

УДК 621.311

П. Д. Лежнюк, д. т. н., проф.; О. О. Рубаненко**ВИЗНАЧЕННЯ ПОТОЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ ЕЕС В УМОВАХ НЕПОВНОТИ ПОЧАТКОВИХ ДАНИХ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ЗАСОБІВ НЕЙРОННОГО МОДЕЛЮВАННЯ**

Запропоновано математичну модель, яка дозволяє знаходити потужності навантажень у вузлах при відмові пристроїв телеметрії шляхом використання гібридної нейронної мережі та алгоритму нечіткого висновку Сугено.

Ключові слова: втрати електроенергії, алгоритм нечіткого висновку Сугено, потужність в вузлі, функції приналежності.

Актуальність

Заміна структури енергетичної галузі та перехід на інший рівень функціонування призвели до появи нових і загострення існуючих проблем транспортування та розподілу електроенергії. Однією з таких проблем є підвищення втрат потужності, які протягом тривалого часу в електроенергетичних системах (ЕЕС) України не перевищували 10% [1, 2], а останніми роками зросли до рівня, який майже вдвічі перевищує аналогічні показники західних країн [2, 3]. Одна з причин цього – моральне і фізичне старіння обладнання об'єктів електричних мереж на всіх рівнях експлуатації енергетичної системи України та неможливість його модернізації внаслідок складного фінансового стану галузі [4, 5, 6]. Перспективним напрямком зменшення втрат є впровадження сучасних автоматичних і автоматизованих систем управління ЕЕС з метою забезпечення оптимальних режимів роботи [7]. Ефективність їх роботи визначається алгоритмами, закладеними в основу їх роботи.

Ефективність оптимального управління визначається точністю, адекватністю математичних моделей. Математичні моделі процесу автоматизації оптимального управління динамічними системами загалом характеризуються частковими підходами. Відтворення повної картини модельованого явища дозволяє досягти достатньої узагальненості результатів досліджень і розповсюдити останні на ряд подібних явищ.

Для підвищення ефективності оптимального управління доцільно використовувати одну методологічну базу й системний підхід на всіх етапах розв'язку задачі оптимального управління, починаючи з формування математичної моделі і закінчуючи практичною реалізацією оптимальних рішень.

Тому актуальними є задачі побудови математичних моделей зміни оптимальних параметрів нормального режиму, які дозволяли б визначити такі зміни напруг на підстанціях, що можуть забезпечити найменші сумарні втрати в мережах. Потрібно розробити моделі, які дозволяли б спрогнозувати ті початкові параметри, потрібні для розрахунку нормального режиму, але не надійшли з будь-яких причин.

Метою роботи є розроблення математичної моделі, яка дозволила б засобами нечіткого моделювання знаходити значення активної потужності у вузлі при відмові пристроїв телеметрії.

Знаходження невідомих параметрів для розрахунку режиму

У процесі експлуатації виникають ситуації, коли внаслідок пошкодження засобів телеметрії, каналів зв'язку та з інших причин не вистачає початкових даних для якісного розрахунку оптимальних параметрів нормального режиму ЕЕС. Розглянемо таку ситуацію на прикладі мереж 330-750 кВ ПЗЕС (Південно-Західної енергетичної системи) (рис. 1).

При реалізації принципів такого управління можлива децентралізація частини

інформаційних функцій без втрати принципів централізованого управління регульованими трансформаторами. Тобто, на визначеному інтервалі зміни навантажень управління трансформатором може здійснюватись тільки за параметрами зони корекції. При виході параметрів із заданого інтервалу автоматично коригується закон управління. Оскільки така корекція здійснюється, виходячи із загальносистемного критерію оптимальності за результатами оптимізаційних розрахунків з урахуванням всіх технічних обмежень, то системний підхід зберігається [8, 9].

Реалізація закону оптимального управління здійснюється з врахуванням чутливості. Задача оптимального управління формулюється таким чином, щоб керований параметр, у нашому випадку це потужність у вузлі, був в області оптимальності. Такий діапазон визначається в режимі реального часу для кожного окремого трансформатора на основі інформації, отриманої по каналах телеметрії з вузлів, які входять до його зони корекції. Коригувальними діями системи автоматичного керування (САК) регулюючими пристроями напруга вводиться в область оптимальності [10].

