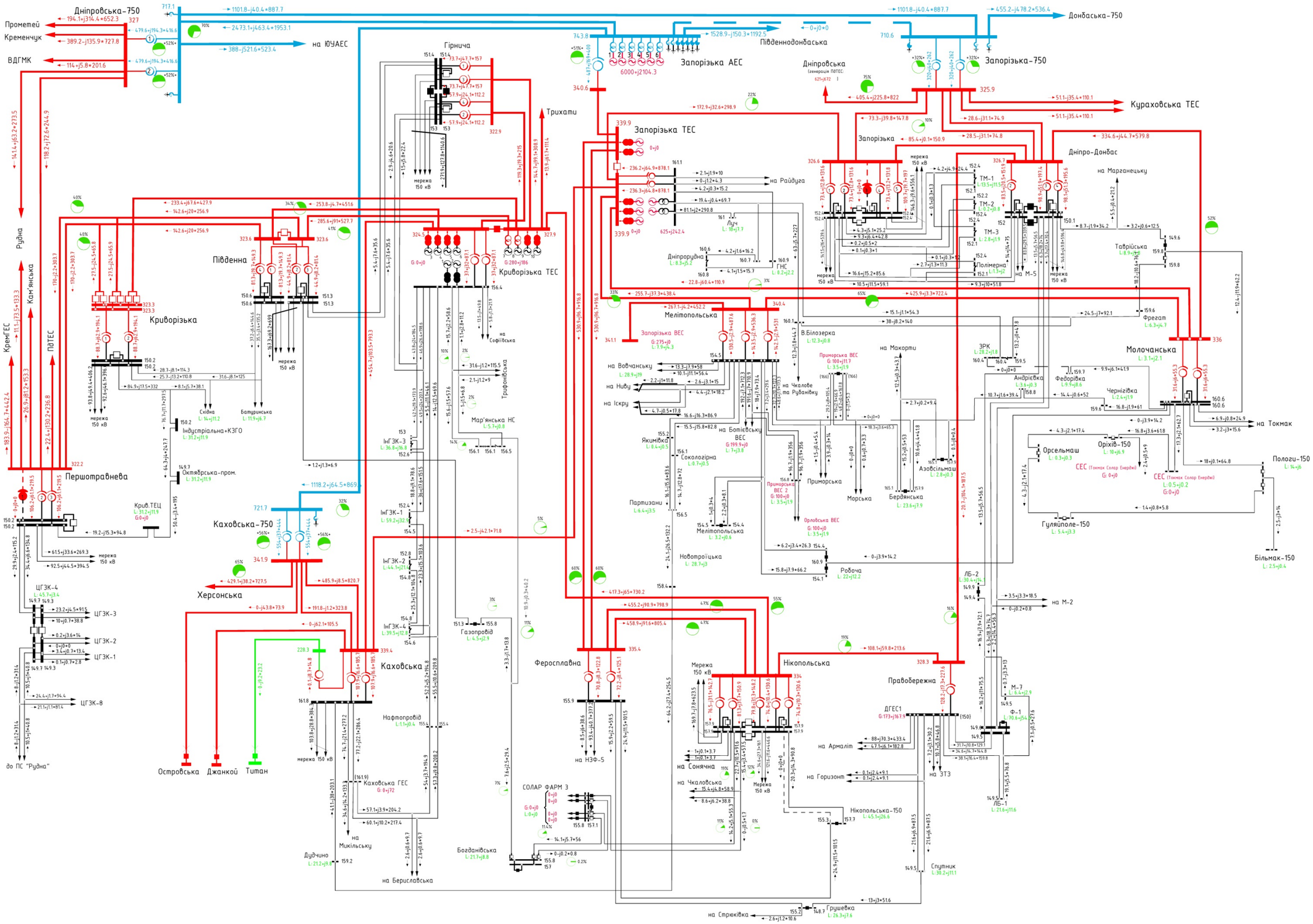


Рисунок А.39 – Аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Запорізька в режимний день літа 2019 року, $22^{\underline{00}}$

