

ОКЕУ 2015

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ

**III МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ТЕХНІЧНА
КОНФЕРЕНЦІЯ**



**14-15 жовтня, 2015 р.
Вінниця, Україна**

НАУКОВИЙ КОМІТЕТ

Голова - В. Грабко, ректор ВНТУ

Заступник голови - П. Лежнюк (ВНТУ, завідувач кафедри ЕСС)

Члени: С. Артюх (Харків), М. Бурбело (Вінниця), Є. Бардик (Київ), Л. Добровольська (Луцьк), Дінь Тхань В'єт (В'єтнам, Дананг), І. Жежеленко (Маріуполь), К. Запайщиков (Київ), П. Кацейко (Польща, Люблін), В. Клепіков (Харків), О. Козлов (Росія, Благовещенськ), А. Копесбаєва (Казахстан, Алмати), С. Кудря (Київ) В. Кутін (Вінниця), В. Кухарчук (Вінниця), Г. Лисяк (Львів), О. Лозинський (Львів), Б. Мокін (Вінниця), О. Мокін (Вінниця), Ж-П. Нгома (Камерун, Дуала), О. Нікіторович (Вінниця), С. Пересада (Київ), В. Постолаті (Молдова, Кишинів), О. Садовой (Дніпродзержинськ), Ф. Сантана (Португалія, Лісабон), М. Сегеда (Львів), А. Стайгер-Гарсія (Португалія, Лісабон) І. Стратан (Молдова, Кишинів), Тран Ван Нам (В'єтнам, Дананг), О. Чорний (Кременчук), О. Яндульський (Київ), В. Янішевський (Київ).

ОРГКОМІТЕТ (Робоча група)

Голова - С. Павлов, проректор з наукової роботи ВНТУ;

Заступники голови - В. Леонтєв, декан ФЕЕЕМ, В. Кулик, заступник декана ФЕЕЕМ з наукової роботи;

Члени: М. Розводюк, В. Нетребський, В. Лесько, О. Сікорська, Ю. Малогулко.

ІІІ МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ТЕХНІЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
«ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ – ОКЕУ'15»

ОРГАНІЗАТОРИ:

Інститут електродинаміки Національної академії наук України

Інститут відновлюваної енергетики Національної академії наук України

Державне підприємство НАЕК «Енергоатом»

Національний технічний університет України «КПІ»

Національний університет «Львівська політехніка»

Секція «Україна» Міжнародного інституту ІЕЕЕ

Луцький національний технічний університет

Новий університет Лісабону, Португалія

Технічний університет Молдови, м. Кишинів

Університет м. Дуала, Республіка Камерун

Університет м. Дананг, В'єтнам

Амурський державний університет, м. Благовещенськ

Алматинський університет енергетики і зв'язку, м. Алмати, Республіка Казахстан

Технічний університет «Люблинська політехніка», Польща

Tafila Technical University, Jordan

ТЕМАТИЧНІ НАПРЯМКИ ПРОВЕДЕННЯ КОНФЕРЕНЦІЇ:

- **Теоретичні проблеми оптимального керування;**
- **Електроенергетичні системи та керування ними;**
- **Електромеханічні системи, електротехнічні комплекси та керування ними;**
- **Електротехнологічні процеси й енергозбереження;**
- **АЕС в об'єднаній енергетичній системі України;**
- **Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії в електроенергетичних системах.**

Робочі мови конференції: українська, російська, англійська.

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ ВИРТУАЛЬНЫХ ИЕРАРХИЧЕСКИХ СТРУКТУР ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ, ОБУЧЕНИЯ И ТРЕНАЖА ПЕРСОНАЛА ОЭС УКРАИНЫ

1- НП ООО "Инфотех"

2- НТУУ "КПИ"

Руководство оперативной эксплуатацией распределенного на всей территории Украины энергетического оборудования ОЭС Украины осуществляется высококвалифицированным персоналом ГП НЭК "Укрэнерго". Поддержание и развитие эффективных навыков и способов быстрой ликвидации условий возникновения и развития разнообразных аварий обуславливает необходимость совершенствования методик и технологий обучения.

В настоящее время существующие способы и возможности сильно ограничены в силу отсутствия необходимого финансирования и необходимого внимания со стороны руководства. Недостаточный уровень квалификации персонала и отсутствие готовности быстро ликвидировать аварийные ситуации приводит к большим межсистемным авариям.

Долгое отсутствие аварий приводит к снижению готовности оперативно-диспетчерского персонала их быстро ликвидировать. Поэтому важны периодичность и высокое качество обучения, обеспечиваемые содержанием учебно-методической базы программ повышения квалификации и тренажа персонала.

Применение современных технологий обучения, базирующихся на методах виртуализации, позволит обеспечить поддержание должных навыков персонала и высокое качество подготовки.

Эффективными методами обучения и тренажа персонала в современных условиях признаны различные обучающие системы и тренажеры, позволяющие адекватно моделировать нормальные и аварийные режимы работы энергетического оборудования в реальном времени. Однако почти все созданные к настоящему времени тренажеры являются локальными, реализуют ограниченные функции и практически не подлежат модернизации и развитию.

Анализ опыта эксплуатации зарубежных и украинских ОЭС показал, что главным условием для решения задач обучения и тренажа оперативно-диспетчерского персонала на всех уровнях иерархии существующей системы управления является создание общей распределенной информационной среды моделирования ОЭС на базе виртуальных иерархических структур.

Такие виртуальные иерархические структуры позволяют осуществлять краткосрочный и долгосрочный прогнозный мониторинг режимов работы ОЭС Украины в темпе производства с целью максимально быстрой реакции диспетчерского персонала на различные нарушения режимов. Включение представленных иерархических структур в состав тренажеров повысит качество и эффективность обучения персонала ОЭС Украины.

В.М. Авраменко, д.т.н, проф., Н.Т. Юнєєва, к.т.н.

**АВТОМАТИЗАЦІЯ РОЗРАХУНКУ ДОЗОВАНИХ КЕРІВНИХ ДІЙ В АДАПТИВНІЙ
АВТОМАТИЦІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ ЕЕС**

Складовою частиною проекту створення адаптивної протиаварійної автоматики запобігання порушення статичної стійкості (АЗПС) ОЕС України у заданому перетині [1] є розробка програмних засобів автоматизації розрахунку дозованих керівних дій, яка є предметом цієї доповіді. Адаптивність автоматики забезпечується шляхом корекції з певним інтервалом часу уставок мікропроцесорної протиаварійної автоматики (ПА) відповідно до умов поточного електричного режиму ОЕС. Параметри поточного режиму визначаються розрахунком оцінювання стану ОЕС на основі телевимірювань програмним комплексом КОСМОС. Об'єми керівних дій для забезпечення нормативів стійкості [2] визначаються на заданій множині зовнішніх збурень та для заданих траєкторій обважнення режиму і передаються в центральний комплекс автоматики через інформаційну мережу «ЕНЕРГІЯ».