Через пошкодження обладнання на підстанції (вузол 830) диспетчер перестав отримувати дані про навантаження у вузлі 830. Дані з інших вузлів 710, 756, 824, 837 продовжують надходити.

Результати попередніх вимірювань зберігаються на сервері ПЗЕС, фрагмент цих даних наведений в таблиці 1.

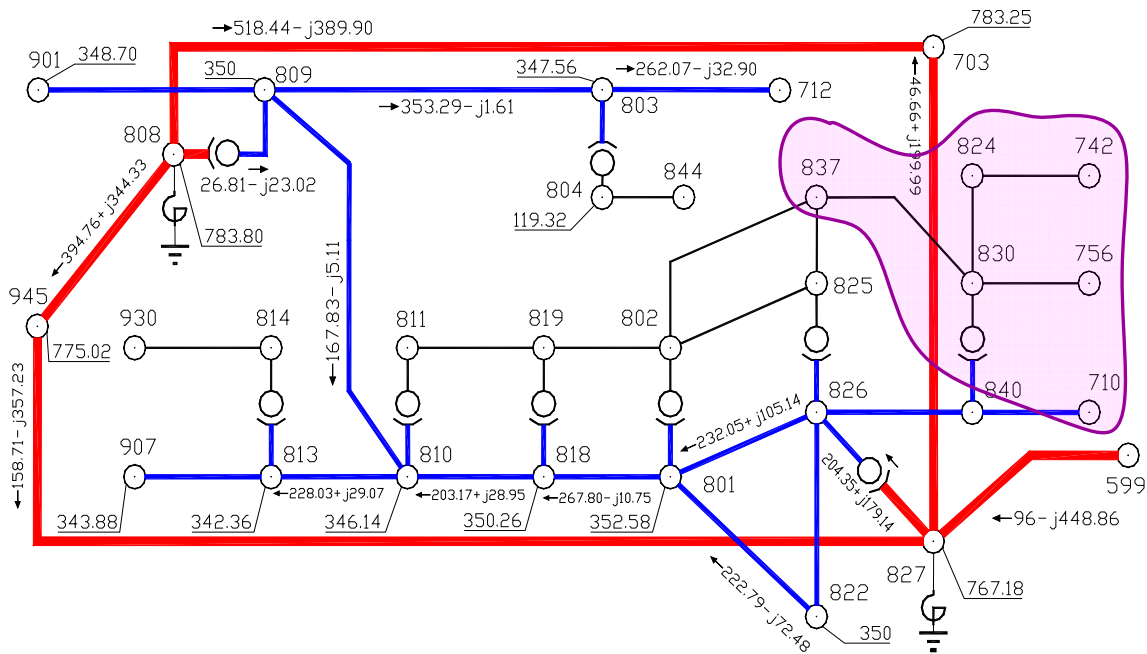


Рис. 1. Фрагмент мереж 110-750 кВ ПЗЕС

Потрібно визначити результати вимірювань у вузлі 830, необхідні для розрахунку оптимальних параметрів нормального режиму. Розглянемо на прикладі визначення потужності навантаження.

Алгоритм нечіткого висновку Сугено

Для цього скористаємось алгоритмом нечіткого висновку Сугено. Цей алгоритм передбачає наступні етапи [10].

1. Формування бази правил систем нечіткого висновку. У базі правил використовуються тільки правила у формі:

ПРАВИЛО $\langle \# \rangle$: ЯКЩО " $\beta_1 \in \alpha$ " І " $\beta_2 \in \alpha$ ", ТО " $w = \varepsilon_1 \cdot a_1 + \varepsilon_2 \cdot a_2$ ".

Тут $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ - вагові коефіцієнти. При цьому значення вихідної змінної w визначається як дійсне число.

2. Фазифікація вхідних змінних.

3. Агрегація підумов в нечітких правилах. Для знаходження ступеня істинності умов всіх нечітких правил, як правило, використовується логічна операція \min -кон'юнкції. Правила, ступінь істинності умов яких відмінна від нуля, вважаються активними і використовуються для подальших розрахунків.