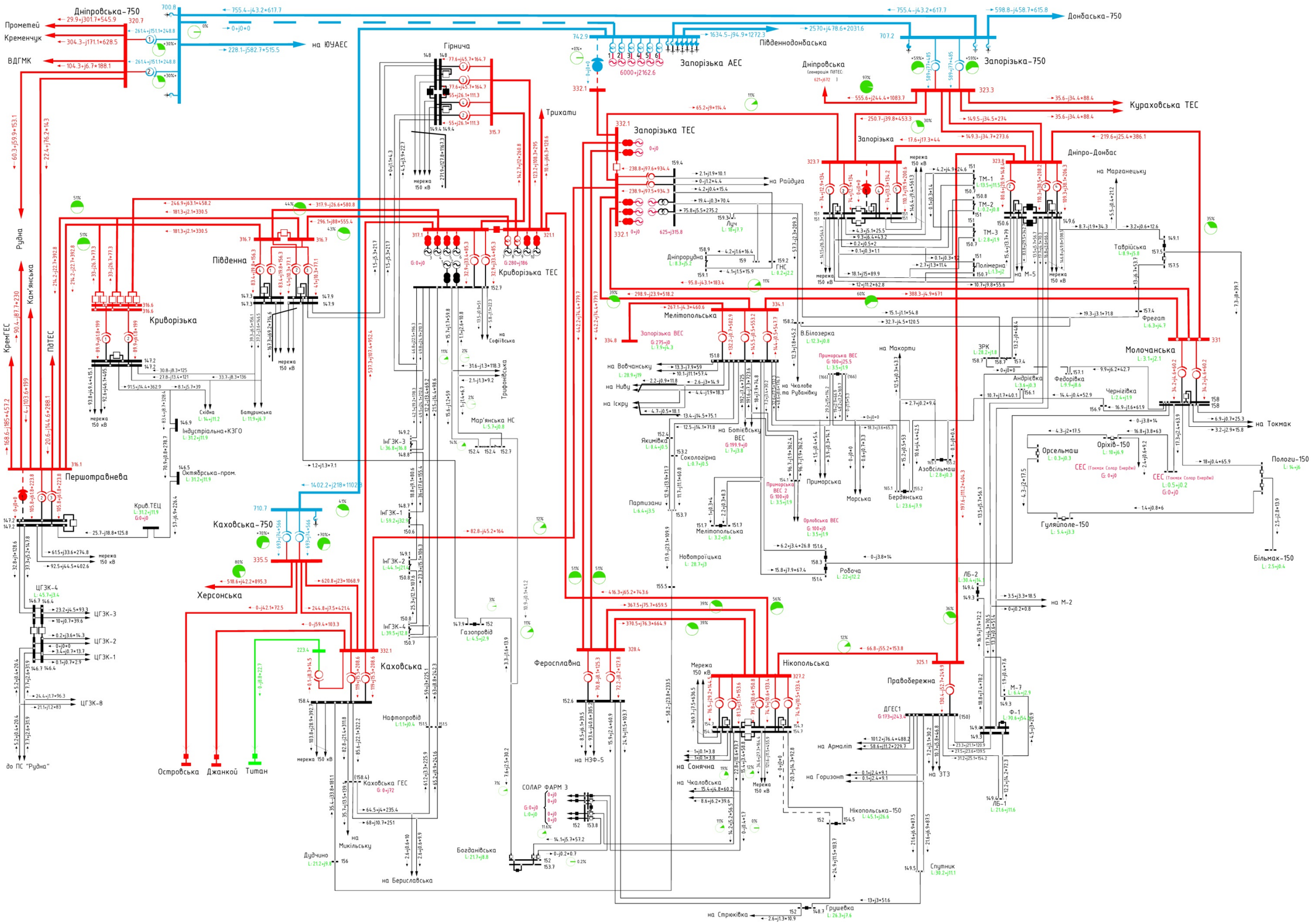


Рисунок А.40 – Ремонтно-аварійний режим відключення АТ ЗАЕС та ПЛ ЗАЕС - Дніпровська в режимний день літа 2019 року, 22^{00}