Траєкторія обважнення – це послідовність обважнених усталених режимів, завдяки якій досягається межа області статичної стійкості для поточної схеми та режиму роботи енергосистеми. Призначення АЗПС – виконати такі вимикання навантаження у вузлах енергосистеми, які здійснюються спеціальною автоматикою САВН, які забезпечать нормативний запас стійкості у контрольованому перетині [3]. Пусковими органами (ПО) автоматики є перелік аварійних збурень, які переводять систему у післяаварійний стан із зниженим рівнем стійкості, який визначається коефіцієнтами запасу стійкості з активної потужності K_p та за напругою K_u .

Таким чином, загальний алгоритм дії адаптивної ПА передбачає зовнішній цикл по пускових органах автоматики та цикл покрокового обважнення післяаварійного режиму, з обчисленням і перевіркою коефіцієнтів K_p і K_u . Якщо ми досягаємо нормативних значень $K_{p \text{ нормат.}}$ і $K_{u \text{ нормат.}}$, робиться висновок: керівні дії автоматики для забезпечення статичної стійкості післяаварійного режиму для даного ПО_i не потрібні. У протилежному випадку виконується цикл на виконання керівних дій. Метою алгоритму є формування коду керівних дій (КД) як послідовності нулів і одиниць (одиниця – сигнал на вимикання навантаження, нуль – відсутність сигналу) у відповідності з послідовністю черг САВН.

Сформовані таблиці КД запам'ятовуються пристроєм АЗД, який будується на основі апаратури RTU-560 фірми АВВ, що дає можливість обміну даними за протоколом ІЕС 60870-5-104, а також прийому з пускових органів та видачі до виконавчих органів (ВО) дискретних сигналів. Для прийому команд з ПО та передачі команд на ВО використовуються існуючі команди «ПА ПІВДНЯ» (автоматики, центральний комплекс якої знаходиться на ПС-330 кВ Ново-Каховська і яка забезпечує стійкість ОЕС у одному з найбільш напружених регіонів), що розмножуються (у випадку ПО) або дублюються (у випадку ВО).

Особливість даної задачі полягає в необхідності розрахунку самоусталених за напругою післяаварійних режимів, які утворюються після аварійних збурень під дією автоматичних регуляторів збудження (АРЗ) синхронних генераторів і компенсаторів. Ця проблема вирішується завдяки використанню програми розрахунку таких режимів у програмному комплексі АВР-74, яка дозволяє врахувати статизм АРЗ за напругою [4].

Список літературних джерел:

1. Авраменко В.М., Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Прихно В.Л. Адаптивна протиаварійна автоматика забезпечення статичної стійкості енергосистеми // Технічна електродинаміка №4, 2014. – С. 50–52.
2. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. – Київ, Міненерговугілля України, 2012. – 35 с.
3. Авраменко В.М., Гурєєва Т.М., Бабіч Н.О., Янкін А.О. Дослідження алгоритму скоординованого керування перетинами для забезпечення стійкості энергооб'єднання // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб.наук.пр. – 2015. – вип. 40 – С. 5–9.
4. Авраменко В.Н. Модели, методы и программные средства для расчета и анализа переходных режимов и устойчивости ЭЭС // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Зб.наук.праць. Вип. 18 – 2007. – С. 12–26.

ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДІВ ЛІНІЙНОГО ПРОГРАМУВАННЯ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ СУЧАСНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Національний технічний університет України „Київський політехнічний інститут”

Метою роботи є розробка методів та алгоритмів оптимізації розвитку електричних мереж сучасних енергосистем, що забезпечують ефективне вирішення поставленої задачі, виконання технічних та ресурсних обмежень у вигляді рівностей та нерівностей. При оптимізації розвитку вибираються напруга й конфігурація електричних мереж, встановлюється черговість спорудження об'єктів енергосистем.

Розглянемо класичну постановку задачі. Нехай задані місця розташування електростанцій, кожна з яких генерує потужність a_i , де $i=1,2,\dots,I$. Крім того, задані навантажувальні пункти, потреба в потужності яких становить b_j , де $j=1,2,\dots,J$. Функція дисконтованих витрат на транспорт енергії від електростанцій до споживачів може бути записана у вигляді

$$Z = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J C_{ij} x_{ij} \quad (1)$$

де C_{ij} - питома вартість транспорту потужності від i -ї електростанції до j -го споживача; x_{ij} - потужність, що передається від i -ї електростанції до j -го споживача. Задача вирішується при наявності обмежень по балансу потужності у вузлах

$$\sum_{j=1}^J x_{ij} = a_i, \quad i=1,2,\dots,I \quad \sum_{i=1}^I x_{ij} = b_j, \quad j=1,2,\dots,J \quad (2)$$

Для побудови функцій дисконтованих витрат для елементів мережі, серед яких розрізняють лінії електропередачі і трансформатори, застосований метод економічних інтервалів. При використанні для оптимізації розвитку методів лінійного програмування функцію витрат у кожну гілку мережі апроксимують прямою лінією. Для апроксимації використаний метод найменших квадратів.

Для розв'язку транспортної задачі із проміжними перевезеннями може бути використаний метод економічних потенціалів, сутність якого полягає у наступному.

Розрахункова схема електричної мережі підрозділяється на зони, що оточують задані балансуєчі (опорні) пункти. Балансуєчі пункти є центрами, від яких починається побудова зон розрахункової схеми. Кожна зона має вигляд дерева мережі і складається з ярусів, відлічуваних одночасно від усіх опорних пунктів. Контури схеми усередині зон і зв'язки між зонами замикаються за допомогою хорд. Адресна модель електричної мережі складається із посилок, що дозволяють оперативно «переключати увагу» від гілки схеми до ідентичного їй вузла, і навпаки. Конкретний склад адресної моделі визначається специфікою розв'язуваної задачі.

При оптимізації задача розрахунку економічних потенціалів ефективно вирішується за допомогою евристичного алгоритму, що моделює для кожної з зон розрахункової схеми один з напрямків причинно-слідчих впливів: передачу потенціалів від балансуєчого до навантажувальних пунктів. При цьому з виразу

$$\pi_j^{(v)} = \pi_i^{(v)}(\gamma(\alpha)) + C_{ij}(\alpha) \quad (3)$$

знаходять потенціали всіх вузлів мережі, які подальше уточнюються в процесі ітерацій. В (3) α - адресне посилення «вузол – гілка, що живить даний вузол через дерево схеми»; γ - адресне посилення «гілка – вузол, в якому починається гілка, що розглядається».

Проведені розрахунки показали, що запропонований алгоритм вибору оптимальної конфігурації електричних мереж сучасних енергосистем, який використовує метод економічних потенціалів, має досить високий рівень збіжності, стійкість до вибору початкових наближень.

Базилевич М.В., асистент, Баран П.М. к.т.н., доцент,
Кідиба В.П. к.т.н., доцент, Сабадаш І.О., к.т.н., доцент

ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ЗАХИСТУ ВІД ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ В СКЛАДНІЙ РОЗГАЛУЖЕНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

Вступ. Міські мережі та мережі промислових підприємств мають складну структуру з великою кількістю Розподільчих Пристроїв (РП) та наявністю перехресних зв'язків та секційних вимикачів. Конфігурація такої мережі може змінюватися. Задачею досліджень є встановлення особливостей розподілу струмів нульової послідовності 3І0 фідерів від конфігурації мережі і їх вплив на функціонування алгоритмів захисту від ОЗЗ.