4. Активізація підвисновків в нечітких правилах. По-перше, знаходяться значення ступенів істинності всіх висновків нечітких правил. По-друге, здійснюється розрахунок звичайних (не нечітких) значень вихідних змінних кожного правила. Це виконується з використанням формули для висновку, в яку замість a_1 і a_2 підставляється значення вхідних змінних до етапу фазифікації. Тим самим визначаються безліч значень $C = \{c_1, c_2, c_3, c_4, \dots, c_n\}$ і безліч значень вихідних змінних $W = \{w_1, w_2, w_3, w_4, \dots, w_{cn}\}$, де i - загальна кількість правил в базі правил.

5. Акумуляція висновків нечітких правил продукцій. Акумуляція фактично відсутня, оскільки розрахунки здійснюються із звичайними дійсними числами.

6. Дефазифікація вихідних змінних. Використовується модифікований варіант у формі методу центру тяжіння для одноточечних множин.

Побудова моделі

Моделювання проводимо в середовищі універсальної системи комп'ютерної математики MATLAB. З цією метою використовуємо редактор гібридних мереж Anfis.

Для створення гібридної мережі завантажуюмо дані з таблиці 1. В якості вхідних даних вказані потужності навантажень вузлів 710, 756, 824, 837, в якості вихідних даних – навантаження у вузлі 830.

Таблиця 1

Фрагмент даних телевимірювань у підстанціях ПЗЕС

$P_{\text{нав.710}}$	$P_{\text{нав.756}}$	$P_{\text{нав.824}}$	$P_{\text{нав.837}}$	$P_{\text{нав.830}}$
13.23	3.00	11.04	7.28	8.01
8.10	3.01	6.8	4.68	6.23
10.80	3.00	8.92	5.88	8.01
13.50	3.002	11.04	7.28	9.78
14.58	3.005	11.04	7.28	8.01
16.2	3.01	13.81	9.1	12.10
17.55	3.02	13.81	9.10	11.56
22.95	3.00	16.99	11.20	14.23
22.41	3.00	16.99	11.20	15.12
.....
16.47	3.1	12.96	8.54	11.58

Перед генерацією Generate Fis задаємо по три терми для кожної з вхідних величин, а також тип функцій приналежності gauss2mf. Тип вихідної функції вибираємо linerial. Після генерації отримуємо таку структуру гібридної мережі рис. 2.

Перед навчанням мережі вибираємо гібридний метод навчання, який є комбінацією метода найменших квадратів та метода зменшення зворотного градієнта.

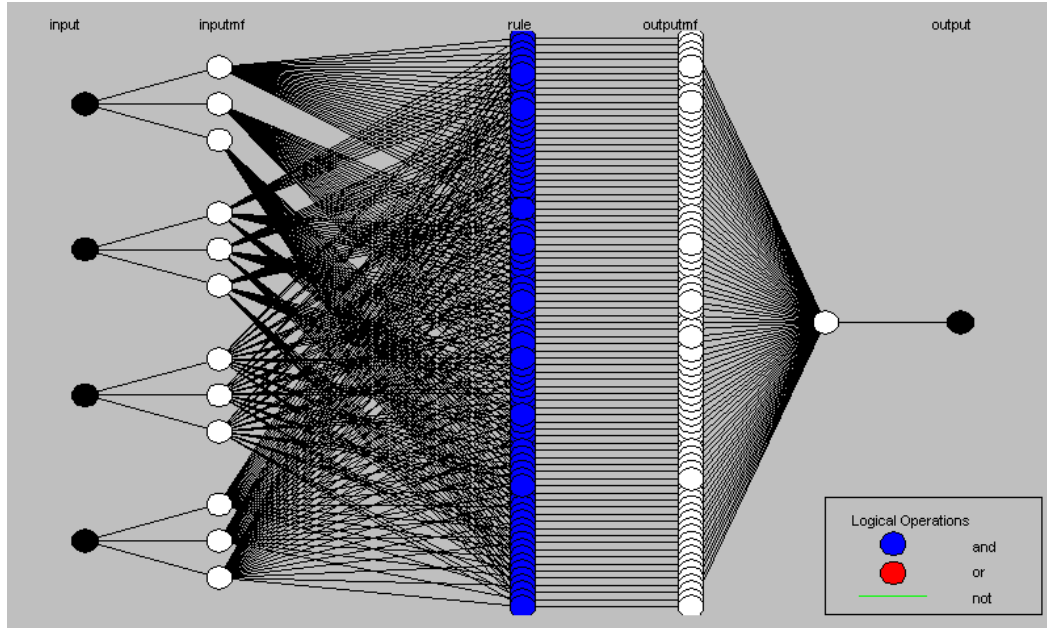


Рис. 2. Структура гібридної мережі

Встановлюємо рівень похибки навчання – 0. Задаємо кількість циклів навчання – 10 (рис. 3).

