МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ ЗАПОРІЗЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО УНІВЕРСИТЕТУ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС при аварійних збуреннях в електроенергетичній системі

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1414
Стецюра Олексій Сергійович
(ПІБ)
спеціальності
141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)
освітньої програма
Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назваосвітньої програма)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)

Керівник к. т. н., доцент Башлій С. В.
(посада,вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент викладач Коломієць Д. В.
(посада,вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2025 рок

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ ЗАПОРІЗЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО УНІВЕРСИТЕТУ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Спеціалізація _____
(код та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри _____
д. т. н., професор В. Л. Коваленко
_____
"____" _____20___року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ «МАГІСТР»
Стецюрі Олексію Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи Підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС при аварійних збуреннях у електроенергетичній системі

керівник роботи Башлій С. В., к. т. н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від "27" лютого 2025 року № 313-с
2. Строк подання здобувачем кваліфікаційної роботи магістра 12.12.2025р.
3. Вихідні дані роботи технічні параметри трансформаторів, силових кабелів, електромагнітних та елегазових вимикачів мережі власних потреб ГЕС, данні споживання активної та реактивної потужності мережі власних потреб
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ, 1) Визначення методів підвищення живучості підсистем ЕЕС», 2) Оцінка статичної стійкості вузла навантаження мережі власних потреб ГЕС, 3) Визначення технічного стану та імовірності відмови електрообладнання, 4) Оцінки ефективності обраних заходів підвищення живучості, Висновки.
5. Перелік графічного матеріалу схема мережі ВП, інтервальна ідентифікація параметрів, РУР мережі ВП ГЕС, РЕН споживачів мережі ВП ГЕС, моделі оцінювання ТС, розробка нечіткої моделі, ФП нечіткої моделі, результат оцінки ТС обладнання мережі ВП ГЕС, імовірність відмови, підхід до підвищення живучості, оцінка ризику,

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	**Башлій С. В., к. т. н., доцент**	**28.02.2025**	
Розділ 2	**Башлій С. В., к. т. н., доцент**	**14.04.2025**	
Розділ 3	**Башлій С. В., к. т. н., доцент**	**23.06.2025**	
Розділ 4	**Башлій С. В., к. т. н., доцент**	**25.08.2025**	

7. Дата видачі завдання 28. 02. 2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
1	**Аналіз проблеми живучості мережі власних потреб ГЕС**	**11.04.2025р.**	
2	**Моделювання режимів вузла навантаження мережі власних потреб ГЕС в умовах невизначеності режимної інформації**	**20.06.2025р.**	
3	**Оцінювання технічного стану обладнання мережі власних потреб ГЕС за допомогою нечітких моделей**	**22.08.2025**	
4	**Розроблення підходу до підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС**	**14.11.2025р.**	

Здобувач вищої освіти _____ Стецюра О. С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Башлій С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль пройдено

_____ Башлій С.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Стецюра О. С. Підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС при аварійних збуреннях в електроенергетичній системі.

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістр за спеціальністю Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник С. В. Башлій. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю. М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем 2025.

Об'єкт дослідження – мережа власних потреб ГЕС.

Предмет дослідження – Методи, моделі та підходи до оцінювання та підвищення живучості розглядуваної мережі ВП ГЕС.

Мета дослідження – Визначення технічного стану обладнання мережі ВП ГЕС з урахуванням реальної режимної інформації, з метою вибору оптимальних заходів підвищення живучості з наявних.

Методи дослідження. Теоретичний аналіз, опосередковане спостереження, нечітке моделювання, математичне моделювання, імовірнісно-статистичні методи, системний підхід.

В роботі розглянуто існуючі заходи підвищення живучості підсистем ЕЕС, здійснено розрахунок розглядуваної мережі власних потреб ГЕС за різної режимної інформації, виконано перевірку ефективності обраних методів за допомогою імовірнісно-статистичного підходу. Здійснено розробку нечіткої моделі оцінювання технічного стану дизель-генератора, яка дає можливість отримати кількісне значення його технічного стану та імовірності відмови.

Ключові слова: ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ГЕС, ЖИВУЧІСТЬ, ІМОВІРНІСТЬ ВІДМОВИ, СТАТИЧНІ ХАРАКЕТРИСТИКИ НАВАНТАЖЕННЯ, НЕЧІТКА МОДЕЛЬ, СТОХАСТИЧНІСТЬ

ABSTRACT

Stetsiura O. S. *Improving the Survivability* of the Hydropower Plant Auxiliary Power Network under Emergency Disturbances in the Power System.

Qualification thesis for obtaining the master's degree in the specialty Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, scientific supervisor S. V. Bashlii. Zaporizhzhia National University. Engineering Educational and Research Institute named after Y. M. Potebnyi/Department of Electrical Engineering and Cyber-Physical Systems, 2025.

Object of the study – the auxiliary power network of a hydropower plant (HPP). Subject of the study – methods, models, and approaches for assessing and improving the survivability of the considered HPP auxiliary power network.
Purpose of the study – determining the technical condition of the HPP auxiliary power network equipment based on actual operating data, in order to select optimal measures for improving survivability from the available options.

Research methods: theoretical analysis, indirect observation, fuzzy modeling, mathematical modeling, probabilistic-statistical methods, system approach.

The work examines existing measures to enhance the survivability of power system subsystems, performs calculations of the considered HPP auxiliary power network under various operating conditions, and verifies the effectiveness of the selected methods using a probabilistic-statistical approach. A fuzzy model for evaluating the technical condition of a diesel generator has been developed, which enables obtaining a quantitative assessment of its technical state and failure probability.

Keywords: HPP AUXILIARY POWER, SURVIVABILITY, FAILURE PROBABILITY, STATIC LOAD CHARACTERISTICS, FUZZY MODEL, STOCHASTICITY

ЗМІСТ

ВСТУП 5

1. АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ЖИВУЧОСТІ МЕРЕЖІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГЕС 8

1.1 Дослідження моделей навантаження мережі власних потреб ГЕС 8

1.2 Аналіз моделей оцінювання технічного стану елементів мережі власних потреб ГЕС 15

1.3 Визначення доцільних способів підвищення живучості підсистем електроенергетичної системи типу «вузол навантаження» 29

1.4 Дослідження методів ризик-орієнтованого підходу для вирішення задачі підвищення живучості електроенергетичних систем та їх підсистем 38

2. МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ МЕРЕЖІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГЕС В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ РЕЖИМНОЇ ІНФОРМАЦІЇ 50

2.1 Інтервальна ідентифікація параметрів еквівалентного статичного навантаження 50

2.2 Оцінювання статичної стійкості вузла навантаження мережі власних потреб ГЕС 58

2.3 Адаптація методу імовірнісно-статистичного моделювання мережі власних потреб ГЕС для оцінювання її живучості 78

3. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГЕС 83

3.1 Нечітке моделювання технічного стану елементів електричної мережі 83

3.2 Визначення імовірності відмови елементів мережі власних потреб ГЕС на інтервалі часу 111

4. РОЗРОБЛЕННЯ ПІДХОДУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЖИВУЧОСТІ МЕРЕЖІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГЕС 118
4.1 Вибір заходів для підвищення живучості мережі власних потреб 118
4.2 Імовірнісно-статистичне моделювання мережі власних потреб ГЕС для оцінки ефективності обраних заходів підвищення її живучості при аварійних збуреннях в енергосистемі 119
ВИСНОВКИ 132
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ 134
ДОДАТКИ 138

СКОРОЧЕННЯ ТА УМОВНІ ПОЗНАКИ

ВП – власні потреби

ГЕС – гідроелектростанція

ГВЧ – генератор випадкових чисел

ТС – технічний стан

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

ЕЕС – електроенергетична система

ПА – протиаварійна автоматика

АВВП – автоматика виділення власних потреб

СТАТКОМ – статичний компенсатор

СТК – статичний тиристорний компенсатор

FACTS – Flexible Alternate Current Transmission Systems

ОС – обмотка статора

РЕН – регулювальний ефект навантаження

СХН – статичні характеристики навантаження

ФП – функція приналежності

РУР – розрахунок усталеного режиму

ВСТУП

Актуальність. На гідроелектростанції (ГЕС) покладено покриття пікового навантаження та регулювання активної та реактивної потужності. На забезпечення генерації електричної енергії на ГЕС безпосередній вплив чинить стан обладнання мережі власних потреб (ВП) ГЕС. Через це, питання надійності роботи мережі ВП ГЕС є досить актуальним – обладнання має значний термін напрацювання та значну кількість механічних та комутаційних спрацювань. Тому, визначення часу, який обладнання ВП ГЕС може залишатися у працездатному стані є важливим. Дане поняття визначається «живучістю» обладнання.

Поняття «живучість» та «надійність» не є тотожними, але вони є взаємопов’язаними. Надійність – це властивість об’єкта виконувати свої функції за встановленого режиму зі збереженням у часі у встановлених нормах значень всіх його параметрів. Поняття «живучість» визначається станом об’єкта та здатністю його підтримувати працездатний стан при виникненні аварійної ситуації. Виходячи з цього, питання підвищення живучості є важливим та актуальним, вирішення якого сприятиме підвищенню стійкості генерації на ГЕС.

Мета і завдання роботи. Визначення технічного стану обладнання мережі ВП ГЕС з урахуванням реальної режимної інформації про його навантаження, з метою підвищення живучості даної мережі шляхом вибору оптимальних заходів підвищення живучості з наявних.

Об’єкт дослідження. Мережа власних потреб ГЕС, що розділена на 3 секції, що мають живлення від 3 незалежних джерел. З метою резервування живлення передбачені секційні вимикачі між кожною секцією.

Предмет дослідження. Методи, моделі та підходи до оцінювання та підвищення живучості розглядуваної мережі ВП ГЕС.

Методи дослідження. Теоретичний аналіз, опосередковане спостереження, дослідницький експеримент, математичне моделювання, імовірнісно-статистичні методи, системний підхід.

Наукова новизна одержаних результатів. Для визначення технічного стану стаціонарних дизель-генераторів, використання яких розглядається як захід підвищення живучості, розроблено нечітку модель, що враховує дані періодичних вимірювань та експертних оцінок. Розроблено імовірнісно-статистичний підхід, що представлено алгоритм, що враховує технічний стан обладнання та дає можливість отримання кількісного значення виникнення аварійної ситуації без вжиття заходів підвищення живучості та з застосуванням даних заходів.

Практичне значення одержаних результатів. За допомогою розробленої нечіткої моделі можливо визначити технічний стан дизель-генератора, в умовах обмеженості та різнорідності вхідної діагностичної інформації про його електричну та механічну частини. Імовірнісно-статистичний підхід до оцінювання живучості мережі ВП ГЕС дозволяє визначити найбільш ефективні методи підвищення живучості з наявних з урахуванням стану обладнання та стохастичності режиму мережі.

Апробація результатів роботи. Дослідження роботи розглянуті на онлайн-конференціях із публікацією тез доповідей у наступних збірниках:

- The 4th International scientific and practical conference “Science in the modern world: innovations and challenges”;
- XVIII університетська науково-практична конференція студентів, аспірантів, докторантів і молодих вчених «Молода наука-2025».

Публікації. За отриманими результатами дослідницького експерименту розроблено нечітку модель оцінювання технічного стану дизель-генератора із публікацією статті у науковому журналі: «Modern engineering and innovative technologies», випуск №41, жовтень 2025р.

Структура та обсяг магістерської роботи. Робота містить 138 сторінок, 29 таблиць, 34 рисунки та 1 додаток.

1. АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ЖИВУЧОСТІ МЕРЕЖІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГЕС

1.1 Дослідження моделей навантаження мережі власних потреб ГЕС

Говорячи про мережу власних потреб (ВП) ГЕС слід зазначити, що вона виконує функцію забезпечення нормальної роботи обладнання ГЕС. Головна задача, що постає перед мережею власних потреб – забезпечити нормальне функціонування обладнання гідроелектростанції та протистояти зовнішнім збуренням в мережі, що можуть спричинити втрату власних потреб з посадкою станції «на нуль» [1].

Режим роботи мережі власних потреб характеризується наступними чинниками:

- використання електричного обладнання та кабельного господарства яке перебуває в експлуатації значний час та є застарілим;

- зміна підключеного навантаження до мережі ВП без урахування номінального навантаження існуючого обладнання, як результат – його надмірний нагрів та перевантаження;

- використання в якості приводів асинхронних електродвигунів, що працюють у повторно-короткочасному режимі;

- залежність режиму роботи мережі власних потреб від режиму роботи ГЕС – робота в базисі, регулювання пікового навантаження, регулювання частоти та активної потужності дією протиаварійної автоматики (ПА), підйом електроенергетичної системи (ЕЕС) «з нуля».

Розрахунок усталеного режиму роботи визначає навантаження в усіх гілках, напругу у всіх вузлах та втрати потужності у всіх елементах. Режими розімкнених електричних мереж можна розрахувати методами послідовних наближень за струмом чи потужністю. Можливий розрахунок коли напруга та потужність задані в кінці електричної мережі – розрахунок за даними початку; потужність задана в кінці і напруга на початку мережі – розрахунок за даними

початку. Розрахунок може бути наближеним – потужність розрахункового навантаження є незмінною, напруга у всіх точках мережі приймається номінальною; уточнений розрахунок – здійснюється за дійсними напругами з використанням статичних характеристик навантаження [2].

Подання навантаження можливе через значення постійного струму, постійної потужності, постійного опору або провідності, статичними характеристиками навантаження. Статичні характеристики навантаження дають можливість найбільш повно виразити властивості навантаження через залежності прикладеної напруги. Також, вони є зручними для проведення розрахунків режимів роботи електричної мережі. [3].

Виходячи з перерахованого, можна зробити висновок, що навантаження вузла мережі ВП складається з різноманітних споживачів та не є постійним у часі. Тому, для вирішення задачі моделювання режиму роботи мережі власних потреб слід виконати заміну існуючого електрообладнання споживачів на їх еквівалентні статичні характеристики навантаження [3].

Статичні характеристики навантаження описуються наступними виразами:

$$\mathrm{P} = \mathrm{P}_0 \cdot (\alpha_0 + \alpha_1 \cdot U + \alpha_2 \cdot U^2); \quad (1.1)$$

$$Q = Q_0 \cdot (\beta_0 + \beta_1 \cdot U + \beta_2 \cdot U^2). \quad (1.2)$$

де P та Q – відповідно активна та реактивна потужність навантаження при значенні номінальної напруги у вузлі, в. о.; U – робоча напруга у вузлі навантаження, в.о.; α_0, α_1, α_2 – коефіцієнти статичної характеристики активної потужності, β_0, β_1, β_2 – коефіцієнти статичної характеристики реактивної потужності [3].

Дані коефіцієнти застосовують для визначення навантаження промислових підприємств та побутових споживачів і не використовують для відображення

складу навантаження ВП ГЕС. Проведення активного експерименту що передбачає регулювання напруги у вузлах приєднання мережі ВП до джерела живлення є не припустимим через високу відповідальність споживачів. Пасивний експеримент є малоефективним через обмеженість діапазону регулювання напруги. Також дані методи не враховують зазначених вище особливостей, що характеризують навантаження мережі власних потреб ГЕС [3].

Для вирішення даної задачі можна скористатися методом визначення інтервалів зміни параметрів навантаження. Для отримання найбільш точного результату при оцінці ризику на інтервалі часу, необхідно мати адекватні моделі електрообладнання що мають враховувати наступні вимоги:

- стохастичний характери живлення та навантаження;
- технічний стан електрообладнання;
- мінливість параметрів об’єктів зі зміною у часі [4].

Враховуючи те, що до вузла мережі ВП входить навантаження що працює у повторно-короткочасному режимі, виходячи з виразів (1.1) і (1.2) та умови що склад навантаження змінюється протягом часу, коефіцієнти з виразів (1.1) та (1.2) теж змінюються. Тоді вирази приймають наступний вигляд:

$$\mathrm{P} = \mathrm{P}_0 \cdot \alpha_0 + \alpha_1 \cdot U + \alpha_2 \cdot U^2 = d_0 + d_1 \cdot U + d_2 \cdot U^2; \quad (1.3)$$

$$Q = Q_0 \cdot \beta_0 + \beta_1 \cdot U + \beta_2 \cdot U^2 = f_0 + f_1 \cdot U + f_2 \cdot U^2. \quad (1.4)$$

Інтервальні коефіцієнти описуються наступними парами чисел:

$$D_0 = (d_0;\ e_0); \quad (1.5)$$

$$D_1 = (d_1;\ e_1); \quad (1.6)$$

$$D_2 = (d_2;\ e_2); \quad (1.7)$$

$$F_0 = (f_0;\ g_0); \quad (1.8)$$

$$F_1 = (f_1;\ g_1); \quad (1.9)$$

$$F_2 = (f_2;\ g_2). \quad (1.10)$$

де d_0, d_1, d_2, f_0, f_1, f_2 – значення середини інтервалів; $2e_0$, $2e_1$, $2e_2$, $2g_0$, $2g_1$, $2g_2$ – значення ширини інтервалів. З урахуванням інтервальних коефіцієнтів вирази (1.3) і (1.4) приймають вигляд;

$$\mathrm{P} = D_0 + D_1 \cdot U + D_2 \cdot U^2; \quad (1.11)$$

$$Q = F_0 + F_1 \cdot U + F_2 \cdot U^2. \quad (1.12)$$

Для визначення інтервальних коефіцієнтів необхідно скористатися режимною інформацією про вузол навантаження:

- U(t) – залежність зміни напруги у вузлі навантаження залежно від часу;
- P(t) – залежність зміни споживання активної потужності від часу;
- Q(t) – залежність зміни реактивної потужності від часу [4].

Час T, на якому визначаються залежності U(t), P(t), Q(t) ділиться на повну кількість інтервалів N на межах яких проводиться визначення:

$$\begin{gathered}\{U(t_0), P(t_0), Q(t_0)\};\\ \{U(t_1), P(t_1), Q(t_1)\};\\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots...;\\ \{U(t_N), P(t_N), Q(t_N)\}.\end{gathered} \quad (1.13)$$

Режимна інформація про вузли навантаження формує наступні цільові функції:

$$F_P = e_0 \cdot n + e_1 \cdot \sum_{i=1}^{N} U_i + e_2 \cdot \sum_{i=1}^{N} U_i^2 \ \rightarrow min; \quad (1.14)$$

$$F_Q = g_0 \cdot n + g_1 \cdot \sum_{i=1}^{N} U_i + g_2 \cdot \sum_{i=1}^{N} U_i^2 \ \rightarrow min. \quad (1.15)$$

Дані цільові функції є задачею лінійного програмування з обмеженнями. Обмеження функції F_P має вигляд:

$$d_0 + d_1 \cdot U_i + d_2 \cdot U_i^2 + e_0 + e_1 \cdot U_i + e_2 \cdot U_i^2 \geq P, i = 1, \dots, n; \quad (1.16)$$

$$d_0 + d_1 \cdot U_i + d_2 \cdot U_i^2 - e_0 - e_1 \cdot U_i - e_2 \cdot U_i^2 \leq P, i = 1, \dots, n; \quad (1.17)$$

$$0{,}7 \cdot \max\{P_i\} \geq d_0 \geq -0{,}5 \cdot \max\{P_i\}; \quad (1.18)$$

$$1{,}5 \cdot \max\{P_i\} \geq d_1 \geq 0{,}3 \cdot \max\{P_i\}; \quad (1.19)$$

$$0{,}5 \cdot \max\{P_i\} \geq d_2 \geq 0; \quad (1.20)$$

$$f_0 \geq 0; \quad (1.21)$$

$$f_1 \geq 0; \quad (1.22)$$

$$f_2 \geq 0. \quad (1.23)$$

Обмеження функції F_Q:

$$g_0 + g_1 \cdot U_i + g_2 \cdot U_i^2 + f_0 + f_1 \cdot U_i + f_2 \cdot U_i^2 \geq Q, i = 1, \dots, n; \quad (1.24)$$

$$g_0 + g_1 \cdot U_i + g_2 \cdot U_i^2 - f_0 - f_1 \cdot U_i - f_2 \cdot U_i^2 \leq Q, i = 1, \dots, n; \quad (1.25)$$

$$13{,}3 \cdot \max\{Q_i\} \geq g_0 \geq 5{,}4 \cdot \max\{Q_i\}; \quad (1.26)$$

$$-14{,}4 \cdot \max\{Q_i\} \geq g_1 \geq -26{,}2 \cdot \max\{Q_i\}; \quad (1.27)$$

$$14{,}1 \cdot \max\{Q_i\} \geq g_2 \geq 9{,}6; \quad (1.28)$$

$$e_0 \geq 0; \quad (1.29)$$

$$e_1 \geq 0; \quad (1.30)$$

$$e_2 \geq 0. \quad (1.31)$$

Згідно з [3], чисельні коефіцієнти виразів (1.18…1.20) та (1.26…1.28) представляють мінімальні та максимальні значення відповідних їм статичних коефіцієнтів.

Враховуючи складність вирішення задачі представленою великою кількістю обмежень у вигляді нерівностей, доцільно для розв’язку даної задачі лінійного програмування застосувати генетичний алгоритм.

Схема роботи генетичного алгоритму полягає в формуванні оптимізаційної задачі таким чином, щоб її рішення можна було представити у вигляді вектору генів, кожен з яких відповідає певному числу. Випадковим чином формується множина генотипів початкової популяції. Вони оцінюються використовуючи «функцію пристосованості», в результаті чого з кожним генотипом асоціюється певне значення, яке визначає наскільки добре описуваний ним генотип вирішує поставлену задачу [4].

З отриманої множини рішень з урахуванням значення «пристосованості» обираються рішення до яких застосовуються генетичні оператори «схрещування» та «мутація», в результаті чого отримуються нові рішення. Для них також визначається пристосованість та проводиться відбір кращих рішень у наступне покоління, і т.д. [4].

Генетичний алгоритм ідентифікації складається з наступних кроків [4]:

- задається цільова функція для особин популяції;

- на можливих інтервалах з використанням генератора випадкових чисел (ГВЧ) формується початкова популяція;

- початок циклу пошуку рішення;

- виконання процедури розмноження (схрещення);

- виконується процедура мутації;

- обчислення значення цільової функції для всіх особин;

- формування нового покоління (секції);

- при виконанні умови завершення циклу – останнє покоління приймається в якості рішення, якщо ні – цикл повторюється знову.

Після визначення розв’язку оптимізаційної задачі (1.14)-(1.31) за описаним вище генетичним алгоритмом необхідно визначити детерміновані значення

коефіцієнтів на визначених інтервалах в конкретний момент часуt_1. Дана задача є оберненою до попередньої та записується наступним чином:

$$P(t_1) = D_0 + D_1 \cdot U(t_1) + D_2 \cdot U^2(t_1); \quad (1.32)$$

$$d_0 + e_0 \geq D_0 \geq d_0 - e_0; \quad (1.33)$$

$$d_1 + e_1 \geq D_1 \geq d_1 - e_1; \quad (1.34)$$

$$d_2 + e_2 \geq D_2 \geq d_2 - e_2; \quad (1.35)$$

$$Q(t_1) = F_0 + F_1 \cdot U(t_1) + F_2 \cdot U^2(t_1); \quad (1.36)$$

$$f_0 + g_0 \geq F_0 \geq f_0 - g_0; \quad (1.37)$$

$$f_1 + g_1 \geq F_1 \geq f_1 - g_1; \quad (1.38)$$

$$f_2 + g_2 \geq F_2 \geq f_2 - g_2. \quad (1.39)$$

Для вирішення даної задачі використовується генетичний алгоритм. Отриманий розв’язок представлений у вигляді векторів D = (D_0,D_1,D_2) та F = (F_0, F_1, F_2) за якими визначаються коефіцієнти α_0, α_1, α_2, β_0, β_1, β_2 складу навантаження мережі власних потреб в момент часуt_1. Для U = 1:

$$P = P_0 = D_0 + D_1 + D_2; \quad (1.40)$$

$$Q = Q_0 = F_0 + F_1 + F_2; \quad (1.41)$$

звідки з урахуванням того, що сума коефіцієнтів статичної характеристики дорівнює одиниці [3], коефіцієнти становлять:

$$\alpha_0 = \frac{D_0}{P_0}; \quad (1.42)$$

$$\alpha_1 = \frac{D_1}{P_0}; \quad (1.43)$$

$$\alpha_2 = \frac{D_2}{P_0}; \quad (1.44)$$

$$\beta_0 = \frac{F_0}{Q_0}; \quad (1.45)$$

$$\beta_1 = \frac{F_1}{Q_0}; \quad (1.46)$$

$$\beta_2 = \frac{F_2}{Q_0}; \quad (1.47)$$

за якими визначаються статичні характеристики навантаження P(U) та Q(U) для визначення навантаження в момент часу t_1.

Дослідження статичних характеристик навантаження мережі власних потреб ГЕС методом інтервальної оцінки зводиться до вирішення оптимізаційної задачі з обмеженнями у вигляді нерівностей. Метод доцільно використовувати при дослідженні мережі власних потреб, так як він враховує особливості роботи та мінливості у часі складу навантаження.

1.2 Аналіз моделей оцінювання технічного стану елементів мережі власних потреб ГЕС

До основного обладнання мережі власних потреб ГЕС відносяться силові трансформатори, вимикачі та силові кабельні лінії. Від технічного стану даного обладнання залежить надійність та безвідмовність роботи обладнання власних потреб, що необхідне для функціонування гідроагрегатів. Виходячи з цього, виникає необхідність визначення технічного стану (ТС) даного силового обладнання. Під поняттям технічного стану приймається сукупність змін властивостей об’єкту при його виробництві, монтажі та експлуатації, що характеризуються певними ознаками у момент часу, що встановлені технічною документацією [5],

Моделі оцінювання технічного стану трансформаторів.

Трансформатори є надійним обладнанням та через їх відповідальність у системі власних потреб встановлення їх технічного стану є необхідним.

Показниками, що характеризують технічний стан трансформатора є залишковий ресурс [6] та ймовірність виникнення відмови [7].

Під поняттям залишкового ресурсу визначається сумарне напрацювання об'єкта з моменту контролю його технічного стану до переходу у граничний стан. Так, на залишковий ресурс трансформатора впливають наступні чинники:

- k_w– вологість трансформаторної оливи;
- $k_{ННТ}$– температура найбільш нагрітої точки;
- k_{ZK}– опір КЗ;
- $r_{об}$ – опір постійному струм;
- $k_{РПН}$ – коефіцієнт залишкового ресурсу пристрою РПН;
- $k_{ОХ}$ – коефіцієнт залишкового ресурсу охолодження;
- $k_{ВВ}$– коефіцієнт залишкового ресурсу високовольтних вводів;
- $k_{РЕС}$– коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатору;
- $k_{ПОП}$ – коефіцієнт завантаження трансформатору;
- $k_{ЯФ}$ – коефіцієнт якості функціонування.

Розрахунок коефіцієнтів параметрів трансформатору виконують за формулою, наведеною у [6]:

$$k_i = \frac{x_{i\ гран} - x_{i\ пот}}{x_{i\ гран} - x_{i\ поч}}, \qquad (1.48)$$

де i– контрольований параметр, $x_{i\ гран}$ – граничний значення даного параметру, $x_{i\ пот}$ – поточне значення даного параметру, $x_{i\ поч}$ – значення параметру на момент введення в експлуатацію.

Коефіцієнт залишкового ресурсу визначається за формулою:

$$k_{РЕС\Sigma} = \Pi_{i=1}^{n} k_{i\ РЕС}, \qquad (1.49)$$

де $k_{i\ PEC}$ – коефіцієнт залишкового ресурсу.

На спрацювання трансформаторів суттєво впливає старіння ізоляції. Даний процес відбувається під впливом робочої температури трансформатора. Визначення ресурсу трансформатора з урахуванням дії температури можна виконати:

- за законом Ван'тГоффа-Арреніуса – при підвищенні температури на кожні 10 ºС константа швидкості реакції збільшується у 2…4 рази;

- з використанням Δθ-градусних правил, за якими Δθ становить 6, 8, 10, 12 ºС.

Трансформатори потужністю меншою 100 МВА відносяться до 6-градусного правила, Δθ = 6ºС. Приймається, що при збільшенні температури найбільш нагрітої точки на кожні 6ºС термін експлуатації трансформатора зменшується у 2 рази.

Визначення спрацювання та залишкового ресурсу трансформатора на різних етапах напрацювання R_j визначають за формулами:

$$R^*_{\text{ост}} = R^*_{0\ \text{ост}} - \sum_{j=1}^{k} R^*_j \left(e^{\frac{\vartheta^*_{\text{охл}} + \Delta\vartheta^*_{\text{мном}} \left[\frac{1+\partial (S^*)^2}{1+d}\right]^x + \Delta\vartheta^*_{\text{ннт ном}} (S^*)^y - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right), \quad (1.50)$$

$$R^* = R^*_0 + \sum_{j=1}^{k} R^*_j \left(e^{\frac{0{,}264 - \vartheta^*_{\text{охл}} + \Delta\vartheta^*_{\text{мном}} \left[\frac{1+\partial (S^*)^2}{1+d}\right]^x - \Delta\vartheta^*_{\text{ннт ном}} (S^*)^y}{\Delta X^*_{\vartheta} \left[0{,}736 - \vartheta^*_{\text{охл}} + \Delta\vartheta^*_{\text{мном}} \left[\frac{1+\partial (S^*)^2}{1+d}\right]^x - \Delta\vartheta^*_{\text{ннт ном}} (S^*)^y\right]}} - 1 \right), (1.51)$$

Вираз (1.50) використовує Δθ-градусні правила, (1.51) – закон Ван'тГоффа-Арреніуса.

Для отримання інформації про стан трансформатору виконують його випробування та хімічні аналізи оливи. Даний метод не дає повного

уявлення про стан трансформатора без виведення його з роботи. За обмеженої кількості вихідних даних виникає необхідність вирішення задачі враховуючи наступне:

- випадковість оцінок контрольованих параметрів;

- нечіткість інформації про об'єкт дослідження;

- вірогідність прийняття невірного рішення.

Для вирішення даної задачі варто скористатися методами нечіткої логіки, генетичних алгоритмів.

В [8] запропонована ієрархічна схема, що визначає технічний стан об'єкта. За її вихідними даними можна зробити частковий висновок про технічний стан трансформатору. Використовуючи базу знань R можливо зробити остаточний висновок про стан трансформатору.

Визначення технічного стану трансформатору на основі теорії нечітких множин виконується у кілька етапів [9]:

1. Визначення діапазону значень контрольованих параметрів й сформувати базу знань з даних багаторічних вимірювань.

2. Задання функції нечітких термів для контрольованих параметрів.

3. Фіксація значень вимірюваних параметрів $X^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$.

4. Визначення функції належності нечітким термам при фіксованих значеннях вимірюваних параметрів $x_,^* i = \overline{1,n}$.

5. Обчислення значень багатопараметричних функцій належності $\mu^{di}(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$ для всіх технічних станів $,d_1, d_2, \dots, d_{m,}$ при векторі стану $X^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$.

6. Визначається розв'язок $d_,^*$:

$$\mu^{di}(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*) = max\left[\mu^{di}(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)\right], j = \overline{1,m.} \qquad (1.54)$$

Даний розв’язок відповідає технічному стану із зазначеним вектором параметрів $X^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$.

Визначення технічного стану трансформатору використовуючи дані вимірювань та випробувань виконується за нечіткою моделлю описаною в [10] та показаною на рисунку 1.1:

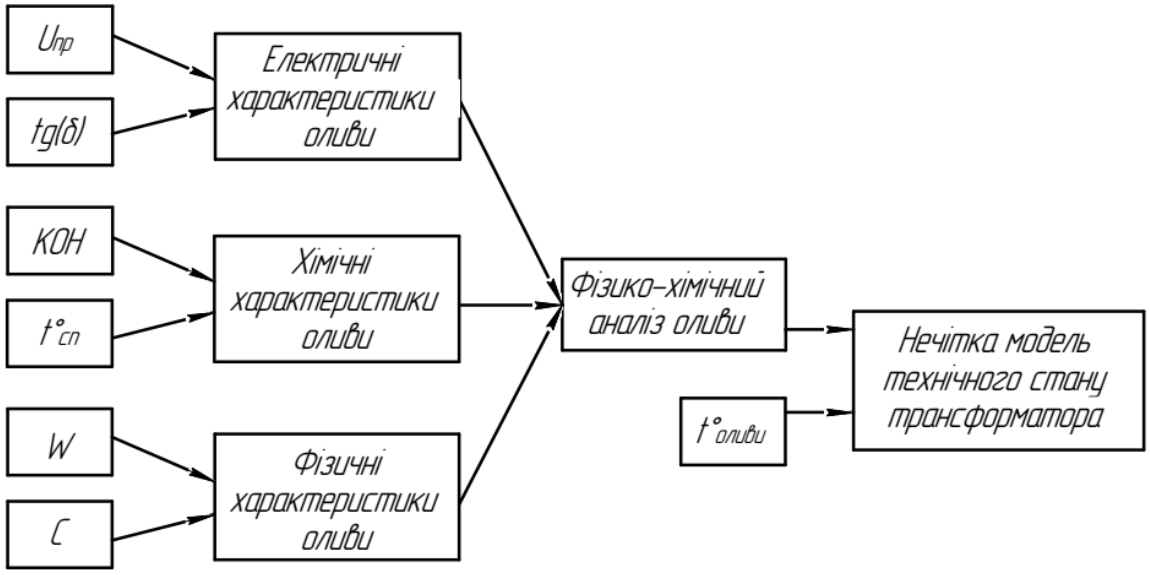


Рисунок 1.1 – Схема нечіткої моделі трансформатора [10]

На рисунку 1.1 показана схема нечіткої моделі оливного трансформатора, де $U_{ПР}$ – напруга пробою, кВ; $tg(\delta)$ – тангенс кута діелектричних втрат, %; КОН – кислотне число, мг/г; $t^{o}_{СП}$ – температура спалаху оливи, ºС; W – вміст вологи в оливі, г/т; С – вміст газу в оливі, %, $t^{o}_{оливи}$ – температура оливи, ºС. так як виходи одного рівня моделі є входами іншого, необхідно визначити терми змінних кожного рівня. Множина станів трансформатору S описується електричними, хімічними та фізичними характеристиками оливи. Терми вихідних змінних визначаються за шкалою:

- В – погані характеристик оливи, [0,0; 0,35];

- М – середні характеристик оливи, [0,35; 0,65];

- G– хороші характеристик оливи, [0,65; 1,0].

Правила для оцінки характеристик оливи формуються на основі експертних знань у формі правил «ЯКЩО-ТО» [10]. Для формування функцій приналежності оцінки від декількох експертів обробляється за методом парних порівнянь Сааті [16,17].

Нечіткі моделі визначення технічного стану трансформатору визначаються на основі вимірюваних параметрів та типу трансформатора.

Моделі оцінювання технічного стану силових вимикачів.

Високовольтні вимикачі відносяться до електричних апаратів, що призначені для комутації електричних кіл за будь-яких режимів роботи – нормальних та аварійних. Вимикач має відповідати номінальному струму навантаження приєднання та витримувати його тривалий час, також його характеристики термічної та динамічної стійкості мають відповідати розрахунковому струму КЗ.

У мережі власних потреб ГЕС найчастіше застосовуються електромагнітні та вакуумні вимикачі. Принцип дії електромагнітного вимикача наступний: дуга, що виникає на силових контактах вимикача, під дією магнітного поля втягується до дугогасильної камери, де витягується та гасне. У вакуумному вимикачі, силові контакти розташовані у вакуумній колбі, середовищем гасіння дуги є вакуум.

Технічний стан високовольтних вимикачів визначається як [11]:

- механічний ресурс вимикача – ресурс механізму приводу;

- комутаційний ресурс вимикача – ресурс силових контактів та дугогасильної камери вимикача.

Моделі оцінки технічного стану вимикача за умови неповноти інформації про окремі характеристики його комутаційного та механічного ресурсу, не дають повного уявлення про спрацювання вимикача. Одна з існуючих моделей пропонує оцінку ТС вимикача за параметрами комутаційного ресурсу, механічний ресурс не враховується – вважається, що спрацювання механічних

частин відбувається рівномірно протягом експлуатації. Недоліком такої моделі є те, що оцінка здійснюється тільки за одним діагностичним параметром.

За відсутності адекватних моделей оцінки ТС вимикачів, що могли би дати комплексну оцінку стану вимикача, доцільно скористатися методами нечіткої логіки та імовірнісних методів [8], [12]. Комплексна оцінка технічного стану вимикачів належить до погано структурованих задач, що характеризуються наступними чинниками [11]:

- різнорідна вхідна інформація:
- невизначеність, відсутність адекватного математичного опису;
- обмеженість даних про експлуатацію вимикача.

Модель, що враховує вплив даних чинників описана в [13], за якою оцінка технічного стану виконується за даними вимірювань та багаторічних спостережень. Для визначення технічного стану вимикача його слід розділити на окремі елементи: комутаційна група, дугогасильне середовище, ізоляція. Для кожного окремого елемента слід визначити технічний стан без виведення його в ремонт за такими параметрами:

- механічний ресурс – кількість циклів «включення-відключення»;
- комутаційний ресурс – кількість відключень та величина струмів КЗ;
- стан ізоляції.