Результати досліджень. Дослідження виконали для алгоритмів, які впроваджувались в пристрій захисту від ОЗЗ «Альтра32-316» [1] виробництва ІМСКОЕ. Цей пристрій визначає пошкоджений фідер по спрямуванню струмів нульової послідовності 3І0 відносно напруги нульової послідовності в перший момент ОЗЗ. Алгоритм надійно себе проявив при роботі в електричних мережах як з ізольованою, так і компенсованою нейтраллю.

Для досліджень було побудовано цифрову модель електричної мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю (Рисунок 1). На підстанції ПС-1 є дві секції шин СШ1 і СШ2. В мережі встановлено РП-1. Секції шин РП-1 живляться від ПС-1 по окремих фідерах. На РП-1 встановлено секційний вимикач СВ1, який в нормальному режимі розімкнутий.

Пристрій захисту від ОЗЗ «Альтра32-316» встановлений на СШ1 РП1. На пристрій подається інформація про струми нульової послідовності СШ1 РП1. Під час моделювання досліджувався розподіл струмів нульової послідовності по фідерах при замиканнях в різних точках мережі і при ввімкнутому та вимкненому СВ1 на РП1. Інформація про положення СВ1 і струми 3І0 фідерів СШ2 РП1 на «Альтра» не надходила.

Величина струмів 3І0 фідерів та їх розподіл під час ОЗЗ залежить від конфігурації мережі та місця ОЗЗ. В режимі із розімкнутим секційним вимикачем СВ1, як показали дослідження, алгоритми роботи «Альтра» чітко фіксували

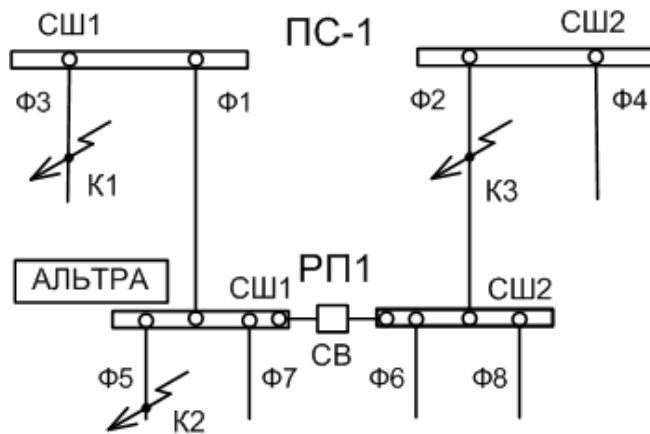


Рисунок 1- Схема мережі, що досліджувалась

пошкоджений фідер при замиканні на фідерах, що живляться від РП1. За замикання в точці К1 і відсутності інформації про струм 3І0 в фідері Ф1 «Альтра» визначала наявність ОЗЗ і його факт на частині мережі, що не захищалась нею. Якщо ж в «Альтру» ввести інформацію про струм 3І0 в живлячому фідері Ф1, то пристрій чітко фіксує ОЗЗ в частині мережі, що живиться від ПС-1 і не захищена «Альтрою».

Ввімкнення секційного вимикача СВ1 суттєво змінює величини 3І0 та їх розподіл по фідерах - починає впливати мережа, підключена до СШ2 ПС-1. Напрямок струмів 3І0 при замиканні в точках К1 і К2 не змінюється порівняно з попереднім випадком. Але порушується баланс струмів 3І0 СШ1 РП1. Відбувається підживлення місця ОЗЗ струмами 3І0 від частини мережі, підключеної до СШ2 ПС-1. При цьому імпульс струму 3І0 пошкодженого фідера є найбільшим з усіх струмів 3І0 СШ1 РП1. При замиканні в точці К3 струми 3І0 всіх фідерів СШ1 РП1 направлені до СШ. В даному випадку використання інформації про 3І0 живлячого фідера Ф1 дозволяє чітко розрізнити ОЗЗ в «своєї» частині мережі (живиться від СШ1 ПС-1) і ОЗЗ в «чужій» частині мережі (живиться від СШ2 ПС-1).

Висновки: 1. Алгоритм визначення фідера з ОЗЗ по напрямку струмів 3І0 в перший момент перехідного процесу селективно визначає місце ОЗЗ на захищеній ділянці мережі і надійно працює при зміні конфігурації РП1 і відсутності інформації про струм 3І0 в живлячому кабелі.

2. Використання інформації про струм 3І0 в живлячому фідері дозволяє підвищити точність локалізації місця ОЗЗ і розрізнити пошкодження в «своєї» і «чужій» частині електричної мережі.

Література. 1. Цифровий пристрій діагностування стану ізоляції, захисту приєднань секції шин 6-35 кВ за однофазних замикань на землю та ресстрації аналогових і бінарних сигналів електроустановок "АЛЬТРА32". Паспорт та інструкція з експлуатації. – Львів, 2015.

ВВЕДЕННЯ АДАПТИВНОГО КЕРУВАННЯ ДО СИСТЕМИ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ПРИВОДОМ ГОЛОВНОГО РУХУ ТОКАРНОГО ВЕРСТАТА

Динамічна система металорізального верстата складається з пружної системи, до якої входять верстат, ріжучий інструмент та деталь, а також робочих процесів, таких як різання, тертя та електромагнітні процеси привідних двигунів. Динамічна система є замкненою та багатоконтурною, взаємодія елементів системи є направленою та відбувається через пружну систему, що зумовлюється розділенням зон протікання робочих процесів елементами пружної системи. Електромеханічна система приводу головного руху металорізального верстата представляє багатомасову систему, що складається з ротора електродвигуна, шківів, зубчатих передач та патрону шпинделя разом з оброблюваною деталлю. При дослідженні динаміки такого приводу розглядаються зосереджені маси з'єдані між собою безінерційними валами, які відображають пружні зв'язки між ними. Для зручності досліджень кількість елементів багатомасової системи скорочується шляхом розрахунку еквівалентної пружної системи, що має ідентичні енергетичні показники, за допомогою законів приведення коефіцієнтів пружності, в'язкого тертя та моментів інерції зосереджених мас. Після виконання відповідних розрахунків може бути отримана дво- або тримасова еквівалентна пружна система приводу головного руху металорізального верстата.

Дослідження впливу двомасового характеру механічної частини системи електропривода на якість роботи системи керування з розробленим законом регулювання швидкості показав збільшення динамічної похибки швидкості до 0,06 % та часу відновлення до 0,05 с. Робота металорізального верстата супроводжується частою зміною моменту інерції електромеханічної системи головного приводу через широкий діапазон зміни розмірів оброблюваної деталі. Фактично момент інерції головного приводу змінюється в діапазоні від моменту інерції системи без деталі до його значення за максимально можливих конструктивно обмежених розмірів оброблюваної деталі, яке можна обчислити прийнявши, що при обробці деталей виготовлених з різних марок сталі, густина матеріалу є незмінною. На основі каталожних значень діаметру та довжини обробки над супортом можна зробити висновок, що в середньому діапазон зміни моменту інерції електромеханічної системи складає 20. На основі чого можна констатувати, що дослідження впливу зміни моменту інерції системи на якість роботи системи керування є важливою та актуальною задачею.