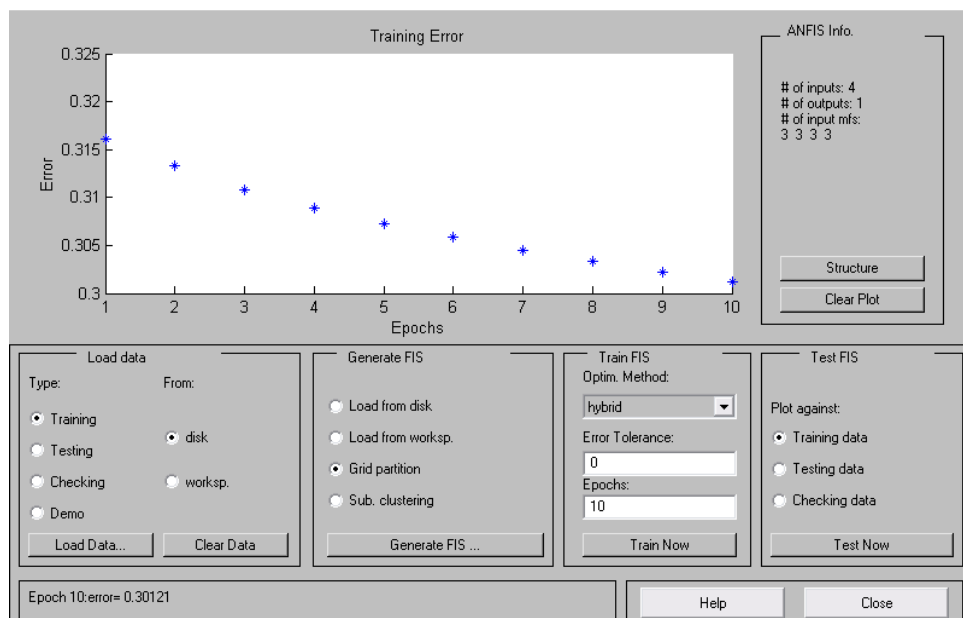
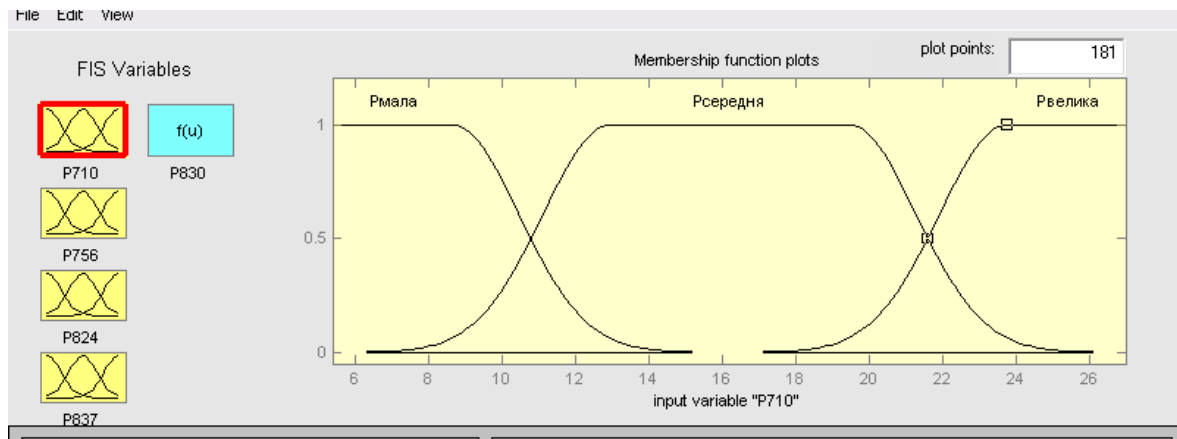


Рис. 3. Похибка навчання мережі

Функції приналежності для термів змінної навантаження P_{830} наведені на рис. 4.