Множина станів S вимикача описується лінгвістичною змінною «Загальний спрацьований ресурс вимикача» [13]. Терми вихідної змінної та їх інтервали визначаються за шкалою Харрінгтона:

- VB – дуже добрий технічний стан [0,8; 1,0];
- B– добрий технічний стан [0,64; 0,8];
- M– середній технічний стан [0,36; 0,64];
- L – поганий технічний стан [0,2; 0,36];
- VL–дуже поганий технічний стан [0,0; 0,2].

Структурна схема нечіткої моделі технічного стану вимикача показана на рисунку 1.2:

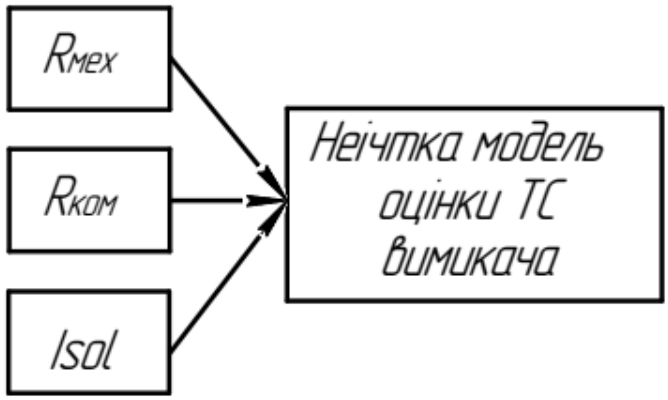


Рисунок 1.2 – Структурна схема НМ ТС вимикача [13]

На рисунку 1.2 наведена структурна схема нечіткої моделі вимикача, де $R_{МЕХ}$ - спрацьований механічний ресурс, $R_{КОМ}$ - спрацьований комутаційний ресурс, Isol– оцінка технічного стану ізоляції. Функції приналежності формуються на основі експертних оцінок з використанням парних порівнянь.

Модель оцінювання технічного стану силових кабелів.

Силові кабельні лінії також належать до відповідального обладнання мережі власних потреб. Під поняттям кабельних ліній слід розуміти лінії електропередачі, що виконані одним або декількома кабелями, що розміщені в землі, кабельних каналах, трубах, на кабельних конструкціях, а також в воді або відкрито [14].

Кабелі напругою 6…10 кВ використовуються у мережах власних потреб електростанцій, конструкцію кабелю визначають наступні чинники:

- номінальна робоча напруга;

- система заземлення електричної мережі.

Основним пошкодженням силових кабельних ліній є пошкодженням ізоляції, що виникає при експлуатації, монтажі або виготовленні кабелю.

Найбільш повну інформацію про технічний стан кабельних ліній можна отримати методами неруйнівного контролю. Методи неруйнівного методу контролю наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Методи неруйнівного контролю

Неруйнівні методи контролю ізоляції	Безпека проведення випробування для ізоляції КЛ	Визначення величини розподіленого дефекту	Визначення величини локального дефекту	Визначення виду дефекту	Визначення локалізації дефекту в ізоляції КЛ	Електробезпека проведення випробування	Низька вартість апаратури контролю ізоляції КЛ	Найменший час проведення випробування	Проведення випробування без відключення КЛ	Інформативність отриманих даних
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Контроль за опором ізоляції	+	+	-	-	-	+	+	+	-	-
Продовження таблиці 1.1Контроль за величиною діелектричних втрат	+	+	-	-	-	-	-	-	+/-	-
Контроль часткових розрядів	+	+	+	+/-	+/-	+	-	+	+	+/-
Контроль за величиною ємності КЛ	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-

Продовження таблиці 1.1

Контроль за величиною коефіцієнта абсорбції	+	+	-	-	-	+	+	+	-	-
Тепловізійний контроль	+	+	+	-	+	+	-	+	+	+
Рентгенівський метод контролю	+	+	-	+	-	+	+	+	-	+
Контроль з вимірювання поворотного напруги	+	+	-	+	-	+	+	-	-	-
Контроль методом рефлектометрії	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Аналізуючи таблицю 1.1 можна зробити висновок, що метод рефлектометрії найбільш повно задовольняють вимоги, що висуваються до методів неруйнівного контролю.

Метод імпульсної рефлектометрії (МІР) використовується для пошуку місць пошкоджень силових кабелів. Суть методу – вимірювання часового інтервалу поширення електромагнітних хвиль по лінії. Недоліком цього методу є зниження ефективності при порушенні однорідності лінії – виникнення віддзеркалень імпульсів [15].

Метод високочастотної рефлектометрії базується на аналізі залежностей опору кабелю від частоти прикладеної напруги.

Оптична рефлектометрія дозволяє здійснювати температурний контроль ізоляції кабелю. Джерело поляризованого світла відбиваючись від оптоволокна, що розміщене вздовж кабельної лінії , утворює віддзеркалене світло, аналіз спектра якого дає можливість визначити температуру ізоляції КЛ.

Моніторинг технічного стану кабелів на основі вимірювання часткових розрядів дозволяє діагностувати пошкодження до початку нагріву кабельної лінії. Як датчики часткових розрядів використовуються високочастотні трансформатори струму. Мережі високої напруги мають багато високочастотних імпульсів, що можуть бути зареєстровані, як часткові розряди. Це призводить до зниження точності системи моніторингу.

Тепловізійний контроль реалізований за допомогою тепловізора, при виникненні дефектів відбувається підвищення температури зі зміною інфрачервоного випромінювання. Даний метод є одним із найпоширеніших та ефективніших.

Вимірювання діелектричних втрат ізоляції. Ізоляція жил кабелю до інших жил та зазеленої оболонки кабелю утворює ємність, що характеризується діелектричними втратами та тангенсом кута діелектричних втрат tgδ у ній. При виникненні пошкодження кабелю tgδ буде змінюватися залежно від прикладеної напруги.

Інформація про технічний стан силових кабелів мережі власних потреб є обмеженою, тому для оцінки їх технічного стану варто скористатися нечіткою моделлю, що описана у [1]. Структурна схема моделі показана на рисунку 1.3.

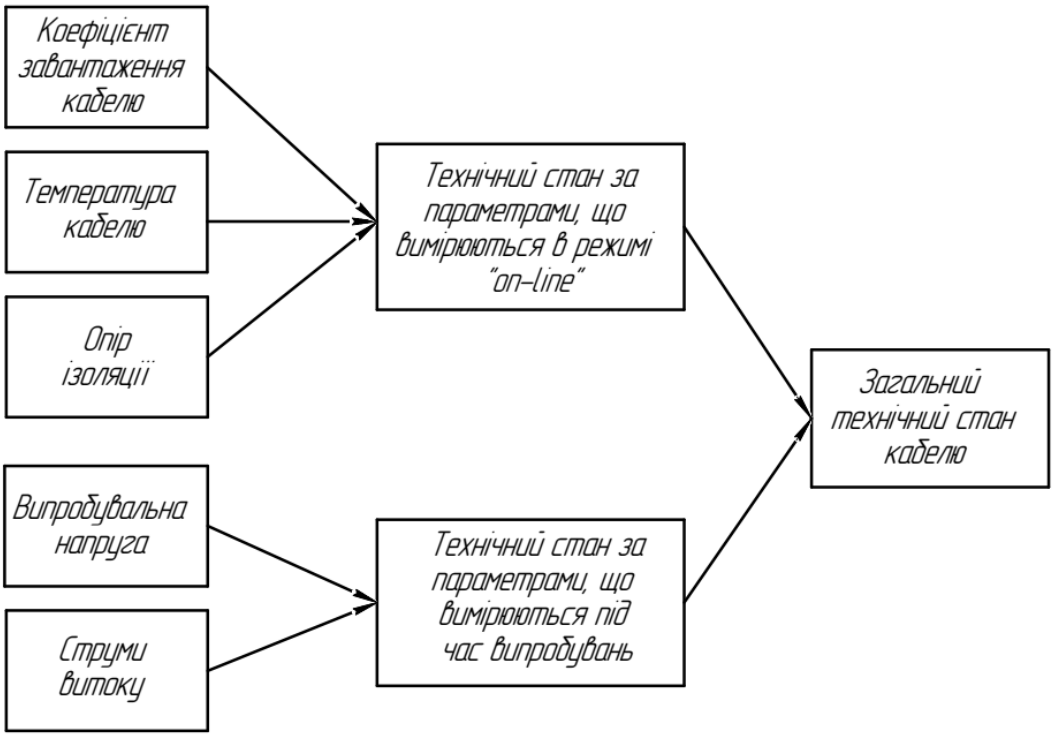


Рисунок 1.3 – Структурна схема технічного стану силового кабелю [1]

В якості лінгвістичних змінних нечіткої моделі технічного стану кабельної лінії використовується інформація:

1) отримана в режимі «on-line»:

- коефіцієнт завантаження кабелю;

- температура кабелю;

2) отримана при випробуваннях:

- опір ізоляції;

- випробувальна напруга;

- струми витоку.

Для побудови функцій приналежності нечітких термів використовуються експертні оцінки.

Модель оцінювання технічного стану гідрогенератора власних потреб.

Дане обладнання представляє собою синхронний генератор, що підключений безпосередньо до мережі власних потреб та призначений для

забезпечення її надійного живлення, роботи мережі власних потреб в «ізольованому» режимі із регулюванням частоти струму та напруги при виникненні аварійних ситуацій в ЕЕС, підйому станції «з нуля» при втраті власних потреб. Враховуючи відповідальність даного обладнання, забезпечення підтримки його у справному стані є важливою задачею.

Для оцінки технічного стану гідрогенератора у [31] пропонується розглядати його як окрему підсистему ЕЕС, складовими вузлами якої є – обмотка статора, обмотка ротора, демпферна обмотка, система збудження, направляючі підшипники та опорний підшипник – підп'ятник, вал, турбіна, системи охолодження та управління. Виходячи з багаторівневості вузлів гідрогенератора, оцінка його технічного стану є складною задачею.

У [31] пропонується виконати оцінку технічного стану обмотки статора гідрогенератора, так як вона найбільш часто зазнає пошкоджень. Для цього запропоновано дворівневу нечітку модель, вхідними нечіткими змінними якої є вимірювані параметри. Структурна схема моделі технічного стану обмотки статора генератора представлена на рисунку 1.4.

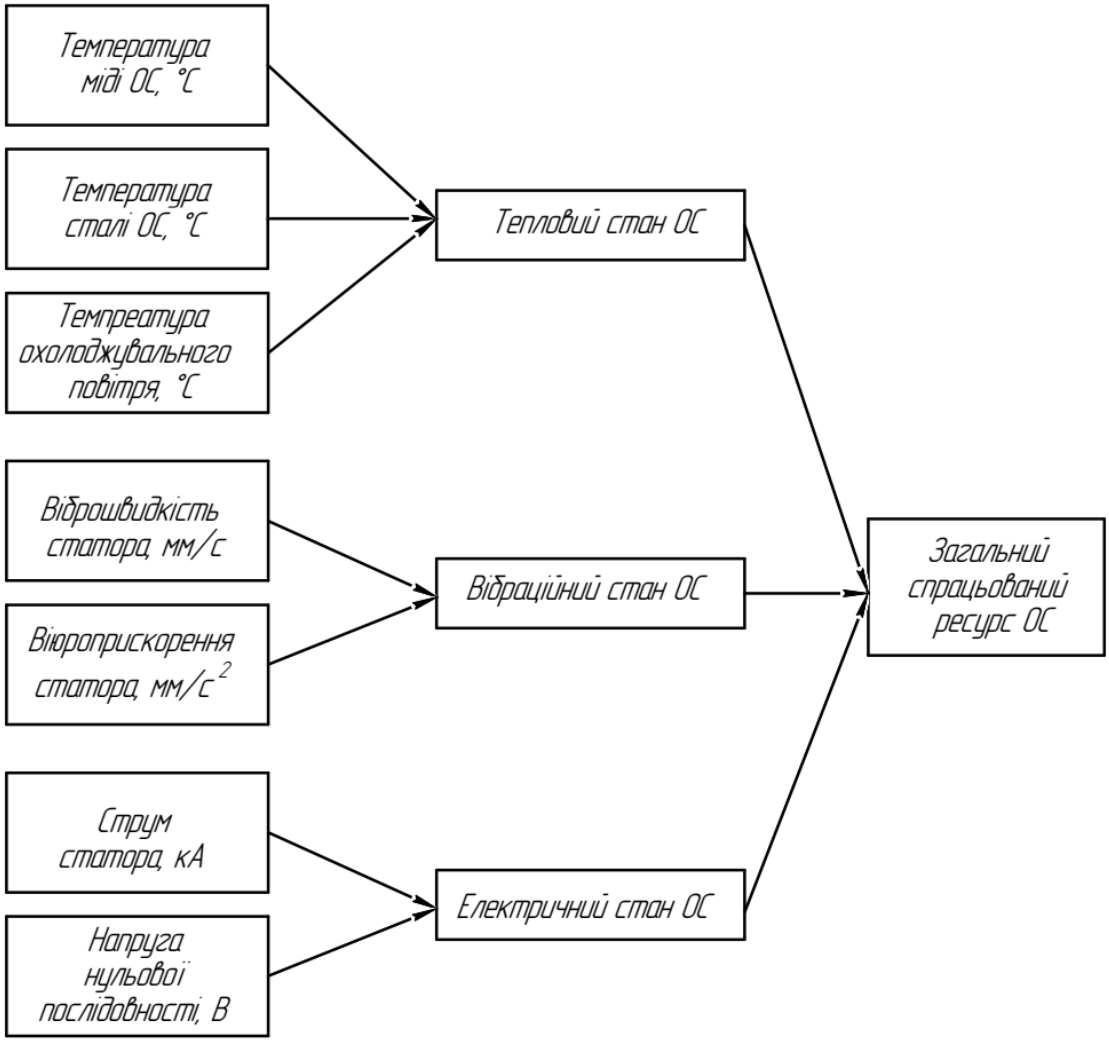


Рисунок 1.4 – Нечітка модель оцінки технічного стану ОС генератора[31]

Дана модель враховує тепловий, вібраційний та електричний технічний стан обмотки статора, за якими і визначається її загальний спрацьований ресурс. Через відсутність чітких взаємозв’язків між вхідними змінними в моделі використовується алгоритм нечіткого логічного виводу Мамдані.

1.3 Визначення доцільних способів підвищення живучості підсистем електроенергетичної системи типу «вузол навантаження»

Під поняттям живучості розглядається властивість енергосистеми зберігати часткову працездатність при виникненні зовнішніх збурень та протистояти розвитку аварії [18].

Зовнішні збурення пов’язані з виникненням аварійних ситуацій та зниженням нормального значення частоти струму та напруги. Це призводить до порушень у роботі обладнання та порушень технологічних процесів. Тому, постає питання підвищення живучості у підсистемах електроенергетичної системи. На ГЕС до таких підсистем належить мережа власних потреб. При суттєвих зовнішніх збуреннях може відбутися «втрата» власних потреб, що призведе до недовідпуску електричної енергії із посадкою станції «на нуль».

При виникненні зовнішніх збурень у електроенергетичній системі, що супроводжується зниженням напруги та частоти в ЕЕС, можливе виникнення порушення у роботі паралельно працюючих генераторів та окремих ділянок енергосистеми. Наслідком цього є виникнення «лавини» напруги та частоти із відключенням об’єктів генерації та споживачів [19].

Для недопущення розвитку аварій слугує протиаварійна автоматика (ПА), для мережі власних потреб – автоматика виділення власних потреб (АВВП). При спрацюванні даної автоматики відбувається відокремлення декількох генераторів на ізольоване навантаження – мережу власних потреб, що забезпечує утримання на нормальному рівні значень частоти та напруги живлення обладнання ВП ГЕС [20].

АВВП використовують на потужних електростанціях, у якості джерела резервного живлення інших станцій, при розвороті станції «з нуля» [20].

Розрізняють поняття статистичної та динамічної живучості енергосистем. При визначенні статистичної живучості нехтують перехідними процесами, що

виникають в обладнанні внаслідок зовнішніх збурень. Завданням є визначення працездатності даного обладнання у аварійних ситуаціях [5].

При визначенні динамічної живучості, постає задача оцінити зміни, що впливають на працездатність даного обладнання внаслідок аварії. У якості показника живучості приймають функцію динамічної живучості [5]:

$$D(t_{KP}) = P\{t \le t_{KP}\}; \qquad (1.55)$$

де $D(t_{KP})$ – функція динамічної живучості, t – час роботи обладнання після виникнення аварії, t_{KP} – заданий час.

Важливим чинником що впливає на динамічну живучість є ймовірність перебування у працездатному стані G, при виникненні аварійної ситуації. Зміна параметрів обладнання спричинена зовнішнім збуренням, описується випадковою функцією часу:

$$X_{jv}(t) = x_{0\text{н}j} + B_{jv}t, \qquad (1.56)$$

де $x_{0\text{н}j}$ – нормальне значення параметру j-ї одиниці обладнання (невипадкова величина), B_{jv} – швидкість зміни параметрів j-ї одиниці обладнання у v-му режимі експлуатації (випадкова величина).

Метод, що дозволяє виконати оцінку динамічної живучості описаний у [5] – метод статичної межі. Система, що складається з nодиниць, ділиться на дві частини:

- j-та частина система, що розглядається, характеризується значенням $X_j(t)$;

- система, що складається з n-1 одиниць.

Зміни у j-й одиниці обладнання, що спричинені аварійними збуреннями, відповідають точкам перетину процесів реалізації $X_j(t)$ та зміни статичної межі області працездатності $\Omega_j(t)$ – критичні значення j-го параметру, за яких відбувається відмова обладнання. Структура обладнання та випадковість процесів зміни властивостей системи з n-1 одиниць обладнання характеризують статичну межу $\Omega(t)$. Процес аварійної зміни описується виразом:

$$Y(t) = \varphi[X_1(t), X_2(t), \dots, X_n(t)], \tag{1.57}$$

де φ – функція структури системи обладнання.

Для кожної одиниці обладнання можна визначити верхню $\Omega_j^{\text{в}}(t)$та нижню $\Omega_j^{\text{н}}(t)$ межу працездатності:

$$\Omega_j^{\text{в}}(t) = \text{X}_{j\text{КР}}^{\text{в}}(t) = \psi_j(Y_0 + \triangle_{\text{в}}, X_1(t), \dots, X_{j-1}(t), X_j(t), \dots, X_n(t)); \tag{1.58}$$

$$\Omega_j^{\text{н}}(t) = \text{X}_{j\text{КР}}^{\text{н}}(t) = \psi_j(Y_0 - \triangle_{\text{н}}, X_1(t)), \dots, X_{j-1}(t), X_j(t), \dots, X_n(t)), \tag{1.59}$$

де $Y_0 + \triangle_{\text{в}}$, $Y_0 - \triangle_{\text{н}}$, - межі області працездатності; Y_0 – номінальне значення параметру обладнання; $\triangle_{\text{в}}$, $\triangle_{\text{н}}$, - допустимі відхилення значення параметра, що визначається.

Зміна запасу живучості для кожної j-ї одиниці обладнання визначається:

$$Z_j(t) = \Omega_j(t) - X_j(t) \geq 0, \tag{1.60}$$

при $Z_j(t) \leq 0$ – непрацездатний стан обладнання.

Заходи підвищення живучості визначаються при обчисленні функції запасу живучості $G_j(t)$, де кожне значення функції $G_j(t)$ відповідає певній аварійній

ситуації. За умови нормального розподілу величин $\Omega_{ij}(t)$ та $X_{ij}(t)$ закон запасу живучості характеризується виразами:

$$m_{zji} = m_{\Omega ji} - m_{[ji}; \tag{1.61}$$

$$\sigma_{zji} = \sqrt{\sigma^2_{\Omega ji} + \sigma^2_{xji}}, \tag{1.62}$$

де $m_{\Omega ji}$ та $m_{[ji}$ – математичне сподівання межі працездатності системи за j-ою одиницею обладнання; $\sigma_{\Omega ji}$ та σ_{xji} – дисперсії.

Функція ймовірності перебування системи у працездатному стані набуває наступного вигляду:

$$G_{ji} = P\{Z_{ji} \geq 0\} = 0{,}5 + \Phi(u_{ji}), \tag{1.63}$$

де $\Phi(u_{ji})$ – функція Каплана:

$$\Phi(u_{ji}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^u \exp[-0{,}5v^2]\, dv; \tag{1.64}$$

$$u_{ji} = \frac{Z - m_{zji}}{\sigma_{xji}}. \tag{1.65}$$

Одним з методів підвищення живучості енергосистеми є використання потужностей малої генерації у ізольованих мережах. Даний метод передбачає резервування електричної мережі за рахунок малої генерації. Це дасть можливість збільшити кількість ділянок мережі, що здатні працювати ізольовано. Реалізація даного методу може бути виконана шляхом встановлення стаціонарних дизель-генераторних станцій або генераторів власних потреб

невеликої потужності, що приєднанні до розподільчої установки системи власних потреб.

Одним із найбільш розповсюджених методів підвищення живучості є резервування генерації, але при цьому виникає ряд обмежень, таких як вартість, розмір та місце монтажу генеруючого обладнання Вирішення цієї задачі має розглядатися у топології системи. При цьому вводиться поняття «топологічна живучість» - здатність підтримання працездатного стану системи після її порушення [21].

Поняття живучості у [21] визначено як продовження генерації та розподілу електроенергії після виникнення аварії до завершення ліквідації її наслідків.

Через те що неможливо визначити елементи, що можуть бути пошкоджені, стає необхідним виконати аналіз усіх можливих відмов. Завданням цього аналізу є визначення можливості підключення обладнання до системи після дії збурення та визначити перетоки потужності, що можуть бути задіяні для відновлення живлення навантаження споживачів. Загальна кількість можливих сценаріїв виникнення відмов N, при заданій кількості відмов m становить:

$$N(m) = \binom{M}{m} = \frac{M!}{m!(M-m)!}, \quad (1.66)$$

де M – загальна кількість елементів, $0 \leq m \leq M$. Кількість сценаріїв виникнення відмов не залежить від топології системи та становить:

$$N = \sum_m N(m) = 2^M. \quad (1.67)$$

Результатом виникнення відмови за будь-яким сценарієм є реакція на це енергетичної системи:

- відсутність реакції – відмова не спричинила переривання електропостачання споживачів, кількість сценаріїв позначають S;

- зміна конфігурації – система залишилась у працездатному стані, але потребує зміни конфігурації для відновлення електропостачання споживачів, кількість сценаріїв позначають R;

- повна відмова – електропостачання споживачів повністю припиняється, кількість сценаріїв позначають F.

За будь-якого значеннm, N = S+R+F. Значення N, S, R, Fвикористовуються для визначення ймовірностей тієї чи іншої реакції системи на відмову. Ймовірності визначаються за наступними виразами:

$$P(S) = \frac{S}{N}; \tag{1.68}$$

$$P(R) = \frac{R}{N}; \tag{1.69}$$

$$P(F) = \frac{F}{N}; \tag{1.70}$$

$$P(S) + P(R) + P(F) = 1 \tag{1.71}$$

Дані ймовірності застосовують при оцінці різних топологій системи.

Для малих та простих топологій ймовірності S, R, F розраховують аналітично. Складні топології потребують обчислення.

Для складних топологій з кількома генераторами та декількома навантаженнями у [21] пропонується виконати розбиття топології основної системи на підтопології з кількома генераторами та одним навантаженням. При цьому виконується аналіз сценаріїв виникнення відмов, що стосуються даного навантаження. Відмови, що пов’язані з іншим навантаженням, впливають на доступну потужність для навантаження, що розглядається. Якщо відмови «ізолюють» інші навантаження споживачів, потужність до них не надходить,

тобто навантаження споживачів, яке розглядається, має більші шанси залишитись у працездатному стані.

Виходячи з цього, можна зробити висновок, шо перехід на ізольоване навантаження дає можливість підвищити живучість підсистеми.

У [22] розглядається можливість використання мікросистем, що можуть працювати як паралельно з основною мережею, так і ізольовано, використовуючи власні джерела живлення. Під поняттям мікросистеми слід розуміти систему, що складається з обладнання та засобів автоматизації, що здатна працювати самостійно, виконуючи задачі регулювання потужності.

Використання ізольованих систем («режим енергетичного острова») передбачає перехід від паралельної роботи з електроенергетичною системою до ізольованого режиму. При цьому, генеруючі установки починають працювати на виділене навантаження. До від'єднання від мережі, генеруючі установки працюють у режимі регулювання активної та реактивної потужності, а після переходу на ізольоване навантаження – регулювання частоти струму та напруги [23].

У [24] запропоновано для підвищення живучості енергосистеми виконати резервування обладнання, що може відмовити. Резервування слід виконати таким чином, щоб основне та резервне обладнання мали живлення від незалежних джерел. У мережі власних потреб ГЕС це реалізується за рахунок встановлення резервного обладнання, такого як компресори, насоси; та живлення цього обладнання від різних незалежних джерел системи власних потреб.

У [25] для підвищення стійкості та надійності роботи ЕЕС, пропонується використати пристрої FACTS (FlexibleAlternateCurrentTransmissionSystems) – гнучкі системи передачі змінного струму. Ці пристрої також можуть бути використані при вирішенні задачі підвищення живучості підсистем ЕЕС типу «вузол навантаження». На основі даних систем побудовані наступні пристрої:

- СТАТКОМ – статичні компенсатори з IGBT-транзисторами, що призначені для швидкого регулювання напруги у мережі та підвищення пропускної здатності лінії;

- СТК – статичні тиристорні компенсатори, що призначені для підвищення статичної та динамічної стійкості електропередачі, зниженню відхилень напруги при великих збурення в ЕЕС, стабілізація напруги.

Склад пристроїв та місце їхнього встановлення обирається так, щоб досягти ефекту підвищення надійності. Для цього, можна скористатися методом, що описаний у [25], для визначення вузлів та гілок встановлення пристроїв FACTS.

У [26] під поняттям гнучкості електроенергетичної системи розглядається її здатність зберігати нормальний режим роботи при виникненні різких зовнішніх та внутрішніх збурень, таких як зміна перетоків потужності, відмови обладнання, короткі замикання. Гнучкість ЕЕС характеризується самостабілізацією, яка досягається за рахунок регулювання частоти і напруги генерації та інерцією, що визначається інерцією роторів генераторів . завдяки цим чинникам, система має можливість «адаптуватися» до різких змін у системі. Також, гнучкість залежить від підвищення пропускної здатності розподільної мережі, регулюванням навантаження, використання систем захисту та управління. Гнучкість ЕЕС значною мірою можна підвищити шляхом використання у її вузлах навантаження пристроїв FACTS. Також слід зазначити, що приведений в [26] термін «гнучкість» за своєю сутністю є дуже близьким до терміну «живучість»

Таким чином, пристрої FACTS можна застосовувати не тільки для підвищення стійкості, надійності та гнучкості, а й для підвищення живучості електроенергетичної системи. При застосуванні правильної комбінації пристроїв FACTS, що встановлюються у мережі власних потреб, можна зменшити вплив зовнішнього збурення в ЕЕС на систему ВП ГЕС, шляхом регулювання активної та реактивної потужності, стабілізації значення напруги.

Виходячи з цього, можна зробити висновок, що для підвищення живучості системи власних потреб ГЕС доцільно скористатися поєднанням запропонованих методів, а саме:

1) система власних потреб повинна мати резервування обладнання та живлення – при відмові основного обладнання його має замінити резервне;

2) у нормальному режимі роботи, система власних потреб має працювати паралельно з енергосистемою станції, але у випадку виникнення аварійної ситуації, система власних потреб має перейти на ізольоване навантаження з регулюванням частоти та напруги на збірних шинах розподільчої установки власних потреб;

3) резервування живлення обладнання мережі ВП ГЕС слід виконувати від стаціонарних дизель-генераторів, які за відсутності основного живлення зможуть живити обладнання, що необхідне для забезпечення генерації;

4) для захисту обладнання від втрати живлення та аварійного зниження частоти мережа власних потреб має бути обладнана протиаварійною автоматикою;

5) для підвищення живучості та зменшення впливу зовнішніх збурень на обладнання системи власних потреб доцільно скористатися пристроями СТК та СТАТКОМ.

Також слід зауважити, що визначення оптимального поєднання можливих засобів підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС є багатокритеріальною техніко-економічною задачею, правильне вирішення якої залежить від коректного та обґрунтованого вибору математичних методів її розв’язання.

1.4 Дослідження методів ризик-орієнтованого підходу для вирішення задачі підвищення живучості електроенергетичних систем та їх підсистем

Від надійності роботи обладнання мережі власних потреб ГЕС залежить надійність генерації та електропостачання споживачів. Виходячи з цього постає задача підвищення живучості роботи мережі ВП ГЕС, тому що при аварійних збурення в ЕЕС підвищується ймовірність відмови обладнання ВП ГЕС, що призведе до порушення генерації та значних збитків, що будуть спричиненні недовідпуском електричної енергії.

Вирішення задачі підвищення живучості підсистем електроенергетичної системи за умови неповноти інформації про технічний стан основного електричного обладнання та багатоваріантності заходів підвищення живучості можливе при застосуванні ризик-орієнтованого методу. Даний метод дозволяє надати кількісний результат для подальшого порівняльного аналізу в умовах великої кількості невизначеностей вихідної інформації, відсутності аналітичних взаємозв'язків між окремими вихідними даними та випадкового характеру аварійних ситуацій в ЕЕС.

В [28] розглядається задача оцінки ризику виникнення відмови обладнання при обмеженості даних про технічний стан даного обладнання та випадковість виникнення відмови в системі власних потреб ГЕС. Ризик виникнення відмови визначається за формулою:

$$R = \mathrm{p}_1 \cdot \mathrm{p}_2 \cdot \mathrm{У}, \tag{1.72}$$

де p_1 –імовірність виникнення аварії в ЕЕС;

p_2 – імовірність розвитку аварії в системі власних потреб ГЕС за умови аварії в ЕЕС;

У – збитки від посадки станції «на нуль» при втраті власних потреб.

У [28] розглядається імовірнісний метод оцінки відмови електрообладнання та подальшого виникнення аварійної ситуації в ЕЕС, при використанні якого необхідно враховувати працездатний стан цього обладнання та його технічний стан.

Врахування працездатного стану у момент часу t_1 виконується за визначенням наступних подій:

- H_1 – об’єкт відмовив на інтервалі часу Δt;
- G – об'єкт не відмовив на інтервалі [0; t];
- C_2 – об’єкт відмовив до моменту часу t_2;
- $\overline{G}$- об’єкт відмовив на інтервалі [0; t].

Імовірність події C_2 визначається як:

$$p(C_2) = p(\bar{G}) + p(H_1). \quad (1.73)$$

Настання події H_1 залежить від імовірності події G та визначається за формулою:

$$p(H_1) = p(G) \cdot p(H_1/G). \quad (1.74)$$

Тоді C_2:

$$p(C_2) = p(\bar{G}) + p(G) \cdot p(H_1/G). \quad (1.75)$$

Імовірність події H_1 за умови що подія G відбулась:

$$p(H_1/G) = \frac{p(C_2) - p(\bar{G})}{p(G)} = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{1 - F(t_1}. \quad (1.76)$$

Технічний стан об’єкту характеризує величина S, що визначається за нечіткою моделлю. Технічний стан обладнання оцінюється за даними, що доступні для спостереження і вимірювань, та дають кількісну і якісну характеристику, але є обмеженими. Тому, доцільно скористатися нечітким моделями та методами оцінки, що наведені у підрозділі 1.2.

Структура нечіткої моделі F є наступною:

- функції приналежності вхідних та вихідних даних – ф(P);

- база нечітких правил ЯКЩО-ТО з ваговими коефіцієнтами W– R(W);

- механізму нечіткого виводу, що реалізує логічні операції з використанням правил ЯКЩО-ТО для відображення вхідних нечітких змінних у вихідні – M;

- метод дефазифікації – D.

Визначення вихідної нечіткої множини станів об’єкта за [28]:

$$S = F(\text{ф}(P), R(W), M, \text{D, A}). \quad (1.77)$$

Вводяться додаткові значення подій:

- B – об’єкт до моменту часу t_1мав технічний стан S;

- H_2 – об’єкт не відмовив на інтервалі Δt.

Безумовна імовірність події B визначається за виразом:

$$p(B) = p(H_1) \cdot p(B/H_1) \; + \; p(H_2) \cdot p(B/H_2), \quad (1.78)$$

де $p(H_1)$ – апріорна імовірність події H_1 до виникнення події B;

$p(H_2)$ - апріорна імовірність події H_2 до виникнення події B;

$p(B/H_1)$ – умовна імовірність підтвердження гіпотези «відмова на Δt»;

$p(B/H_2)$ - умовна імовірність підтвердження гіпотези «об’єкт не відмовив на Δt».

За відсутності даних про технічний стан обладнання у момент відмови для встановлення зв'язку між імовірностями $p(B/H_1)$, $p(B/H_2)$ з вектором вхідних характеристик $\bar{S}$ застосовується правило нечіткого виводу Заде.

Множина альтернатив Y $\{y_1, y_2,\ldots, y_n\}$ характеризується набором ознак X $\{x_1, x_2,\ldots, x_m\}$. На основі експертних оцінок між кожною ознакою та альтернативою встановлено причино-наслідковий зв'язок, що утворює матрицю співвідношень R виду $m \times n$. Конкретні ознаки та альтернативи можна розглядати як нечіткі множини S та P, між якими встановлено зв'язок за правилом Заде:

$$P = R \circ S, \tag{1.79}$$

де ° - максмінна композиція;

$$S = \{s_1/x_1, s_2/x_2,\ldots, s_m/x_m\}; \tag{1.80}$$

$$P = \{p_1/y_1, p_2/y_2,\ldots, p_n/y_n\}; \tag{1.81}$$

$$P = \max \min (s_i, r_{ij}) \tag{1.82}$$

$s_i, i = 1, \ldots, m$- міра значущості ознаки x_i;

$p_j, j = 1, \ldots, n$ – міра значущості альтернативи y_j;

$r_{ij}, i = 1, \ldots, m; j = 1, \ldots, n$ – ступінь впливу x_i на y_j.

Рішення задачі виконується на основі модифікації центру ваги:

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} p_i y_i}{\sum_{i=1}^{n} p_i}. \tag{1.83}$$

Матриці співвідношень для оцінки імовірності відмови та безвідмовної роботи виконано за методом парних порівнянь Сааті. Значення імовірностей $p(B/H_1)$ та $p(B/H_2)$ визначаються на інтервалах Харрінгтона:

$$p(B/H_1) = y_{P_{imin}} + y_{P0} \cdot (y_{p_{imax}} - y_{p_{imin}}); \quad (1.84)$$

$$p(B/H_2) = y_{Q_{imin}} + y_{Q0} \cdot (y_{Q_{imax}} - y_{Q_{imin}}). \quad (1.85)$$

У випадку коли подія В настала, імовірність відмови визначається за формулою Байєса:

$$p(H_1/B) = \frac{p(H_1) \cdot p(B/H_1)}{p(H_1) \cdot p(B/H_1) + p(H_2) \cdot p(B/H_2)}. \quad (1.86)$$

Тоді:

$$F`(t_2) = F(t_1) + p(H_1/B). \quad (1.87)$$

Модифікована функція F(t) дає можливість враховувати індивідуальні характеристики об’єкту, що експлуатується. Це дозволяє отримати більш достовірні результати, у порівнянні з функцією F(t), що отримана шляхом використання статистичної інформації про даний вид обладнання.

Ризик виникнення аварії в підсистемі ЕЕС за методом Монте-Карло:

- виконується N реалізацій подій, у яких фіксується n відмов обладнання на інтервалі часу Δt з виникненням m аварійних ситуацій. Імовірнісні характеристики визначаються за виразами:

$$p_1 = \frac{n}{N}; \quad (1.88)$$

$$p_2 = \frac{m}{n}. \quad (1.89)$$

Тоді ризик виникнення відмови обладнання можна представити:

$$R = \mathrm{p}_1 \cdot \mathrm{p}_2 \cdot \mathrm{У} = \frac{n}{N} \cdot \frac{m}{n} \cdot \mathrm{У} = \frac{m}{N} \cdot \mathrm{У}. \quad (1.90)$$

Ризик визначається як добуток імовірності виникнення аварійної ситуації та її наслідків [27]. Ризик є кількісною характеристикою надійності електроенергетичної системи від часу, за значенням якої приймається рішення щодо припустимості її значення у конкретний момент часу.

На підставі отриманої оцінки значення ризику виникнення відмови, визначається найбільш ефективні методи підвищення живучості. Для цього використовуються методи Парето-оптимальних рішень.