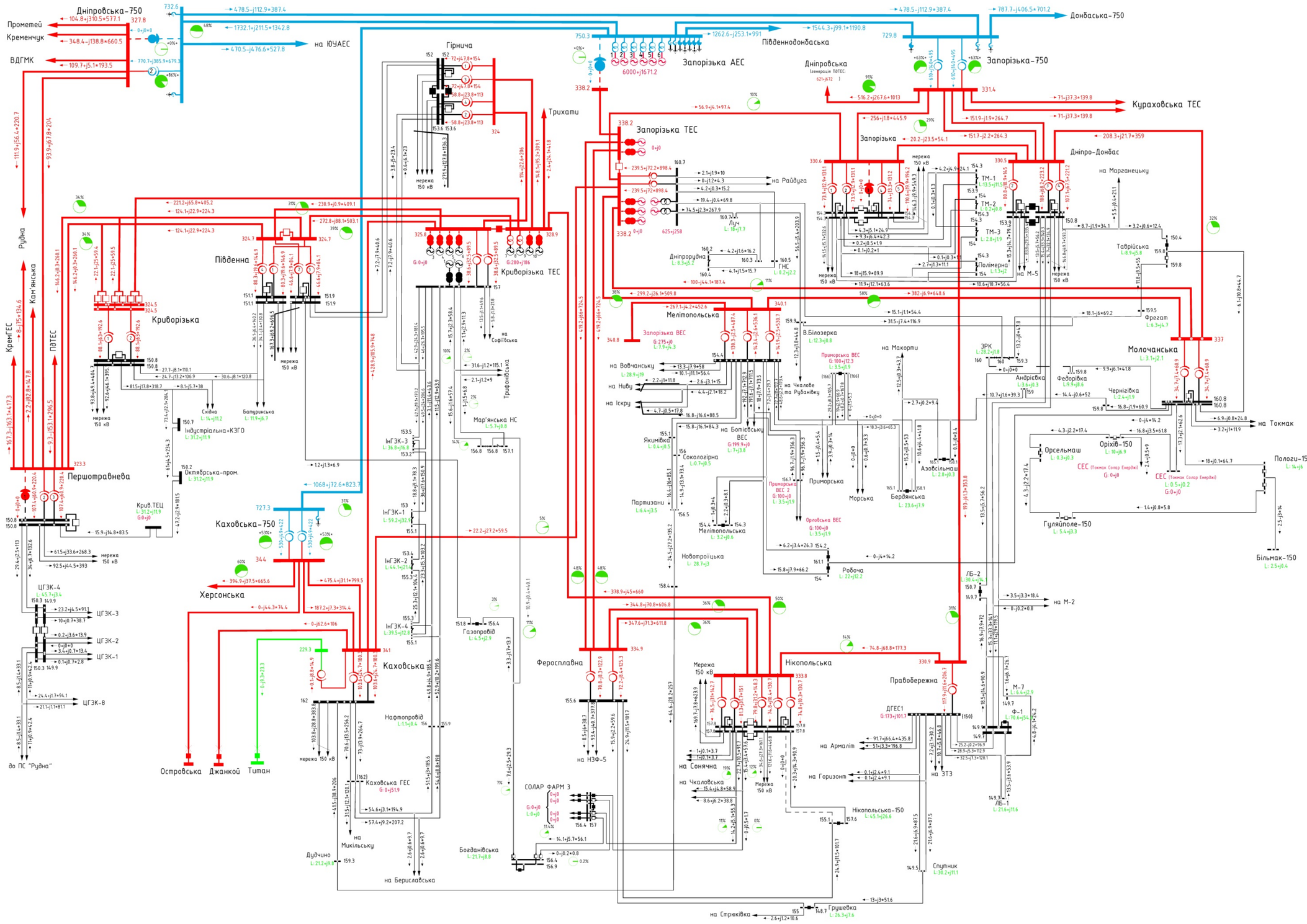


Рисунок А.41 – Ремонтно-аварійний режим відключення АТ ЗАЕС та АТ-1 на ПС «Дніпровська» в режимний день літа 2019 року, $22^{\underline{00}}$