Рис. 4. Функції приналежності для термів змінної навантаження P_{830}

Вибір оптимальної (з погляду похибки навчання) функції приналежності та оптимального методу навчання здійснювався шляхом порівняння 16 моделей.

Навчання мережі триває 30 хвилин (процесор Sempron 2.8+). Похибка навчання складає 0,3 МВт (рис. 3).

Для дослідження побудованої моделі гібридної мережі можна скористатись програмою Rule Viever.

Шукане значення невідомої змінної (потужність вузла 830) визначається при відомих навантаженнях вузлів 710, 756, 824, 837 за допомогою побудованої моделі (рис. 5).

Так, наприклад, при потужностях навантажень у вузлах 710, 756, 824, 837:

$P_{710}=22,41$ МВт; $P_{756}=3,00$ МВт; $P_{824}=22,41$ МВт; $P_{837}=22,41$ МВт.

Прогнозоване значення потужності навантаження у вузлі $P_{830}=14,6$ МВт.

Похибка $15,12-14,6=0,52$ МВт.

Так, наприклад, при навантаженнях вузлів 710, 756, 824, 837:

$P_{710}=13,23$ МВт; $P_{756}=3,00$ МВт; $P_{824}=11,04$ МВт; $P_{837}=7,28$ МВт.

Прогнозоване значення потужності навантаження у вузлі $P_{830}=8,01$ МВт.

Похибка $8,01-8,01=0$ МВт.

При побудові мережі використовувався багатоваріантний підхід, а саме: розглядалися варіанти з функціями приналежності типу trimf, trapmf, gbellmf, gaussmf, pimgf, dsigmf, psigmf, а також альтернативний гібридному методу навчання - метод зворотного розповсюдження backpropo.

Отримана модель є системою логічних рівнянь (рис. 6).

Таж сама система рівнянь, але записана в іншій формі має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{ЯКЩО } P_{710} = \text{«велика»} \text{ І } P_{756} = \text{«середня»} \text{ І } P_{824} = \text{«середня»} \text{ І } P_{837} = \text{«велика»} , \text{ ТО} \\ P_{830} = \text{«середня»} \\ \text{ЯКЩО } P_{710} = \text{«велика»} \text{ І } P_{756} = \text{«середня»} \text{ І } P_{824} = \text{«велика»} \text{ І } P_{837} = \text{«мала»} , \text{ ТО} \\ P_{830} = \text{«середня»} \\ \dots \\ \text{ЯКЩО } P_{710} = \text{«велика»} \text{ І } P_{756} = \text{«велика»} \text{ І } P_{824} = \text{«велика»} \text{ І } P_{837} = \text{«велика»} , \text{ ТО} \\ P_{830} = \text{«велика»} \end{array} \right.$$

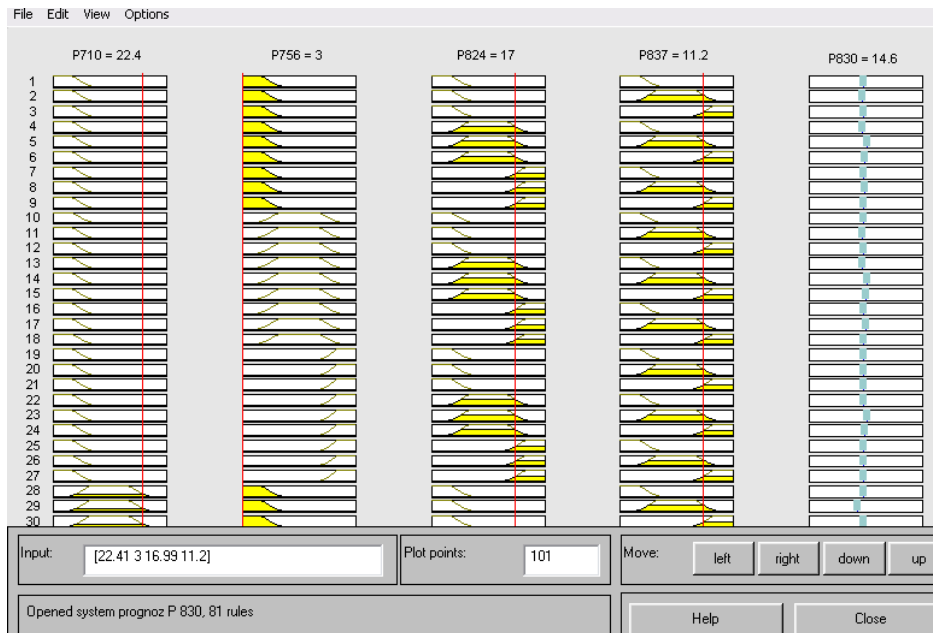


Рис. 5. Результати розрахунку потужності навантаження у вузлі 830 за допомогою розробленої моделі