Визначення оптимального превентивного заходу із множини Z = (z_1, z_2,…,z_n) визначається з підмножини Парето-оптимальних рішень Z^{opt}. Оптимальні рішення, що обираються, мають знаходитися в області ефективних компромісів – жоден елемент множини Z не може бути покращений без погіршення хоча б одного іншого елемента [27]. Підмножина Парето-оптимальних рішень Z^{opt} є Z містить усі оптимальні рішення. Образ підмножини Z^{opt} у просторі оптимізаційних критеріїв визначається за формулою:

$$L^{opt} = f(D^{opt}). \quad (1.91)$$

Підмножина Парето-оптимальних рішень визначається за принципом домінантності [29] – розглядають два види згортки:

1) мінімізаційна:

$$Q_1 = L_1 \cap .. L_j .. \cap L_n; \quad (.92)$$

2) лінійна:

$$Q_2 = \sum_{j=1}^{n} L_j \cdot \omega_j; \quad (1.93)$$

де ω_j – ваговий коефіцієнт оптимізаційних критеріїв $L_{,j} = 1 \ldots . n.$

Найкраще рішення буде таким, ступень недомінантності якого за двома згортками буде максимальним. Визначення згорток виконується за алгоритмом, що наведений у [27]

1) побудова функцій приналежності відношень переваги:

$$\mu_{Rj}(x,y) = \begin{cases} 1, \text{якщо x} \succ y \text{ або x} \sim y \\ 0, \text{якщо x} \prec \text{y} \end{cases}; \quad (1.94)$$

2) визначення першої згортки Q_1:

$$\mu_{Q_1}(x,y) = \min\{\mu_{R1}(x,y)..\mu_{Rj}(x,y)..\mu_{Rn}(x,y)\}; \quad (1.95)$$

3) визначення відношення суворої переваги за першою згорткою:

$$\mu_{Q_1^S}(x,y) = \min\{\mu_{Q_1}(x,y) - \mu_{Q_1}(y,x); 0\}; \quad (1.96)$$

4) визначення множини недомінуючих альтернатив:

$$\mu_{Q_1^{\text{НД}}}(x,y) = 1 - max\ \mu_{Q_1^S}(y,x); \quad (1.97)$$

5) визначення другої згортки Q_2:

$$\mu_{Q_2}(x,y) = \sum_{j=1}^{n} \mu_{Rj}(x,y) \cdot \omega_j; \quad (1.98)$$

6) визначення відношення суворої переваги другою згорткою:

$$\mu_{Q_2^S}(x,y) = max\,\{\mu_{Q_2}(x,y) - \mu_{Q_2}(y,x); 0\}; \quad (1.99)$$

7) визначення недомінуючих альтернатив за другою згорткою:

$$\mu_{Q_2^{\text{НД}}}(x) = 1 - max\,\mu_{Q_2^S}(y,x); \quad (1.100)$$

8) визначення недомінуючих альтернатив за першою та другою згортками:

$$Q_{\text{НД}} = Q_1^{\text{НД}}(\text{x}) \cap Q_2^{\text{НД}}(\text{x}); \quad (1.101)$$

$$\mu_{Q^{\text{НД}}}(x) = \min\{\mu_{Q_1^{\text{НД}}}(x), \mu_{Q_2^{\text{НД}}}(x)\}; \quad (1.102)$$

9) визначення найкращого рішення:

$$\mu_Q(x) = max\,\{\mu_{Q^{\text{НД}}}(\text{x}_1)..\mu_{Q^{\text{НД}}}(\text{x}_m)\}. \quad (1.103)$$

Визначення вагових коефіцієнтів оптимізаційних критеріїв характеризується неповнотою та протиріччям експертних даних, тому доцільно буде скористатися методом парних порівнянь Сааті для вирішення даної задачі.

Неповноту інформації можна описати скориставшись теорією нечітких множин. Нечітка множина – сукупність елементів, за характеристиками яких не можна з повною упевненістю стверджувати приналежність таких елементів до певної множини [30].

Ступінь приналежності $\text{x}_i \in \text{X}$, X – заданий універсум, до нечіткої множини A визначається за функцією приналежності $\mu_A(\text{x}_i)$, значення якої розташовані на інтервалі [0, 1].

Функція приналежності може бути побудована наступними способами:

- використовуючи статистичну інформацію з часткової інтерпретацією таким чином, що ступінь приналежності приблизно рівний ймовірності виникнення події;

- використовуючи експертні оцінки, коли ступінь приналежності приблизно рівний інтенсивності появи певної події.

Методи побудови функції приналежності:

- прямі – ступінь приналежності призначається експертами;

- непрямі – оцінки експертів аналізуються з метою зменшення суб'єктивності оцінки.

Один з найпоширеніших непрямих методів – метод Сааті – метод парних порівнянь.

Згідно [29], за результатами експертних оцінок будується матриця $A = (\alpha_{ij})$, $i = 1,\ldots,n$; де n – точки порівнянь значень функції приналежності. За кожним елементом матриці визначається відношення невідомих значень функції приналежності:

$$a_{ij} = \frac{\mu_A(x_{ij})}{\mu_A(x_j)}. \quad (1.104)$$

Матриця, є обернено симетричною:

$$a_{ji} = \frac{\mu_A(x_j)}{\mu_A(x_i)} = \frac{1}{a_{ij}}. \quad (1.105)$$

Перевіряється, чи є матриця транзитною:

$$a_{ij}a_{jk} = \frac{\mu_A(x_i)}{\mu_A(x_i)} = a_{ik}. \quad (1.106)$$

Якщо матриця не є транзитною, виконується корекція похибки, за вихідною матрицею А будується матриця A^l, елементи якої визначаються за формулою:

$$a_{ij}^{(l+1)} = \left(\frac{\sum_{k=1}^{n} a_{ik}^{(l)} a_{kj}^{(l)}}{\sum_{k=1}^{n} \frac{1}{a_{ik}^{(l)} a_{kj}^{(l)}}} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (1.107)$$

де l – кількість ітерацій.

Ітерації виконуються до тих пір, поки матриця не стане транзитною. Потім для всіх елементів отриманої матриці визначається значення функції приналежності:

$$\mu_{(A)}(x_i) = \frac{\sum_{i=1}^{n} a_{ij}}{\sum_{i=1}^{n} \sum_{i=1}^{n} a_{ij}}, i = 1, \dots, n. \quad (1.108)$$

Отримана нечітка множина не є нормальною, приведення до нормальної множини за формулою:

$$\tilde{\mu_{(A)}}(x_i) = \frac{\mu_{(A)}(x_i)}{max_i \mu_{(A)}(x_i)}. \quad (1.109)$$

Даний метод дозволяє визначати функції приналежності в заданих точках, після чого вони апроксимуються для зручності використання [30].

У [29] визначення коефіцієнтів важливості пропонується за методом Уея. Метод власних векторів Уея заснований на даних матриці попарних порівнянь:

$$\mathrm{A} = \| a_{ij} \|, a_{ij} \in \{-1,0,1\}, \quad (1.110)$$

де $a_{ij} = -1$ - перевага x_j над x_i;

$a_{ij} = 0$ - рівноцінність x_j та x_i

$a_{ij} = 1$ – перевага x_i над x_j.

Враховуючи незручність роботи з від'ємними числами матрицю попарних порівнянь можна замінити додатною:

$$A^+ = \| a_{ij}^+ \|, a_{ij} \in \{0,1,2\}, \quad (1.111)$$

де числа (0,1,2) відповідають вищезазначеним характеристикам.

Сума чисел кожної строки матриці представляє числові характеристики важливості параметрів, розділивши ці значення на загальну суму отримаємо вагові коефіцієнти параметрів:

$$\lambda_{ij} = \frac{\sum_{j=1}^{n} a_{ij}^+}{\sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} a_{ij}^+}. \quad (1.112)$$

Дана формула не враховує випадки «нічийних» (рівнозначність x_j та x_i) та «програшних» (перевага x_j над x_i) порівнянь. При усуненні даної проблеми ваговими коефіцієнтами будуть координати власного вектора, що відповідає максимальному числу матриці.

У методі Коггера і Ю [29] у якості вектора відносних ваг обирається розв'язок рівняння:

$$Д^{-1} T \overline{\Lambda} = \overline{\Lambda}, \quad (1.113)$$

де $T = \| t_{ij} \|, t_{ij} = a_{ij}$ при j=1, $t_{ij} = 0$ при j>i;

Д =‖ d_{ij} ‖, $d_{ij} = n - i + 1$при i=j, $d_{ij} = 0$ при $i \neq j$.

Розглянуті методи парних порівнянь мають свої переваги та недоліки. Так метод Уея не враховує важливість рівноцінних порівнянь, через що зменшується його точність. Хоча метод є найпростішим із запропонованих, але для вирішення даної задачі він не підходить. Методи Сааті та Коггера і Ю є подібними за точністю, але метод Сааті є ефективнішим, він не вимагає багато часу на спілкування з експертами та не потребує додаткового визначення вагових коефіцієнтів як у методі Коггера і Ю.

Для вирішення цієї задачі доцільно скористатися ризик-орієнтованим підходом, у якому будуть враховані імовірності виникнення аварійних ситуацій та можливих спричинених збитків. Так як даний метод дає можливість отримати кількісну оцінку, що буде використана у порівняльному аналізі за наявності великої кількості невизначеностей та відсутності взаємозв’язків між значеннями вихідних даних. Оцінка здійснюється за нечіткими моделями з використанням парних порівнянь Сааті. Даний метод за обмеженості даних є ефективним, оцінка здійснюється на підставі експертних оцінок. За отриманою оцінкою використовуючи Парето-оптимальні рішення можна обрати ефективний захід (набір заходів) підвищення живучості ВП ГЕС [39].

2. МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ МЕРЕЖІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГЕС В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ РЕЖИМНОЇ ІНФОРМАЦІЇ

2.1 Інтервальна ідентифікація параметрів еквівалентного статичного навантаження

Для моделювання усталеного режиму роботи вузла мережі власних потреб доцільно представити обладнання його еквівалентними статичними характеристиками. Статичні характеристики навантаження описуються у Розділі 1 виразами 1.1 та 1.2. Враховуючи повторно-короткочасний режим роботи обладнання та зміни навантаження у часі, вирази 1.1 та 1.2 приймають вигляд 1.3 та 1.4 відповідно; інтервальні коефіцієнти у яких описуються виразами 1.5-1.10.

На підставі наявної режимної інформації, що описується залежностями: P(t) – залежність активної потужності, що споживається, від часу, Q(t) – залежність реактивної потужності, що споживається, від часу, U(t) – напруга вузла навантаження; формуються цільові функції 1.14 та 1.15, що мають обмеження 1.16-1.23 та 1.24-1.31 відповідно.

Враховуючи складність вирішення задачі представленою великою кількістю обмежень у вигляді нерівностей, доцільно для розв’язку даної задачі лінійного програмування застосувати генетичний алгоритм.

За режимними даними формується вибірка для визначення інтервальних коефіцієнтів статичних характеристик F_P та F_Q. В якості прикладу показано розрахунок фідеру Ф-17. За базисні величини прийнято: Sб = 5 МВА, Uб = 3,15 кВ.

Дані вибірки наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Дані експериментальної вибірки

№	U, кВ	P, кВт	Q, кВАр	U, в. о.	U^2 в. о.	P в. о.	Q в. о.
1	3,2	88,68	66,5	1,016	1,03,2	0,018	0,013
2	3,2	110,8	83,14	1,016	1,032	0,022	0,016
3	3,27	72,5	54,37	1,022	1,045	0,015	0,011
4	3,31	55	41,27	1,051	1,105	0,011	0,008
5	3,32	46	34,5	1,054	1,111	0,009	0,007
Сума				5,159	5,325		

Цільова функція для визначення інтервальних коефіцієнтів F_P:

$$F_P = e_0 \cdot n + e_1 \cdot \sum_{i=1}^{N} U_i + e_2 \cdot \sum_{i=1}^{N} U_i^2 \rightarrow min \quad (2.1)$$

$$F_P = 5 \cdot e_0 + 5{,}159 \cdot e_1 + 5{,}325 \cdot e_2 \rightarrow min \quad (2.2)$$

Обмеження функції F_P:

$$d_0 + 1{,}016 \cdot d_1 + 1{,}032 \cdot d_2 + e_0 + 1{,}016 \cdot e_1 + 1{,}032 \cdot e_2 \geq 0{,}018 \quad (2.3)$$

$$d_0 + 1{,}016 \cdot d_1 + 1{,}032 \cdot d_2 - e_0 - 1{,}016 \cdot e_1 - 1{,}032 \cdot e_2 \leq 0{,}018 \quad (2.4)$$

$$d_0 + 1{,}016 \cdot d_1 + 1{,}032 \cdot d_2 + e_0 + 1{,}016 \cdot e_1 + 1{,}032 \cdot e_2 \geq 0{,}022 \quad (2.4)$$

$$d_0 + 1{,}016 \cdot d_1 + 1{,}032 \cdot d_2 - e_0 - 1{,}016 \cdot e_1 - 1{,}032 \cdot e_2 \leq 0{,}022 \quad (2.5)$$

$$d_0 + 1{,}022 \cdot d_1 + 1{,}045 \cdot d_2 + e_0 + 1{,}022 \cdot e_1 + 1{,}056 \cdot e_2 \geq 0{,}015 \quad (2.6)$$

$$d_0 + 1{,}022 \cdot d_1 + 1{,}045 \cdot d_2 - e_0 - 1{,}022 \cdot e_1 - 1{,}045 \cdot e_2 \leq 0{,}015 \quad (2.7)$$

$$d_0 + 1{,}051 \cdot d_1 + 1{,}105 \cdot d_2 + e_0 + 1{,}051 \cdot e_1 + 1{,}105 \cdot e_2 \geq 0{,}011 \quad (2.8)$$

$$d_0 + 1{,}051 \cdot d_1 + 1{,}105 \cdot d_2 - e_0 - 1{,}051 \cdot e_1 - 1{,}105 \cdot e_2 \leq 0{,}011 \quad (2.9)$$

$$d_0 + 1{,}054 \cdot d_1 + 1{,}111 \cdot d_2 + e_0 + 1{,}054 \cdot e_1 + 1{,}111 \cdot e_2 \geq 0{,}009 \quad (2.10)$$

$$d_0 + 1{,}054 \cdot d_1 + 1{,}111 \cdot d_2 - e_0 - 1{,}054 \cdot e_1 - 1{,}111 \cdot e_2 \leq 0{,}009 \quad (2.11)$$

$$0{,}015 \geq d_0 \geq -0{,}011 \quad (2.12)$$

$$0{,}033 \geq d_1 \geq 0{,}006 \quad (2.13)$$

$$0{,}011 \geq d_2 \geq 0 \quad (2.14)$$

$$e_0 \geq 0 \quad (2.15)$$

$$e_1 \geq 0 \quad (2.16)$$

$$e_2 \geq 0 \quad (2.17)$$

Цільова функція для визначення інтервальних коефіцієнтів F_Q:

$$F_Q = g_0 \cdot n + g_1 \cdot \sum_{i=1}^{N} U_i + g_2 \cdot \sum_{i=1}^{N} U_i^2 \rightarrow min. \quad (2.18)$$

$$F_Q = 5 \cdot g_0 + 5{,}159 \cdot g_1 + 5{,}325 \cdot g_2 \rightarrow min. \quad (2.19)$$

Обмеження функції F_Q:

$$f_0 + 1{,}016 \cdot f_1 + 1{,}032 \cdot f_2 + g_0 + 1{,}016 \cdot g_1 + 1{,}032 \cdot g_2 \geq 0{,}013 \quad (2.20)$$

$$f_0 + 1{,}016 \cdot f_1 + 1{,}032 \cdot f_2 - g_0 - 1{,}016 \cdot g_1 - 1{,}032 \cdot g_2 \leq 0{,}013 \quad (2.21)$$

$$f_0 + 1{,}016 \cdot f_1 + 1{,}032 \cdot f_2 + g_0 + 1{,}016 \cdot g_1 + 1{,}032 \cdot g_2 \geq 0{,}016 \quad (2.22)$$

$$f_0 + 1{,}016 \cdot f_1 + 1{,}032 \cdot f_2 - g_0 - 1{,}016 \cdot g_1 - 1{,}032 \cdot g_2 \leq 0{,}016 \quad (2.23)$$

$$f_0 + 1{,}022 \cdot f_1 + 1{,}045 \cdot f_2 + g_0 + 1{,}022 \cdot g_1 + 1{,}056 \cdot g_2 \geq 0{,}011 \quad (2.24)$$

$$f_0 + 1{,}022 \cdot f_1 + 1{,}045 \cdot f_2 - g_0 - 1{,}022 \cdot g_1 - 1{,}045 \cdot g_2 \leq 0{,}011 \quad (2.25)$$

$$f_0 + 1{,}051 \cdot f_1 + 1{,}105 \cdot f_2 + g_0 + 1{,}051 \cdot g_1 + 1{,}105 \cdot g_2 \geq 0{,}008 \quad (2.26)$$

$$f_0 + 1{,}051 \cdot f_1 + 1{,}105 \cdot f_2 - g_0 - 1{,}051 \cdot g_1 - 1{,}105 \cdot g_2 \leq 0{,}008 \quad (2.27)$$

$$f_0 + 1{,}054 \cdot f_1 + 1{,}111 \cdot f_2 + g_0 + 1{,}054 \cdot g_1 + 1{,}111 \cdot g_2 \geq 0{,}007 \quad (2.28)$$

$$f_0 + 1{,}054 \cdot f_1 + 1{,}111 \cdot f_2 - g_0 - 1{,}054 \cdot g_1 - 1{,}111 \cdot g_2 \leq 0{,}007 \quad (2.29)$$

$$0{,}21 \geq g_0 \geq 0{,}086 \quad (2.30)$$

$$-0{,}23 \geq g_1 \geq -0{,}42 \quad (2.31)$$

$$0{,}226 \geq g_2 \geq 0{,}154 \quad (2.32)$$

$$f_0 \geq 0 \quad (2.33)$$

$$f_1 \geq 0 \tag{2.34}$$

$$f_2 \geq 0 \tag{2.35}$$

Обмеження функції F_P у вигляді [A] · [X] ≤ [B]:

$$\begin{bmatrix} -1 & -1{,}016 & -1{,}032 & -1 & -1{,}016 & -1{,}032 \\ 1 & 1{,}016 & 1{,}032 & -1 & -1{,}016 & -1{,}032 \\ -1 & -1{,}016 & -1{,}032 & -1 & -1{,}016 & -1{,}032 \\ 1 & 1{,}016 & 1{,}032 & -1 & -1{,}016 & -1{,}032 \\ -1 & -1{,}022 & -1{,}045 & -1 & -1{,}022 & -1{,}045 \\ 1 & 1{,}022 & 1{,}045 & -1 & -1{,}022 & -1{,}045 \\ -1 & -1{,}051 & -1{,}105 & -1 & -1{,}05 & -1{,}105 \\ 1 & 1{,}051 & 1{,}105 & -1 & -1{,}05 & -1{,}105 \\ -1 & -1{,}054 & -1{,}111 & -1 & -1{,}054 & -1{,}111 \\ 1 & 1{,}054 & 1{,}111 & -1 & -1{,}054 & -1{,}111 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d_0 \\ d_1 \\ d_2 \\ e_0 \\ e_1 \\ e_2 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} -0{,}018 \\ 0{,}018 \\ -0{,}022 \\ 0{,}022 \\ -0{,}015 \\ 0{,}015 \\ -0{,}011 \\ 0{,}011 \\ -0{,}009 \\ 0{,}009 \end{bmatrix} \tag{2.36}$$

Обмеження функції F_Q:

$$\begin{bmatrix} -1 & -1{,}016 & -1{,}032 & -1 & -1{,}016 & -1{,}032 \\ 1 & 1{,}016 & 1{,}032 & -1 & -1{,}016 & -1{,}032 \\ -1 & -1{,}016 & -1{,}032 & -1 & -1{,}016 & -1{,}032 \\ 1 & 1{,}016 & 1{,}032 & -1 & -1{,}016 & -1{,}032 \\ -1 & -1{,}022 & -1{,}045 & -1 & -1{,}022 & -1{,}045 \\ 1 & 1{,}022 & 1{,}045 & -1 & -1{,}022 & -1{,}045 \\ -1 & -1{,}051 & -1{,}105 & -1 & -1{,}05 & -1{,}105 \\ 1 & 1{,}051 & 1{,}105 & -1 & -1{,}05 & -1{,}105 \\ -1 & -1{,}054 & -1{,}111 & -1 & -1{,}054 & -1{,}111 \\ 1 & 1{,}054 & 1{,}111 & -1 & -1{,}054 & -1{,}111 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} g_0 \\ g_1 \\ g_2 \\ f_0 \\ f_1 \\ f_2 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} -0{,}013 \\ 0{,}013 \\ -0{,}016 \\ 0{,}016 \\ -0{,}011 \\ 0{,}011 \\ -0{,}008 \\ 0{,}008 \\ -0{,}007 \\ 0{,}007 \end{bmatrix} \tag{2.37}$$

Визначення статичної характеристики навантаження F_P виконується за допомогою солвера GeneticAlgorithm у програмі MATLAB. Результат представлено на рисунку 2.1.

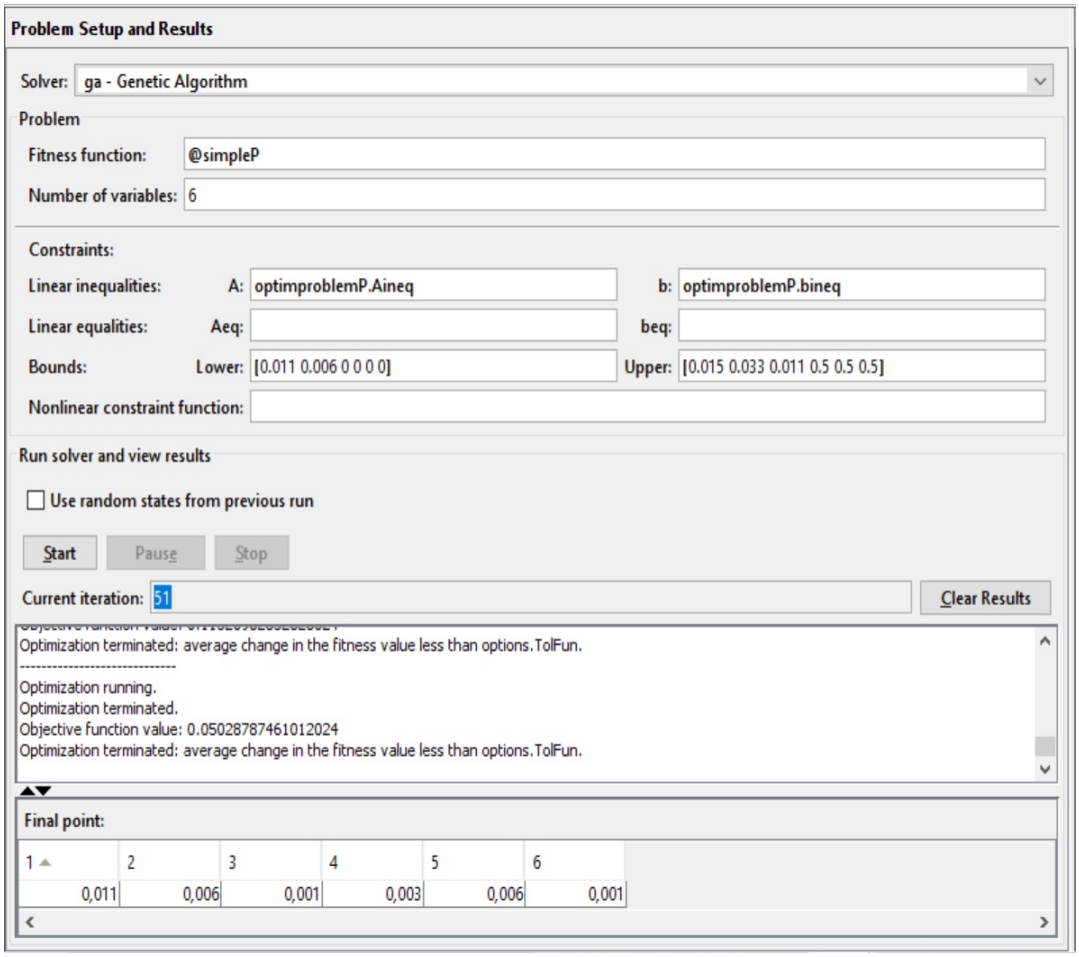


Рисунок 2.1 – Результат розв'язку оптимізаційної задачі за допомогою генетичного алгоритму

В результаті мінімум цільової функції отримано за 51 ітерацію і він становить 0,05. Отримано значення ширини та центрів інтервалів:

$$d_0 = 0{,}011;\ d_1 = 0{,}006;\ d_2 = 0{,}001;\ e_0 = 0{,}003;\ e_1 = 0{,}006; e_2 = 0{,}001. \quad (2.38)$$

Тоді, інтервальні коефіцієнтів становлять:

$$D_0 \in [d_0 - e_0; d_0 + e_0] \quad (2.38)$$

$$D_0 \in [0{,}011 - 0{,}003; 0{,}011 + 0{,}003] \Longrightarrow D_0 \in [0{,}008; 0{,}014]$$

$$D_1 \in [d_1 - e_1; d_1 + e_1] \quad (2.39)$$

$$D_1 \in [0{,}006 - 0{,}006; 0{,}006 + 0{,}006] \Longrightarrow D_1 \in [0; 0{,}012]$$
$$D_2 \in [d_2 - e_2; d_2 + e_2] \qquad (2.40)$$
$$D_2 \in [0{,}001 - 0{,}001; 0{,}001 + 0{,}001] \Longrightarrow D_2 \in [0; 0{,}002]$$

Визначення статичної характеристики навантаження F_Qвиконується за таким самим алгоритмом. Результат представлено на рисунку 2.2.

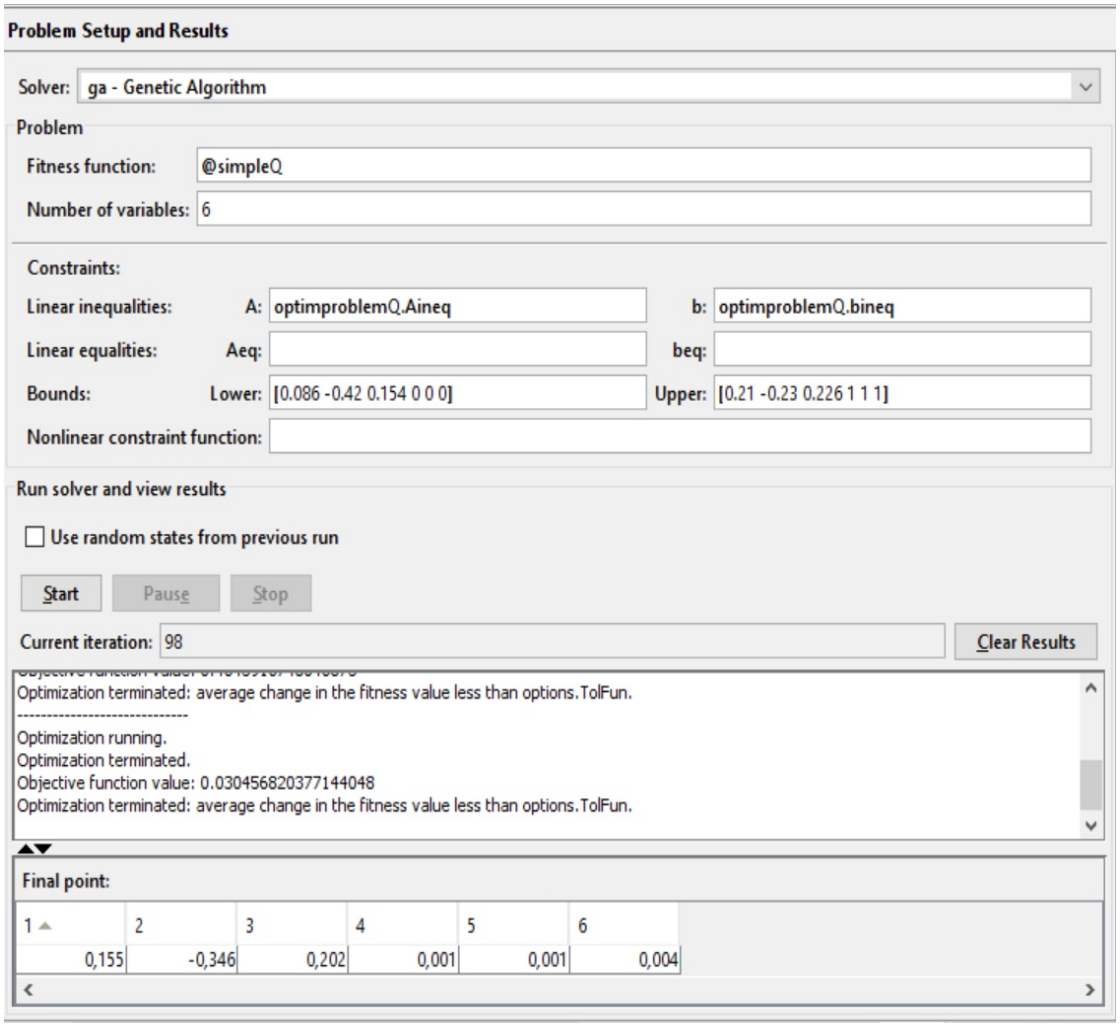


Рисунок 2.2 - Результат розв’язку оптимізаційної задачі за допомогою генетичного алгоритму

В результаті мінімум цільової функції отримано за 98 ітерацію і він становить 0,03. Отримано значення ширини та центрів інтервалів:

$f_0 = 0{,}155;\ f_1 = -0.346;\ f_2 = 0{,}202;\ g_0 = 0{,}001;\ g_1 = 0{,}001; g_2 = 0{,}004.$(2.41)

Тоді, інтервальні коефіцієнтів становлять:

$$F_0 \in [f_0 - g_0; f_0 + g_0] \quad (2.42)$$

$$F_0 \in [0{,}155 - 0{,}001; 0{,}155 + 0{,}001] \Longrightarrow F_0 \in [0{,}154; 0{,}156]$$

$$F_1 \in [f_1 - g; f_1 + g_1] \quad (2.43)$$

$$F_1 \in [-0{,}346 - 0{,}001; -0{,}346 + 0{,}001] \Longrightarrow F_1 \in [-0.347; -0{,}345]$$

$$F_2 \in [f_2 - g_2; f_2 + g_2] \quad (2.44)$$

$$F_2 \in [0{,}202 - 0{,}004; 0{,}202 + 0{,}004] \Longrightarrow F_2 \in [0{,}198; 0{,}206]$$

Аналогічно визначено значення інтервальних коефіцієнтів для інших фідерів мережі ВП ГЕС. Результати розрахунку представлено в таблиці 2.2 та 2.3.

Таблиця 2.2. – Інтервальні коефіцієнти статичних характеристик навантаження

Фідер	D_0	D_1	D_2
1	2	3	4
Ф-1	[-0,091;0,107]	[0,007;0,007]	[0,001;0,001]
Ф-2	[0,05;0,138]	[0,174;0,192]	[-0,149;0,183]
Ф-3	[-0,015;0,025]	[-0,015;0,027]	[0;0,01]
Ф-4	[0,019;0,033]	[0,017;0,037]	[0,005;0,025]
Ф-5	[0,003;0,005]	[0,003;0,009]	[-0,002;0,002]
Ф-8	[0,005;0,005]	[-0,066;0,092]	[-0,002;0,008]
Ф-9	[0,001;0,007]	[0,005;0,007]	[-0,001;0,005]
Ф-10	[0,002;0,008]	[0;0,008]	[0,002;0,004]
Ф-11	[0,011;0,013]	[-0,018;0,07]	[0,002;0,004]
Ф-12	[-0,002;0,012]	[0,014;0,014]	[-0,008;0,018]
Ф-14	[0,001;0,007]	[0,003;0,009]	[-0,002;0,002]
Ф-15	[0,001;0,005]	[0,003;0,005]	[-0,001;0,001]

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
Ф-16	[0,012;0,026]	[0,013;0,019]	[-0,014;0,02]
Ф-17	[0,008; 0,014]	[0; 0,012]	[0; 0,002]
Ф-18	[0,004; 0,018]	[0,001; 0,013]	[0; 0,01]

Таблиця 2.3 – Інтервальні коефіцієнти статичних характеристик навантаження

Фідер	F_0	F_1	F_2
Ф-1	[0,005;0,017]	[0;0,012]	[0;0,002]
Ф-2	[0,432;0,432]	[-1,245;-1,235]	[1,016;0,524]
Ф-3	[0,8;0,8]	[-0,156;-0,152]	[0,076;0,082]
Ф-4	[0,2;0,206]	[-0,537;-0,529]	[0,357;0,359]
Ф-5	[0,04;0,42]	[-0,114;-0,11]	[0,072;0,074]
Ф-8	[0,037;0,039]	[-0,102;-0,1]	[0,067;0,067]
Ф-9	[0,089;0,093]	[-0,182;-0,182]	[0,096;0,1]
Ф-10	[0,092;0,092]	[-0,18;-0,17]	[0,076;0,086]
Ф-11	[0,042;0,154]	[-0,172;-0,162]	[0,131;0,133]
Ф-12	[0,124;0,126]	[-0,24;-0,24]	[0,119;0,123]
Ф-14	[0,068;0,086]	[-0,125;-0,125]	[0,061;0,085]
Ф-15	[0,024;0,03]	[-0,083;-0,079]	[0,06;0,07]
Ф-16	[0,289;0,379]	[-0,558;-0,56]	[0,278;0,38]
Ф-17	[0,154; 0,156]	[-0,347; -0,345]	[0,198; 0,206]
Ф-18	[0,083; 0,095]	[-0,21; -0,21]	[0,128; 0,138]

За отриманим значеннями статичних характеристик навантаження необхідно визначити детерміновані значення коефіцієнтів для заданого режиму за напругою, активною та реактивною потужностями у вузлі навантаження. Це дозволить виконати кількісну та якісну оцінку статичної стійкості навантаження.

2.2 Оцінювання статичної стійкості вузла навантаження мережі власних потреб ГЕС

Оцінка статичної стійкості та регулювального ефекту навантаження виконується за критерієм dQ/dU. Дана величина визначає небаланс реактивної потужності, як похідну за напругою у вузлі навантаження. Qстановить різницю реактивної потужності, що надходить у вузол навантаження та реактивної потужності що виходить з вузла навантаження, тобто $Q_{ГЕН}$–$Q_{СП}$ = Q.Так як джерелом реактивної потужності вузла власних потреб ГЕС є збірні шини станції, варто розглядати значення характеристики $Q_{СП}$ та на підставі цього оцінювати регулювальний ефект навантаження (РЕН). [1] РЕН буде позитивним при виконанні умови:

$$\frac{dQ_{СП}}{dU} > 0 \qquad (2.45)$$

Для вирішення даної задачі необхідно визначити детерміновані коефіцієнти статичної характеристики навантаження на визначених раніше інтервалах та знати величину напруги у вузлі навантаження. Для визначення необхідних параметрів виконується розрахунок усталеного режиму мережі ВП ГЕС.

Розрахунок усталеного режиму радіальної мережі ВП ГЕС.

Для оцінки статичної стійкості навантаження необхідно виконати розрахунок усталеного режиму, під час якого визначаються параметри потужності та напруги у вузлах мережі ВП ГЕС. В якості вихідних даних для розрахунку використовується напруга вузла живлення та навантаження споживачів. Для розрахунку використовується ітераційний метод із заданим значеннями напруги живлячого вузла та потужностями навантаження. Задачею

ітераційного розрахунку є поступове уточнення параметрів режиму відповідно до заданої точності.

Для розрахунку усталеного режиму необхідно мати параметри електричного обладнання. На рисунку 2.3 представлена схема мережі ВП ГЕС для якої необхідно визначити параметри силових кабелів та трансформаторів.

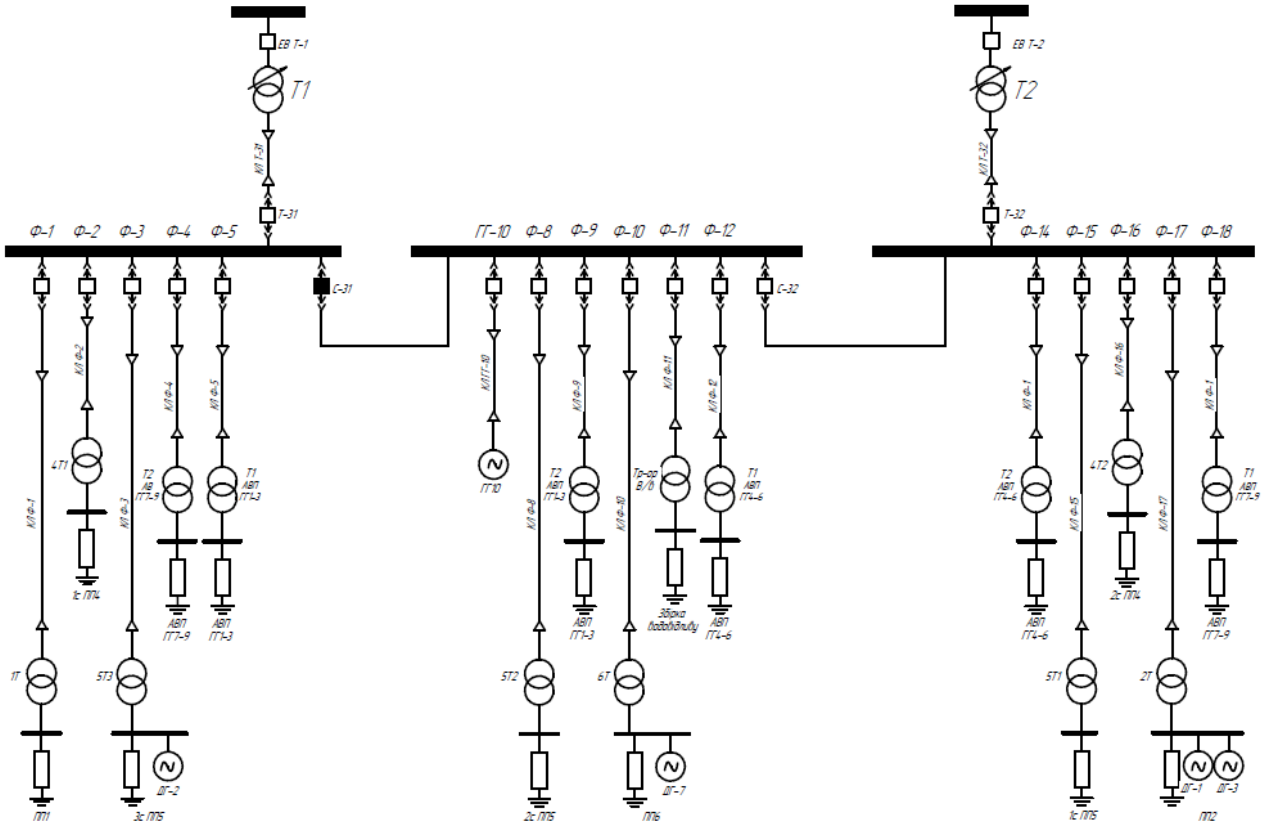


Рисунок 2.3 – Схема мережі ВП ГЕС

Мережа складається з 3 секцій, живлення 1 секції здійснюється від знижувального трансформатору Т1 154/3,15 кВ, 2 та 3 секції живляться від трансформатору Т2. До 2 секції підключений генератор ВП ГГ10.