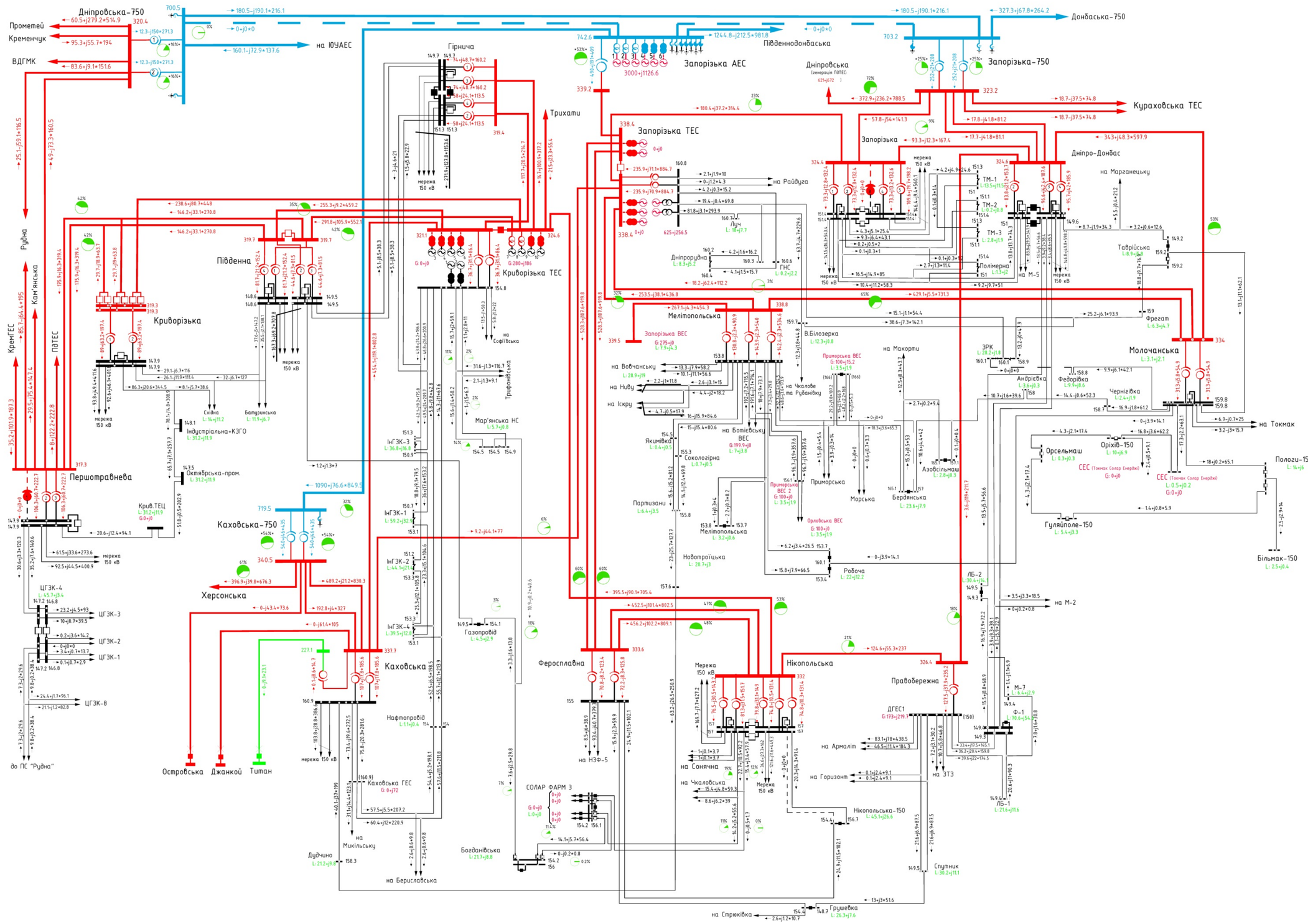


Рисунок А.42 – Ремонтно-аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС – Дніпровська та ЗАЕС - Запорізька в режимний день літа 2019 року, 22^{00}