Для ідентифікації дійсного значення моменту інерції використаємо спостерігач повного порядку. Математичне моделювання роботи електромеханічної системи підтвердило коректність розробленого пристрою ідентифікації моменту інерції системи, який забезпечує оптимальне налагодження регулятора швидкості. Дослідження впливу похибки $\pm 10\%$ ідентифікації моменту інерції на якість роботи системи керування показав незначну зміну динамічної похибки в межах $\pm 0,001\%$.

А.Н. Бесараб канд. техн. наук, **В.Н. Невольниченко**, канд. техн. наук, **С.П. Савич**,
канд. техн. наук, **М.Ю. Шабовта**, канд. техн. наук.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ СХЕМ КОНТУРОВ РОТОРА АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ РАСЧЁТА ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

В настоящее время при составлении схем контуров ротора асинхронных двигателей (АД) для моделирования переходных процессов в системах электроснабжения применяется два различных подхода, в которых по-разному учитывается изменение параметров контуров глубокопазных машин или машин с двойной клеткой. В первом случае АД представляется схемой с одним контуром на роторе, а для учёта насыщения по путям рассеяния и явления вытеснения тока вводится функциональная зависимость параметров этого контура от скольжения [1]. Во втором – изменение параметров учитывается применением многоконтурных схем [2].

Рост интереса к расчётам электромагнитных и электромеханических переходных процессов, в частности при исследовании работы быстродействующего включения резерва, автоматического повторного включения, самозапуска, для повышения надёжности электроснабжения ответственных потребителей, требует выполнения сравнительного анализа указанных подходов и основанных на нём рекомендаций по области применения каждого из них.

Для выполнения поставленной задачи рассматриваются две модели одного и того же асинхронного двигателя типа А 114-4. По методике изложенной в [1] методом последовательных приближений определены параметры одноконтурной схемы. По известному закону изменения параметров ротора в функции скольжения была составлена система нелинейных уравнений, решение которой позволило получить параметры эквивалентной многоконтурной схемы. Построение пусковых характеристик для этих моделей показало их хорошее совпадение (погрешность в кривой момента не превышает 4%, в кривой тока – 1%).

Для подтверждения эквивалентности моделей были произведены расчёты пуска АД и построены кривые изменения действующего значения тока фазы «А» статора и кривые изменения скорости вращения ротора в этом режиме. Несмотря на хорошее совпадение кривых при пуске, расчёт трёхфазного короткого замыкания (КЗ) на выводах обмотки статора показал различия в изменении параметров режима для рассматриваемых моделей. Расхождение в максимальных значениях тока составило 16 %, электромагнитного момента – 30 %, также отличается скорость затухания переходного процесса.

Причина такого значительного расхождения в полученных результатах заключается в принятом для одноконтурной модели допущении о связи частоты тока в роторе со скольжением. При пуске частота тока в роторе изменяется пропорционально скольжению, поэтому модели ведут себя одинаково. Однако, при КЗ на выводах АД в токе статора возникает апериодическая составляющая, которая вызывает появление в токе ротора переменной составляющей, изменяющаяся с частотой близкой к 50 Гц, в то время как скольжение практически не меняется, а значит параметры роторного контура также остаются без изменения. На многоконтурную схему указанное допущение не распространяется, поэтому последняя в этом случае ведёт себя более адекватно.

Рассмотренная одноконтурная модель АД с учётом насыщения по путям рассеяния и вытеснения тока в роторе путём введения функциональной зависимости между параметрами роторного контура и скольжением может применяться когда частота тока в роторе пропорциональна скольжению, а именно, при исследованиях режимов пуска и самозапуска. Моделирование электромагнитных переходных процессов при КЗ, кратковременных нарушениях электроснабжения приводит к нарушению указанного условия и в этих случаях целесообразно применение многоконтурных моделей. Очевидно, что эти рекомендации также можно распространить и на синхронные машины.

1. Гамазин С.И. Переходные процессы в системах электроснабжения с электродвигательной нагрузкой / С.И. Гамазин, Т.А. Садыкбеков. – Алма-Ата: Гылым, 1991. – 302 с.

2. Сивокобыленко В.Ф. Переходные процессы в многомашинных системах электроснабжения электрических станций / В.Ф. Сивокобыленко – Донецк: ДПИ, 1984. – 116 с.

Бодунов В.М.**ПРИНЦИПИ ОЦІНЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ
В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

Використання джерел розподіленої генерації (ДРГ) в системах електропостачання може значно підвищити надійність та ефективність забезпечення споживачів електричною енергією. Але одночасно це створює й нові проблеми, пов'язані із втручанням в режими роботи існуючих систем. Таким чином, існує потреба в розробці нових принципів оцінювання потужності ДРГ та закону її регулювання із забезпеченням ефективності основних режимів роботи існуючих мереж.

Складність вирішення даної задачі полягає у необхідності одночасного врахування інтересів електропостачальної організації, власників ДРГ, та споживачів, приєднаних до відповідного фрагменту електричної мережі (за можливості використання острівних режимів).

Для системного врахування нормальних та післяаварійних режимів роботи системи електропостачання при оцінюванні величини потужності ДРГ запропоновано використання таких інтегральних критеріїв, як: ефект від зниження недовідпуску електроенергії, зниження технологічних витрат електроенергії в електричній мережі та коефіцієнт використання встановленої потужності ДРГ, який характеризує вироблену ДРГ електричну енергію за розрахунковий період. Оскільки зазначені критерії приносять користь різним суб'єктам господарювання (енергопостачальна організація, власник ДРГ тощо), та не приймають нульових значень на області допустимих рішень доведено доцільність використання мультиплікативного методу для отримання результуючого критерію.

Список літературних джерел

1. Бодунов В.М. Ідентифікація сегменту електричної мережі для задачі управління потоками активної потужності в електричній мережі з ДРГ [Електронний ресурс] / В.М. Бодунов // Енергетика і автоматика. – 2013 – № 1 (15) – Режим доступу до журн.: http://archive.nbu.gov.ua/e-journals/eia/2013_1/13bvmdrg.pdf . — Назва з екрана .
2. Спосіб формування динамічного енергоострову: патент на корисну модель Пат. 89884 Україна: МПК Н 02 Н 5/00 / В. В. Козирський, В. М. Бодунов, О. В. Гай, В. А. Костюк, А. В. Петренко; власник патенту Національний університет біоресурсів і природокористування України. – № 2012 11406; заявл. 03.10.2012; опубл. 12.05.2014, Бюл. № 9. — 4 с. : іл.
3. Бодунов В.М. Урахування острівних режимів під час вибору потужності джерел розподіленої генерації / В. М. Бодунов, О. В. Гай // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2013. – №6. – С. 82–83.
4. Лещинская Т. Б. Применение методов многокритериального выбора при оптимизации систем электроснабжения сельских районов / Т. Б. Лещинская // Электричество. – 2003. – № 1. – С. 14–22.

ПРОБЛЕМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕЖИМУ НАПРУГИ НА СТРУМОПРИЙМАЧІ ЕЛЕКТРОРУХОМОГО СКЛАДУ НА ДІЛЯНКАХ ЗІ СКЛАДНИМ ПРОФІЛЕМ ГІРСЬКОЇ МІСЦЕВОСТІ

Ефективне та надійне функціонування електрифікованих залізниць базується на непорушних принципах та вимогах, однією з яких є рівень напруги на струмоприймачі електрорухомого складу. Рівень напруги в тяговій мережі безпосередньо впливає на технічну можливість виконання експлуатаційної роботи, що полягає у перевезенні вантажів та пасажирів поїздами встановленої ваги.

На початку масової електрифікації залізниць використовувалась система постійного струму, яка для спрощення режиму рекуперації електроенергії використана і на ділянках зі складним гірським профілем.

В рамках виконання держбюджетної науково-дослідної роботи фахівцями кафедри Електропостачання залізниць Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна проведені комплексні вимірювання параметрів режиму електроспоживання на електрорухомому складі та суміжних тягових підстанціях. При виконанні вимірювань застосовані аналізатори якості електричної енергії EDL-175, PNA-296 на тягових підстанціях. Для вимірювань в силових колах електровозу постійного струму розроблені вимірювальні комплекти з оптичною та радіо-канальною розв'язками з використанням мікроконтролерів ATxmega128A3, ATmega128RFA1 та оптичних прийомо-передавачів HFBR-2521 / HFBR-1521.

В результаті вимірювань отримані регістрограми значень напруги і струму електровозу ВЛ11М в режимах тяги, вибігу та рекуперації. Крім цього, зафіксовані параметри електроспоживання на двох суміжних тягових підстанціях, а саме на вводах тягових трансформаторів, які характерно відображають перехід перетворювача тягової підстанції з випрямного в інверторний режим.

Попередній аналіз отриманих результатів показав, що для нормально встановленої схеми живлення режим напруги в тяговій мережі відповідав встановленим вимогам. Мінімальне значення напруги для двосторонньої схеми складало 2770 В у режимі тяги при загальному струмі електровозу 1220 А.

Ще більше зниження рівня напруги в мережі спостерігались в режимі тяги для вимушеної консольної схеми живлення при русі одноколіійною ділянкою. Для цього випадку зафіксоване значення напруги величиною 2727 В при загальному струмі електровозу 506 А.

Найвище значення напруги на струмоприймачі зафіксоване в режимі рекуперації, яке складає 3947,7 при загальному струмі рекуперації електровозу 760 А.

Для приєднань на тягових підстанціях не зафіксовано значних порушень вимог щодо рівня напруги. Максимальне значення потужності, яка генерувалась зі сторони тягового навантаження, зафіксована на рівні 1100 кВт для однієї підстанції і на рівні 3000 кВт для іншої. В інверторному режимі роботи тягової підстанції спостерігалось загальне підвищення коефіцієнта сумарних гармонійних спотворень, що є технологічною особливістю роботи тиристорного інвертора.

В якості заходів контролю за забезпеченням режиму напруги рекомендується використання розподіленої системи вимірювання напруги уздовж електрифікованої ділянки, яка в реальному часі дозволить отримати розподіл напруги на всій ділянці, оперативно реагувати на порушення режиму напруги та визначити втрати електроенергії в контактній мережі, що є предметом спору між суміжними господарствами електрифікованих залізниць.

Буйний Р.О., к.т.н, доцент; Тимошенко З.О., інженер

ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ НА КОРОНУ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 330-750 кВ

Існуючі високовольтні лінії електропередавання (ЛЕП) 330-750кВ відповідають вимогам ПУЕ [1] щодо їх конструкції, зокрема, кількості проводів у розщепленій фазі. Як відомо, кількість проводів у фазі суттєво впливає на середньорічні втрати потужності на корону та рівень електромагнітних завад, що створює ЛЕП. Проте, як показують розрахунки, величина таких втрат у грошовому еквіваленті має суттєве значення у електричних мережах як України, так і ближнього зарубіжжя.

В даний час діючими нормативними документами щодо розрахунку втрат потужності на корону є: [2] – для вибору проводів ЛЕП та [3] – під час складання балансів електричної енергії в електричних мережах.

Згідно [2] розраховано середньорічні втрати потужності на корону для ЛЕП 330-750кВ з нормованою [1] кількістю проводів у фазах та кількістю проводів, що на один більше. Результати розрахунків показують, що за рахунок збільшення кількості проводів у розщепленій фазі можна у 1,5-2 рази зменшити втрати на корону. Для оцінки ефективності такого заходу розраховано річні втрати електричної енергії від середньорічних втрат потужності на корону для ЛЕП 330-750 довжиною 100км. Для порівняння були вибрані варіанти з однаковим (приблизно однаковим) перерізом, а, як наслідок, вагою фази, що дало можливість не враховувати під час техніко-економічних розрахунків вартість опор для ЛЕП.

Так, наприклад, для ЛЕП 330кВ довжиною 100км вартість витрат на провід і дистанційні розпірки становить:

- виконаної проводом 2хАС 400/22 – 81,71 млн.грн.;
- виконаної проводом 3хАС 240/32 – 89,52 млн. грн.

Тобто спорудження ЛЕП 330кВ довжиною 100км з трьома проводами у фазі буде на 7,81 млн.грн. дорожче ніж з двома. Проте різниця річних втрат енергії на корону для цих варіантів ЛЕП становитиме 0,5815 млн.грн./рік. Якщо прийняти термін експлуатації ЛЕП 40 років, то вартість цих втрат енергії на корону становитиме 23,26 млн.грн. Тобто економічний ефект від застосування 3-х проводів у фазі для ЛЕП 330кВ довжиною 100км за 40 років експлуатації становитиме:

$$23,26 \text{ млн. грн} - (89,52 \text{ млн. грн} - 81,71 \text{ млн. грн}) = 15,45 \text{ млн. грн.}$$

Аналогічні розрахунки були зроблені для порівняння ефективності застосування проводів типу AERO-Z з класичними проводами марки АС при збереженні нормованої [1] кількості проводів у фазі. Розрахунки показують, що проводи типу AERO-Z дійсно суттєво зменшують середньорічні втрати потужності та електричної енергії на корону, але вартість таких проводів приблизно у шість разів більша за вартість проводу марки АС. Рекомендації щодо застосування таких проводів наведено у [4]. Проте їх ефективність на ЛЕП, що проходять у 4-6 районах за ожеледдю потребує додаткових досліджень з урахуванням вартості апаратури для плавлення ожеледі та вартості електричної енергії, що витрачається при цьому.

Література

1. Правила улаштування електроустановок. Розділ 2. Передавання електроенергії. Глава 2.5 Повітряні лінії електропередавання напругою вище 1 кВ до 750 кВ – К.: Міненерговугілля – 2014.
2. РД 34.20.172-1975 Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330-750 кВ и постоянного тока 800-1500 кВ.
3. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011 Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання.
4. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-62:2012 Проектування електричних мереж з урахуванням протиожеледових заходів.

ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В МЕРЕЖІ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ ВИКЛИКАНІ ЗБУРЕННЯМИ В СИСТЕМІ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

В сучасних системах електропостачання промислових підприємств значну долю в сумарному навантаженні становлять пристрої з різноманітними напівпровідниковими регуляторами та перетворювачами, які містять вносять ряд особливостей в експлуатацію електричних мереж. Як навантаження вони характеризуються значним споживанням реактивної потужності і спотворенням форми кривої струму.

Застосування конденсаторних батарей і фільтрів вищих гармонік в електричних мережах систем електропостачання є широко розповсюдженою практикою покращення ефективності їх функціонування. Проте, конденсаторні батареї можуть викликати резонансні підсилення окремих гармонік струму, поглиблюючи спотворення напруг і струмів в електричних мережах. Тому при застосуванні конденсаторних батарей повинні враховуватися частотні особливості схем електропостачання. З іншого боку, процеси комутації конденсаторних батарей супроводжуються високочастотними коливними процесами, які можуть підсилюватися в різних частинах електричної мережі внаслідок резонансних властивостей кола живлення. Проблеми комутації конденсаторних батарей в електричних мережах та їх впливу на рівень комутаційних перенапруг вже значний час приділяється багато уваги і, як показує аналіз опублікованих результатів досліджень, в значній мірі характер цих процесів залежить від структури та особливостей роботи системи електропостачання. У зв'язку з цим особливості застосування і експлуатації конденсаторних батарей в таких системах електропостачання повинні бути ретельно вивчені для уникнення вказаних проблем.

В експлуатації досліджуваної авторами системи електропостачання, частину навантаження якої складають електроприводи змінного струму, часто реєструвалися проблеми, пов'язані з порушеннями їх нормальної роботи, а іноді й вимкненнями від шин живлення. Було помічено, що ці порушення часто співпадають з комутаціями конденсаторних батарей на шинах 10 кВ підстанції 110/10 кВ та іншими збуреннями в мережі зовнішнього електропостачання, яка живить підприємство.

У зв'язку з можливим зв'язком цих явищ під час досліджень здійснено аналіз процесів під час найчастіше повторюваних збурень у системі зовнішнього електропостачання (однофазних замикань на землю та увімкнення конденсаторної батареї в мережі 10 кВ) на характер перехідних процесів у мережі низької напруги 0,38 кВ. Показано, що при певних комбінаціях підключених до шин 0,38 кВ конденсаторів під час перехідного процесу можуть виникати небезпечні перенапруги на обладнанні під'єднаному до шин 0,38 кВ.

Волянский Р.С., к.т.н., доц., Садовой А.В., д.т.н., проф.

КОНСТРУИРОВАНИЕ ФУНКЦИОНАЛА КАЧЕСТВА ДЛЯ ОДНОГО КЛАССА СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЛИНЕЙНЫМИ ОБЪЕКТАМИ С НЕОПРЕДЕЛЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

Путем решения обратной задачи динамического программирования для линейного объекта 1-го порядка с неизвестными параметрами определен функционал качества. Минимизация указанного функционала позволяет синтезировать робастные системы управления.

Ключевые слова: динамическое программирование, функционал качества, робастное управление

Шляхом розв'язання зворотної задачі динамічного програмування для лінійного об'єкта 1-го порядку з невідомими параметрами визначено функціонал якості. Мінімізація вказаного функціоналу дозволяє синтезувати робастні системи керування.

Ключові слова: динамічне програмування, функціонал якості, робастне керування.

Functional of quality was defined by solving of dynamic programming inverse problem for 1st order linear object with uncertain parameters. Minimization of such functional let us synthesized robust control system.

Keywords: dynamic programming, functional of quality, robust control.

Введение. Ввиду того, что функционирование большого количества промышленных объектов сопровождается изменением их параметров и режимов работы по заранее неизвестным законам, задача управления в условиях неопределенности является актуальной и может быть решена путем реализации в системе управления скользящих режимов. Оптимизация динамической системы скользящими режимами обуславливает необходимость определения функционала качества, минимизация которого позволяет строить системы управления динамическими объектами, о параметрах которых известно, что они определены в некоторых интервалах.

Материалы исследования. Рассмотрим устойчивый линейный динамический объект, уравнение возмущенного движения которого имеет вид $p\eta = a\eta + mu$, $a = -m$, причем параметры объекта управления могут принимать любые значения из интервалов $(a_{\min}, a_{\max})$ и $(m_{\min}, m_{\max})$. Такие объекты будем называть интервальными. Будем считать, что управляющее воздействие, которое подается на объект, ограничено сверху и снизу, причем эти ограничения зависят от переменных состояния объекта

$$u = \begin{cases} (f(\eta) - a_{\max}\eta)/m_{\min} & \text{при } f(\eta) - \eta < 0; \\ (f(\eta) - a_{\min}\eta)/m_{\max} & \text{при } f(\eta) - \eta > 0, \end{cases}$$

где $f(\eta)$ - некоторая нечетная функция, определяющая траекторию движения объекта.

Задавшись функцией Ляпунова $V = \eta^2$ и составив основное функциональное уравнение Беллмана, определим неизвестный функционал качества

$$I = 2 \int_0^\infty \begin{cases} \eta^2 (a_{\max} m / m_{\min} - a) - m \eta f(\eta) / m_{\min} & \text{при } f(\eta) - \eta < 0 \\ \eta^2 (a_{\min} m / m_{\max} - a) - m \eta f(\eta) / m_{\max} & \text{при } f(\eta) - \eta > 0 \end{cases} dt.$$

Выводы. Решение обратной задачи динамического программирования на основании известных уравнений возмущенного движения, функции Ляпунова и управляющего воздействия позволяет определять функционалы качества для интервальных динамических объектов.

Волянский Роман Сергеевич - к.т.н., доц., Украина, г.Днепропетровск, Днепропетровский государственный технический университет, кафедра электротехники и электромеханики, докторант, тел.:(0569)55-20-05, email: voliansky@ua.fm

Садовой Александр Валентинович - д.т.н., проф., Украина, г.Днепропетровск, Днепропетровский государственный технический университет, кафедра электротехники и электромеханики, проректор по научной работе, тел.:(0569)55-12-87, email: sadovoy@dstu.dp.ua

Оцінювання повздовжньо-поперечної неоднорідності електричних мереж ЕЕС

Кулик В.В., к.т.н., доцент, Вишневський С.Я., к.т.н.,
Вінницький національний технічний університет

Проблема неоднорідності електричних мереж (ЕМ) електроенергетичних систем (ЕЕС) активно вивчається і досліджується починаючи з 60 років минулого століття. Загальнопринятим є оцінювання неоднорідності ЕМ за рінністю співвідношень реактивних та активних складових опорів віток, які утворюють контури. Це є, фактично, оцінюванням повздовжньої неоднорідності. Важливим недоліком такого підходу є неврахування неоднорідності поперечних параметрів ЕМ.