Розрахунок параметрів трансформаторів.

В якості контрольного прикладу показано розрахунок трансформаторів Т1 – 154/3,15 кВ, 4Т1 – 3,15/6,3 кВ, 5Т1 – 3,15/0,4 кВ, інші трансформатори

розраховані аналогічно. Для розрахунку обираються базисні величини напруги $U_Б$ = 3,15 кВ, потужності $S_Б$=5 МВА; тоді базисний опір становить:

$$Z_Б = \frac{U_Б^2}{S_Б}, \quad (2.46)$$

$$Z_Б = \frac{3{,}15^2}{5} = 1{,}9845 \text{ Ом}.$$

2.2.1 Трансформатор Т1

При приведенні до базисної напруги параметрів трансформатора враховується коефіцієнт трансформації, що обирається як відношення значення напруги до якої приводиться, до напруги від якої приводиться. Тоді, $К_{ТР}$ становить:

$$К_{ТР} = \frac{3{,}15}{154} = 0{,}0204. \quad (2.47)$$

Параметри трансформатору наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри трансформатору Т1

$S_Т$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$u_{к.з.}$, %	$P_{К.З.}$, кВт
5	154	11,22	39,55

Повний опір трансформатору:

$$Z = \frac{u_{кз}^{\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_т}, \quad (2.48)$$

$$Z = \frac{11.22}{100} \cdot \frac{154^2}{5} = 532{,}187 \text{Ом}$$

$$Z^* = К_{ТР}^2 \cdot \frac{Z}{Z_Б} \quad (2.49)$$

$$Z^* = 0{,}0204^2 \cdot \frac{532{,}187}{1{,}9845} = 0{,}1122 \text{ в. о.}$$

Активний опір трансформатору:

$$R = \frac{\text{Р}_{\text{кз}}}{3 \cdot I^2} \quad (2.50)$$

$$\text{I} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} \quad (2.51)$$

$$\text{I} = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 154} = 18{,}745 \text{ А}$$

$$R = \frac{39550}{3 \cdot 18{,}745^2} = 37{,}5187 \text{ Ом}$$

$$R^* = \text{К}_{\text{ТР}}^2 \cdot \frac{R}{Z_{\text{Б}}} \quad (2.52)$$

$$R^* = 0{,}0204^2 \cdot \frac{37{,}5187}{1{,}9845} = 0{,}0079 \text{ в. о.}$$

Індуктивний опір трансформатору:

$$\text{X} = \sqrt{Z^2 - R^2} \quad (2.53)$$

$$\text{X} = \sqrt{532{,}187^2 - 37{,}5187^2} = 530{,}863 \text{ Ом}$$

$$\text{X}^* = \text{К}_{\text{ТР}}^2 \cdot \frac{\text{X}}{Z_{\text{Б}}} \quad (2.54)$$

$$\text{X}^* = 0{,}0204^2 \cdot \frac{530{,}863}{1{,}9845} = 0{,}1119 \text{ в. о.}$$

2.2.2 Трансформатор 4Т1

$$\text{К}_{\text{ТР}} = \frac{3{,}15}{6{,}3} = 0{,}5$$

Параметри трансформатору наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Параметри трансформатору 4Т1

$S_Т$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$u_{к.з.}$, %	$P_{К.З.}$, кВт
3,2	6,3	5,75	30

Повний опір трансформатору:

$$Z = \frac{5,75}{100} \cdot \frac{6,3^2}{3,2} = 0,713 \text{Ом}$$

$$Z^* = 0,5^2 \cdot \frac{0,713}{1,9845} = 0,0898 \text{ в. о.}$$

Активний опір трансформатору:

$$\text{I} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 293,257 \text{ А}$$

$$R = \frac{30000}{3 \cdot 293,257^2} = 0,1163 \text{ Ом}$$

$$R^* = 0,5^2 \cdot \frac{0,1163}{1,9845} = 0,0146 \text{ в. о.}$$

Індуктивний опір трансформатору:

$$\text{X} = \sqrt{0,713^2 - 0,1163^2} = 0,9079 \text{ Ом}$$

$$\text{X}^* = 0,5^2 \cdot \frac{0,9079}{1,9845} = 0,0886 \text{ в. о.}$$

2.2.3 Трансформатор 5Т3

Так як напруга $U_{ВН}$ трансформатору співпадає із базисною, коефіцієнт трансформації не враховується.

Параметри трансформатору наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Параметри трансформатору 5Т3

$S_Т$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$u_{к.з.}$, %	$P_{К.З.}$, кВт
0,25	3,15	4,52	3,111

Повний опір трансформатору:

$$Z = \frac{4{,}52}{100} \cdot \frac{3{,}15^2}{0{,}25} = 1{,}794 \text{Ом}$$

$$Z^* = \frac{1{,}794}{1{,}9845} = 0{,}904 \text{ в. о.}$$

Активний опір трансформатору:

$$\text{I} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 3{,}15} = 45{,}821 \text{ А}$$

$$R = \frac{3111}{3 \cdot 45{,}821^2} = 0{,}494 \text{ Ом}$$

$$R^* = \frac{0{,}494}{1{,}9845} = 0{,}2488 \text{ в. о.}$$

Індуктивний опір трансформатору:

$$\text{X} = \sqrt{0{,}904^2 - 0{,}2488^2} = 1{,}724 \text{ Ом}$$

$$\text{X}^* = \frac{1{,}724}{1{,}9845} = 0{,}869 \text{ в. о.}$$

Розрахунок параметрів інших трансформаторів здійснюється аналогічно. Результати розрахунку наведено у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 –Розрахункові параметри трансформаторів ВП

ТВП	$S_Т$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$u_{к.з.}$, %	$P_{К.З.}$, кВт	R, в. о.	X, в. о.	Z в. о.
1Т	0,5	3,15	4,71	5,595	0,1119	0,4575	0,471
4Т1	3,2	6,3	5,75	30	0,0146	0,0886	0,0898
5Т3	0,25	3,15	4,52	3,111	0,2488	0,869	0,904
Т2 АВП ГГ7-9	0,25	3,15	4,45	3,903	0,3122	0,8334	0,89
Т1 АВП ГГ1-3	0,25	3,15	6,01	2,357	0,1885	1,1871	1,202
Т1	5	154	11,22	39,55	0,0079	0,1119	0,1122
5Т2	0,25	3,15	4,55	3,106	0,2484	0,4487	0,91
Т2 АВП ГГ1-3	0,25	3,15	6,03	2,394	0,1915	0,4583	1,206
6Т	0,5	3,15	4,39	5,63	0,112	0,098	0,439
Тр-ор В/в	0,5	3,15	4,79	5,665	0,113	0,1077	0,479
Т1 АВП ГГ4-6	0,25	3,15	4,37	3,944	0,3155	0,5472	0,874
Т2	5	154	11,27	37,98	0,0076	0,1124	0,1127
Т2 АВП ГГ4-6	0,25	3,15	4,55	3,992	0,3193	0,8521	0,91
5Т1	0,25	3,15	4,51	3,128	0,2502	0,8662	0,902
4Т2	2,5	6,3	5,15	23,14	0,185	0,1013	0,103
2Т	0,25	3,15	4,47	3,15	0,252	0,8574	0,894
Т1 АВП ГГ7-9	0,25	3,15	4,47	3,936	0,3148	0,8367	0,894

Розрахунок параметрів силових кабелів.

Розрахунок активного та індуктивного опору силових кабелів виконується за формулами:

$$R = \frac{r_0 \cdot L}{Z_б}, \tag{2.55}$$

- де r_0 – питомий активний опір кабельної лінії Ом/км;

$$X = \frac{x_0 \cdot L}{Z_б}, \tag{2.56}$$

- де x_0 – питомий індуктивний опір кабельної лінії.

Результати розрахунку параметрів силових кабелів мережі ВП ГЕС наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Розрахункові параметри кабельних ліній

Силовий кабель	L, км	R, в. о.	X, в. о.
КЛ Ф-1	0,25	0,0337	0,0143
КЛ Ф-2	0,35	0,0227	0,0227
КЛ Ф-3	0,08	0,0149	0,0033
КЛ Ф-4	0,39	0,076	0,0237
КЛ Ф-5	0,24	0,0468	0,0146
КЛ Т-31	0,21	0,013	0,0006
КЛ ГГ-10	0,25	0,0125	0,0118
КЛ Ф-8	0,08	0,0149	0,0033
КЛ Ф-9	0,287	0,0559	0,0175
КЛ Ф-10	0,475	0,0366	0,0244
КЛ Ф-11	0,374	0,0987	0,012
КЛ Ф-12	0,36	0,07	0,0219
КЛ Т-32	0,29	0,0179	0,0086
КЛ Ф-14	0,42	0,0819	0,0256
КЛ Ф-15	0,09	0,0117	0,0072
КЛ Ф-16	0,549	0,0544	0,026
КЛ Ф-17	0,73	0,0956	0,0294
КЛ Ф-18	0,405	0,0789	0,0246

Для розрахунку за перше наближення напруги приймається напруга вузла живлення U= 163 кВ, точність розрахунку $\xi = 0{,}001$.

Розрахунок сумарних еквівалентних опорів та навантажень 1 секції:

1. Реактивний еквівалентний опір:

$$x_{екв} = x_{Ti} + x_{клі} \qquad (2.57)$$

- де x_{Ti}та $x_{кі}$ реактивний опір трансформатору та кабелю відповідно.

$$x_{екв} = 0{,}1119 + 0{,}0006 = 0{,}1125 \text{ в. о.}$$

2. Активний еквівалентний опір:

$$R_{\text{екв}} = R_{\text{Ті}} + R_{\text{клі}} \quad (2.58)$$

- де $R_{\text{Ті}}$та $R_{\text{клі}}$ активний опір трансформатору та кабелю відповідно.

$$R_{\text{екв}} = 0{,}0079 + 0{,}013 = 0{,}0209 \text{ в. о.}$$

Сумарне значення активного навантаження у відносних одиницях при напрузі у вузлі живлення $U_н$ = 163 кВ.

$$\text{P}_{\sum}^{*} = P_1^{*} + P_2^{*} + P_3^{*} + P_4^{*} + P_5^{*} \quad (2.59)$$

- де $P_1^{*} \dots P_5^{*}$ значення активного навантаження на кожному фідері у відносних одиницях.

$$\text{P}_{\sum}^{*} = 0{,}014 + 0{,}095 + 0{,}0047 + 0{,}0543 + 0{,}0049 = 0{,}0873 \text{ в. о.}$$

Сумарне значення реактивного навантаження у відносних одиницях при напрузі у вузлі живлення $U_н$ = 163 кВ.

$$Q_{\sum}^{*} = -(Q_1^{*} + Q_2^{*} + Q_3^{*} + Q_4^{*} + Q_5^{*}) \quad (2.60)$$

- де $Q_1^{*} \dots Q_5^{*}$ значення реактивного навантаження на кожному фідері у відносних одиницях

$$Q_{\Sigma}^{*} = -(0{,}009 + 0{,}0057 + 0{,}0029 + 0{,}0278 + 0{,}0026) = -0{,}048 \text{ в. о.}$$

Визначення напруги на 1 секції:

$$\dot{U} = \frac{U_{1c}}{U_H} \tag{2.61}$$

$$\dot{U} = \frac{163}{154} = 1{,}0584$$

$$U_1^{(0)} = 3{,}15\text{кВ}$$

$$U_1^{(0)} = 1\text{в. о.}$$

$$U_1^{(1)} = \dot{U} - \frac{P_{\Sigma} + jQ_{\Sigma}}{U_1^{(0)}} \cdot \left(R_{\Sigma} + jX_{\Sigma}\right) \tag{2.62}$$

$$U_1^{(1)} = \dot{U} - \frac{(P_{\Sigma} \cdot R_{\Sigma} - Q_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma}) + j(P_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma} + Q_{\Sigma} \cdot R_{\Sigma})}{U_1^{(0)}} \tag{2.63}$$

$$U_1^{(1)} = \dot{U} - \frac{(P_{\Sigma} \cdot R_{\Sigma} - Q_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma})}{U_1^{(0)}} + j\,\frac{(P_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma} + Q_{\Sigma} \cdot R_{\Sigma})}{U_1^{(0)}} \tag{2.64}$$

$$U_1^{(1)} = \dot{U} - \frac{(P_{\Sigma} \cdot R_{\Sigma} - Q_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma})}{U_1^{(0)}} + \left(-\frac{(P_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma} + Q_{\Sigma} \cdot R_{\Sigma})}{U_1^{(0)}}\right) \tag{2.65}$$

$$U_1^{\text{a}} = \dot{U} - \frac{P_{\Sigma} \cdot R_{\Sigma} - Q_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma}}{U_1^{(0)}} \tag{2.66}$$

$$U_1^{\text{a}} = 1{,}0584 - \frac{(0{,}0873 \cdot 0{,}0209) - (-0{,}048 \cdot 0{,}1125)}{1} = 1{,}0509 \text{ в о.}$$

$$U_1^{\text{p}} = -\frac{P_{\Sigma} \cdot X_{\Sigma} + Q_{\Sigma} \cdot R_{\Sigma}}{U_1^{(0)}} \tag{2.67}$$

$$U_1^{\text{p}} = -\frac{(0{,}0873 \cdot 0{,}1125) + (-0{,}048 \cdot 0{,}0209)}{1} = -0{,}009 \text{ в. о.}$$

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(U_1^{\text{a}})^2 + (U_1^{\text{p}})^2} \tag{2.68}$$

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(1{,}0509)^2 + (-0{,}009)^2} = 1{,}05097 \text{ в. о.}$$

$$\triangle U_1^{(1)} = \left|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}\right| \leq \xi \tag{2.69}$$

$$\triangle U_1^{(1)} = |1{,}05097 - 1| = 0{,}05097 > \xi$$

Умови пошуку не виконуються, переходимо до наступної ітерації. Приймаємо, що $U_1^{(2)} = 1{,}05097$.

$$U_2^{\text{а}} = 1{,}0584 - \frac{(0{,}0873 \cdot 0{,}0209) - (-0{,}048 \cdot 0{,}1125)}{1{,}05097} = 1{,}0513 \text{ в. о.}$$

$$U_1^{\text{р}} = -\frac{(0{,}0873 \cdot 0{,}1125) + (-0{,}048 \cdot 0{,}0209)}{1{,}05097} = -0{,}0088 \text{ в. о.}$$

$$U_2^{(2)} = \sqrt{(1{,}0513)^2 + (-0{,}0088)^2} = 1{,}0513 \text{ в. о.}$$

$$\triangle U_2^{(2)} = |1{,}0513 - 1{,}05097| = 0{,}00033 < \xi$$

Умови пошуку виконуються, розрахунок припиняється.

Розрахунок сумарних еквівалентних опорів та навантажень 2 та 3 секцій:

$$\text{x}_{\text{екв}} = 0{,}1124 + 0{,}0086 = 0{,}121 \text{ в. о.}$$

$$R_{\text{екв}} = 0{,}0076 + 0{,}0179 = 0{,}0255 \text{ в. о.}$$

$$\text{P}_{\Sigma}^{*} = 0047 + 0{,}0067 + 0{,}0074 + 0{,}0049 + 0{,}0094 + 0{,}0098 + 0{,}0065 + 0{,}0048 + 0{,}0095 + 0{,}012 - 0{,}1 = -0{,}024 \text{ в. о.}$$

$$Q_{\Sigma}^{*} = -(0{,}0029 + 0{,}004 + 0{,}0048 + 0{,}0025 + 0{,}0058 + 0{,}0052 + 0{,}0042 + 0{,}0003 + 0{,}0057 + 0{,}0058 - 0{,}1) = 0{,}0587 \text{ в. о.}$$

$$\dot{U} = 1{,}0584$$

$$U_1^{(0)} = 1\text{в. о.}$$

$$U_1^{\text{а}} = 1{,}0584 - \frac{(-0{,}024 \cdot 0{,}0255) - (0{,}0587 \cdot 0{,}121)}{1} = 1{,}0662 \text{ в. о.}$$

$$U_1^{\text{р}} = -\frac{(-0{,}024 \cdot 0{,}121) + (0{,}0587 \cdot 0{,}0255)}{1} = 0{,}0014 \text{ в. о.}$$

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(1{,}0662)^2 + (0{,}014)^2} = 1{,}06617 \text{ в. о.}$$

$$\triangle U_1^{(1)} = |1{,}06617 - 1| = 0{,}06617 > \xi$$

Умови пошуку не виконуються, переходимо до наступної ітерації. Приймаємо, що $U_1^{(2)} = 1{,}06617$.

$$U_2^{\text{a}} = 1{,}0584 - \frac{(-0{,}024 \cdot 0{,}0255) - (0{,}0587 \cdot 0{,}121)}{1{,}06617} = 1{,}0657 \text{ в. о.}$$

$$U_1^{\text{p}} = -\frac{(-0{,}024 \cdot 0{,}121) + (0{,}0587 \cdot 0{,}0255)}{1{,}06617} = 0{,}0013 \text{ в. о.}$$

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(1{,}0657)^2 + (0{,}013)^2} = 1{,}0656 \text{ в. о.}$$

$$\triangle U_1^{(1)} = |1{,}0656 - 1{,}06617| = 0{,}00057 > \xi$$

Умови пошуку виконуються, розрахунок припиняється.

Після розрахунку контрольного прикладу, представимо модель розрахунку УР, розроблену в середовищі Matlab (рисунок 2.4).

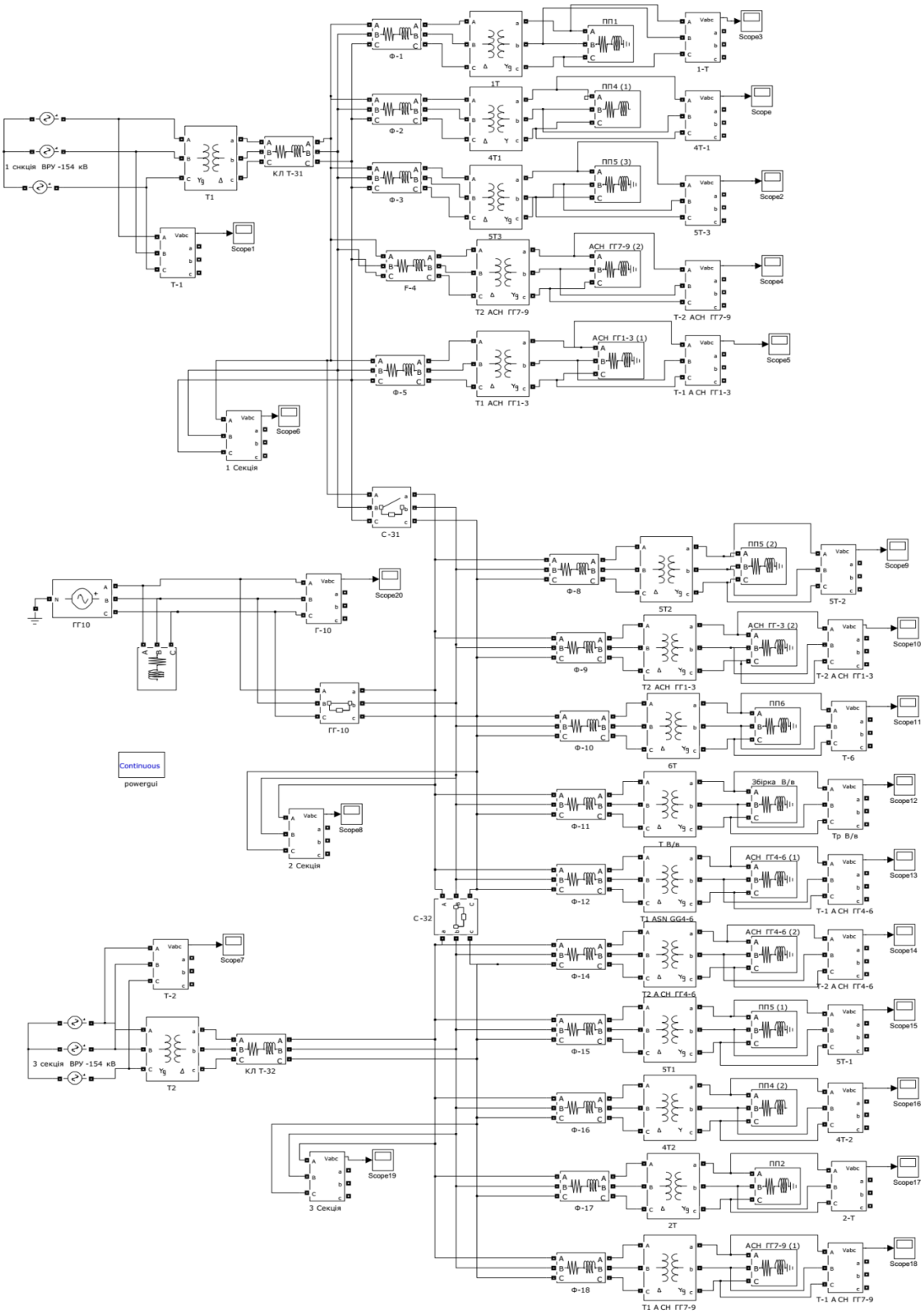


Рисунок 2.4 – Модель мережі ВП ГЕС у Matlab

Параметри режиму та результати моделювання представлено у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Результати моделювання усталеного режиму

Фідер	P, кВт	P, в. о.	Q, кВАр	Q, в. о.	U, В	U, в. о.
Ф-1	69,834	0,014	45,143	0,009	403,68	1,009
Ф-2	47,664	0,010	28,266	0,006	6396,26	1,015
Ф-3	23,555	0,005	14,604	0,003	404,82	1,012
Ф-4	271,3	0,054	139	0,028	389,06	0,973
Ф-5	24,387	0,005	13,163	0,003	404,75	1,012
Ф-8	23,555	0,005	14,604	0,003	406,31	1,018
Ф-9	33,365	0,007	19,786	0,004	406,31	1,016
Ф-10	37,245	0,007	24,076	0,005	407,35	1,018
Ф-11	24,664	0,005	12,637	0,003	407,76	1,019
Ф-12	47,110	0,009	29,208	0,006	405,48	1,014
Ф-14	48,773	0,010	26,326	0,005	405,69	1,014
Ф-15	32,589	0,007	21,067	0,004	404,82	1,012
Ф-16	23,832	0,005	14,133	0,003	6438,13	1,022
Ф-17	47,665	0,010	28,266	0,006	405,62	1,014
Ф-18	59,858	0,012	28,998	0,006	405,18	1,013

За отриманими в процесі моделювання значеннями напруги, активної і реактивної потужності можна визначити дискретні значення коефіцієнтів СХН та аналітичні вирази для характеристик P(U) та Q(U) в досліджуваному режимі мережі за формулами:

$$P(t_1) = D_0 + D_1 \cdot U(t_1) + D_2 \cdot U^2(t_1) \quad (2.70)$$

$$d_0 + e_0 \geq D_0 \geq d_0 - e_0 \quad (2.71)$$

$$d_1 + e_1 \geq D_1 \geq d_1 - e_1 \quad (2.72)$$

$$d_2 + e_2 \geq D_2 \geq d_2 - e_2 \quad (2.73)$$

$$Q(t_1) = F_0 + F_1 \cdot U(t_1) + F_2 \cdot U^2(t_1) \quad (2.74)$$

$$f_0 + g_0 \geq F_0 \geq f_0 - g_0 \quad (2.75)$$

$$f_1 + g_1 \geq F_1 \geq f_1 - g_1 \quad (2.76)$$

$$f_2 + g_2 \geq F_2 \geq f_2 - g_2 \qquad (2.77)$$

Вирішення даної задачі виконується за допомогою солвера GeneticAlgorithm у програмі MATLAB. Результатом вирішення задачі є отримання векторів D = [D_0; D_1; D_2] та F = [F_0; F_1; F_2] за якими визначаються коефіцієнти a_0,a_1,a_2, b_0, b_1, b_2за формулами:

$$P_0 = D_0 + D_1 + D_2 \qquad (2.78)$$

$$a_0 = \frac{D_0}{P_0} \qquad (2.79)$$

$$a_1 = \frac{D_1}{P_0} \qquad (2.80)$$

$$a_2 = \frac{D_2}{P_0} \qquad (2.81)$$

$$Q_0 = F_0 + F_1 + F_2 \qquad (2.82)$$

$$b_0 = \frac{F_0}{Q_0} \qquad (2.83)$$

$$b_1 = \frac{F_1}{Q_0} \qquad (2.84)$$

$$b_2 = \frac{F_2}{Q_0} \qquad (2.85)$$

В якості прикладу показано розрахунок фідеру Ф-17. Функція у вигляді нерівності з обмеженнями має вигляд:

$$D_0 + 1{,}014 \cdot D_1 + 1{,}028 \cdot D_2 - 0{,}01$$

$$D_0 + 1{,}014 \cdot D_1 + 1{,}028 \cdot D_2 \geq 0{,}01$$

$$0{,}014 \geq D_0 \geq 0{,}008$$

$$0{,}012 \geq D_1 \geq 0$$

$$0{,}02 \geq D_2 \geq 0$$

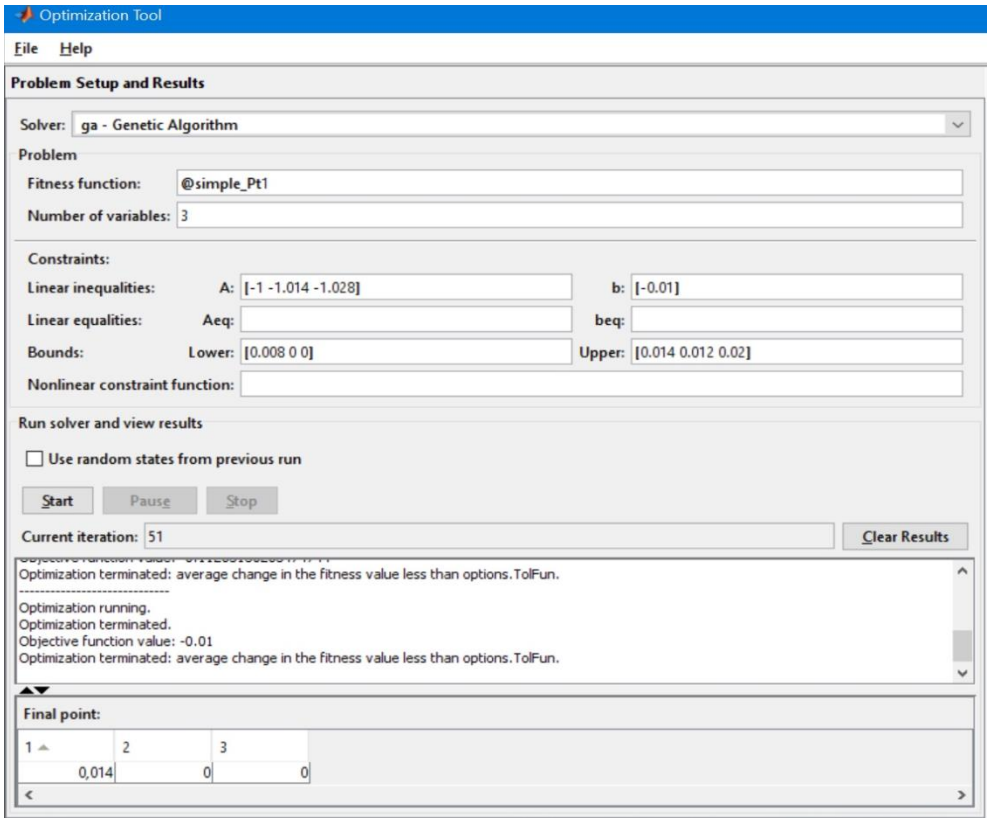


Рисунок 2.5 – Результат вирішення задачі за допомогою генетичного алгоритму у Matlab

Результат вирішення задачі отримано за 51 ітерацію і становить -0,01; отримано:

$$D_0 = 0{,}014;\ D_1 = 0;\ D_2 = 0. \qquad (2.86)$$

Тоді, при $a_0 + a_1 + a_2 = 1$, при U = 1, отримуємо за 2.78:

$$P_0 = 0{,}014 + 0 + 0 = 0{,}014$$

За формулами 2.79-2.81 визначаємо точні коефіцієнти СХН:

$$a_0 = \frac{0{,}014}{0{,}014} = 1$$

$$a_1 = \frac{0}{0{,}014} = 0$$

$$a_2 = \frac{0}{0{,}014} = 0$$

Характеристика P(U) приймає наступний вигляд:

$$P(U) = P_0 \cdot (a_0 + a_1 \cdot U + a_2 \cdot U^2) \qquad (2.87)$$

$$P(U) = 0{,}014 \cdot (0{,}014 + 0 \cdot U + 0 \cdot U^2)$$

Аналогічно за формулами (2.74)-(2.77), (2.82)-.(285) визначаються коефіцієнти b_0, b_1, b_2:

$$F_0 + 1{,}014 \cdot F_1 + 1{,}028 \cdot F_2 - 0{,}006$$

$$F_0 + 1{,}014 \cdot F_1 + 1{,}028 \cdot F_2 \geq 0{,}006$$

$$0{,}156 \geq F_0 \geq 0{,}154$$

$$-0{,}345 \geq F_1 \geq -0{,}347$$

$$0{,}206 \geq F_0 \geq 0{,}198$$

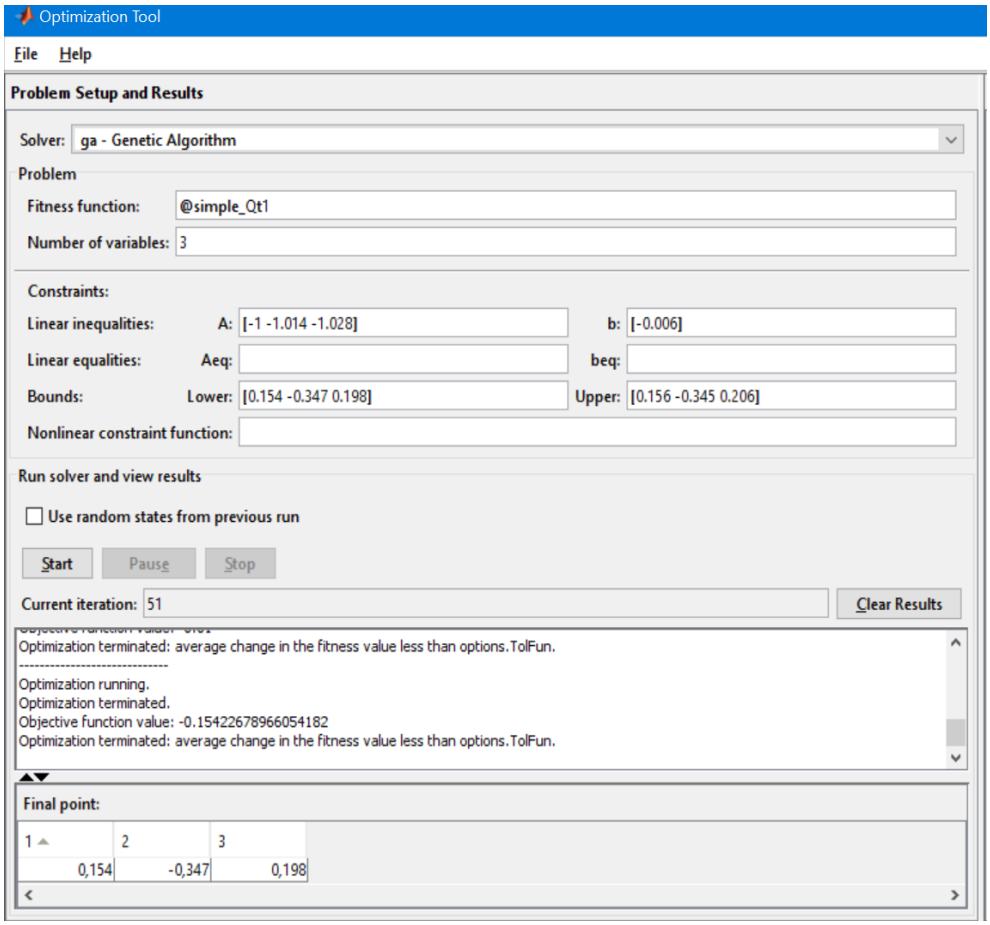


Рисунок 2.6 - Результат вирішення задачі за допомогою генетичного алгоритму у Matlab

Результат вирішення задачі отримано за 51 ітерацію і становить -0,154; отримано:

$$F_0 = 0{,}154;\ F_1 = -0{,}347;\ F_2 = 0{,}198.$$

За формулами (2.82)-(2.85) визначаємо точні коефіцієнти СХН:

$$Q_0 = 0{,}154 - 0{,}347 + 0{,}198 = 0{,}005$$

$$b_0 = \frac{0{,}154}{0{,}005} = 30{,}8$$

$$b_1 = \frac{-0{,}347}{0{,}005} = -69{,}4$$

$$b_2 = \frac{0{,}198}{0{,}005} = 39{,}6$$

Аналогічно визначаються дискретні коефіцієнти СХН для всіх фідерів мережі власних потреб ГЕС. Результати розв'язку наведено у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Точні коефіцієнти СХН

Фідери	a_0	a_1	a_2	b_0	b_1	b_2
Ф-1	0,93	0,061	0,009	1,0	0,0	0,0
Ф-2	0,742	1,794	-1,536	216,0	-512,0	297,0
Ф-3	3,5	-3,75	1,25	0,239	0,946	-0,184
Ф-4	0,516	0,406	0,078	6,438	-16,625	11,188
Ф-5	0,8	0,6	-0,4	1,372	-1,009	0,637
Ф-8	1,25	-2,0	1,75	12,667	34,0	23,333
Ф-9	0,429	0,714	-0,143	18,2	36,4	19,2
Ф-10	0,667	0,0	0,333	23,0	-43,25	21,25
Ф-11	3,25	-3,0	0,75	2,242	-5,212	3,970
Ф-12	0,455	1,273	-0,727	20,833	-40,0	20,167
Ф-14	0,778	0,444	-0,222	3,909	-5,682	2,773
Ф-15	0,714	0,429	-0,143	6,75	-20,75	15,0
Ф-16	0,308	0,333	0,359	9,545	-16,97	8,424
Ф-17	1,0	0,0	0,0	30,8	-69,4	39,6
Ф-18	0,941	0,059	0,0	10,111	-23,333	14,222

Характеристика вузла навантаження Q(U) має вигляд:

$$Q(U) = Q_0 \cdot (b_0 + b_1 \cdot U + b_2 \cdot U^2) \qquad (2.88)$$

Оцінка статичної стійкості за критерієм dQ/dU виконується за диференційованим виразом(2.88):

$$\frac{dQ(U)}{dU} = Q_0 \cdot b_1 + 2 \cdot Q_0 \cdot b_2 \cdot U \qquad (2.89)$$

Нижче наведено характеристику Q(U) та розраховано значення dQ/dU для фідеру Ф-17 за формулами (2.88) та (2.89):

$$Q(U) = 0{,}005 \cdot (30{,}8 - 69{,}4 \cdot U + 39{,}6 \cdot U^2)$$

$$\frac{dQ(U_0)}{dU} = 0{,}005 \cdot (-69{,}4) + 2 \cdot 0{,}005 \cdot 39{,}6 \cdot 1{,}014 = 0{,}055$$

Аналогічно виконується розрахунок статичної стійкості всіх фідерів ВП ГЕС. Результати розрахунку наведено в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Значення критерію dQ/dU для всіх фідерів мережі ВП ГЕС

Фідери	dQ/dU
Ф-1	0,0
Ф-2	0,182
Ф-3	0,484
Ф-4	0,165
Ф-5	0,032
Ф-8	0,034
Ф-9	0,013
Ф-10	0,001
Ф-11	0,095
Ф-12	0,005
Ф-14	-0,001
Ф-15	0,038
Ф-16	0,008
Ф-17	0,054
Ф-18	0,049

За отриманими результатами оцінки статичної стійкості можна зробити висновок, що всі фідери окрім Ф-1 та Ф-14 мають позитивний РЕН, у Ф-1 регулювальний ефект навантаження дорівнює нулю, а Ф-14 – від’ємний. Як

наслідок, це може призвести до лавини напруги споживачів даних фідерів при значному зниженні напруги вузла живлення 154 кВ. Це, в свою чергу, може призвести до розвитку аварії у всій мережі власних потреб та зниження її живучості при зовнішніх збуреннях

2.3 Адаптація методу імовірнісно-статистичного моделювання мережі власних потреб ГЕС для оцінювання її живучості

Задача підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС належить до багатокритеріальних, при її вирішенні необхідно враховувати технічний стан обладнання, імовірність його відмови, ризик виникнення аварійної ситуації в ЕЕС та стохастичність режиму в момент виникнення аварійної ситуації та/або відмови елементу мережі власних потреб ГЕС. Для вирішення даної задачі доцільно застосувати імовірнісно-статистичний підхід [34] який враховує вище зазначені чинники та дає можливість приймати ефективні рішення.