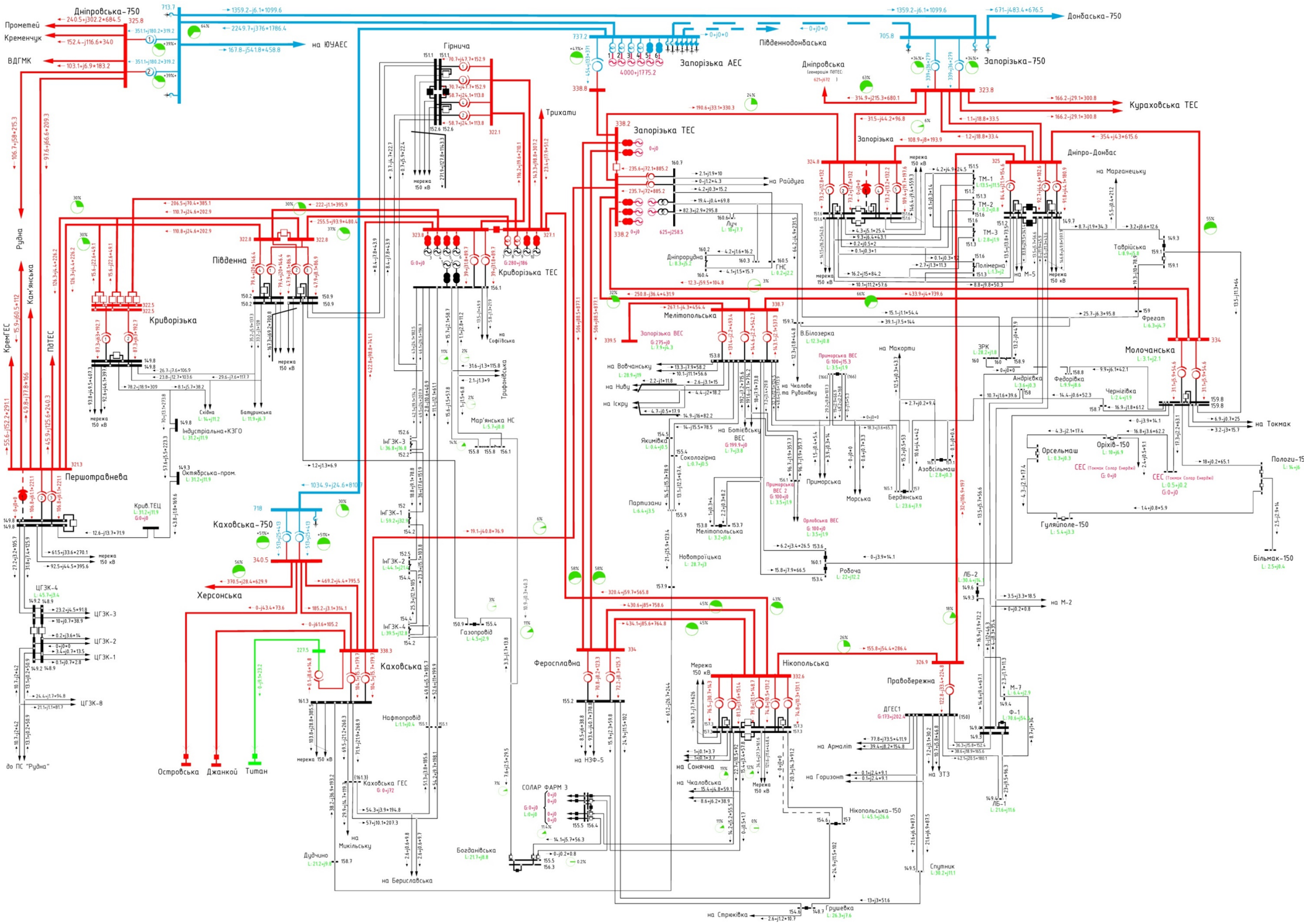


Рисунок А.43 – Ремонтно-аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС - Запорізька та ЗАЕС – Південнодонбаська в режимний день літа 2019 року, $22^{\underline{00}}$