Відомі моделі для аналізу неоднорідності електромереж будувалися з представленням ЛЕП у вигляді П-подібних заступних схем. Для врахування хвильових властивостей довгих ЛЕП вводилися поправочні коефіцієнти. Однак такий підхід не дає можливості врахувати особливості розподілу режимних параметрів вздовж ЛЕП 330 кВ і вище. Це призводить до неадекватності оцінювання неоднорідності електричних мереж ЕЕС та умов оптимальності їх режимів та вносить похибку в формування законів оптимального керування регулювальними пристроями.

Вплив неоднорідності, як відомо, можна оцінювати за допомогою вектору фіктивних зрівнювальних е.р.с. $E_{зр*}$. Для вдосконалення математичної моделі визначення вказаних е.р.с. струми у поточному та економічному режимі були отримані на підставі комбінованих моделей та розрахункових умов з урахуванням розосередження параметрів та хвильових властивостей довгих ЛЕП:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\phi\delta} &= -j(\dot{\mu}_{1*} + \dot{\mu}_{2*})\dot{U}_a; \dot{\mu}_{1*} = \dot{N}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_a^T; \\ \dot{\mu}_{2*} &= \dot{N}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak}' \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}'^T)^{-1} \mathbf{Y}_i, \end{aligned} \quad (1)$$

де $\mathbf{X}_B$ – діагональна матриця опорів віток, що містить лише реактивні складові опорів віток $\dot{\mathbf{Z}}_B$; $\mathbf{Y}_i$ – вектор провідностей навантажень з урахуванням взаємних провідностей базисного вузла, $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}'^T$, $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}'$, $\dot{\mathbf{M}}_a^T$, $\mathbf{Y}_i'$, $\dot{N}_{Ak}$ – матриці зв'язків та пасивних параметрів заступної схеми ЕС, визначені з урахуванням умов розрахунку економічного режиму.

Рівність нулю складових $E_{зр*}$ буде відповідати її однорідному стану. Необхідною умовою відсутності зрівнювальних е.р.с. є рівність нулю $\dot{\mu}_{1*}$, що відповідає класичній умові однорідності та забезпечує оцінювання повздовжньої неоднорідності. Достатня умова $\dot{\mu}_{2*}=0$ використовується для оцінювання поперечної неоднорідності електричних мереж ЕЕС. Рівність нулю $\dot{\mu}_{2*}$ – може бути досягнута збалансованістю коефіцієнтів трансформації та узгодженістю коефіцієнтів розповсюдження хвилі довгих ЛЕП.

Рівень неоднорідності, як конструктивної характеристики ЕМ, залежить від пасивних параметрів, що постійно змінюються під впливом навколишнього середовища та керувальних впливів. Виходячи з цього її вплив не можливо повністю скомпенсувати проектними заходами. Між проектними та режимними заходами з компенсації неоднорідності ЕМ є тісний зв'язок. Таким чином, недосконалість проектних заходів може бути скомпенсована за рахунок оперативного керування.

Використовуючи (1) запропоновано узагальнений показник неоднорідності. Розрахункове значення запропонованого показника неоднорідності з урахуванням довгих ЛЕП може використовуватися як індикатор необхідності або доцільності впровадження оптимізаційних заходів для енергосистеми. Розрахунками встановлено, що рівень неоднорідності 40-50% за узагальненим показником є ознакою необхідності впровадження оптимізаційних заходів.

УСТАНОВКА НЕЛІНІЙНИХ ОБМЕЖУВАЧІВ ПЕРЕНАПРУГ НА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ 35 КВ

На сьогодні актуальною для експлуатаційного персоналу електричних мереж є проблема перенапруг, що виникають на обладнанні. Розрізняють внутрішні та зовнішні перенапруги. Внутрішні перенапруги можуть виникати внаслідок комутацій силового обладнання ненавантажених електропередач на ін. Зовнішні перенапруги це прямі чи непрямі удари блискавки.

Якщо обладнання підстанцій захищено від прямих ударів блискавки системою блискавководводів та ОПН чи розрядниками, то лінії електропередач мають грозозахисний трос по всій довжині лише для ліній 110 кВ і вище. В мережах 35 кВ грозозахисний трос застосовується на лініях з металевими опорами, що живлять відповідальних споживачів. Основним захистом від грозових перенапруг для мереж 10(6), 35 кВ можна, з деяким наближенням, вважати АПВ. Але АПВ лише повторно вмикає відключену ЛЕП внаслідок дії РЗА. В цьому випадку фронт грозової перенапруги спричиняє перекриття ізоляції на лінії і може досягати підстанції.

Одним з шляхів усунення перенапруг в ЛЕП є встановлення ОПН на кожній з опор. Але такі заходи збільшують вартість будівництва нових ЛЕП та реконструкцію існуючих в кілька разів.

В роботі проведено аналіз індукованих перенапруг в ЛЕП, що виникають внаслідок грозових розрядів, та відповідно, запропоновано місця встановлення засобів захисту.

Для дослідження індукованих перенапруг в ПЛ 35 кВ обрана лінія довжиною 800 м. Розрахункова модель цієї виконана засобами пакету програм Matlab/Simulink. Живлення лінії виконано від силового трансформатора ПС 110/35 кВ з навантаженням на стороні 10 кВ.

Наведена напруга в лінії внаслідок розряду блискавки визначається як:

$$u_0(t) = \frac{U_0}{\eta} \cdot \left[e^{-\frac{t}{\tau_1}} - e^{-\frac{t}{\tau_2}} \right],$$

де, U_0 – значення амплітуди індукованої перенапруги в лінії;

η – коригуючий коефіцієнт амплітуди хвилі;

τ_1 та τ_2 – постійні часу, обумовлені часом наростання та спадання хвилі струму блискавки.

На рисунку представлені графіки амплітуди напруги на навантаженні, спричиненої індукованою перенапругою, за умови відсутності ОПН в лінії (зліва) та встановлення ОПН на всіх опорах ЛЕП (з права).

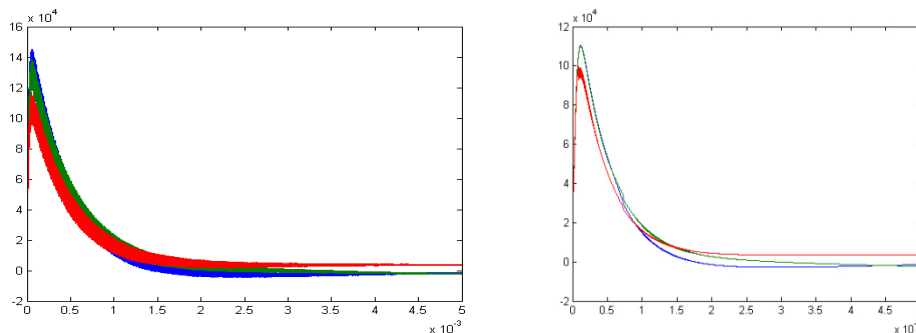


Рисунок – амплітуда напруги на навантаженні

При аналізі даних дослідження виявлено, що встановлення нелінійних обмежувачів перенапруг можна виконувати через два прогони лінії електропередачі 35 кВ і, таким чином, знизити наведену напругу до допустимого рівня. Але такий підхід є також досить затратним з точки зору техніко-економічного обґрунтування. Тому в подальших дослідженнях планується формування практичних рекомендацій щодо оптимальних місць установки ОПН на ЛЕП.