Так у [35] запропоновано метод імовірнісно-статистичного моделювання для визначення збитків та ризику виникнення аварійної ситуації в ЕЕС. Мережу ВП ГЕС можна розглянути як підсистему ЕЕС, виходячи з цього, запропонований авторами метод потребує адаптації до поставленої задачі.

У [36] розглянуто метод імовірнісно-статистичного моделювання у якому з множини заходів $L = [l_1, l_2, \ldots, l_n]$ за допомогою Парето-оптимальних рішень обирається захід, який спроможний підвищити живучість мережі власних потреб ГЕС. Отримане рішення має знаходитись на інтервалі ефективних компромісів – жоден елемент із множини L не може бути покращений без погіршення хоч одного елементу з даної множини [27].

Нижче запропоновано імовірнісно-статистичний підхід до оцінювання живучості мережі ВП ГЕС та визначення ефективності заходів з її підвищення. Даний підхід реалізується за допомогою наступного алгоритму:

1. Формується множина зовнішніх збурень в ЕЕС A.

2. Формується множина можливих аварійних сценаріїв в мережі ВП ГЕС N.

3. Формується множина елементів мережі ВП M, відмова яких може призвести до настання події з множини N.

4. Формується множина заходів з підвищення живучості мережі ВП ГЕС L.

5. Для елементів електрообладнання з множини M формується множина станів S за нечіткими моделями оцінювання технічного стану відповідних об'єктів: (трансформаторів, кабелів, вимикачів, дизель-генераторів).

6. За статистичними інтегральними функціями розподілу імовірності відмов відповідних типів обладнання $F(t)$ визначаються апріорні імовірності відмови $p(H_1)$ та безвідмовної роботи $p(H_2)$ елементів множини M на інтервалі часу $\Delta t = t_2 - t_1$:

$$p(H_1) = \frac{F(t_2)-F(t_1)}{1-F(t_1)} \quad (2.90)$$

$$p(H_2) = 1 - p(H_1) \quad (2.91\})$$

7. За допомогою нечіткого виводу Заде з використанням матриць причинно-наслідкових співвідношень R_P та R_Q визначаються умовні імовірності $p(B/H_1)$ та $p(B/H_2)$ для елементів підмножини M:

$$p(B/H_1) = \xi(S_1) \quad (2.92)$$

$$p(B/H_2) = \xi(S_1) \quad (2.93)$$

8. За теоремою Байєса визначаються імовірності відмови елементів з множини M на інтервалі часу Δt з урахуванням їхнього технічного стану:

$$p(H_1/B) = \frac{p(H_1)\cdot p(B/H_1)}{p(H_1)\cdot p(B/H_1)+p(H_2)\cdot p(B/H_2)} \quad (2.94)$$

і виконується уточнення статистичних функцій $F(t)$ на інтервалі часу Δt:

$$F`(t_1) + p(H_1/B). \quad (2.95)$$

9. За допомогою генератора випадкових чисел (ГВЧ) визначаються:

9.1. активна і реактивна потужності навантажень мережі ВП ГЕС в момент відмови обладнання в межах [P_{MIN}; P_{MAX}] та [Q_{MIN}; Q_{MAX}];

9.2. зовнішнє збурення з множини A, яке визначається як напруга у вузлі приєднання мережі ВП ГЕС до ЕЕС в межах [U_{MIN}; U_{MAX}].

10. Визначаються статичні характеристики навантажень мережі ВП ГЕС за інтервальним методом.

11. За допомогою ГВЧ визначається значення імовірності відмови для кожного елементу множини M в момент його відмови $p(t_в)$:

$$D_i = F_i\left(t_{\text{відм}}\right) = Random[0;1], i = 1, \dots, n_i \quad (2.96)$$

12. На множині елементівM виділяється підмножина елементів M_1, імовірність відмови яких потрапила до інтервалу [$F(t_1)$; $F`(t_2)$], тобто елементи, які відмовлять на інтервалі часу Δt.

13. З підмножини M_1 обирається елемент, який, з урахуванням власних індивідуальних характеристик, відмовить першим на інтервалі Δt:

$$t_{\text{відм}} = \min\{F_i^{-2}(D)\}, i = 1, \dots, n_1. \quad (2.97)$$

14. Розраховуються усталений режим мережі ВП ГЕС за визначених умов та визначається настання (або ненастання) події з множини *N* (аварійна ситуація). Перевіряється стійкість навантаження за критерієм *dQ/dU*.

15. В разі настання події з множини *N*обирається захід (заходи) з множини *L* та виконується розрахунок усталеного режиму мережі ВП ГЕС за умови реалізації обраного заходу (заходів). Визначається настання (або ненастання) події з множини *N* (аварійна ситуація). Перевіряється стійкість навантаження за критерієм *dQ/dU*.

16. Пункти алгоритму 9-15 повторюються *K* разів.

17. На отриманій множині *K* визначається підмножина K_1приєднаньспоживачів з від'ємним РЕН за критерієм *dQ/dU*.

18. Формується множина K_2 приєднань споживачів, у яких залишився від'ємний РЕН після реалізації заходу (заходів) з множини *L*.

19. Визначається ризик виникнення аварійної ситуації за відсутності заходів з множини *L*:

$$R_1 = \frac{\sum_{i=1}^{K} k_{1i}}{K*F}, \qquad (2.98)$$

де *F* – загальна кількість приєднань споживачів у мережі ВП ГЕС.

20. Визначається ризик виникнення аварійної ситуації при реалізації заходів з множини *L*:

$$R_2 = \frac{\sum_{i=1}^{K} k_{2i}}{K*F}. \qquad (2.99)$$

21. Проводиться порівняльний аналіз отриманих значень ризиків R_1 та R_2 за інтервальною шкалою Харрінгтоната (за необхідністю) та приймається

рішення щодо ефективності та доцільності використання заходів з множини L для підвищення живучості мережі ВП ГЕС.

Для реалізації розробленого алгоритму імовірнісно-статистичного моделювання необхідно отримати кількісну оцінку технічного стану та імовірності відмови обладнання мережі власних потреб ГЕС, множину режимів мережі ВП ГЕС та множину заходів з підвищення її живучості. Вирішення цих локальних підзадач представлено в подальших розділах роботи.

3. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГЕС

3.1 Нечітке моделювання технічного стану елементів електричної мережі

Для мережі власних потреб найбільш відповідальним обладнанням є таке, що забезпечує живлення та його резервування для даної мережі. До такого обладнання належать трансформатори власних потреб, вимикачі, силові кабелі, дизель-генератори та гідрогенератор власних потреб. Для оцінювання живучості мережі ВП ГЕС та визначення ефективних заходів з її підвищення необхідна кількісна оцінка стану перерахованого вище обладнання. Оцінювання технічного стану обладнання мережі ВП ГЕС здійснюється в умовах обмеженості та різнорідності вихідної інформації про дане обладнання.

Враховуючи це, використовуються моделі із алгоритмом нечіткого логічного виводу, який дає можливість виконати взаємозв’язки із вхідною інформаціє контрольованих параметрів із вихідною інформацією про стан даного обладнання. Для оцінки технічного стану мережі ВП ГЕС використовуються моделі із нечітким виводом Мамдані, перевагою якого є будування взаємозв’язку між вхідними нечітким лінгвістичними змінними з вихідним кількісним значенням технічного стану за допомогою функцій приналежності, які сформовані на підставі не тільки статичних спостережень, а на знаннях та оцінках експертів.

Існуючі моделі оцінки технічного стану силових трансформаторів, вимикачів, силових кабелів та генератора власних потреб представлені у Розділі 1, підрозділі 1.2.

В [33] пропонується здійснювати підхід до оцінки механічної частини дизель-генератора, але він не враховує стан синхронного генератора, тому доцільно виконати її розробку.

В подальшому, за отриманим кількісним значенням ТС обладнання мережі ВП буде визначена імовірність його відмови на інтервалі часу, що дасть можливість обрати ефективні заходи для підвищення безвідмовності роботи даного обладнання.

Оцінювання технічного стану дизель-генераторів.

Дизель-генератор – пристрій призначений для забезпечення резервування живлення відповідальних споживачів електричної енергії, перерив у електропостачанні яких може призвести до порушення технологічних процесів. Тому, дуже важливо підтримувати дизель-генератор у справному стані в процесі експлуатації.

Для підтримки дизель-генератора у справному стані необхідно проводити його технічні обслуговування та огляди. При цьому отримати оцінку технічного стану дизель-генератору при візуальному огляді та за вимірюваними під час роботи параметрами без виведення його у ремонт та розбирання основних вузлів неможна. Тому, доцільно розробити нечітку модель дизель-генератора яка за обмеженої кількості параметрів, що контролюються та можуть бути виміряні в режимі реального часу, та за відсутності чіткого взаємозв’язку між даними параметрами давала б можливість робити висновок про його загальний технічний стан [32].

Реалізація нечіткої моделі здійснюється з використанням алгоритмів нечіткого виводу.

Нечіткий вивід Сугено не передбачає наявності експертних оцінок, формування бази правил здійснюється у вигляді лінгвістичних висловлювань, за результатами статистичних спостережень. Нечіткий висновок у цьому випадку буде представлений у вигляді функціональної залежності. Нечіткі моделі Сугено за формою вираження будуть гібридними – нечіткі правила формуються комбінацією термів, а логічний вивід представлений лінійною функцією.

Модель Мамдані визначається повністю нечіткою базою правил, вхідні та вихідні змінні мають вигляд нечітких лінгвістичних змінних. Формування бази правил моделі Мамдані здійснюється експертом вручну, модель базується на експертних знаннях, що враховують закономірність між вхідними змінними та результатом. При цьому, якість ідентифікації моделі Мамдані вища, ніж у моделі Сугено. Для підвищення точності моделі Сугено необхідно мати об'ємну базу статистичних спостережень за об'єктом дослідження. Нечіткі моделі Мамдані є більш зрозумілими та простими і можуть бути використані при обмеженості вихідних даних та відсутності чіткого зв'язку між ними [34, 9].

З урахуванням проведеного порівняння моделей нечіткого виводу, враховуючи наявну вихідну інформацію якісного характеру та відсутністю репрезентативної статистики щодо оцінки стану дизель-генераторів для моделювання обрано нечіткий вивід Мамдані.

Дизель-генератор складається з двох основних вузлів – дизельного двигуна та синхронного генератора. Від їх справності залежить безвідмовність установки в цілому та якість електричної енергії, що генерується. Враховуючи конструкцію дизель-генератора,для оцінки його технічного стану пропонується використовувати дворівневу нечітку модель, на першому рівні якої розглядається технічний стан дизельного двигуна та синхронного генератора, а на другому рівні за отриманими результатами першого рівня виконується аналіз загального технічного стану дизель-генератора.

Для оцінки технічного стану дизельного двигуна S_1 використовуються чотири вхідні лінгвістичні змінні, які описуються наступними нечіткими термами:

- A = «Рівеньоливи»: A_1 = «Низький», A_2 = «Нормальний», A_3 = «Високий»;

- B = «Температура охолоджувальної рідини»: B_1 = «Нормальна», B_2 = «Висока»;

- C = «Напруга акумуляторної батареї»: C_1 = «Низька», C_2 = «Нормальна», C_3 = «Висока»;

- D = «Рівень шуму»: D_1 = «Нормальний», D_2 = «Високий».

Для оцінки технічного стану синхронного генератора S_2 використовуються три вхідні лінгвістичні змінні, які описуються наступними нечіткими термами:

- E = «Напруга статора»: E_1 = «Низька», E_2 = «Нормальна, E_3 = «Висока»;

- F = «Напруга нульової послідовності» F_1 = «Допустима», F_2 = «Недопустима»;

- G = «Частота струму»: G_1 =«Низька», G_2 = «Нормальна», G_3 = «Висока».

Данні діагностичні параметри були обрані для формування лінгвістичних змінних, так як їх кількісне значення можна отримати в процесі експлуатації дизель-генератора за допомогою вимірювальних приладів без виведення його у ремонт.

Вихідні величини нечітких моделей першого рівня описуються трьома нечіткими термами: «Д» - добрий, «С» - середній, «П» - поганий. Отримані величини є вхідними змінними для моделі другого рівня. Вихідна величина моделі загального технічного стану дизель-генератора, що описується на другому рівні, описується 5 нечіткими логічними термами, де «ДД» - дуже добрий, «Д» - добрий, «С» - середній, «П» - поганий, «ДП» - дуже поганий. Прийняті нечіткі терми відповідають стандартній шкалі якісних оцінок Харрінгтона [1].

Структурна схема нечіткої моделі дизель-генератора приведена на рисунку 3.1.

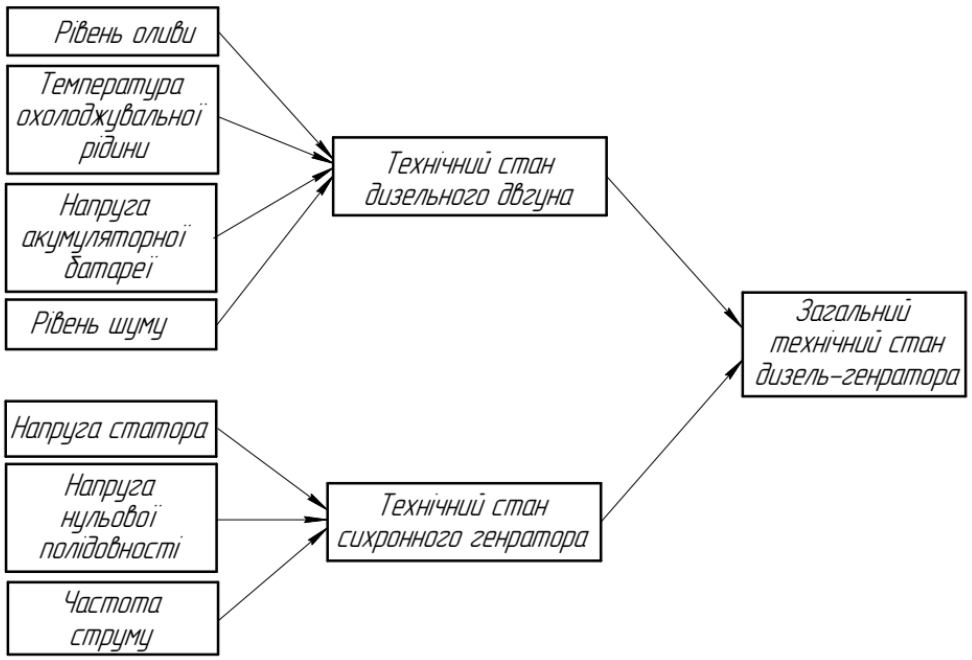


Рисунок 3.1 – Схема нечіткої моделі дизель-генератора

Для проведення оцінки технічного стану за даними лінгвістичними змінними, необхідно за нечіткими термами що описують їх технічним стан скласти базу правил у вигляді «ЯКЩО-ТО». Дана база правил визначає логічні зв'язки між «причинами» та «наслідками» нечітких термів моделі [35]. В даному випадку «причини» описуються вхідним лінгвістичним змінними моделей, а «наслідки» - вихідними величинами. Розглянемо приклад побудови баз правил оцінки технічного стану дизельного двигуна:

- ЯКЩО рівень оливи – низький;
- і температура охолоджувальної рідини – нормальна;
- і напруга акумуляторної батареї – низька;
- і рівень шуму – нормальний;
- ТО технічний стан S_1 – поганий.
- ЯКЩО рівень оливи – низький;
- і температура охолоджувальної рідини – нормальна;
- і напруга акумуляторної батареї – нормальна;

- і рівень шуму – нормальний;

- ТО технічний стан S_1 – середній.

- ЯКЩО рівень оливи – нормальний;

- і температура охолоджувальної рідини – нормальна;

- і напруга акумуляторної батареї – нормальна;

- і рівень шуму – нормальний;

- ТО технічний стан S_1 – добрий.

Аналогічно складаються правила для всіх термів кожної нечіткої моделі. База правил оцінки технічного стану дизельного двигуна наведена в таблиці 3.1, синхронного генератора в таблиці 3.2, загального технічного стану дизель-генератора в таблиці 3.3.

Таблиця 3.1 - База правил технічного стану дизельного двигуна

B = B₁ D = D₁		**C₁**	**C₂**	**C₃**	**B = B₁ D = D₂**		**C₁**	**C₂**	**C₃**
	A₁	П	С	П		**A₁**	П	П	П
	A₂	С	Д	С		**A₂**	П	Д	С
	A₃	С	С	С		**A₃**	П	С	П
B = B₂ D = D₂		**C₁**	**C₂**	**C₃**	**B = B₂ D = D₁**		**C₁**	**C₂**	**C₃**
	A₁	П	П	П		**A₁**	П	П	П
	A₂	П	С	П		**A₂**	С	Д	С
	A₃	П	С	П		**A₃**	П	С	П

Таблиця 3.2 - База правил технічного стану синхронного генератора

F = F₁		**G₁**	**G₂**	**G₃**	**F = F₂**		**G₁**	**G₂**	**G₃**
	E₁	П	С	П		**E₁**	П	П	П
	E₂	П	Д	П		**E₂**	П	С	П
	E₃	П	С	П		**E₃**	П	П	П

Таблиця 3.3 – База правил оцінки загального технічного стану дизель-генератора

S₁ \ S₂	**Д**	**С**	**П**
1	2	3	4

Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4
Д	ДД	Д	П
С	Д	С	П
П	П	П	ДП

Для побудови функцій приналежності, які кількісно характеризують ступінь приналежність значень діагностичних ознак нечітким термам, було проведено опитування m = 8 експертів зі складу фахівців Дніпровської ГЕС. За отриманими результатами було розраховано ступені приналежності запропонованих експертам значень діагностичних ознак μ(x) за формулою:

$$\mu(x) = \frac{n_i}{m}, \qquad (3.1)$$

де m – загальна кількість опитуваних експертів, n_i – кількість експертів, що дали позитивну відповідь.

Результати опитування та ступені приналежності наведено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати опитування експертів та ступені приналежності нечітких термів

$H_{ол}$– «Рівень оливи»								
$H_{ол}$, мм		25	30	35	40	45	50	55
К-сть відповідей	$H_{ол}$= «Низький»	8	8	7	0	0	0	0
Ст. приналежності		1	1	0,875	0	0	0	0
К-сть відповідей	$H_{ол}$= «Нормальний»	0	0	1	8	8	6	0
Ст. приналежності		0	0	0,125	1	1	0,75	0
К-сть відповідей	$H_{ол}$= «Високий»	0	0	0	0	0	2	8
Ст. приналежності		0	0	0	0	0	0,25	1
$t_{ОХЛ}$- «Температура охолоджувальної рідини»								
$t_{ОХЛ}$, ºС		60	70	80	90	100		
К-сть відповідей	$t_{ОХЛ}$= «Нормальна»	8	8	5	0	0		
Ст. приналежності		1	1	0,625	0	0		
К-сть відповідей	$t_{ОХЛ}$ = «Висока»	0	0	3	8	8		
Ст. приналежності		0	0	0,375	1	1		

Продовження таблиці 3.4

$U_{АКБ}$ – «Напруга акумуляторної батареї»							
$U_{АКБ}$, В		24,5	25,0	25,5	26,0	26,5	
К-сть відповідей	$U_{АКБ}$ = «Низька»	5	0	0	0	0	
Ст. приналежності		0,625	0	0	0	0	
К-сть відповідей	$U_{АКБ}$ = «Нормальна»	3	8	5	2	0	
Ст. приналежності		0,375	1	0,625	0,25	0	
К-сть відповідей	$U_{АКБ}$ = «Висока»	0	0	3	6	8	
Ст. приналежності		0	0	0,375	0,75	1	
dB- «Рівень шуму»							
dB, дБ		90	95	100	105	110	
К-сть відповідей	dB= «Нормальний»	8	8	4	0	0	
Ст. приналежності		1	1	0,5	0	0	
К-сть відповідей	dB = «Високий»	0	0	4	8	8	
Ст. приналежності		0	0	0,5	1	1	
$U_{СГ}$ – «Напруга статора»							
$U_{СГ}$, В		370	380	390	400	410	420
К-сть відповідей	$U_{СГ}$ = «Низька»	8	2	0	0	0	0
Ст. приналежності		1	0,25	0	0	0	0
К-сть відповідей	$U_{СГ}$ = «Нормальна»	0	6	8	8	2	0
Ст. приналежності		0	0,75	1	1	0,25	0
К-сть відповідей	$U_{СГ}$ = «Висока»	0	0	0	0	6	8
Ст. приналежності		0	0	0	0	0,75	1
3U0- «Напруга нульової послідовності»							
3U0, В		0	5	10	15	20	
К-сть відповідей	3U0= «Допустима»	8	8	7	0	0	
Ст. приналежності		1	1	0,875	0	0	
К-сть відповідей	3U0 = «Недопустима»	0	0	1	8	8	
Ст. приналежності		0	0	0,125	1	1	
f– «Частота струму»							
f, Гц		49,25	49,5	49,75	50,0	50,25	50,5	50,75
К-сть відповідей	f= «Низька»	8	8	3	0	0	0	0
Ст. приналежності		1	1	0,375	0	0	0	0
К-сть відповідей	f= «Нормальна»	0	0	5	8	5	0	0
Ст. приналежності		0	0	0,625	1	0,625	0	0
К-сть відповідей	f= «Висока»	0	0	0	0	3	8	8
Ст. приналежності		0	0	0	0	0,375	1	1

За отриманими результатами виконується побудова функцій приналежності нечітких термів. Аналітичний вираз ФП нечітких термів змінної «Рівень оливи»:

$$\mu_{\text{Низький}}(\text{Н}_{\text{ОЛ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{\text{Н}_{\text{ОЛ}} - 34{,}3}{40 - 34{,}3};\ 34{,}3 \le \text{Н}_{\text{ОЛ}} \le 40 \\ 0;\ \text{Н}_{\text{ОЛ}} > 40 \\ 1;\ \text{Н}_{\text{ОЛ}} < 34{,}3 \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\mu_{\text{Нормальний}}(\text{Н}_{\text{ОЛ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{40 - \text{Н}_{\text{ОЛ}}}{40 - 34{,}3};\ 34{,}3 \le \text{Н}_{\text{ОЛ}} \le 40 \\ 1;\ 48{,}4 > \text{Н}_{\text{ОЛ}} > 40 \\ 1 - \frac{\text{Н}_{\text{ОЛ}} - 48{,}4}{55 - 48{,}4};\ 55 \ge \text{Н}_{\text{ОЛ}} \ge 48{,}4 \\ 0;\ \text{Н}_{\text{ОЛ}} > 55 \end{cases} \quad (3.3)$$

$$\mu_{\text{Високий}}(\text{Н}_{\text{ОЛ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{55 - \text{Н}_{\text{ОЛ}}}{55 - 48{,}4};\ 55 \ge \text{Н}_{\text{ОЛ}} \ge 48{,}4 \\ 0;\ \text{Н}_{\text{ОЛ}} < 48{,}4 \\ 1;\ \text{Н}_{\text{ОЛ}} > 55 \end{cases} \quad (3.4)$$

Графічне зображення ФП нечітких термів змінної «Рівень оливи» на рисунку 3.2.

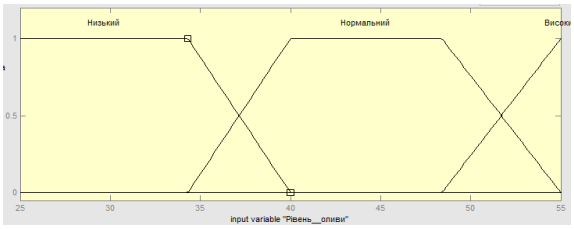


Рисунок 3.2 – ФП нечітких термів змінної «Рівень оливи»

Аналітичний вираз ФП нечітких термів змінної «Температура охолоджувальної рідини»:

$$\mu_{\text{Нормальна}}(t_{\text{ОХЛ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{t_{\text{ОХЛ}} - 74}{90 - 74};\ 74 \le t_{\text{ОХЛ}} \le 90 \\ 0;\ t_{\text{ОХЛ}} > 90 \\ 1;\ t_{\text{ОХЛ}} < 74 \end{cases} \quad (3.5)$$

$$\mu_{\text{Висока}}(t_{\text{ОХЛ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{90 - t_{\text{ОХЛ}}}{90 - 74};\ 90 \geq t_{\text{ОХЛ}} \geq 74 \\ 0;\ t_{\text{ОХЛ}} < 74 \\ 1;\ t_{\text{ОХЛ}} > 90 \end{cases} \quad (3.6)$$

Графічне зображення ФП нечітких термів змінної «Температура охолоджувальної рідини» на рисунку 3.3.



Рисунок 3.3 – ФП нечітких термів змінної «Температура охолоджувальної рідини»

Аналітичний вираз ФП нечітких термів змінної «Напруга акумуляторної батареї»:

$$\mu_{\text{Низька}}(U_{\text{АКБ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{U_{\text{АКБ}} - 24{,}3}{25 - 24{,}3};\ 24{,}3 \leq U_{\text{АКБ}} \leq 25 \\ 0;\ U_{\text{АКБ}} > 25 \\ 1;\ U_{\text{АКБ}} < 24{,}3 \end{cases} \quad (3.7)$$

$$\mu_{\text{Нормальна}}(U_{\text{АКБ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{25 - U_{\text{АКБ}}}{25 - 24{,}3};\ 24{,}3 \leq U_{\text{АКБ}} \leq 25 \\ 1;\ 25{,}3 > U_{\text{АКБ}} > 25 \\ 1 - \frac{U_{\text{АКБ}} - 25{,}3}{26{,}3 - 25{,}3};\ 26{,}3 \geq U_{\text{АКБ}} \geq 25{,}3 \\ 0;\ U_{\text{АКБ}} > 26{,}3 \end{cases} \quad (3.8)$$

$$\mu_{\text{Висока}}(U_{\text{АКБ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{26{,}3 - U_{\text{АКБ}}}{26{,}3 - 25{,}3};\ 26{,}3 \geq U_{\text{АКБ}} \geq 25{,}3 \\ 0;\ U_{\text{АКБ}} < 25{,}3 \\ 1;\ U_{\text{АКБ}} > 26{,}3 \end{cases} \quad (3.9)$$

Графічне зображення ФП нечітких термів змінної «Напруга акумуляторної батареї» на рисунку 3.4.

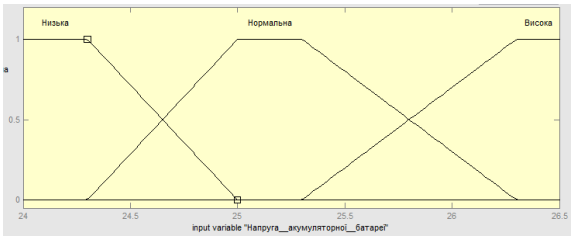


Рисунок 3.4 – ФП нечітких термів змінної «Напруга акумуляторної батареї»

Аналітичний вираз ФП нечітких термів змінної «Рівень шуму»:

$$\mu_{\text{Нормальний}}(dB) = \begin{cases} 1 - \frac{dB-95}{105-95};\ 95 \le dB \le 105 \\ 0;\ dB > 105 \\ 1;\ dB < 95 \end{cases} \quad (3.10)$$

$$\mu_{\text{Високий}}(dB) = \begin{cases} 1 - \frac{105-dB}{105-95};\ 105 \ge dB \ge 95 \\ 0;\ dB < 95 \\ 1;\ dB > 105 \end{cases} \quad (3.11)$$

Графічне зображення ФП нечітких термів змінної «Рівень шуму» на рисунку 3.5.

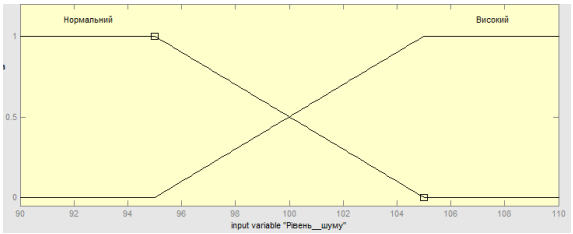


Рисунок 3.5 – ФП нечітких термів змінної «Рівень шуму»

Терми вихідних змінних визначено за інтервалами шкали Харрінгтона [1]:

- Д = «добрий» = [0,5; 1,0];

- С = «середній» = [0,2; 0,8];

- П = «поганий» = [0; 0,5],

Аналітичний вираз ФП вихідної змінної нечіткої моделі першого рівня:

$$\mu_{Д}(S) = \begin{cases} 1 - \frac{0,8-S}{0,8-0,5};\ 0,5 \le S \le 0,8 \\ 1;\ S > 0,8 \\ 0;\ S < 0,5 \end{cases} \quad (3.12)$$

$$\mu_{С}(S) = \begin{cases} 1 - \frac{S-0,5}{0,8-0,5};\ 0,5 \le S \le 0,8 \\ 1 - \frac{0,5-S}{0,8-0,5};\ 0,5 \ge S \ge 0,8 \\ 0;\ 0,2 > S > 0,8 \end{cases} \quad (3.13)$$

$$\mu_{П}(S) = \begin{cases} 1 - \frac{S-0,2}{0,5-0,2};\ 0,2 \le S \le 0,5 \\ 1;\ S \le 0,2 \\ 0;\ S > 0,5 \end{cases} \quad (3.14)$$

Графічне зображення ФП вихідних нечітких термів змінної «Технічний стан дизельного двигуна» на рисунку 3.6.

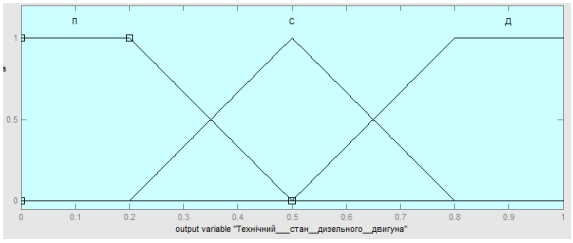


Рисунок 3.6– ФП вихідних нечітких термів змінної «Технічний стан дизельного двигуна»

Реалізація нечіткої моделі виконується за допомогою програмного забезпечення Matlab, у модулі FuzzyLogicTolbox. Моделі першого та другого

рівнів були задані у FISEditor та зведені до дворівневої моделі за допомогою програмного модуля Simulink.

На рисунках 3.7-3.8 представлені програмні вікна FISEditor задання функцій приналежності моделей оцінки технічного стану дизельного двигуна та задання бази правил у вигляді «ЯКЩО-ТО».

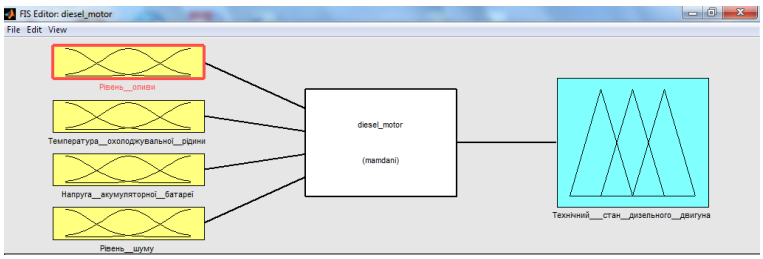


Рисунок 3.7 – Вікно задання ФП нечіткої моделі оцінки технічного стану дизельного двигуна

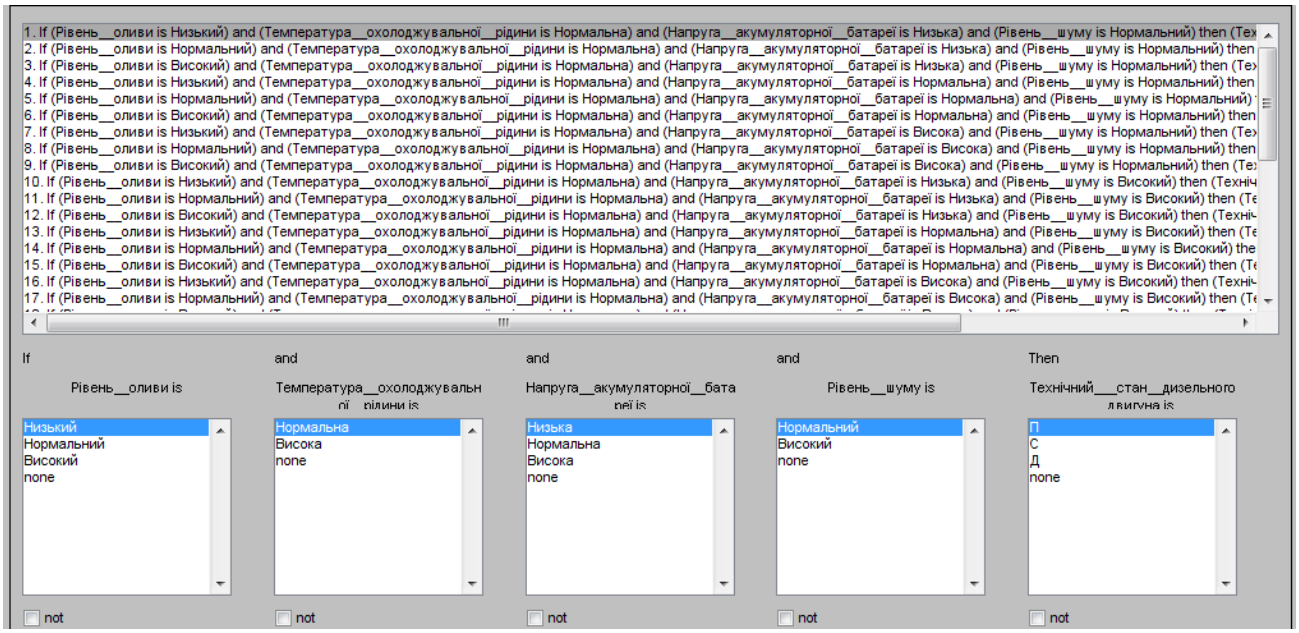


Рисунок 3.8 – Вікно задання бази правил оцінки технічного стану дизельного двигуна

Аналогічно робиться аналітичний опис функцій приналежності для синхронного генератора.

Аналітичний вираз ФП нечітких термів змінної «Напруга статора»:

$$\mu_{\text{Низька}}(U_{\text{СГ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{U_{\text{СГ}} - 370}{383{,}3 - 370};\ 370 \le U_{\text{СГ}} \le 383{,}3 \\ 0;\ U_{\text{СГ}} > 383{,}3 \\ 1;\ U_{\text{СГ}} < 370 \end{cases} \quad (3.15)$$

$$\mu_{\text{Нормальна}}(U_{\text{СГ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{383{,}3 - U_{\text{СГ}}}{383{,}3 - 370};\ 370 \le U_{\text{СГ}} \le 383{,}3 \\ 1; 400 > U_{\text{СГ}} > 383{,}3 \\ 1 - \frac{U_{\text{СГ}} - 400}{413{,}3 - 400}; 413{,}3 \ge U_{\text{СГ}} \ge 400 \\ 0;\ U_{\text{СГ}} > 413{,}3 \end{cases} \quad (3.16)$$

$$\mu_{\text{Висока}}(U_{\text{СГ}}) = \begin{cases} 1 - \frac{413{,}3 - U_{\text{СГ}}}{413{,}3 - 400};\ 413{,}3 \ge U_{\text{СГ}} \ge 400 \\ 0;\ U_{\text{СГ}} < 400 \\ 1;\ U_{\text{СГ}} > 413{,}3 \end{cases} \quad (3.17)$$

Графічне зображення ФП нечітких термів змінної «Напруга статора» на рисунку 3.9.

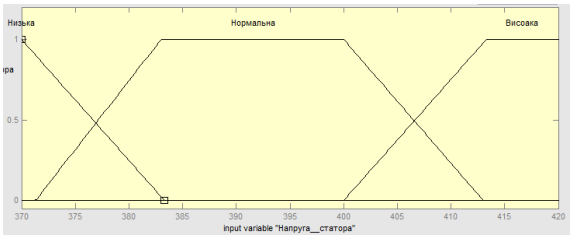


Рисунок 3.9 – ФП нечітких термів змінної «Напруга статора»

Аналітичний вираз ФП нечітких термів змінної «Напруга нульової послідовності»:

$$\mu_{\text{Допустима}}(3U0) = \begin{cases} 1 - \frac{3U0-9,8}{15-9,8};\ 9,8 \le 3U0 \le 15 \\ 0;\ 3U0 > 15 \\ 1;\ 3U0 < 9,8 \end{cases} \quad (3.18)$$

$$\mu_{\text{Недопустима}}(3U0) = \begin{cases} 1 - \frac{15-3U0}{15-9,8};\ 15 \ge dB \ge 9,8 \\ 0;\ 3U0 < 9,8 \\ 1;\ 3U0 > 15 \end{cases} \quad (3.19)$$

Графічне зображення ФП нечітких термів змінної «Напруга нульової послідовності» на рисунку 3.10.