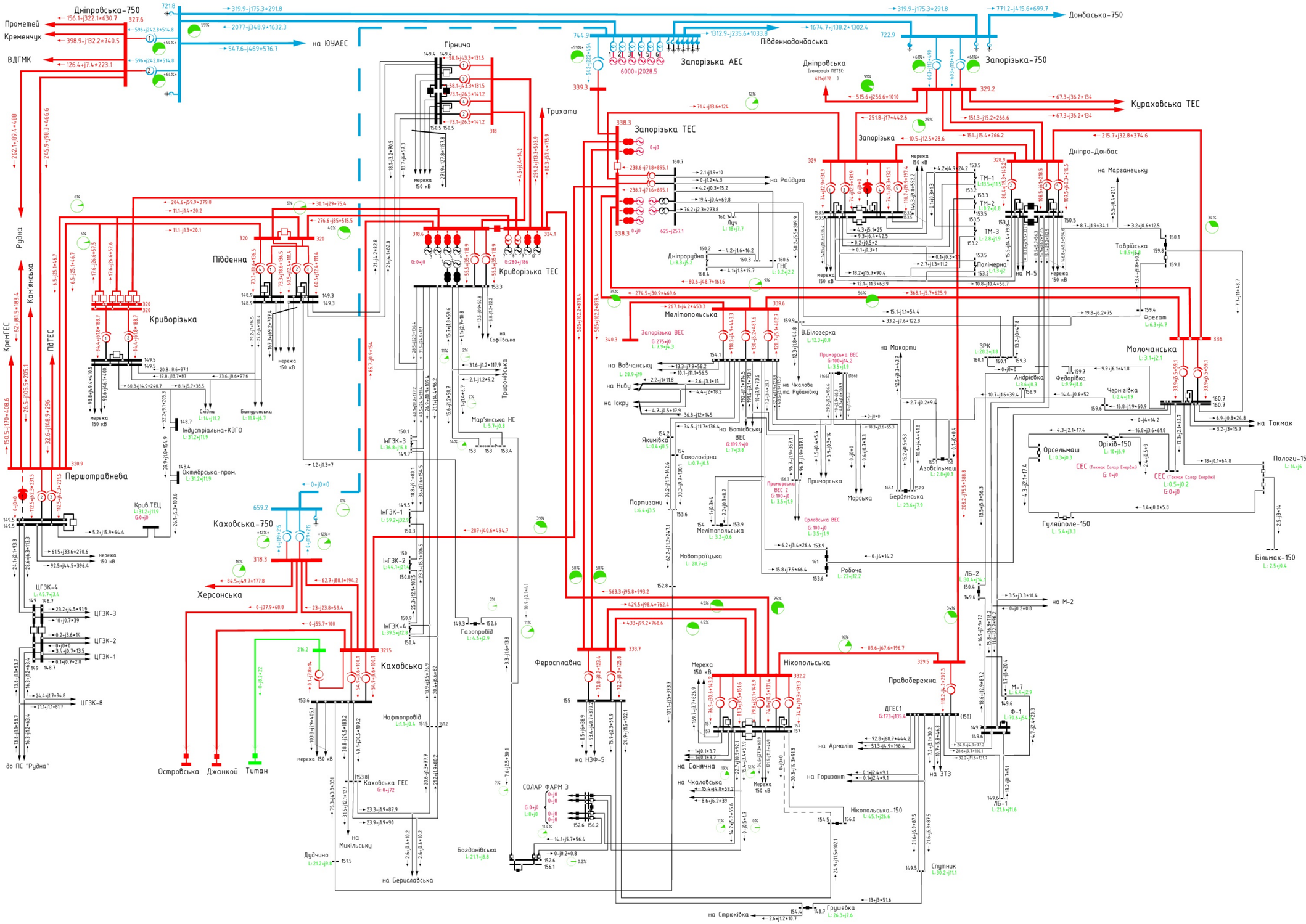


Рисунок А.44 – Аварійний режим відключення ПЛ ЗАЕС – Каховська в режимний день літа 2019 року, $22^{\underline{00}}$

#

Додаток Б

Результати перевірки на плагіат

UNICHECK

Гальченко Е...
Uploaded: 12/13/2018
Checked: 12/13/2018

Відповідальний за перевірку роботи на платформі за кафедрою електричних мереж та систем