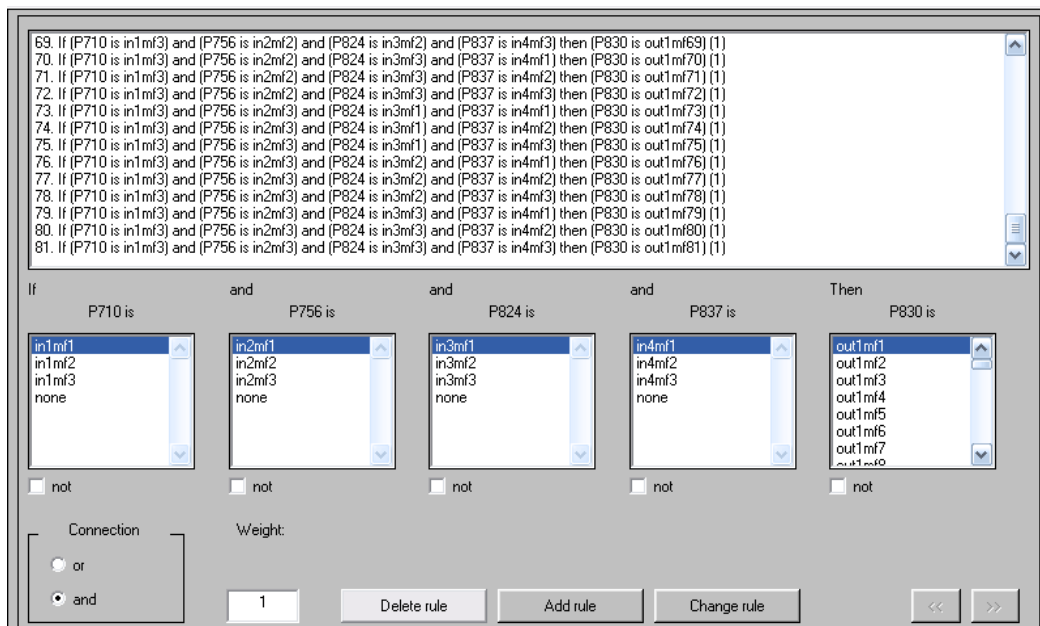


Рис. 6. Система логічних рівнянь

Таким чином було розглянуто 16 варіантів моделей. Критерієм оптимізації при виборі найкращої моделі є мінімум похибки навчання, яка для обраного рішення становить 0,30727. Залежність шуканого навантаження у вузлі 830 від навантажень вузлів 710, 756, 824, 837 є складною, про що свідчить поверхня прогнозованих значень навантажень у вузлі 830, яка наведена на рис. 8.

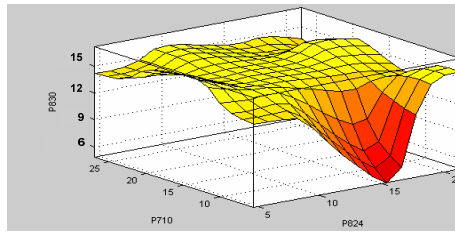


Рис. 8. Поверхня прогнозованих значень у вузлі 830 в залежності від значень активної потужності в вузлах 824 і 710

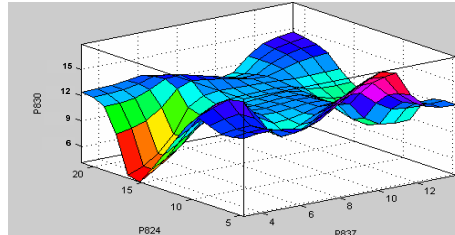


Рис. 9. Поверхня прогнозованих значень у вузлі 830 в залежності від значень активної потужності в вузлах 824 і 837

Перевірка розробленої моделі проводилась на перевіірочній вибірці даних в середовищі MATLAB.