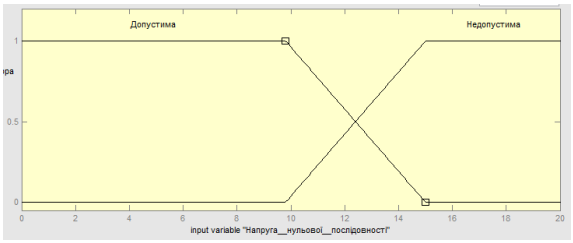


Рисунок 3.10 – ФП нечітких термів змінної «Напруга нульової послідовності»

Аналітичний вираз ФП нечітких термів змінної «Частота струму»:

$$\mu_{\text{Низька}}(f) = \begin{cases} 1 - \frac{f-49,5}{49,9-49,5};\ 49,5 \le f \le 49,9 \\ 0; f > 49,9 \\ 1;\ f < 49,5 \end{cases} \quad (3.20)$$

$$\mu_{\text{Нормальна}}(f) = \begin{cases} 1 - \frac{49,9-f}{49,9-49,5};\ 49,5 \le f \le 49,9 \\ 1; 50,1 > f > 49,9 \\ 1 - \frac{f-50,1}{50,5-50,1}; 50,5 \ge f \ge 50,1 \\ 0;\ f > 50,5 \end{cases} \quad (3.21)$$

$$\mu_{\text{Висока}}(f) = \begin{cases} 1 - \frac{50{,}5 - f}{50{,}5 - 50{,}1};\ 50{,}5 \geq f \geq 50{,}1 \\ 0; f < 50{,}1 \\ 1;\ f > 50{,}5 \end{cases} \quad (3.22)$$

Графічне зображення ФП нечітких термів змінної «Частота струму» на рисунку 3.11.



Рисунок 3.11 – ФП нечітких термів змінної «Частота струму»

Аналогічно до ФП вихідної нечіткої змінної технічного стану дизельного двигуна, за виразами 3.12-3.14 задається ФП вихідної нечіткої змінної технічного стану синхронного генератора, графічне зображення якої представлено на рисунку 3.12.

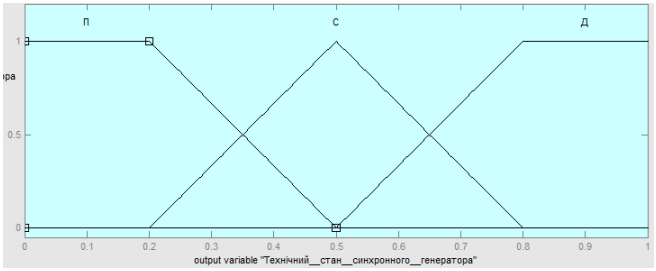


Рисунок 3.12 – ФП вихідних нечітких термів змінної «Технічний стан синхронного генератора»

Аналогічно до моделі дизельного двигуна реалізується модель синхронного генератора за допомогою модулю FuzzyLogicTolbox. Вікно задання

ФП нечіткої моделі та формування бази правил показані на рисунках 3.13-3.14 відповідно.

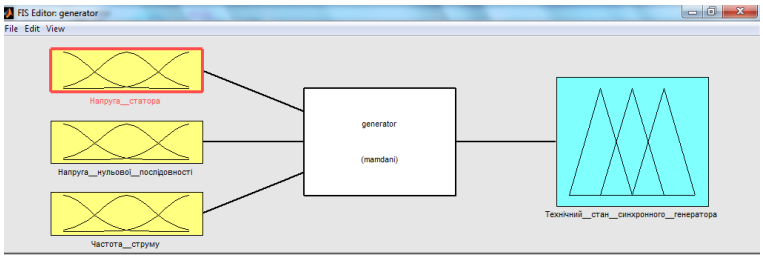


Рисунок 3.13 – Вікно задання ФП нечіткої моделі оцінки технічного стану синхронного генератора

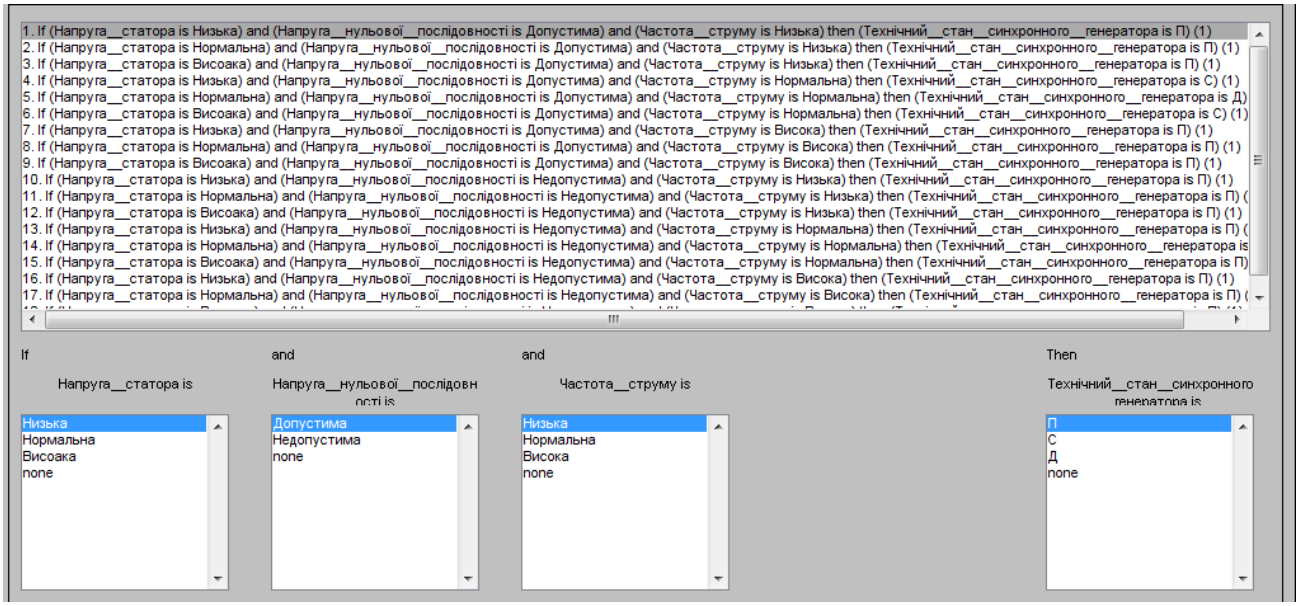


Рисунок 3.14 - Вікно задання бази правил оцінки технічного стану синхронного генератора

Отримані за виразами 3.12-3.14 ФП вихідні нечіткі змінні моделей першого рівня, є вхідними змінними для нечіткої моделі другого рівня. Терми вихідних змінних визначено за інтервалами шкали Харрінгтона [1]:

- ДД = «дуже добрий» = [0,72; 1,0];

- Д = «добрий» = [0,5; 0,9];

- С = «середній» = [0,28; 0,72];

- П = «поганий» = [0,1; 0,5];

- ДП = «дуже поганий» = [0,0; 0,28],

Аналітичний вираз ФП вихідної змінної нечіткої моделі першого рівня:

$$\mu_{\text{ДД}}(S) = \begin{cases} 1 - \frac{0,9-S}{0,9-0,72};\ 0,72 \le S \le 0,9 \\ 1;\ S > 0,9 \\ 0;\ S < 0,72 \end{cases} \quad (3.23)$$

$$\mu_{\text{Д}}(S) = \begin{cases} 1 - \frac{0,72-S}{0,72-0,5};\ 0,72 \ge S \ge 0,5 \\ 1 - \frac{S-0,72}{0,9-0,72}; 0,72 \le S \le 0,9 \\ 0;\ 0,5 > S > 0,9 \end{cases} \quad (3.24)$$

$$\mu_{\text{С}}(S) = \begin{cases} 1 - \frac{0,28-S}{0,28-0,1};\ 0,1 \le S \le 0,28 \\ 1 - \frac{S-0,28}{0,5-0,28};\ 0,28 \le S \le 0,5 \\ 0;\ 0,28 > S > 0,72 \end{cases} \quad (3.25)$$

$$\mu_{\text{П}}(S) = \begin{cases} 1 - \frac{0,28-S}{0,28-0,1};\ 0,1 \le S \le 0,28 \\ 1 - \frac{S-0,28}{0,5-0,28};\ 0,28 \le S \le 0,5 \\ 0;\ 0,1 > S > 0,28 \end{cases} \quad (3.26)$$

$$\mu_{\text{ДП}}(S) = \begin{cases} 1 - \frac{S-0,1}{0,28-0,1};\ 0,1 \le S \le 0,28 \\ 1;\ S \le 0,1 \\ 0;\ S > 0,28 \end{cases} \quad (3.27)$$

Графічне зображення ФП вихідних нечітких термів моделі другого рівня на рисунку 3.15.

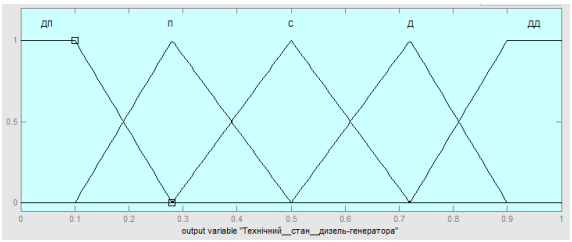


Рисунок 3.15 – ФП вихідних нечітких термів нечіткої моделі другого рівня

Вікно задання функції приналежності моделі другого рівня у FuzzyLogicTolbox та вікно бази правил представлені на рисунках 3.16-3.17 відповідно.

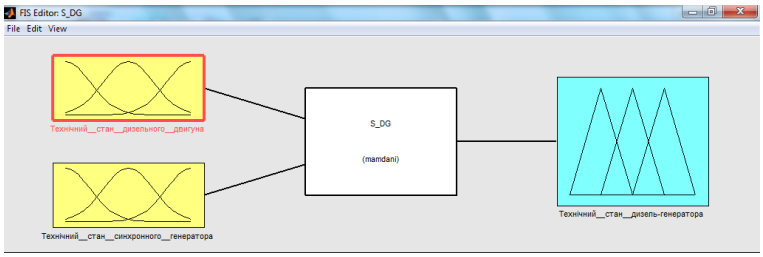


Рисунок 3.16 – Вікно задання ФП нечіткої моделі оцінки загального технічного стану дизель-генератор

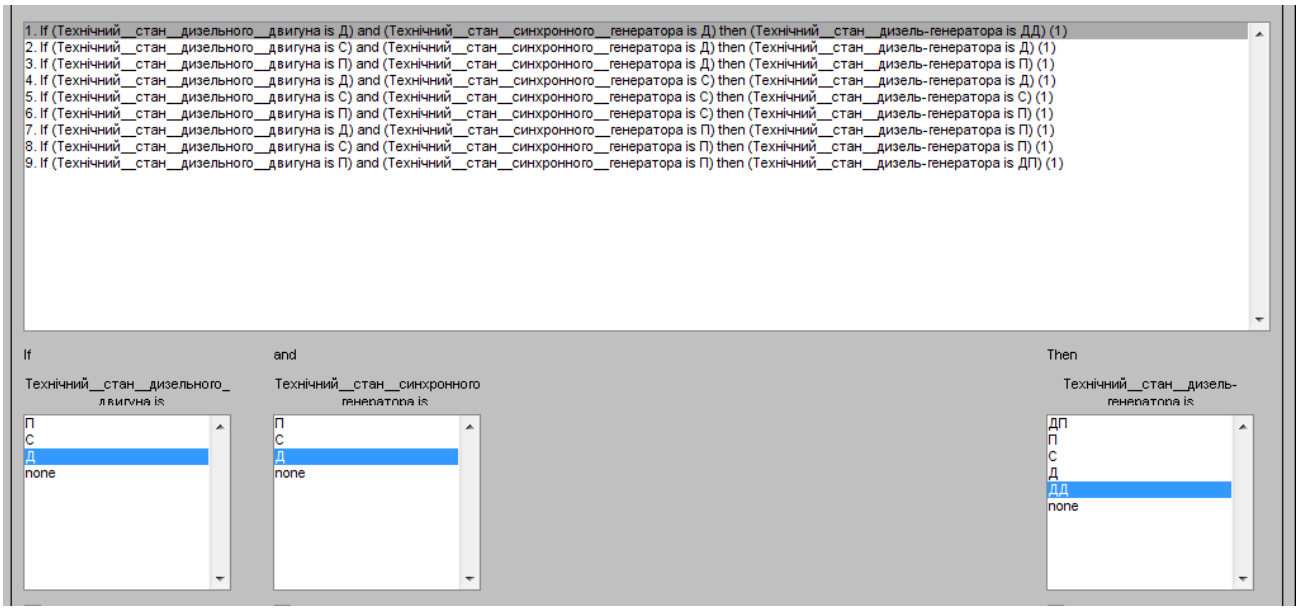


Рисунок 3.17 – Задання бази правил оцінки загального технічного стану дизель-генератора

Дворівнева нечітка модель оцінки технічного стану дизель-генератора реалізована за допомогою Matlab Simulink представлена на рисунку 3.18.

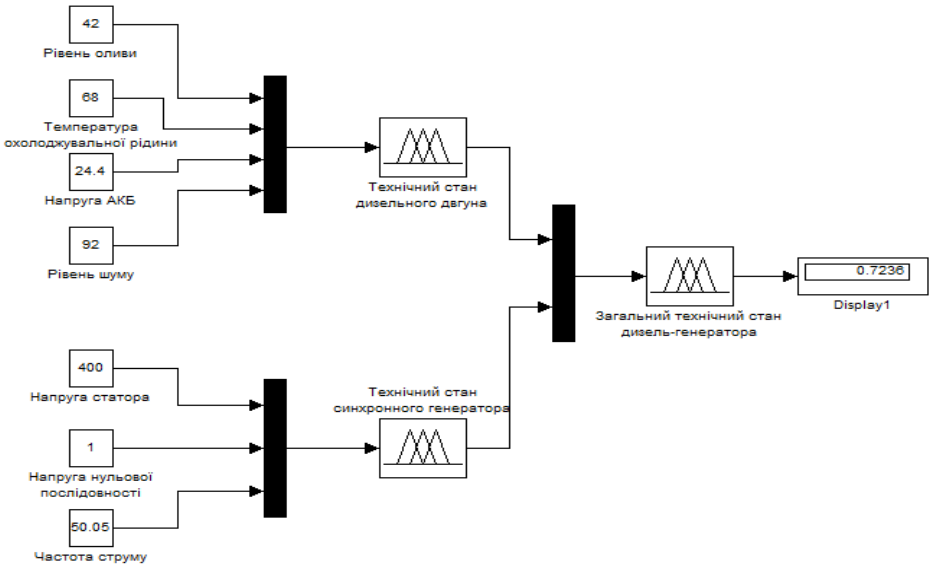


Рисунок 3.18 – Нечітка модель оцінки технічного стану дизель-генератора Matlab

Оцінювання технічного стану здійснюється для дизель-генераторів що безпосередньо підключені до мережі власних потреб та можуть резервувати її живлення.

Результат моделювання та вихідні параметри дизель-генератора представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Параметри та результати оцінювання технічного стану дизель-генераторів

Параметри	Позначення	ДГ1	ДГ2	ДГ3	ДГ7
Рівень оливи, мм	$H_{ол}$	35	38	36	42
Температура охолоджувальної рідини, ºС	$t_{ОХЛ}$	72	81	76	68
Напруга акумуляторної батареї, В	$U_{АКБ}$, В	24,6	24,2	23,8	24,4
Рівень шуму, дБ	dB	96	100	90	92
Напруга статора, В	$U_{СГ}$	390	390	380	400
Напруга нульової послідовності, В	3U0	1,1	2,1	1,8	1
Частота струму, Гц	f	49,9	50,1	50	50,05
Технічний стан, в. о.	S	0,526	0,511	0,452	0,724

Оцінювання технічного стану трансформаторів

Модель оцінки технічного стану трансформатора описана у Розділі 1, підрозділі 1.2. дана модель є трирівневою, на першому рівні визначаються електричні, хімічні та фізичні характеристики трансформаторної оливи, на другому рівні виконується порівняльний фізико-хімічний аналіз оливи з

урахуванням її температури, на третьому рівні визначається кількісне значення технічного стану трансформатору.

Модель реалізується за допомогою програмного забезпечення Matlab Simulink, нечітка модель представлена на рисунку 3.19.

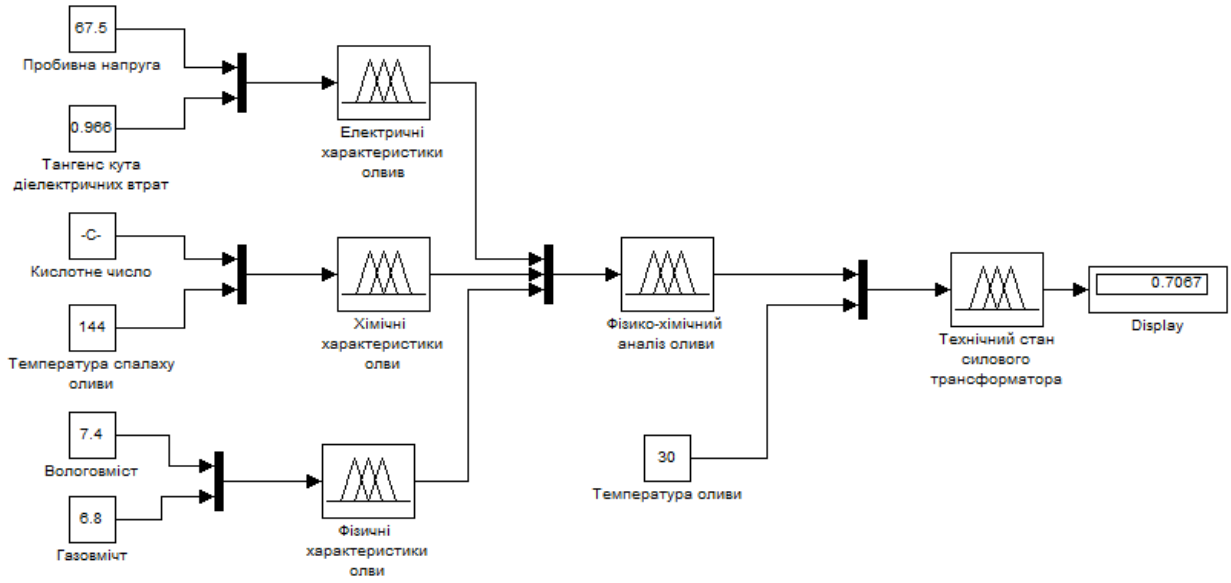


Рисунок 3.19 – Модель оцінки ТС оливо наповненого трансформатора

Оцінка технічного стану здійснюється для трансформаторів, від яких здійснюється живлення та резервування його від дизель-генераторів для мережі власних потреб. До таких трансформаторів належать:

- трансформатори власних потреб Т1 та Т2;
- трансформатори пунктів живлення 5Т3, 2Т та 6Т.

Вихідні параметри та результати моделювання представлені у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Параметри та результати оцінювання технічного стану трансформаторів ВП

Параметри	Позначення	Т1	Т2	5Т3	6Т	2Т
1	2	3	4	5	6	7

Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6	7
Пробивна напруга, кВ	$U_{ПР}$	59,1	59,3	61,3	68,7	67,5
Тангенс кута діелектричних втрат, %	tgδ	2,274	0,892	1,64	1,44	0,966
Кислотне число, мг/г	КОН	0,0564	0,046	0,0043	0,0096	0,0225
Температура спалаху оливи, ºС	$t^{o}_{СП}$	143	145	132	131	144
Вологовміст, г/т	W	11,8	0,9	7,7	14,2	7,4
Газовміст, %	С	8,37	8,04	7,7	8,03	6,8
Температура оливи, ºС	$t^{o}_{ОЛИВИ}$	44	44	32	38	30
Технічний стан, в. о.	S	0,624	0,624	0,707	0,706	0,708

Оцінювання технічного стану силових вимикачів

Модель оцінки технічного силових вимикачів описана у Розділі 1, підрозділі 1.2. дана модель є однорівневою, за вхідними даними якої здійснюється кількісне оцінювання технічного стану.

Оцінювання технічного стану здійснюється для вимикачів, що виконують функцію комутації в колах з живлення та його резервування мережі власних потреб. До таких вимикачів належать:

- елегазові вимикачі ЕВ Т-1 та ЕВ Т-2 з «високої» сторони трансформаторів ВП Т1 та Т2 відповідно;

- електромагнітні вимикачів Т-31 та Т-32 з «низької» сторони живлення трансформаторів ВП Т1 та Т2 відповідно;

- електромагнітні вимикачі С-31 та С-32 якими здійснюється секціонування мережі ВП;

- електромагнітні вимикачі Ф-3, Ф-10, Ф-17 пунктів живлення від яких здійснюється резервування від дизель-генератори;

- електромагнітний вимикач ГГ-10 генератора власних потреб.

Модель реалізується за допомогою програмного забезпечення Matlab Simulink, нечітка модель представлена на рисунку 3.20.

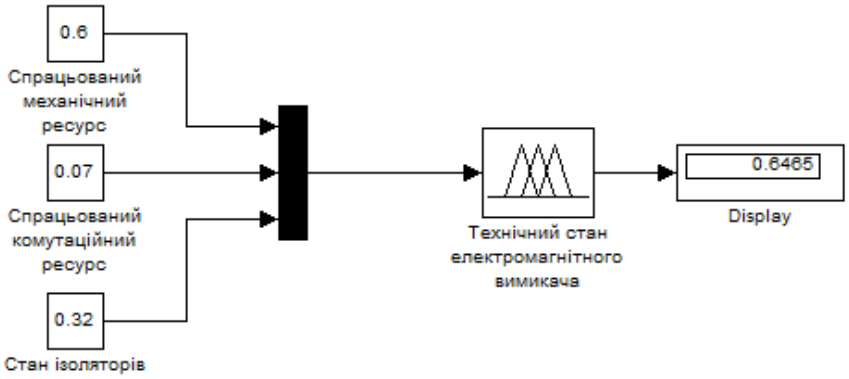


Рисунок 3.20 – Модель оцінки ТС електромагнітного вимикача

Для моделі елегазового вимикача додається додатковий контрольований параметр «Тиск елегазу». Модель оцінки ТС елегазового вимикача представлена на рисунку 3.21.

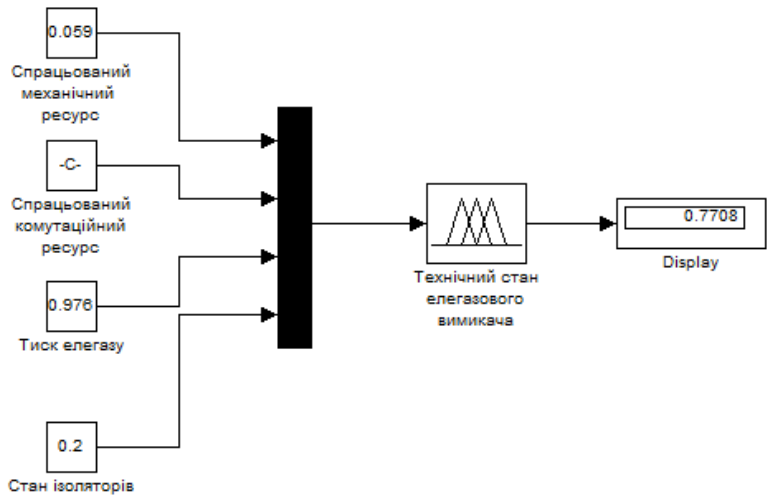


Рисунок 3.21 – Модель оцінки ТС елегазового вимикача

Вихідні параметри та результати моделювання технічного стану електромагнітних вимикачів представлено у таблиці 3.7

Таблиця 3.7 – Параметри та результати оцінювання технічного стану електромагнітних вимикачів

Параметри	Спрацьований механічний ресурс, в. о.	Спрацьований комутаційний ресурс, в. о.	Стан ізоляторів, в. о.	Технічний стан, в. о.
Позначення	$R_{МЕХ}$	$R_{КОМ}$	$I_{ІЗОЛ}$	S
Ф-3	0,74	0,1	0,2	0,547
Ф-10	0,58	0,04	0,4	0,617
Ф-17	0,68	0,12	0,28	0,545
Т-31	0,81	0,006	0,1	0,576
Т-32	0,77	0,12	0,1	0,504
С-31	0,54	0,02	0,28	0,664
С-32	0,48	0,05	0,4	0,617
ГГ-10	0,6	0,07	0,32	0,646

Вихідні параметри та результати моделювання технічного стану елегазвоих вимикачів представлено у таблиці 3.8

Таблиця 3.8 - Параметри та результати оцінювання технічного стану елегазових вимикачів

Параметри	Спрацьований механічний ресурс, в. о.	Спрацьований комутаційний ресурс в. о.	Стан ізоляторів в. о.	Тиск елегазу, в. о.	Технічний стань в. о.
Позначення	$R_{МЕХ}$	$R_{КОМ}$	$I_{ІЗОЛ}$	P_{SF6}	S
ЕВ Т-1	0,082	0,0001	0,1	0,953	0,715
ЕВ Т-2	0,059	0,00001	0,2	0,976	0,771

Оцінювання технічного стану силових кабелів

Модель оцінки технічного силових вимикачів описана у Розділі 1, підрозділі 1.2. дана модель є дворівневою, на першому рівні якої визначаються параметри періодичних випробувань та параметри, що контролюються в режимі on-line. На другому рівні моделі за отриманим значеннями першого відбувається порівняльне оцінювання технічного стану силового кабелю.

Модель реалізується за допомогою програмного забезпечення Matlab Simulink, нечітка модель представлена на рисунку 3.22.

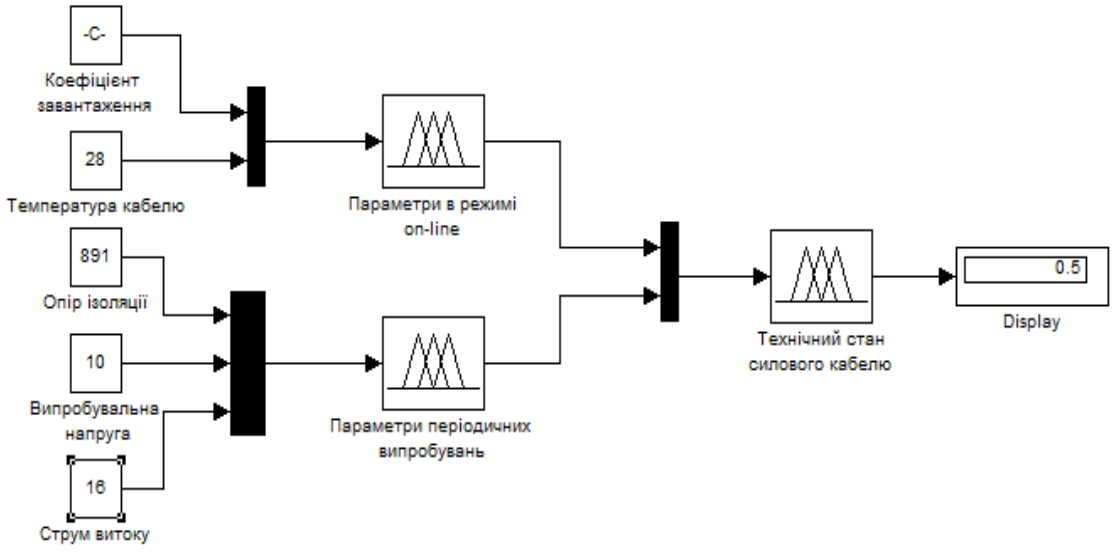


Рисунок 3.22 – Модель оцінки технічного стану силового кабелю

Оцінювання технічного стану здійснюється для силових кабелів по яких відбувається живлення та його резервування мережі ВП, до яких належать фідери Ф-3, Ф-10, Ф-17, ГГ-10 та силові кабелі Т-31 та Т-32. Вихідні параметри та результати моделювання представлені у таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Параметри та результати оцінювання технічного стану силових кабелів

Параметри	Позначення	Ф-3	Ф-10	Ф-17	ГГ-10	Т-31	Т-32
Коефіцієнт завантаження, %	$K_{ЗАВ}$	0,0526	0,087	0,147	0,278	0,581	0,116
Температура кабелю, ºС	$t_{КЛ}$	28	6	10	10	15	16
Опір ізоляції, МОм	$R_{ІЗОЛ}$	891	160000	1880	10000	650	589
Випробувальна напруга, кВ	$U_{ВИП}$	10	12	10	12	7,5	7,5
Струм витоку, мкА	$I_{ВИТ}$	16	12	9	12	12	10
Технічний стан кабелю, в. о.	S	0,500	0,723	0,82	0,731	0,722	0,702

Оцінювання технічного стану генератора власних потреб

Модель оцінки технічного стану генератора власних потреб описана у Розділі 1 підрозділі 1.2. Дана модель є дворівневою, на першому рівні якої визначаються тепловий, вібраційний та електричний стан обмотки статора, на другому рівні – загальний технічний стан обмотки статора.

Модель реалізується за допомогою програмного забезпечення Matlab Simulink, нечітка модель представлена на рисунку 3.23.

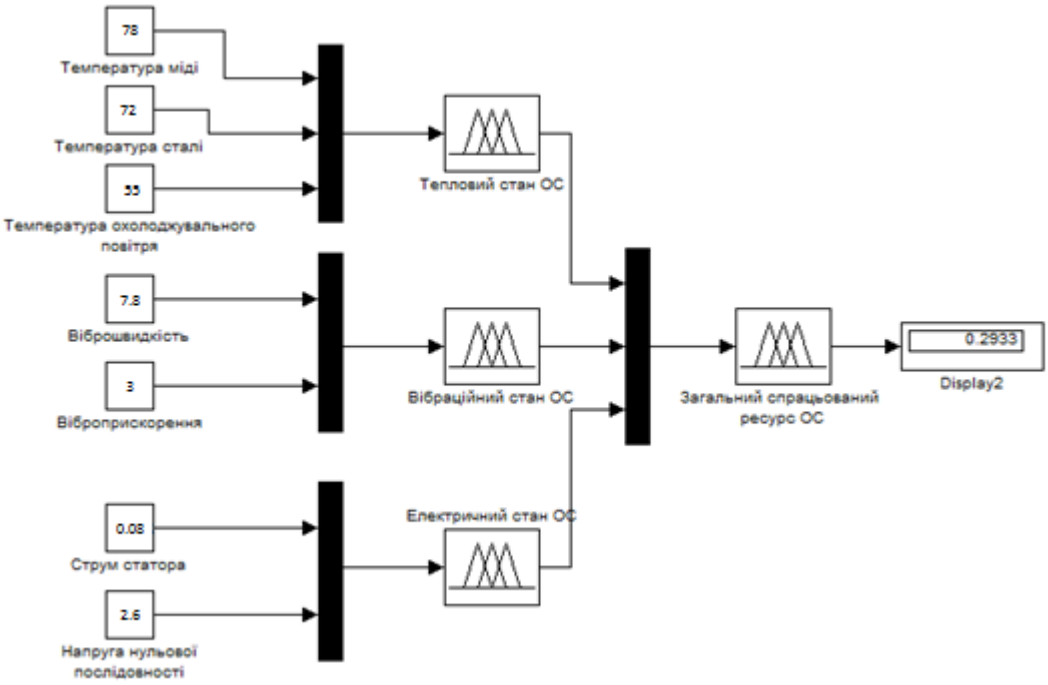


Рисунок 3.23 – Нечітка модель оцінювання ОС генератора

Вихідні параметри та результати моделювання технічного стану генератора власних потреб представлено у таблиці 3.10

Таблиця 3.10 – Параметри та результати оцінювання технічного стану обмотки статора генератора

Параметри	Позначення	Значення
Температура міді ОС, ºС	$t_{мідь}$	78
Температура сталі ОС, ºС	$t_{сталь}$	72
Температура охолоджувального повітря, ºС	$t_{повітря}$	55
Віброшвидкість статора, мм/с	W1	7,8
Віброприскорення статора, м/с^2	W2	3,0
Струм статора, кА	$I_{статора}$	0,59
Напруга нульової послідовності, В	3U0	2,6
Технічний стан, в. о.	S	0,293

3.2 Визначення імовірності відмови елементів мережі власних потреб ГЕС на інтервалі часу

Визначення імовірності відмови виконується для обладнання яке здійснює живлення та забезпечує його резервування для мережі ВП ГЕС для якого у минулому підрозділі було визначено кількісне значення технічного стану.

Отримана кількісна оцінка технічного стану дизель-генератора буде використана для оцінки умовної імовірності відмови конкретної одиниці обладнання на інтервалі часу, а саме для уточнення безумовної імовірності відмови дизель-генератора, визначеною за статистичною інтегральної функцією розподілу імовірності відмов дизель-генераторів.

Для побудови функції розподілу імовірності відмови дизель-генератора використано статистичні дані щодо відмов дизель-генераторів протягом 12 років [36]. Значення функції розподілу імовірності відмови дизель-генератора *f(t)* по роках визначаються за виразом:

$$f(t_i) = \frac{n_i}{\sum n_i}, \tag{3.28}$$

де n_i – кількість відмов за визначений період (рік), $\sum n_i$ – сумарна кількість відмов протягом всього часу спостереження.

Інтегральна функція розподілу імовірності відмов дизель-генераторів $F(t)$будується на підставі отриманої функції *f(t)* за наступним виразом:

$$F(t_i) = F(t_{i-1}) + f(t_i);\ \ \mathrm{i} = 1, \dots, n; \tag{3.29}$$

де n – кількість років спостереження.

Результати розрахунків представлені у таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Розрахунок інтегральної функції $F(t)$

Рік	Кількість відмов	Значення функції $f(t)$	Значення інтегральної функції $F(t)$
0	0	0	0
1	9	0,106	0,106
2	13	0,153	0,259
3	2	0,024	0,282
4	7	0,082	0,365
5	14	0,165	0,530
6	2	0,024	0,553
7	7	0,082	0,635
8	2	0,024	0,659
9	4	0,047	0,706
10	8	0,094	0,800
11	8	0,094	0,894
12	9	0,106	1,000

За отриманими статистичними даними будується інтегральна функція розподілу імовірності відмови *F(t)* дизель генераторів, за якою в подальшому буде визначатись безумовна імовірність відмови дизель-генератора на інтервалі часу $p(H_1)$. Функція імовірності розподілу відмови представлена на рисунку 3.24.

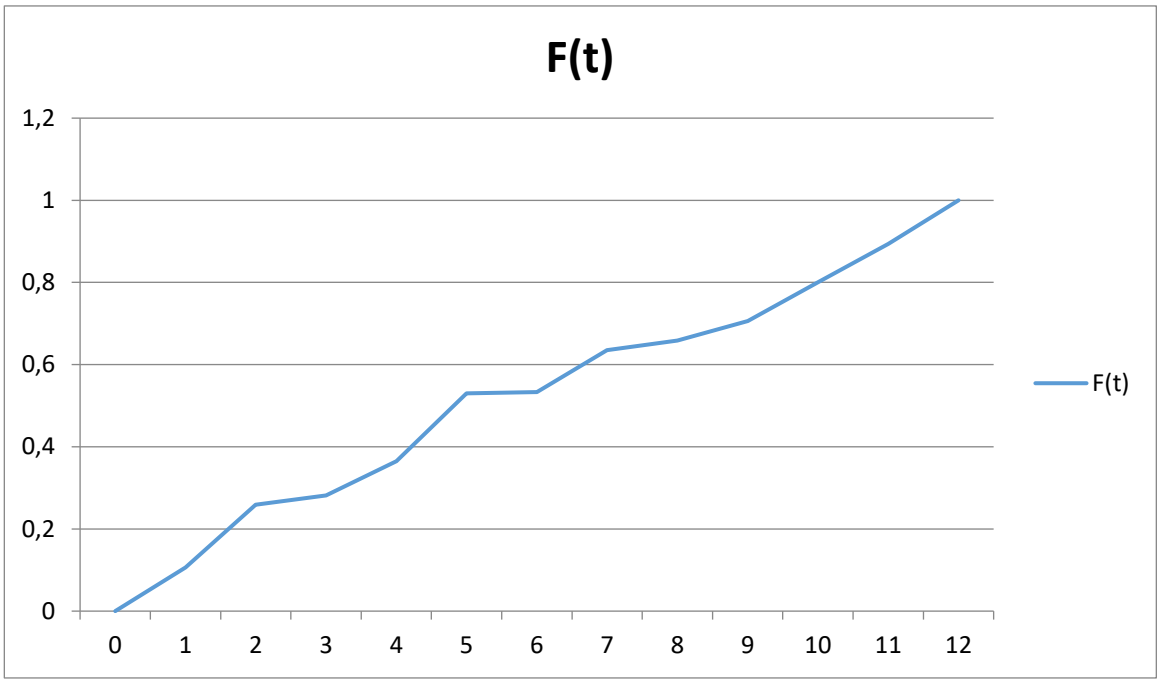


Рисунок 3.24 – Інтегральна функція розподілу імовірності відмови F(t) дизель генераторів

Проведемо визначення імовірності відмови дизель-генератора на прикладі ДГ1, для якого було визначено загальний технічний стан за допомогою нечіткої моделі за методом [36]. Апріорна (безумовна) імовірність відмови дизель-генератора на інтервалі часу Δt = 1 рік, враховуючи працездатний стан дизель-генератора в момент часу t_1 визначається за отриманою інтегральною функцією *F(t)*.

$$p(H_1) = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{1 - F(t_1)} \tag{3.30}$$

$$p(H_1) = \frac{0{,}894 - 0{,}8}{1 - 0{,}8} = 0{,}47$$

де $F(t_1)$ та $F(t_2)$ визначені з графіку $F(t)$ для моментів часу t_1 та t_2.