12.12.2018

к.т.н. Чижевський В.В.
13.12.2018

Doc vs My Database

90.73% Originality	9.27% Similarity	384 Sources

Database sources: 384 sources found

1. **Year**: 2013 **Name**: Сергій **Surname**: Бєлкін **Speciality Code**: EC — 2.94%
   File path: /EC/2013/Спеціаліст_Бєлкін_Сергій_Миколайович/Бєлкін Розділ 3 Електрична частина Г
2. **Year**: 2013 **Name**: Сергій **Surname**: Бєлкін **Speciality Code**: EC — 2.73%
   File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2013/Спеціаліст_Бєлкін_Сергій_Миколайович
3. **Year**: 2015 **Name**: Олександр **Surname**: Хилько **Speciality Code**: EC — 2.53%
   File path: /EC/2015/Спеціаліст_Хилько_Олександр_Ігорович/Розділ 2 Підстанція.docx
4. **Year**: 2015 **Name**: Світлана **Surname**: Костомаха **Speciality Code**: EC — 2.49%
   File path: /EC/2015/Спеціаліст_Костомаха_Світлана_Вадимівна/Розділ 4.doc
5. **Year**: 2012 **Name**: Олексій **Surname**: Федюк **Speciality Code**: EC — 2.42%
   File path: /EC/2012/Спеціаліст_Федюк_Олексій_Олексійович/частина 2.doc
6. **Year**: 2012 **Name**: Микола **Surname**: Якимчук **Speciality Code**: EC — 2.41%
   File path: /EC/2012/Спеціаліст_Якимчук_Микола_Вячеславович/Розділ 2 на друк.doc
7. **Year**: 2015 **Name**: Олександр **Surname**: Хилько **Speciality Code**: EC — 2.39%
   File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Спеціаліст_Хилько_Олександр_Ігорович
8. **Year**: 2015 **Name**: Оксана **Surname**: Цимбалюк **Speciality Code**: AE — 2.39%
   File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/AE/2015/Спеціаліст_Цимбалюк_Оксана_Олексан
9. **Year**: 2015 **Name**: Оксана **Surname**: Цимбалюк **Speciality Code**: AE — 2.39%
   File path: /AE/2015/Спеціаліст_Цимбалюк_Оксана_Олександрівна/Додатки.docx
10. **Year**: 2015 **Speciality Code**: AE — 2.39%
    File path: /AE/2015/Спеціаліст_Цимбалюк_Оксана_Олександрівна/%%%%/Додатки.docx
11. **Year**: 2015 **Speciality Code**: AE — 2.39%
    File path: /AE/2015/Спеціаліст_Цимбалюк_Оксана_Олександрівна/Last/%%%%/Додатки.docx
12. **Year**: 2015 **Speciality Code**: AE — 2.39%
    File path: /AE/2015/Спеціаліст_Цимбалюк_Оксана_Олександрівна/Last/Дипломка/Додатки.docx
13. **Year**: 2015 **Speciality Code**: AE — 2.37%
    File path: /AE/2015/Спеціаліст_Цимбалюк_Оксана_Олександрівна/Розділ 5.уставки_укренерго/1ст
14. **Year**: 2015 **Speciality Code**: AE — 2.37%
    File path: /AE/2015/Спеціаліст_Цимбалюк_Оксана_Олександрівна/Черовик/Розділ 5.уставки_укре
15. **Year**: 2015 **Speciality Code**: AE — 2.37%
    File path: /AE/2015/Спеціаліст_Цимбалюк_Оксана_Олександрівна/%%%%/Розділ 5.уставки_укрен
16. **Year**: 2015 **Speciality Code**: AE — 2.37%
    File path: /AE/2015/Спеціаліст_Цимбалюк_Оксана_Олександрівна/%%%%old/Розділ 5.уставки_ук
17. **Year**: 2015 **Name**: Володимир **Surname**: Косарєв **Speciality Code**: EC — 2.37%
    File path: /EC/2015/Спеціаліст_Косарєв_Володимир_Сергійович/Підстанція Вови.docx

Similarity
Similarity from a chosen source
abc Possible character replacement
Citation
References