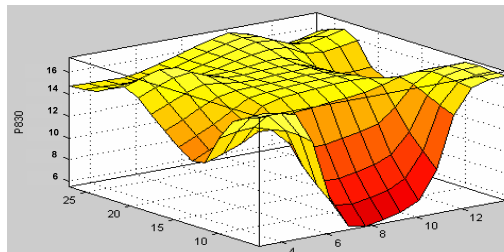


Рис. 10. Поверхня прогнозованих значень у вузлі 830 в залежності від значень активної потужності в вузлах 837 і 710

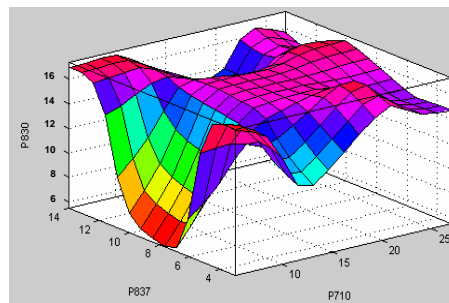


Рис. 11. Поверхня прогнозованих значень у вузлі 830 в залежності від значень активної потужності у вузлах 710 і 837

Оцінка ефективності розробленої моделі прогнозування невідомого значення потужності у вузлі

Для схеми наведеної на рис. 1 втрати (при відсутності прогнозованих даних про потужність навантаження у вузлі 830 – $P_{830} = 11,56$ МВт) неоптимального режиму склали 30,8 МВт, а оптимального режиму – 28,3 МВт. Ефективність впровадження оптимального режиму дорівнює 2,5 МВт. За умов використання в розрахунку прогнозованого значення потужності навантаження у вузлі 830 $P_{830}=14,23$ МВт отримали значення втрат для оптимального режиму 25,7 МВт, а для неоптимального – 29,2 МВт. Ефективність

впровадження оптимального режиму складала 3,5 МВт. Використання в розрахунках прогнозованого значення потужності навантаження у вузлі 830 дозволило зменшити втрати потужності на 1 МВт на 3,42%.

Висновки

Використання запропонованого методу прогнозування з використанням нейро-нечітких моделей дозволяє визначити необхідні дані для розрахунку оптимальних параметрів нормальних режимів ЕЕС в умовах неповноти вхідних даних. Отримання таких залежностей в аналітичному вигляді є складною задачею, яка легко вирішується засобами нейро-нечіткого моделювання в середовищі MATLAB. Розроблена математична модель дозволяє знаходити потужності навантажень у вузах при відмові пристроїв телеметрії шляхом використання гібридної нейронної мережі та алгоритму нечіткого висновку Сугено.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Бабушкин В.М., Бондаренко Э.А., Черемисин И.М. Современное состояние энергетики Украины и проблемы ее развития // Электрические сети и системы. – 2003. – №2. – С. 3 – 7.
2. Паливно-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень / Шидловський А.К., Стогній Б.С., Кулик М.М. та ін. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2004. – 468 с.
3. Павловський В.В., Куденко Г.Е. Инженерный расчёт потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившихся режимов // Электрические сети и системы. – 2004. – №3. – С. 17 – 22.
4. Дикий М. О. Сучасний стан і перспективи оздоровлення енергетики України // Енергетика і електрифікація. – 2001. – № 5. – С. 2 – 7.
5. Жирабок А.Н. Нечёткие множества и их использование для принятия решений // Соросовский образовательный журнал. – 2001. – №2. – С. 28 – 33.
6. Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчета. – М.: Энергия, 1979. – 416 с.
7. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.О. Оптимальне керування режимами електроенергетичних систем з застосуванням нечіткого моделювання // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені Михайла Остроградського. – 2007. – №4. – С. 129 – 133.
8. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем.– М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
9. Реклейтис Г., Рейвиндран А., Рэгсдел К. Оптимизация в технике. т. 1. – М.: Мир, 1986. – 346 с.
10. Автоматизация управления энергообъединениями / Гончуков В.В., Горнштейн В.М., Крумм Л.А. и др. – М.: Энергия, 1979. – 432 с.
11. Леоненков А.В. Нечёткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. – БХВ-Петербург, 2003. – 736 с.

Лежнюк Петро Дем'янович – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електричних станцій та систем.

Рубаненко Олена Олександрівна – аспірант кафедри електричних станцій та систем.

Вінницький національний технічний університет.