В якості апріорної (безумовної) імовірності безвідмовної роботи дизель-генератора на інтервалі часу Δt = 1 рік приймаємо:

$$p(H_2) = 1 - p(H_1) \tag{3.31}$$
$$p(H_2) = 1 - 0{,}47 = 0{,}53$$

Для оцінки імовірності відмови $p(\text{В}/H_1)$ виконується максмінна композиція X та Y_p . для цього, за методом Сааті[16] будуються матриці причинних відносин R_P таR_Q:

$$P_P = R_P \circ S = \begin{bmatrix} 0{,}835 & 0{,}138 & 0{,}005 & 0{,}004 & 0{,}005 \\ 0{,}103 & 0{,}778 & 0{,}093 & 0{,}040 & 0{,}019 \\ 0{,}037 & 0{,}062 & 0{,}734 & 0{,}112 & 0{,}050 \\ 0{,}018 & 0{,}015 & 0{,}156 & 0{,}755 & 0{,}133 \\ 0{,}006 & 0{,}007 & 0{,}013 & 0{,}089 & 0{,}793 \end{bmatrix} \circ \begin{bmatrix} 0{,}0 \\ 0{,}0 \\ 0{,}882 \\ 0{,}118 \\ 0{,}0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0{,}005 \\ 0{,}093 \\ 0{,}734 \\ 0{,}156 \\ 0{,}089 \end{bmatrix} \tag{3.32}$$

Вирішення на інтервалі приналежності визначається за формулою:

$$Y_{P0} = \frac{\sum_{i=1}^{10} P_{Pi} \cdot Y_P}{\sum_{i=1}^{10} P_{Pi}} \tag{3.33}$$
$$Y_{P0} = \frac{0{,}1 \cdot 0{,}005 + 0{,}28 \cdot 0{,}093 + 0{,}5 \cdot 0{,}734 + 0{,}72 \cdot 0{,}156 + 0{,}9 \cdot 0{,}089}{2{,}5} = 0{,}586$$

Тоді, величина умовної імовірності відмови$p(B/H_1)$:

$$p(B/H_1) = Y_{Pimin} + Y_{P0} \cdot (Y_{Pimax} - Y_{Pimin}) \tag{3.34}$$
$$p(B/H_1) = 0{,}36 + 0{,}586 \cdot (0{,}64 - 0{,}36) = 0{,}524$$

Аналогічно визначається умовна імовірність $p(B/H_2)$:

$$P_Q = R_Q \circ S = \begin{bmatrix} 0{,}005 & 0{,}004 & 0{,}005 & 0{,}138 & 0{,}792 \\ 0{,}020 & 0{,}041 & 0{,}100 & 0{,}774 & 0{,}139 \\ 0{,}048 & 0{,}128 & 0{,}739 & 0{,}065 & 0{,}042 \\ 0{,}161 & 0{,}743 & 0{,}138 & 0{,}017 & 0{,}022 \\ 0{,}766 & 0{,}084 & 0{,}018 & 0{,}006 & 0{,}006 \end{bmatrix} \circ \begin{bmatrix} 0{,}0 \\ 0{,}0 \\ 0{,}882 \\ 0{,}118 \\ 0{,}0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0{,}118 \\ 0{,}118 \\ 0{,}739 \\ 0{,}138 \\ 0{,}018 \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Вирішення на інтервалі приналежності за (33):

$$Y_{Q0} = \frac{0{,}1 \cdot 0{,}118 + 0{,}28 \cdot 0{,}118 + 0{,}5 \cdot 0{,}739 + 0{,}72 \cdot 0{,}138 + 0{,}9 \cdot 0{,}018}{2{,}5} = 0{,}53$$

Величина умовної імовірності $p(B/H_2)$ за (34):

$$p(B/H_2) = 0{,}36 + 0{,}53 \cdot (0{,}64 - 0{,}36) = 0{,}508$$

З урахуванням загального технічного стану дизель-генератора імовірність його відмови на інтервалі часу $\Delta t = 1$ рік становить:

$$p(H_1/B) = \frac{p(H_1) \cdot p(B/H_1)}{p(H_1) \cdot p(B/H_1) + p(H_2) \cdot p(B/H_2)} \quad (3.36)$$

$$p(H_1/B) = \frac{0{,}47 \cdot 0{,}524}{0{,}47 \cdot 0{,}524 + 0{,}53 \cdot 0{,}508} = 0{,}478$$

Аналогічно визначається імовірність відмови іншого обладнання мережі ВП. Результати розрахунку представлені у таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Імовірність відмови обладнання мережі власних потреб на інтервалі часу

Обладнання	$p(H_1)$	$p(H_2)$	$p(B/H_1)$	$p(B/H_2)$	$p(H_1/B)$
1	2	3	4	5	6

Продовження таблиці 3.12

1	2	3	4	5	6
Дизель-генератори					
ДГ1	0,470	0,530	0,524	0,508	0,478
ДГ2	0,006	0,994	0,514	0,505	0,006
ДГ3	0,183	0,817	0,518	0,537	0,178
ДГ7	0,171	0,829	0,225	0,685	0,063
Силові трансформатори					
Т1	0,432	0,568	0,565	0,502	0,461
Т2	0,432	0,568	0,565	0,502	0,461
5Т3	0,252	0,748	0,336	0,691	0,140
2Т	0,416	0,584	0,336	0,691	0,257
6Т	0,416	0,584	0,336	0,692	0,257
Вимикачі					
Ф-3	0,250	0,750	0,536	0,516	0,257
Ф-10	0,250	0,750	0,563	0,503	0,271
Ф-17	0,250	0,750	0,534	0,516	0,257
Т-31	0,250	0,750	0,551	0,515	0,263
Т-32	0,250	0,750	0,506	0,508	0,250
С-31	0,250	0,750	0,342	0,714	0,138
С-32	0,250	0,750	0,563	0,503	0,271
ГГ-10	0,250	0,750	0,340	0,717	0,137
ЕВ Т-1	0,439	0,561	0,335	0,687	0,276
ЕВ Т-2	0,439	0,561	0,238	0,724	0,205
Силові кабелі					
КЛ Ф-3	0,289	0,711	0,472	0,470	0,290
КЛ Ф-10	0,289	0,711	0,287	0,685	0,146
КЛ Ф-17	0,289	0,711	0,340	0,847	0,140
КЛ Т-31	0,229	0,771	0,287	0,685	0,110
КЛ Т-32	0,229	0,771	0,335	0,685	0,127
КЛ ГГ-10	0,229	0,771	0,287	0,684	0,111
Генератор власних потреб					
ГГ10	0,73	0,27	0,685	0,335	0,847

За отриманими результатами можна зробити наступні висновок, що оцінка технічного стану електроенергетичного обладнання із використанням моделей із нечітким виводом Мамдані є ефективною, та дозволяє отримати кількісне

значення технічного стану даного обладнання. Отримані результати підтверджуються розрахунком імовірності відмови даного обладнання на інтервалі часу.

В подальшому, отримані результати будуть використані при імовірнісно-статистичному моделюванні при виборі заходів для підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС

4. РОЗРОБЛЕННЯ ПІДХОДУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЖИВУЧОСТІ МЕРЕЖІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ГЕС

4.1 Вибір заходів для підвищення живучості мережі власних потреб

Поняття живучості визначається здатністю обладнання підтримувати працездатний стан при виникненні аварійної ситуації в ЕЕС до її ліквідації. В свою чергу аварійні ситуації визначаються стохастичним характером розвитку подій та залежать від напруги вузла живлення та балансу споживаної активної та реактивної потужності. Від значень даних величин залежить запас статичної стійкості навантаження та регулювальний ефект навантаження. При від'ємному РЕН виникає можливість порушення статичної стійкості окремих при зниженні напруги живлення, що в свою чергу може призвести до лавиноподібного зниження напруги в мережі ВП ГЕС. Задачею заходів підвищення живучості є збільшення РЕН споживачів мережі ВП ГЕС та мінімізація кількості приєднань з від'ємним РЕН.

Для розглядуваної мережі власних потреб формується множина заходів підвищення живучості L, що включає наступні заходи:

L1 = «Включення ДГ1»;

L2 = «Включення ДГ2»;

L3 = «Включення ДГ3»;

L4 = «Включення ДГ7»;

L5 = «Включення вимикача С-31».

Використання дизель-генераторів дає можливість збільшити кількість активної та реактивної потужності, збільшити та стабілізувати напругу у вузлі навантаження до якого вони приєднані.

За допомогою секційного вимикача С-31 можливо виконати об'єднання 1 та 2-3 секцій, що дозволяє більш рівномірно розподілити навантаження мережі

власних потреб між джерелами живлення та підвищити структурну надійність схеми мережі ВП ГЕС.

Комбінація методів використання дизель-генераторів та секціонування дає найбільший ефект так як навантаження рівномірно розподіляється між основним джерелами живлення та відбувається додаткове надходження активної та реактивної потужності що сприяє зменшенню навантаження на основні джерела живлення та підвищення їх напруги.

Виходячи з цього, при виборі найбільш ефективних заходів підвищення живучості необхідно враховувати:

- напругу вузла живлення;
- вплив елементу, що відмовив, на мережу ВП ГЕС;
- баланс активної та реактивної потужності.

Оцінка ефективності обраних заходів підвищення живучості буде здійснена у наступному підрозділі даної роботи відповідно до алгоритму реалізації імовірнісно-статистичного підходу, представленому в 2.3 .

4.2 Імовірнісно-статистичне моделювання мережі власних потреб ГЕС для оцінки ефективності обраних заходів підвищення її живучості при аварійних збуреннях в енергосистемі

Кількісним критерієм ефективності визначених заходів підвищення живучості мережі ВП ГЕС є ризик розвитку аварійної ситуації в цій мережі за різних зовнішніх збурень, аварійних сценаріїв та електричних режимів. Для цього, за запропонованим в підрозділі 2.3 підходом виконується імовірнісно-статистичне моделювання для $K=100$ режимів роботи мережі ВП ГЕС.

Для цього за допомогою генератора випадкових чисел (ГВЧ) формуються значення напруги вузла живлення мережі власних потреб, активної та реактивної

потужностей навантаження в момент відмови обладнання. Дані величини визначаються на інтервалах між їх мінімальними та максимальними значеннями.

За технічним станом обладнання та функцією імовірності розподілу відмови за допомогою ГВЧ формується множина станів даного обладнання, серед якого визначається таке, що відмовить першим.

За отриманим значеннями для кожного режиму за допомогою програмного забезпечення Matlab Simulink виконується розрахунок усталеного режиму (РУР) для визначення детермінованих значень коефіцієнтів СХН. Розглянемо роботу алгоритму, за допомогою якого реалізовано імовірнісно-статистичний підхід на прикладі режиму №1.Розрахункові дані для режиму 1 представлено у таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Режимні данні розрахунку усталеного режиму

Параметри	Значення		
Режим №	1		
Напруга вузла живлення, в. о. (кВ)	0,96 в.о. (147,84 кВ)		
Елемент, що відмовив	ДГ3		
1	2	3	4
Фідери	U, В	Р, кВт	Q, кВАр
Ф-1	373,75	49,1	42,3
Ф-2	5861,87	920,1	181,6
Ф-3	373,95	19,3	24,0
Ф-4	359,68	242,5	157,5
Ф-5	373,15	30,4	26,2
Ф-8	388,43	41,7	29,1
Ф-9	396,64	23,2	30,2
Ф-10	398,36	33,2	27,8
Ф-11	396,20	24,664	12,637
Ф-12	397,41	13,8	32,6
Ф-14	398,33	14,2	19,8
Ф-15	398,71	13,6	14,1
Ф-16	6282,47	110,1	72,3

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4
Ф-17	392,77	80,1	72,5
Ф-18	396,28	65,9	29,5

За результатом моделювання у Matlab отримані величиниD_0,D_1,D_2, F_0,F_1,F_2за якими визначаються коефіцієнти СХН для оцінювання регулювального ефекту навантаження за критерієм *dQ/dU*. Результати розрахунку представлені у таблиці 4.2

Таблиця 4.2 – Регулювальний ефект навантаження за моделюванням Matlab

Фідер	Q_0	Q(U)	РЕН
Ф-1	0,009	0,009 · (1 + 0 · U + ·0 U^2)	0
Ф-2	0,05	0,05 · (8,64 -20,48 · U + 12,84 · U^2)	0.171
Ф-3	0,844	0,844 · (0,237 + 0,948 · U -0,185 · U^2)	0.935
Ф-4	0,02	0,02 · (10 -26,85 · U +17,85 · U^2)	0.105
Ф-5	0,364	0,364 · (1,115 -0,313 · U + 0,198 · U^2)	0.021
Ф-8	0,007	0,007 · (5,429 -14·U + 9,571 ·U^2)	0.032
Ф-9	0,007	0,007 · (13,286 -26 · U + 13,714 ·U^2)	0.009
Ф-10	0,005	0,005 · (18,4 -34,4 · U + 17 ·U^2)	-0,027
Ф-11	0,014	0,014 · (5,571 -8,929 · U + 4,357 ·U^2)	-0,004
Ф-12	0,006	0,006 · (20,667 -40 · U + 20,333 ·U^2)	0,003
Ф-14	0,014	0,014 · (5,571 -8,929 ·U + 4,357 ·U^2)	-0,004
Ф-15	0,007	0,007 · (4,286 -11,857 · U · 8,571 · U^2)	0,037
Ф-16	0,031	0,031 · (10,097 -18,065 · U+ 8,968 · U^2)	-0,006
Ф-17	0,014	0,015 · (10,4 -23,067 · U + 9,143 ·U^2)	0,057
Ф-18	0,014	0,014 · (6,857 -15 · U + 0 ·U^2)	0,0437

За отриманими значеннями 4 фідери мають від'ємний РЕН. Це збільшує можливість виникнення аварійної ситуації– порушення статичної стійкості навантаження мережі ВП ГЕС. Для отримання позитивного РЕН фідерів обираються заходи підвищення живучості. До таких заходів для даної мережі належать:

- включення у роботу всіх справних дизель-генераторів;

- включення секційного вимикача С-31;

- одночасне включення дизель-генераторів та вимикача С-31.

Після вибору заходів проводиться повторний РУР та визначення РЕН. Результати розрахунку представлені у таблицях 4.3 та 4.4 відповідно.

Таблиця 4.3 – Режимні данні розрахунку РУР

Параметри	Значення		
Режим №	1		
Напруга вузла живлення, в. о. (кВ)	0,96 в. о. (147,84 кВ)		
Елемент, що відмовив	ДГ3		
Заходи підвищення живучості	Включення справних дизель-генераторів ДГ1, ДГ2, ДГ7 та секційного вимикача С-31		
Фідери	U, В	Р, кВт	Q, кВАр
Ф-1	397,41	49,1	42,3
Ф-2	6232,92	920,1	181,6
Ф-3	405,97	19,3	24,0
Ф-4	382,45	242,5	157,5
Ф-5	396,77	30,4	26,2
Ф-8	388,17	41,7	29,1
Ф-9	396,38	23,2	30,2
Ф-10	410,94	33,2	27,8
Ф-11	395,93	24,664	12,637
Ф-12	397,37	13,8	32,6
Ф-14	397,97	14,2	19,8
Ф-15	398,35	13,6	14,1
Ф-16	6276,74	110,1	72,3
Ф-17	405,27	80,1	72,5
Ф-18	395,91	65,9	29,5

Таблиця 4.4 – РЕН за моделюванням Matlab

Фідер	Q_0	Q(U)	РЕН
1	2	3	4
Ф-1	0,008	$0{,}008 \cdot (1 + 0 \cdot U + 0 \cdot U^2)$	0

Продовження таблиці 4.4

1	2	3	4
Ф-2	0,039	$0,039 \cdot (11,077 - 31,692 \cdot U + 21,6215 \cdot U^2)$	0,432
Ф-3	0,846	$0,846 \cdot (0,239 + 0,946 \cdot U - 0,184 \cdot U^2)$	0,483
Ф-4	0,028	$0,028 \cdot (7,143 - 18,893 \cdot U + 12,75 \cdot U^2)$	0,154
Ф-5	0,378	$0,378 \cdot (1,111 - 0,302 \cdot U + 0,19 \cdot U^2)$	0,028
Ф-8	0,002	$0,002 \cdot (18,5 - 51 \cdot U + 33,5 \cdot U^2)$	0,028
Ф-9	0,006	$0,006 \cdot (15,167 - 30,333 \cdot U + 16,167 \cdot U^2)$	0,01
Ф-10	0,01	$0,01 \cdot (0,8 + 0 \cdot U + 0,2 \cdot U^2)$	0,004
Ф-11	0,113	$0,113 \cdot (1,363 - 1,522 \cdot U + 1,159 \cdot U^2)$	0,087
Ф-12	0,007	$0,007 \cdot (18 - 34,286 \cdot U + 17,286 \cdot U^2)$	0,0003
Ф-14	0,022	$0,022 \cdot (3,909 - 5,682 \cdot U + 2,733 \cdot U^2)$	-0,004
Ф-15	0,003	$0,003 \cdot (8,667 - 27,667 \cdot U \ 20 \cdot U^2)$	0,036
Ф-16	0,097	$0,097 \cdot (3,907 - 5,733 \cdot U + 2,866 \cdot U^2)$	-0,006
Ф-17	0,007	$0,007 \cdot (22,286 - 49,571 \cdot U + 28,286 \cdot U^2)$	0,059
Ф-18	0,013	$0,013 \cdot (7,308 - 16,154 \cdot U + 9,846 \cdot U^2)$	0,041

За отриманим результатом розрахунку можна зробити висновок, що обрані заходи підвищення живучості є ефективними для розглядуваного режиму, так як кількість фідерів із від'ємним РЕН скоротилася з 4 до 2.

Аналогічно виконується розрахунок та обираються заходи для усіх К=100 режимів. Результати приведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Результати визначення РЕН та обрання заходів підвищення живучості для К = 100 режимів

№	Напруга у вузлі навантаження, в. о.	Елемент, що відмовив	Кількість фідерів з від'ємним РЕН	Заходи підвищення живучості	Кількість фідерів з від'ємним РЕН після реалізації заходів
1	2	3	4	5	6
1	0,96	ДГ3	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2

Продовження таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6
2	1,02	КЛ Ф-10	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	1
3	1,05	КЛ Ф-3	4	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
4	0,96	Т1	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
5	1,10	6Т	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3	1
6	1,02	ЕМ Ф-17	2	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	1
7	0,95	2Т	3	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2
8	0,91	КЛ ГГ-10	5	Включення вимикача С-31	5
9	0,95	КЛ Ф-17	2	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	1
10	1,09	2Т	1	Включення ДГ2, ДГ7	-
11	0,95	Т1	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
12	1,03	5Т3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	1
13	0,99	5Т3	4	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
14	1,05	5Т3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	1
15	1,09	ЕМ Ф-3	1	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	-
16	1,09	КЛ Ф-17	2	Включення ДГ2, ДГ7	1

Продовження т таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6
17	1,09	ЕВ Т-2	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
18	1,01	КЛ Ф-3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	2
19	1,07	КЛ Ф-3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	1
20	1,08	ЕВ Т-2	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
21	1,01	5Т3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	1
22	0,90	КЛ Ф-17	5	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	3
23	0,92	Т2	5	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
24	0,93	Т2	5	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
25	1,05	5Т3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	-
26	0,94	КЛ Ф-10	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	2
27	1,05	КЛ Ф-3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	1
28	0,97	КЛ Ф-3	5	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	3
29	1,03	КЛ Ф-17	3	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2
30	0,98	Відмови немає			
31	0,95	КЛ Ф-10	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	1

Продовження т таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6
32	0,91	5Т3	4	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
33	0,91	5Т3	3	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
34	1,01	ГГ10	4	Включення вимикача С-31	3
35	0,92	ЕМ С-31	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7	2
36	1,0	ГГ10	4	Включення вимикача С-31	3
37	0,97	КЛ Ф-3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	2
38	1,08	КЛ Т-32	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
39	1,05	КЛ Ф-10	1	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	-
40	1,03	ГГ10	4	Включення вимикача С-31	3
41	0,94	ЕМ Т-32	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
42	1,08	ГГ10	4	Включення вимикача С-31	2
43	0,95	КЛ Ф-17	2	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2
44	0,90	КЛ Ф-3	3	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
45	0,93	ГГ10	5	Включення вимикача С-31	5
46	0,93	ЕВ Т-2	5	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3

Продовження т таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6
47	1,07	КЛ ГГ-10	4	Включення вимикача С-31	2
48	0,98	КЛ Ф-17	2	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2
49	1,01	ДГ1	2	Включення ДГ2, ДГ3, ДГ7	2
50	1,05	ЕМ ГГ-10	4	Включення вимикача С-31	3
51	1,10	ЕВ Т-1	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
52	1,09	Т1	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
53	0,90	КЛ Ф-17	3	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	3
54	0,93	ДГ1	3	Включення ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
55	0,99	КЛ Ф-3	3	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
56	1,02	КЛ Ф-3	3	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
57	0,93	ЕМ Ф-3	3	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
58	0,93	2Т	2	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2
59	0,92	КЛ ГГ-10	5	Включення вимикача С-31	5
60	0,92	2Т	4	Включення, ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	3

Продовження т таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6
61	1,04	ДГ1	2	Включення ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
62	1,01	КЛ Т-31	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
63	1,05	Т1	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	-
64	0,97	КЛ Т-31	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	4
65	0,92	6Т	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	2
66	0,93	Т2	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
67	0,99	КЛ Ф-10	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	2
68	1,01	6Т	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	1
69	1,06	ЕВ Т-2	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
70	0,93	ДГ3	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	4
71	0,91	2Т	3	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	3
72	1,09	ДГ1	1	Включення ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	-

Продовження т таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6
73	1,04	ДГ7	2	Включення ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
74	0,97	ДГ3	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	3
75	0,97	КЛ Т-31	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
76	1,06	ЕМ С-32	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
77	0,92	ДГ1	4	Включення ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	4
78	0,97	КЛ Ф-10	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	3
79	0,98	2Т	3	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2
80	0,93	Відмови немає			
81	1,03	КЛ Ф-3	3	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
82	0,94	ЕВ Т-2	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
83	1,02	ЕМ Т-32	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
84	0,96	КЛ Ф-10	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	3
85	0,95	ГГ10	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3

Продовження т таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6
86	1,05	2Т	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	1
87	0,93	ДГ1	5	Включення ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	5
88	0,98	ЕВ Т-1	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
89	1,04	5Т3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	-
90	1,02	КЛ Ф-3	3	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
91	0,99	ДГ3	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2
92	0,95	КЛ ГГ-10	4	Включення вимикача С-31	4
93	1,08	2Т	2	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	1
94	1,04	КЛ Ф-3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	-
95	0,96	Т1	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
96	1,02	ЕВ Т-1	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	1
97	0,92	КЛ Ф-3	5	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	5
98	1,09	ЕВ Т-1	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	-

Продовження т таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6
99	1,0	КЛ ГГ-10	4	Включення вимикача С-31	3
100	1,05	КЛ Ф-10	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	2
Кількість фідерів з від'ємним РЕН			295		201

За отриманим кількісним значенням фідерів що мають від'ємний РЕН визначається ризик виникнення аварійної ситуації без реалізації заходів підвищення живучості та після їх реалізації за формулами (2.98)-(2.99) відповідно.

$$R_1 = \frac{295}{100*15} = 0{,}197$$

$$R_2 = \frac{201}{100*15} = 0{,}134.$$

За отриманими кількісними значеннями ризику R_1 та R_2 виконується порівняння, з якого видно що $R_1 > R_2$, тобто ризик виникнення аварійної ситуації що призведе до порушення статичної стійкості вузла навантаження мережі ВП ГЕС зменшується при реалізації обраних у підрозділі 4.1 заходів з множини L. Найбільший ефект покращення РЕН мають заходи комбінованого використання дизель-генераторів та об'єднання секцій мережі ВП шляхом включення секційного вимикача С-31.

Таким чином, запропонований імовірнісно-статистичний підхід дозволяє кількісно оцінити живучість мережі ВП ГЕС та її приєднань, визначити ефективність заходів з її підвищення, а також за отриманими кількісними результатами проводити порівняльний аналіз ефективності запропонованих заходів.

ВИСНОВКИ

Мережа власних потреб є найбільш відповідальною електричною мережею на ГЕС від надійності роботи якої безпосередньо залежить робота основного обладнання та виробіток станцією електричної енергії. Умови роботи мережі ВП ГЕС на сьогоднішній день є надскладними внаслідок того що до раніше наявних проблем з застарілим обладнанням та повільних темпів його заміни та модернізації додався зовнішній деструктивний вплив на ЕЕС та її підсистеми внаслідок сучасних геополітичних подій. В таких умовах особливої важливості набувають питання забезпечення живучості мережі власних потреб ГЕС. Для вирішення поставленої проблеми були розв’язані наступні задачі:

1. Проведено моделювання режимів вузла навантаження мережі ВП ГЕС в умовах невизначеності режимної інформації з використанням ГВЧ при визначенні навантажень мережі та напруги у балансуючому вузлі. Навантаження мережі ВП представлено у вигляді статичних характеристик з інтервальними коефіцієнтами, які визначені за статистичними даними за допомогою генетичного алгоритму, що дозволяє визначити СХН та її РЕН в будь-який момент часу.

2. Розроблено імовірнісно-статистичний підхід до оцінювання живучості мережі ВП ГЕС, який враховує дійсний технічний стан обладнання, стохастичність виникнення аварійної ситуації та режиму мережі ВП на момент її виникнення. В якості кількісного критерію оцінки живучості визначено та обґрунтовано технічний ризик, який визначається на основі РЕН споживачів мережі ВП ГЕС.

3. Визначено технічний стан та імовірності відмови силового та комутаційного обладнання мережі ВП ГЕС за існуючими нечіткими моделями, що враховують реальні данні про дане обладнання у вигляді вимірювань, спостережень та випробувань.

4. Розроблено нечітку модель оцінки технічного стану дизель-генератора, яка дозволяє отримати кількісне значення його технічного стану за обмеженою кількістю вимірюваних он-лайн параметрів без виведення його в ремонт. За отриманою кількісною оцінкою технічного стану визначено імовірність відмови дизель-генератора, яка дозволяє прийняти рішення щодо доцільності його подальшої експлуатації, ремонту або заміни для забезпечення живучості мережі власних потреб електростанції при зовнішніх аварійних збуреннях.

5. Імовірнісно-нечіткий підхід до оцінки технічного стану обладнання адаптовано до оцінки стану та імовірності відмови дизель-генератора та дає можливість кількісно оцінити стан дизель-генератора за оцінками технічного стану дизельного двигуна та електричного генератора в умовах обмеженої кількості діагностичних параметрів

6. Виконано імовірнісно-статистичне моделювання мережі власних потреб ГЕС для кількісної оцінки її живучості та визначення найбільш ефективних заходів з її підвищення. За результатами моделювання визначено, що ефективними заходами для підвищення живучості мережі при зовнішніх збуреннях та відмовах обладнання є використання дизель-генераторів, об’єднання секцій мережі ВП секційним вимикачем та поєднання цих двох заходів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Літвінов В. В., Котелевська І. Г. Визначення слабких елементів мережі власних потреб ГЕС в умовах багатокритеріального вибору. *Гідроенергетика України.* 2017. № 1-2. С. 48-55.

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи : підручник / М. С. Сегеда. – Львів : Вид-во Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2015 – 540 с.

4. Костерєв М.В. Застосування інтервального методу для ідентифікації параметрів еквівалентного двигунового навантаження /М.В. Костерєв, В.В. Літвінов // Восточно-Европейский журнал передовых технологий ISSN 1729-3774. Процессы управления. – 2015. – № 1/3 (73). – С. 15-20

5. Казак В. М., Доценко Б. І., Кузьмін В. М. Надійність та діагностика електрообладнання : навч. посіб. Київ : НАУ, 2013. 280 с.

6. Рубаненко О.Є. Діагностування обладнання в умовах неповноти вихідних даних / О.Є. Рубаненко // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка та електроенергетика». – 2011. – Вип. 11. – С. 319–323

7. Костерєв М. В., Бардик Є. І., Литвинов В. В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи. Наукові праці ДНТУ. «Електротехніка і енергетика». 2011. №1 (186). С. 199–204

8. Костерєв М.В. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об’єктів електричних систем / М.В. Костерєв, Є.І. Бардик. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 131 с.

9. Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткая логика, генетические алгоритмы, нейронные сети / Ротштейн А. П.
- Винница: УНІВЕРСУМ. – Вінниця, 1999. – 320 с.

10. Костерев Н.В., Бардик Е.И. Нечеткое моделирование электрооборудования для оценки технического состояния и принятия решений о стратегии дальнейшей эксплуатации // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2006. – ч.3. – с.39-43.

11. Бардик Є.І., Костерєв М.В., Литвинов В.В. Нечітке моделювання технічного стану високовольтних вимикачів. НТУУ "КПІ", "Наукові вісті", №1, 2011.- С.12-18.

12. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Оптимальне керування режимами ЕЕС критеріальним методом із застосуванням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник ВПІ.* 2011. № 2. С. 86-90.

13. Літвінов В. В. Оцінка ризику порушення стійкості двигунового навантаження при відмовах електрообладнання в підсистемі ЕЕС : дис. … канд. техн. наук : 05.14.02. Київ, 2012. 234 с

14. ДНАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок : наказ Держнаглядохоронпраці від 06.10.1997 № 257. — Київ, 1997. — [із змінами 2000 р.].

15. Самсонов Д. А., Панєнко О. М. Методи пошуку пошкоджень кабельних ліній електропередавання. *Сучасні проблеми електроенергетики та автоматики*. 2017. С. 137-140.

16. .Saaty T. L. 1990.: Eigenweinghtor an logarithmic lease sguares/ Thomas L. Saaty // Eur. J. Oper. Res. –- V. 48, No 1. - 156-160. (in Russian)

17. Тэрано Т. Прикладные нечеткие системы / Тэрано Т., Асаи К., Сугено М. – М.: Мир, 1993. – 368 с.

18. Суходоля О. М. Стійкість енергетичної системи чи стійкість енергозабезпечення споживачів: постановка проблеми. Стратегічні пріоритети. 2018. No 2. С. 101–117

19. Пантєлєєва І. В., Шматько Н. М., Горбенко Н. І. Протиаварійне керування в енергосистемах при глибоких зниженнях напруги. *Системи озброєння і військова техніка*. 2010. № 1 (21). С. 228-231.

20. Баженов В. М., Одегов М. М. Автоматика електроустановок електроенергетичних систем: навчальний посібник. Харків: Планета-Прінт, 2022. 186 с.

21. Poroseva, S. (2010). Designing power system topologies of enhanced survivability. In *51st AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics, and Materials Conference 18th AIAA/ASME/AHS Adaptive Structures Conference 12th* (p. 2572).

22. Андрушко, С. Л., Кулик, В. В. Автоматизація керування розосередженим генеруванням та навантаженням розподільчої мережі у разі відділення від енергосистеми. *Вісник Вінницького інституту.* № 6. 2024. С. 68-77.

23. Chowdhury, S. P., Chowdhury, S., Ten, C. F., &Crossley, P. A. Operation and control of DG based power island in smart grid environment. In *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*/ 2009/) P/ 1051.

24. Doerry, N. H.: 'Designing Electrical Power Systems for Survivability and Quality of Service', Naval Engineers Journal, 2007, 119, (2), pp. 25–34.

25. Літвінов В. В. Вибір пристроїв FACTS та місць їхнього встановлення для зниження ризику виникнення аварійної ситуації в електроенергетичній системі / В.В. Літвінов // Гідроенергетика України. –2020. №3-4. – С. 57-63.

26. Voropai, N. Problems of Electric Power Systems Flexibility: Definitions and Measures. In *VIth International Workshop'Critical Infrastructures: Contingency Management, Intelligent, Agent-Based, Cloud Computing and Cyber Security'(IWCI 2019)* (pp. 143-145). Atlantis Press.

28. Літвінов В.В. Оцінка ризику порушення стійкості двигунового навантаження при відмовах електрообладнання в підсистемі ЕЕС: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: (05.14.02 – електричні станції, мережі та системи) / Літвінов Володимир Валерійович. – К., 2012. – 20 с.

29. Домарев В. В. *Безопасность информационных технологий. Методология создания систем защиты* / В. В. Домарев. – Київ : ООО «ТИД «ДС», 2002. – 688 с.

30. Благіна К. М., Дорофєєв Ю. І. Застосування методу парних порівнянь для побудови функції приналежності нечітких множин. XII Міжнародна науково-практична конференція магістрантів та аспірантів. 2018. С. 15-16.

31. Манукян К. А., Літвінов В. В. Визначення технічного стану обмотки статора гідрогенератора з використанням нечітких моделей // *Сучасні проблеми в електропостачання промислових та побутових об'єктів : матеріали І Міжнар. наук.-техн. конф. викладачів, аспірантів і студентів*. – Донецьк : Дон НТУ, 2013. – С. 75–77.

32. Стецюра О. С., Башлій С. В., Літвінов В. В. Оцінювання технічного стану дизель-генератора в умовах нечіткої інформації // *Modern engineering and*

innovative technologies. – Karlsruhe, Germany, 2025. – Issue № 41 (October). – С. [вказати сторінки].

33. Кононов Б. Т., Бондаренко О. І. Вибір показника для оцінювання технічного стану дизель-генератора // *Збірник наукових праць Харківського національного університету Повітряних Сил*. – 2017. – № 3(52). – С. 113–117.

34. Матвійчук А. В. *Штучний інтелект в економіці: нейронні мережі, нечітка логіка : монографія* / А. В. Матвійчук. – Київ : КНЕУ, 2011. – 439 с.

35 Ракитянська Г. Б. Побудова класифікаційної нечіткої бази знань на основі трендових правил і оберненого виведення / Г. Б. Ракитянська // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2015. – № 1/3 (73). – С. 25–32.

36. Літвінов, В. В. Оцінка ризику порушення стійкості двигунового навантаження при відмовах електрообладнання в підсистемі ЕЕС [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 – електричні станції, мережі та системи / В. В. Літвінов. – К., 2012. – 20 с

37. Літвінов В. В., Костерєв М. В. Імовірнісно-статистичний підхід до визначення збитків від виникнення аварійної ситуації в електроенергетичній системі // *Гідроенергетика України*. – 2019. – № 1–2. – С. 25–30.

38. Літвінов В. В., Єрофєєва А. А., Стецюра О. С. Підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС при аварійних збуреннях в електроенергетичній системі // *The 4th International scientific and practical conference "Science in the modern world: innovations and challenges", December 19–21, 2024*. – Toronto : Perfect Publishing, 2024. – С. 245.

39. Стецюра О. С., Башлій С. В., Літвінов В. В. Визначення заходів підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС при аварійних збуреннях в зовнішній електричній мережі Збірник наукових праць студентів, аспірантів, докторантів і молодих вчених «Молода наука-2025» : у 5 т. / Запорізький національний університет. – Запоріжжя: ЗНУ, 2025. – Т.5. – 471 с. С.191-193.

ДОДАТОК

Демонстраційні матеріали до магістерської роботи

Підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС при аварійних збуреннях в електроенергетичній системі

1. Підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС при аварійних збуреннях в електроенергетичній системі

- *Мета дослідження*: Визначення технічного стану обладнання мережі ВП ГЕС з урахуванням реальної режимної інформації з для вибору оптимальних заходів підвищення живучості з наявних.
- *Об'єкт дослідження*: живучість мережі власних потреб ГЕС.
- *Предмет дослідження*: Методи, моделі та підходи до оцінювання та підвищення живучості розглядуваної мережі ВП ГЕС в умовах значної кількості невизначеностей.

- В роботі розглянуті наступні задачі:

- аналіз проблеми живучості мережі власних потреб ГЕС;

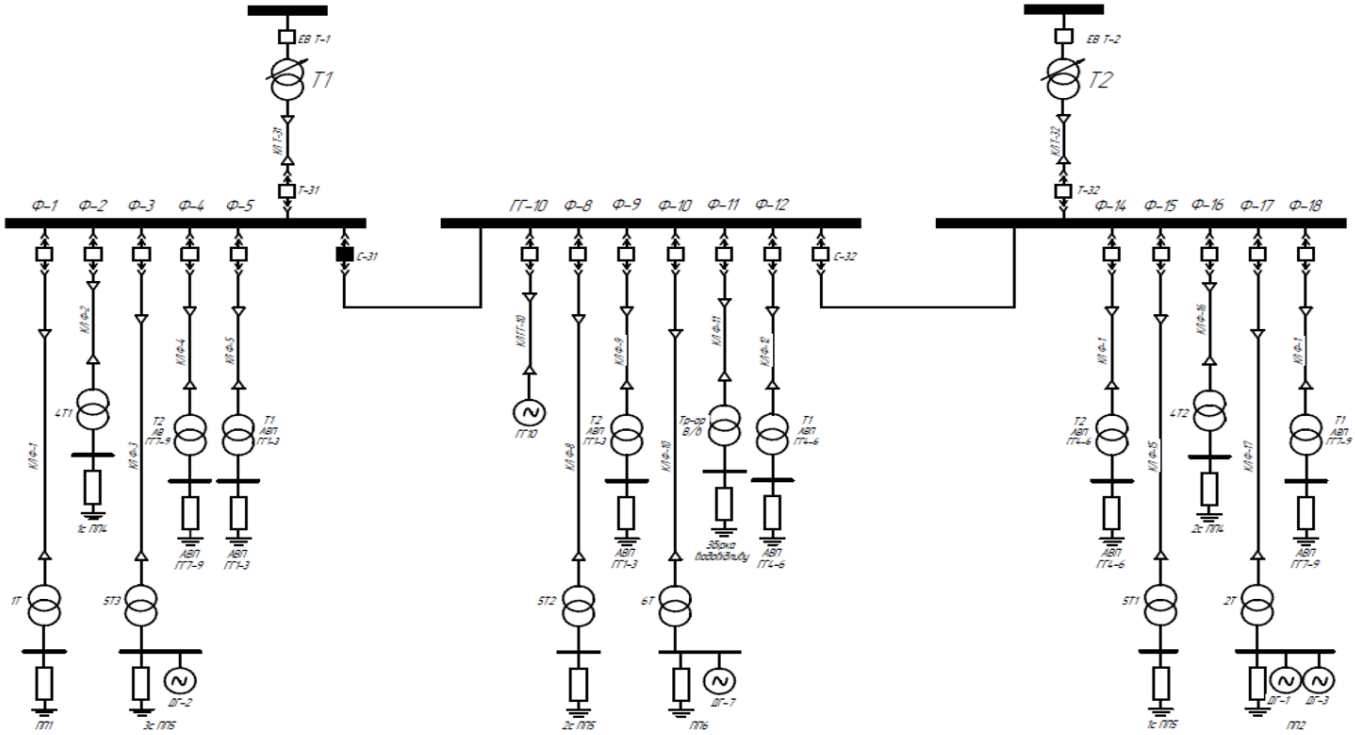
- моделювання режимів вузла навантаження мережі власних потреб ГЕС в умовах невизначеності режимної інформації;

- оцінювання технічного стану та імовірності відмови обладнання мережі власних потреб ГЕС за допомогою нечітких моделей;

- розроблення імовірнісно-статистичного підходу для підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС;

- визначення ефективності заходів підвищення живучості мережі власних потреб ГЕС.

2. Схема мережі власних потреб:



Живучість – властивість енергосистеми або її підсистем підтримувати частково працездатний стан при виникненні зовнішніх збурень.

3. Інтервальна ідентифікація параметрів еквівалентного статичного навантаження P(U)

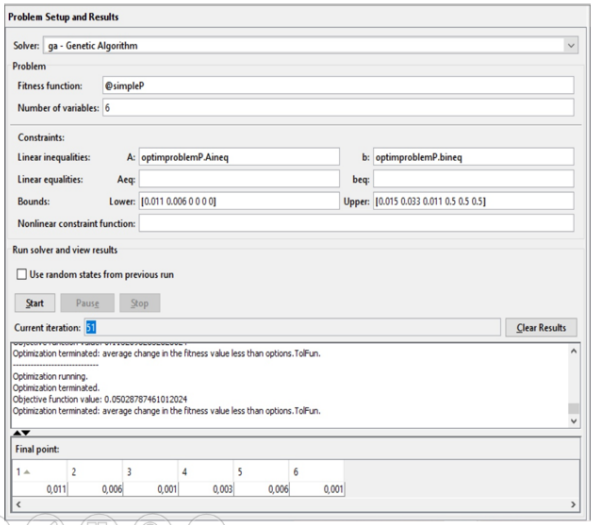
Статичні характеристики навантаження описуються виразами:

$$P = P_0 \cdot (\alpha_0 + \alpha_1 \cdot U + \alpha_2 \cdot U^2);$$

$$Q = Q_0 \cdot (\beta_0 + \beta_1 \cdot U + \beta_2 \cdot U^2).$$

Розрахунки здійснюються на підставі наявної режимної інформації:
U(t) – напруга вузла навантаження
P(t) – споживана активна потужність
Q(t) – споживана реактивна потужність

Визначення статичної характеристики навантаження F_P виконується за допомогою солвера GeneticAlgorithm у середовищі Matlab:

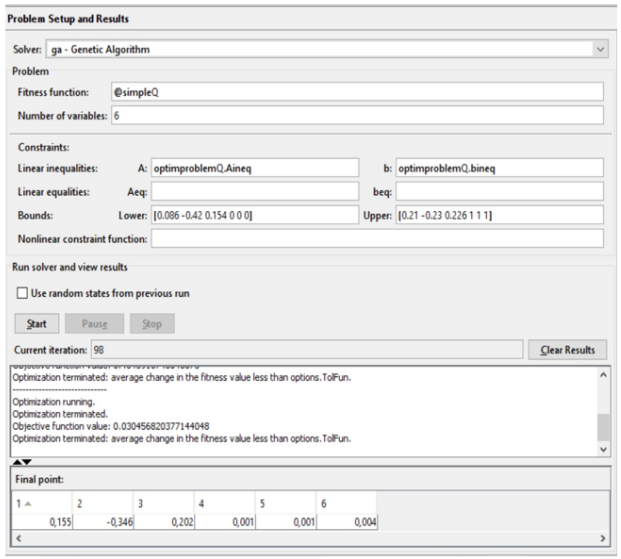


Інтервальні коефіцієнти еквівалентних статичних характеристик навантаження F_P

Фідер	D_0	D_1	D_2
Ф-1	[-0,091;0,107]	[0,007;0,007]	[0,001;0,001]
Ф-2	[0,05;0,138]	[0,174;0,192]	[-0,149;0,183]
Ф-3	[-0,015;0,025]	[-0,015;0,027]	[0;0,01]
Ф-4	[0,019;0,033]	[0,017;0,037]	[0,005;0,025]
Ф-5	[0,003;0,005]	[0,003;0,009]	[-0,002;0,002]
Ф-8	[0,005;0,005]	[-0,066;0,092]	[-0,002;0,008]
Ф-9	[0,001;0,007]	[0,005;0,007]	[-0,001;0,005]
Ф-10	[0,002;0,008]	[0;0,008]	[0,002;0,004]
Ф-11	[0,011;0,013]	[-0,018;0,07]	[0,002;0,004]
Ф-12	[-0,002;0,012]	[0,014;0,014]	[-0,008;0,018]
Ф-14	[0,001;0,007]	[0,003;0,009]	[-0,002;0,002]
Ф-15	[0,001;0,005]	[0,003;0,005]	[-0,001;0,001]
Ф-16	[0,012;0,026]	[0,013;0,019]	[-0,014;0,02]
Ф-17	[0,008; 0,014]	[0; 0,012]	[0; 0,002]
Ф-18	[0,004; 0,018]	[0,001; 0,013]	[0; 0,01]

4. Інтервальна ідентифікація параметрів еквівалентного статичного навантаження Q(U)

Визначення статичної характеристики навантаження F_Q виконується за допомогою солвера GeneticAlgorithm у середовищі Matlab:

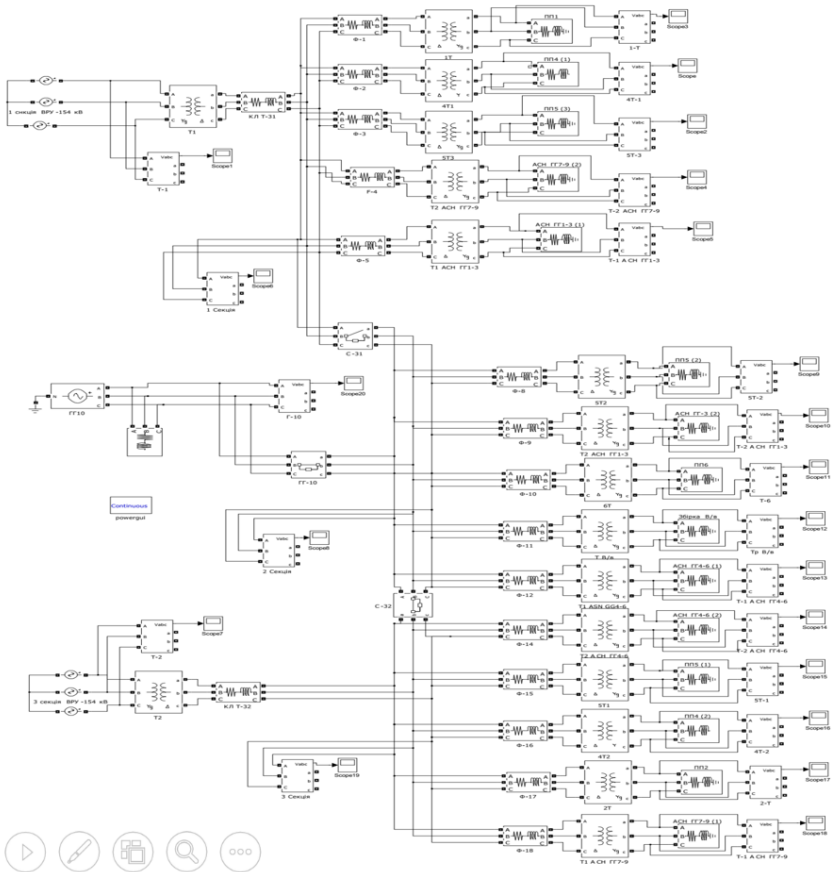


Інтервальні коефіцієнти еквівалентних статичних характеристик навантаження F_Q

Фідер	F_0	F_1	F_2
Ф-1	[0,005;0,017]	[0;0,012]	[0;0,002]
Ф-2	[0,432;0,432]	[-1,245;-1,235]	[1,016;0,524]
Ф-3	[0,8;0,8]	[-0,156;-0,152]	[0,076;0,082]
Ф-4	[0,2;0,206]	[-0,537;-0,529]	[0,357;0,359]
Ф-5	[0,04;0,42]	[-0,114;-0,11]	[0,072;0,074]
Ф-8	[0,037;0,039]	[-0,102;-0,1]	[0,067;0,067]
Ф-9	[0,089;0,093]	[-0,182;-0,182]	[0,096;0,1]
Ф-10	[0,092;0,092]	[-0,18;-0,17]	[0,076;0,086]
Ф-11	[0,042;0,154]	[-0,172;-0,162]	[0,131;0,133]
Ф-12	[0,124;0,126]	[-0,24;-0,24]	[0,119;0,123]
Ф-14	[0,068;0,086]	[-0,125;-0,125]	[0,061;0,085]
Ф-15	[0,024;0,03]	[-0,083;-0,079]	[0,06;0,07]
Ф-16	[0,289;0,379]	[-0,558;-0,56]	[0,278;0,38]
Ф-17	[0,154; 0,156]	[-0,347; -0,345]	[0,198; 0,206]
Ф-18	[0,083; 0,095]	[-0,21; -0,21]	[0,128; 0,138]

5. Розрахунок усталеного режиму

Модель мережі власних потреб ГЕС в середовищі Matlab

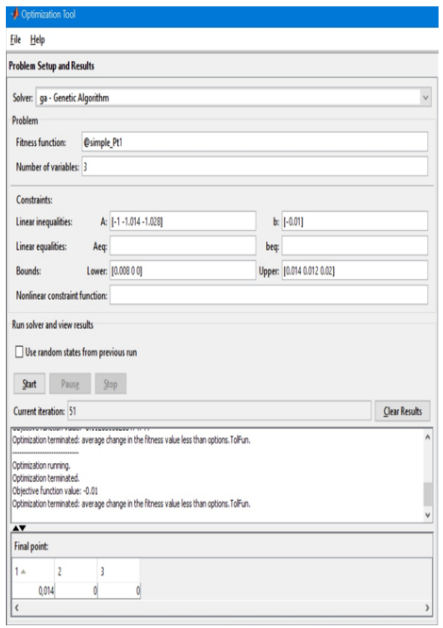


Результат розрахунку усталеного режима мережі ВП ГЕС

Фідер	P, кВт	P, в. о.	Q, кВАр	Q, в. о.	U, В	U, в. о.
Ф-1	69,834	0,014	45,143	0,009	403,68	1,009
Ф-2	47,664	0,010	28,266	0,006	6396,26	1,015
Ф-3	23,555	0,005	14,604	0,003	404,82	1,012
Ф-4	271,3	0,054	139	0,028	389,06	0,973
Ф-5	24,387	0,005	13,163	0,003	404,75	1,012
Ф-8	23,555	0,005	14,604	0,003	406,31	1,018
Ф-9	33,365	0,007	19,786	0,004	406,31	1,016
Ф-10	37,245	0,007	24,076	0,005	407,35	1,018
Ф-11	24,664	0,005	12,637	0,003	407,76	1,019
Ф-12	47,110	0,009	29,208	0,006	405,48	1,014
Ф-14	48,773	0,010	26,326	0,005	405,69	1,014
Ф-15	32,589	0,007	21,067	0,004	404,82	1,012
Ф-16	23,832	0,005	14,133	0,003	6438,13	1,022
Ф-17	47,665	0,010	28,266	0,006	405,62	1,014
Ф-18	59,858	0,012	28,998	0,006	405,18	1,013

6. Регулювальний ефект навантаження споживачів мережі власних потреб ГЕС

Приклад роботи
генетичного алгоритму
в середовищі Matlab



Детерміновані значення коефіцієнтів СХН
за якими визначається РЕН кожного приєднання.

Фідери	a_0	a_1	a_2	b_0	b_1	b_2
Ф-1	0,93	0,061	0,009	1,0	0,0	0,0
Ф-2	0,742	1,794	-1,536	216,0	-512,0	297,0
Ф-3	3,5	-3,75	1,25	0,239	0,946	-0,184
Ф-4	0,516	0,406	0,078	6,438	-16,625	11,188
Ф-5	0,8	0,6	-0,4	1,372	-1,009	0,637
Ф-8	1,25	-2,0	1,75	12,667	34,0	23,333
Ф-9	0,429	0,714	-0,143	18,2	36,4	19,2
Ф-10	0,667	0,0	0,333	23,0	-43,25	21,25
Ф-11	3,25	-3,0	0,75	2,242	-5,212	3,970
Ф-12	0,455	1,273	-0,727	20,833	-40,0	20,167
Ф-14	0,778	0,444	-0,222	3,909	-5,682	2,773
Ф-15	0,714	0,429	-0,143	6,75	-20,75	15,0
Ф-16	0,308	0,333	0,359	9,545	-16,97	8,424
Ф-17	1,0	0,0	0,0	30,8	-69,4	39,6
Ф-18	0,941	0,059	0,0	10,111	-23,333	14,222

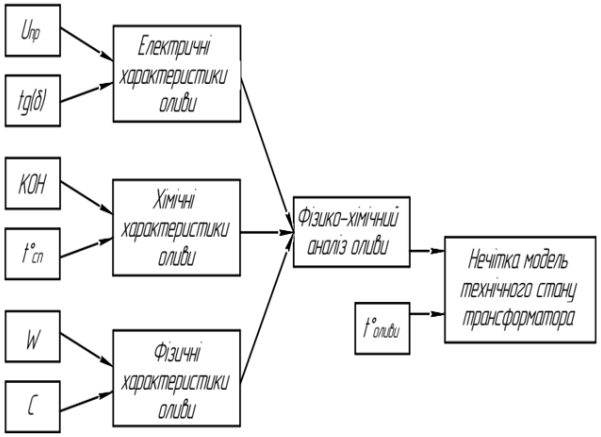
РЕН фідерів
мережі ВП ГЕС

Фідери	dQ/dU
Ф-1	0,0
Ф-2	0,182
Ф-3	0,484
Ф-4	0,165
Ф-5	0,032
Ф-8	0,034
Ф-9	0,013
Ф-10	0,001
Ф-11	0,095
Ф-12	0,005
Ф-14	-0,001
Ф-15	0,038
Ф-16	0,008
Ф-17	0,054
Ф-18	0,049

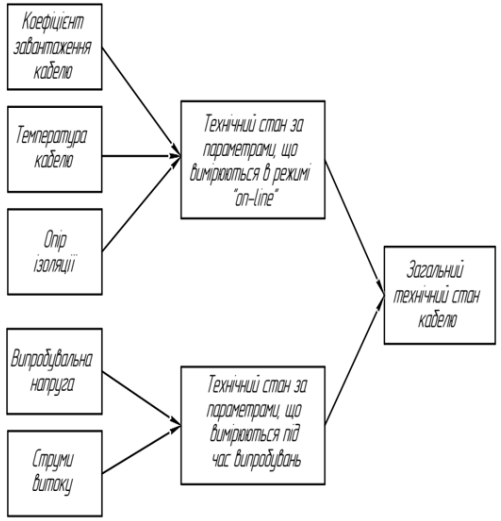
7. Моделі оцінювання технічного стану електрообладнання

Нечіткі моделі оцінювання технічного стану електрообладнання

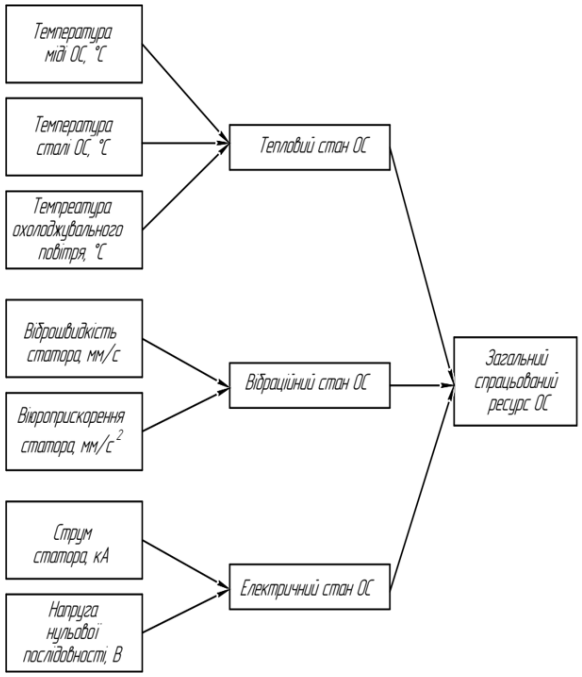
НМ силового трансформатора



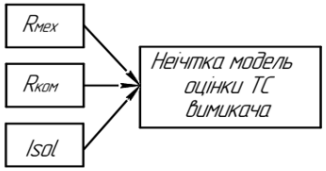
НМ силового кабелю



НМ гідрогенератора

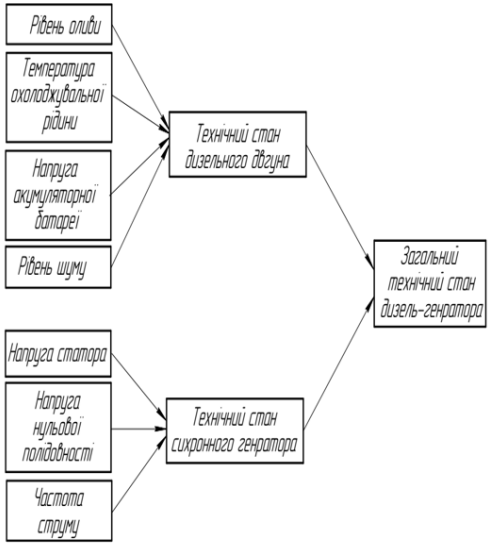


НМ високовольтного вимикача



8. Розроблення нечіткої моделі оцінювання технічного стану дизель-генератора в умовах обмеженості вихідної інформації

Структурна схема нечіткої моделі



Результат опитування експертів

$H_{ол}$– «Рівень оливи»							
$H_{ол}$, мм		25	30	35	40	45	50	55
К-сть відповідей	$H_{ол}$=	8	8	7	0	0	0	0
Ст. приналежності	«Низький»	1	1	0,875	0	0	0	0
К-сть відповідей	$H_{ол}$=	0	0	1	8	8	6	0
Ст. приналежності	«Нормальний»	0	0	0,125	1	1	0,75	0
К-сть відповідей	$H_{ол}$=	0	0	0	0	0	2	8
Ст. приналежності	«Високий»	0	0	0	0	0	0,25	1
$t_{ОХЛ}$- «Температура охолоджувальної рідини»								
$t_{ОХЛ}$, °С		60		70	80		90	100
К-сть відповідей	$t_{ОХЛ}$=	8		8	5		0	0
Ст. приналежності	«Нормальна»	1		1	0,625		0	0
К-сть відповідей	$t_{ОХЛ}$ =	0		0	3		8	8
Ст. приналежності	«Висока»	0		0	0,375		1	1
$U_{АКБ}$ – «Напруга акумуляторної батареї»								
$U_{АКБ}$, В		24,5		25,0	25,5		26,0	26,5
К-сть відповідей	$U_{АКБ}$ =	5		0	0		0	0
Ст. приналежності	«Низька»	0,625		0	0		0	0
К-сть відповідей	$U_{АКБ}$ =	3		8	5		2	0
Ст. приналежності	«Нормальна»	0,375		1	0,625		0,25	0
К-сть відповідей	$U_{АКБ}$ =	0		0	3		6	8
Ст. приналежності	«Висока»	0		0	0,375		0,75	1
dB- «Рівень шуму»								
dB, дБ		90		95	100		105	110
К-сть відповідей	dB=	8		8	4		0	0
Ст. приналежності	«Нормальний»	1		1	0,5		0	0
К-сть відповідей	dB =	0		0	4		8	8
Ст. приналежності	«Високий»	0		0	0,5		1	1
$U_{СТ}$ – «Напруга статора»								
$U_{СТ}$, В		370	380		390	400	410	420
К-сть відповідей	$U_{СТ}$ =	8	2		0	0	0	0
Ст. приналежності	«Низька»	1	0,25		0	0	0	0
К-сть відповідей	$U_{СТ}$ =	0	6		8	8	2	0
Ст. приналежності	«Нормальна»	0	0,75		1	1	0,25	0
К-сть відповідей	$U_{СТ}$ =	0	0		0	0	6	8
Ст. приналежності	«Висока»	0	0		0	0	0,75	1
3U0- «Напруга нульової послідовності»								
3U0, В		0		5	10		15	20
К-сть відповідей	3U0=	8		8	7		0	0
Ст. приналежності	«Допустима»	1		1	0,875		0	0
К-сть відповідей	3U0 =	0		0	1		8	8
Ст. приналежності	«Недопустима»	0		0	0,125		1	1
f– «Частота струму»								
f, Гц		49,25	49,5	49,75	50,0	50,25	50,5	50,75
К-сть відповідей	f=	8	8	3	0	0	0	0
Ст. приналежності	«Низька»	1	1	0,375	0	0	0	0
К-сть відповідей	f= «Нормальна»	0	0	5	8	5	0	0
Ст. приналежності		0	0	0,625	1	0,625	0	0
К-сть відповідей	f=	0	0	0	0	3	8	8
Ст. приналежності	«Висока»	0	0	0	0	0,375	1	1

База правил для дизельного двигуна

		C_1	C_2	C_3			C_1	C_2	C_3
B = B_1 D = D_1	**A_1**	П	С	П	**B = B_1 D = D_2**	**A_1**	П	П	П
	A_2	С	Д	С		**A_2**	П	Д	С
	A_3	С	С	С		**A_3**	П	С	П
		C_1	**C_2**	**C_3**			**C_1**	**C_2**	**C_3**
B = B_2 D = D_2	**A_1**	П	П	П	**B = B_2 D = D_1**	**A_1**	П	П	П
	A_2	П	С	П		**A_2**	С	Д	С
	A_3	П	С	П		**A_3**	П	С	П

База правил для синхронного генератора

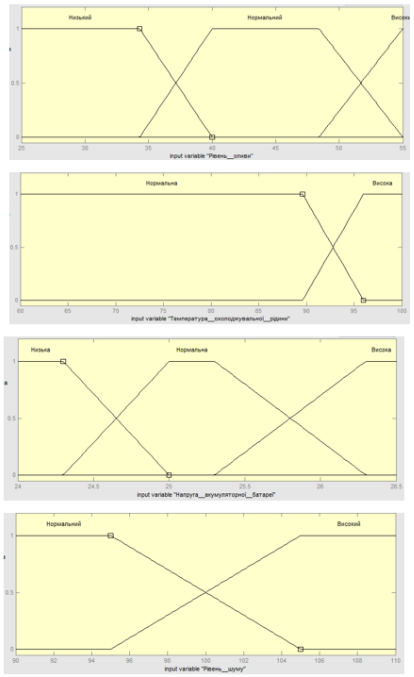
		G_1	G_2	G_3			G_1	G_2	G_3
F = F_1	**E_1**	П	С	П	**F = F_2**	**E_1**	П	П	П
	E_2	П	Д	П		**E_2**	П	С	П
	E_3	П	С	П		**E_3**	П	П	П

База правил для оцінювання технічного стану дизель-генератора

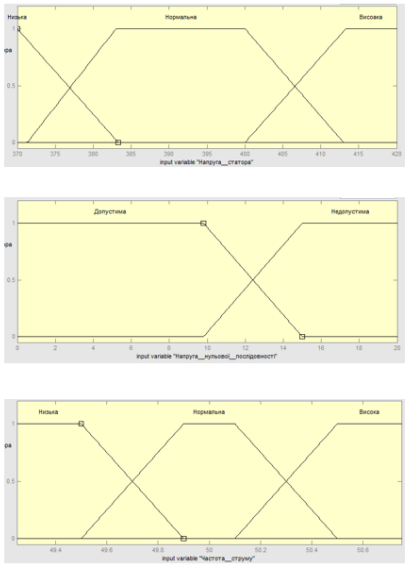
S_1 \ S_2	**Д**	**С**	**П**
Д	ДД	Д	П
С	Д	С	П
П	П	П	ДП

9. Функції приналежності вхідних та вихідної величи нечіткої моделі оцінювання технічного стану дизель-генератора

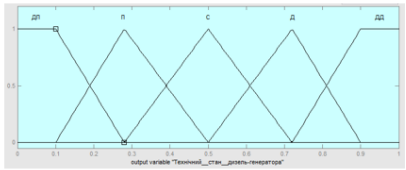
Функції приналежності нечітких термів оцінювання технічного стану дизельного двигуна



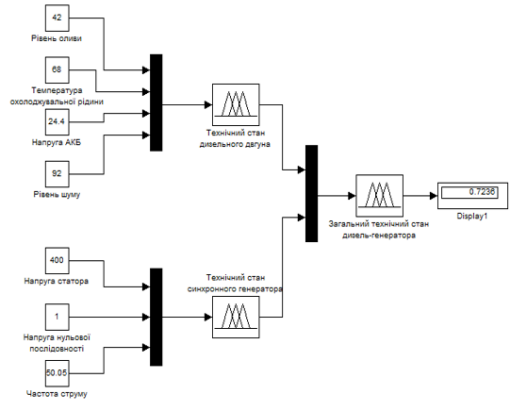
Функції приналежності нечітких термів оцінювання технічного стану синхронного генератора



Функція приналежності технічного стану дизель-генератора



Модель оцінювання технічного стану дизель-генератора в середовищі Matlab



10. Результати оцінювання технічного стану обладнання мережі ВП ГЕС

Силові вимикачі										
Вимикач	Ф-3	Ф-10	Ф-17	Т-31	Т-32	С-31	С-32	ГГ-10	ЕВ Т-1	ЕВ Т-2
Технічний стан, в. о.	0,547	0,617	0,545	0,576	0,504	0,664	0,617	0,646	0,715	0,771

Силові кабелі						
Кабельна лінія	Ф-3	Ф-10	Ф-17	Т-31	Т-32	ГГ-10
Технічний стан, в. о.	0,5	0,723	0,82	0,722	0,702	0,731

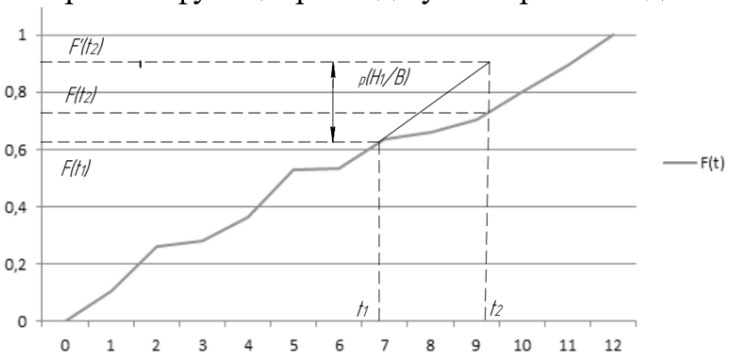
Силові трансформатори					
Трансформатор	5Т3	2Т	6Т	Т1	Т2
Технічний стан, в. о.	0,707	0,708	0,706	0,624	0,624

Генератор власних потреб	
ГВП	ГГ10
Технічний стан, в. о.	0,293

Дизель-генератори				
Дизель-генератор	ДГ1	ДГ2	ДГ3	ДГ7
Технічний стан, в. о.	0,526	0,511	0,452	0,724

11. Визначення імовірності відмови на інтервалі часу

Інтегральна функція розподілу імовірності відмови



Апріорна (безумовна) імовірність відмови обладнання:

$$p(H_1) = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{1 - F(t_1)}$$

Апріорна (безумовна) імовірнысть безвідмовної роботи обладнання:

$$p(H_2) = 1 - p(H_1)$$

Величина умовної імовірності підтвердження технічного стану S при відмові обладнання на інтервалі часу:

$$p(B/H_1) = Y_{Pimin} + Y_{P0} \cdot (Y_{Pimax} - Y_{Pimin})$$

Величина умовної імовірності підтвердження технічного стану S при безвідмовній роботі обладнання на інтервалі часу:

$$p(B/H_2) = Y_{Qimin} + Y_{Q0} \cdot (Y_{Qimax} - Y_{Qimin})$$

Імовірність відмови на інтервалі часу Δt:

$$p(H_1/B) = \frac{p(H_1) \cdot p(B/H_1)}{p(H_1) \cdot p(B/H_1) + p(H_2) \cdot p(B/H_2)}$$

Імовірність відмови обладнання мережі ВП ГЕС на інтервалі часу Δt = 3 міс.

Обладнання	$p(H_1)$	$p(H_2)$	$p(B/H_1)$	$p(B/H_2)$	$p(H_1/B)$
Дизель-генератори					
ДГ1	0,470	0,530	0,524	0,508	0,478
ДГ2	0,006	0,994	0,514	0,505	0,006
ДГ3	0,183	0,817	0,518	0,537	0,178
ДГ7	0,171	0,829	0,225	0,685	0,063
Силові трансформатори					
Т1	0,432	0,568	0,565	0,502	0,461
Т2	0,432	0,568	0,565	0,502	0,461
5Т3	0,252	0,748	0,336	0,691	0,140
2Т	0,416	0,584	0,336	0,691	0,257
6Т	0,416	0,584	0,336	0,692	0,257
Вимикачі					
Ф-3	0,250	0,750	0,536	0,516	0,257
Ф-10	0,250	0,750	0,563	0,503	0,271
Ф-17	0,250	0,750	0,534	0,516	0,257
Т-31	0,250	0,750	0,551	0,515	0,263
Т-32	0,250	0,750	0,506	0,508	0,250
С-31	0,250	0,750	0,342	0,714	0,138
С-32	0,250	0,750	0,563	0,503	0,271
ГГ-10	0,250	0,750	0,340	0,717	0,137
ЕВ Т-1	0,439	0,561	0,335	0,687	0,276
ЕВ Т-2	0,439	0,561	0,238	0,724	0,205
Силові кабелі					
КЛ Ф-3	0,289	0,711	0,472	0,470	0,290
КЛ Ф-10	0,289	0,711	0,287	0,685	0,146
КЛ Ф-17	0,289	0,711	0,340	0,847	0,140
КЛ Т-31	0,229	0,771	0,287	0,685	0,110
КЛ Т-32	0,229	0,771	0,335	0,685	0,127
КЛ ГГ-10	0,229	0,771	0,287	0,684	0,111
Генератор власних потреб					
ГГ10	0,73	0,27	0,685	0,335	0,847

12. Розроблення підходу до підвищення живучості мережі ВП ГЕС. Імовірнісно-статистичне моделювання мережі ВП ГЕС

Формується множина L заходів підвищення живучості:

- L1 – включення ДГ1;
- L2 – включення ДГ2;
- L3 – включення ДГ3;
- L4 – включення ДГ7;
- L5 – включення вимикача С-31

За допомогою ГВЧ формується К = 100 режимів роботи мережі ВП ГЕС. Використовуючи Matlab-модель мережі ВП ГЕС отримано кількісне значення РЕН, за яким визначається ефективність обраних заходів підвищення живучості.

Результат імовірнісно-статистичного моделювання

№	Напруга у вузлі навантаження, в. о.	Елемент, що відмовив	Кількість фідерів з від'ємним РЕН	Заходи підвищення живучості	Кількість фідерів з від'ємним РЕН після реалізації заходів
1	0,96	ДГ3	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2
2	1,02	КЛ Ф-10	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	1
3	1,05	КЛ Ф-3	4	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
4	0,96	Т1	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	3
5	1,10	6Т	2	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3	1
6	1,02	ЕМ Ф-17	2	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	1
7	0,95	2Т	3	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	2
8	0,91	КЛ ГГ-10	5	Включення вимикача С-31	5
9	0,95	КЛ Ф-17	2	Включення ДГ2, ДГ7 та вимикача С-31	1
10	1,09	2Т	1	Включення ДГ2, ДГ7	-
11	0,95	Т1	4	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3, ДГ7 та вимикача С-31	2
12	1,03	5Т3	2	Включення ДГ1, ДГ3, ДГ7	1
....					
100	1,05	КЛ Ф-10	3	Включення ДГ1, ДГ2, ДГ3 та вимикача С-31	2
Кількість фідерів з від'ємним РЕН			295		201

13. Оцінка ризику виникнення аварійної ситуації в мережі ВП ГЕС

Ризик – це добуток імовірності виникнення відмови в ЕЕС та збитків від наслідків аварії. R1 відповідає кількісному значенню ризика розвитку аварії у мережі ВП ГЕС без впровадження заходів підвищення живучості.

R2 відповідає кількісному значенню ризика розвитку аварійної ситуації при проваджені заходів підвищення живучості. Ризики R1 та R2 визначаються за виразами:

$$R_1 = \frac{\sum_{i=1}^{K} k_{1i}}{K*F},\ R_2 = \frac{\sum_{i=1}^{K} k_{2i}}{K*F}.$$

де F – загальна кількість приєднань споживачів; К – кількість режимів.

$$R_1 = \frac{295}{100 \cdot 15}\ 0{,}195=,\ R_2 = \frac{201}{100 \cdot 15} = 0{,}134.$$

За результатом розрахунку значення R1 > R2.

14. Висновки

1. Проведено моделювання режимів вузла навантаження мережі ВП ГЕС в умовах невизначеності режимної інформації. Навантаження мережі ВП ГЕС представлено у вигляді статичних характеристик з інтервальними коефіцієнтами, які визначені за допомогою генетичного алгоритму, що дозволяє визначити СХН та РЕН у будь-який момент часу.
2. Розроблено імовірнісно-статистичний підхід до оцінки живучості мережі ВП ГЕС, який враховує технічний стан обладнання, стохастичність виникнення аварійної ситуації та режиму роботи мережі ВП в момент її виникнення. В якості кількісного критерію оцінки живучості обґрунтовано технічний ризик, який визначається на основі РЕН приєднань мережі ВП ГЕС.
3. Визначено технічний стан та імовірності відмови обладнання мережі ВП ГЕС за існуючими нечіткими моделями, що враховують реальні данні про дане обладнання у вигляді вимірювань, спостережень та випробувань.
4. Розроблено нечітку модель оцінки технічного стану дизель-генератора, яка дозволяє отримати кількісне значення його технічного стану за обмеженою кількістю вимірюваних он-лайн параметрів без виведення його в ремонт. За отриманою кількісною оцінкою технічного стану визначено імовірність відмови дизель-генератора, яка дозволяє прийняти рішення щодо подальшої експлуатації, для забезпечення живучості мережі ВП електростанції при зовнішніх аварійних збуреннях.
5. Імовірнісно-нечіткий підхід до оцінки технічного стану обладнання адаптовано до оцінки стану та імовірності відмови дизель-генератора та дає можливість кількісно оцінити стан дизель-генератора за оцінками технічного стану дизельного двигуна та електричного генератора в умовах обмеженої кількості діагностичних параметрів
6. Виконано імовірнісно-статистичне моделювання мережі власних потреб ГЕС для кількісної оцінки її живучості та визначення найбільш ефективних заходів з її підвищення. За результатами моделювання визначено, що ефективними заходами для підвищення живучості мережі при зовнішніх збуреннях та відмовах обладнання є використання дизель-генераторів, об’єднання секцій мережі ВП секційним вимикачем та поєднання цих двох заходів.