УТОЧНЕННЯ МЕТОДИК РОЗРАХУНКУ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ПРОВОДАХ ЛЕП З УРАХУВАННЯМ ПРИРОДНО-КЛІМАТИЧНИХ ФАКТОРІВ

А.В. Галюга, аспірант кафедри ЕСіМ, Приступа А.Л., к.т.н. зав. кафедри ІВТМФ
Чернігівський національний технологічний університет
м. Чернігів, Україна

На сьогоднішній день, в галузі нормування та розрахунку технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) в мережах кВ і вище, розроблено потужні програмні комплекси та математичні моделі, що дозволяють враховувати температурні та режимні фактори експлуатації повітряних ліній (ПЛ) [4]. Враховуючи розгалуженість, масовість, найбільшу величину частки ТВЕ саме у розподільчих мережах 0,4-35кВ, відсутність моделей поведінки проводу та зміни його механічних та електричних параметрів, за умови обмежень з боку впровадження технічних заходів в частині регулювання величини ТВЕ вбачається доцільним створення комплексної моделі стану проводу в прогоні ЛЕП (далі – модель), яка б враховувала сумарний вплив на провід, в частині зміни геометрії поперечного перерізу та лінійних розмірів, зовнішніх чинників та струмових навантажень, а також зміни механічних характеристик внаслідок впливу процесів, що пов'язані зі старінням та повзучістю матеріалу провідника. На основі даної моделі вбачається доцільним апробація ітераційного методу розрахунку та нормування витрат електричної енергії.

Комплексна модель стану проводу [1] включає в себе наступні складові: механічна складова (базова складова механічного стану, складова повзучості, складова старіння) електромагнітна (електрична) складова, температурна складова, складова корозії поверхні проводу. Зазначені складові описуються функціональними залежностями визначеними в [1] та перебувають у взаємозв'язку згідно алгоритму.

Тобто комплексна модель включає в себе змінні, які є спільними для всіх складових моделі та в тому числі вхідними для однієї зі складових та вихідними для іншої, тобто чисельні розрахунки (чисельне моделювання) потрібно проводити шляхом розв'язання рівнянь складових з уточненням вихідних величин між складовими моделі. З урахуванням того, що фізичні процеси у проводі в тому числі і деформація мають адитивний характер, моделювання режиму проводу відбувається ітераційним шляхом. Вхідні параметри на початку моделювання (перша ітерація) формують температуру поверхні проводу. Згідно неї уточнюється величина активного опору, яка входить як до температурної так і до електромагнітної складової. Це досягається шляхом розв'язання системи рівнянь, що включає в себе рівняння [2] температурного стану проводу та рівняння [3] визначення опору проводу на основі температурного коефіцієнта опору, питомого опору матеріалу, початкових геометричних розмірів, коригуючих коефіцієнтів поверхневого ефекту та магнітних витрат.

Температура проводу передається в механічну складову, де у відповідності до неї та зовнішніх навантажень на провід відбувається розрахунок механічних напружень та зміни геометрії проводу шляхом розв'язання рівнянь з урахуванням релаксації напружень внаслідок повзучості.

Також температура поверхні проводу передається до складової корозії, яка вносить зміни до величини поперечного перерізу.

Кінцеві, для прийнятого інтервалу часу, розраховані значення температури та діаметра проводу, з урахуванням зменшення його величини внаслідок корозії приймаються початковими для наступного інтервалу часу.

Виходячи з результатів моделювання, значення нормативу та фактичних витрат електричної енергії з урахуванням температурних та механічних чинників відрізняються від розрахованих, згідно чинних методик, від 4-7% до 15% в діапазоні щільностей струму від 2 до 4А/мм² та перерізів, характерних для головних ділянок фідерів 10 кВ та мереж 0,4 кВ.

Список літературних джерел

1. INTEGRATED STATE MODEL OF THE POWER LINE WIRES / Galuga A., Prystupa A. // Ukraine – EU. Modern technology, business and law : collection of international scientific papers : in 2 parts. Part 2. Modern engineering. Sustainable development. Innovations in social work: philosophy, psychology, sociology. Current problems of legal science and practice. – Chernihiv : CNUT, 2015. – p.p. 20-23.
2. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors. IEEE Standard. Approved 16.11.2006. New York: IEEE-SA Standards Board, 2006. 69p.
3. V.Klipovic-Gledja, V.T. Morgan and R.D. Findlay. A UNIFIED MODEL FOR PREDICTING THE ELECTRICAL MECHANICAL AND THERMAL CHARACTERISTICS OF STRANDED OVERHEAD-LINE CONDUCTORS [Електронний ресурс]/ Режим доступу: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=405632&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fiel2%2F3218%2F9123%2F00405632.pdf%3Farnumber%3D405632>
4. Галюга А.В., Приступа А.Л. Оцінювання діючих методик розрахунку технологічних витрат електричної енергії в розподільчих електричних мережах // Вісник Чернігівського державного технологічного університету: зб. – Чернігів: ЧНТУ, 2015. – №1(77). – С.159-165. – (Серія "Технічні науки").

ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ВОЛЬТОДОДОВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ В ЯКОСТІ АКТИВНОГО ЕЛЕМЕНТУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ СИСТЕМ ВИКОНАНИХ, НА ОСНОВІ КОНЦЕПЦІЇ SMART GRID

Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова

Як відомо, найважливішими елементами інтелектуальних енергетичних систем, що виконані на основі концепції Smart Grid, є силові активні елементи (АЕ). Міра їх досконалості значною мірою визначає ефективність функціонування Smart Grid систем, в цілому. Тому, розробка конструкції та забезпечення умов надійної і економічної роботи активних елементів, є важливою задачею інтелектуалізації енергетичних систем.

Важливе місце серед АЕ займають пристрої силової електроніки, виконані на базі вольтододовальних трансформаторів (ВДТ) з електронним управлінням. Їх застосування в електричних мережах середньої і низької напруги у поєднанні із застосуванням плавного або плавно-ступінчастого способу управління в змозі значно розширити функціональні можливості Smart Grid систем, ефективність і якість функціонування електричних мереж і, підключених до них, споживачів. Проте, через особливості схеми приєднання ВДТ до мережі, має місце ряд особливостей його роботи спільно з електронними елементами. Це відноситься до характеру зміни ЕРС та струмів в його обмотках, обумовлює зниження надійності та економічності роботи ВДТ і підключених до них споживачів. Означене робить необхідним дослідження особливостей роботи ВДТ з електронними елементами, з метою забезпечення умов їх надійної і економічної роботи.

Робота ВДТ з тиристорним ключем у поєднанні з часо-імпульсним способом управління характеризується наявністю ряду особливостей, пов'язаних із зміною величини і тривалості протікання струмів в обмотках. Очевидним є той факт, що якщо тривалість протікання струму I_1 перевищує кут π , то при кутах регулювання вентилів $\alpha < \pi - \beta$, де β - кут включеного стану тиристора, подача управляючої напруги на тиристор, що включається, станеться в мить, коли напруга на тиристорі дорівнює нулю, або має зворотну полярність тоді останній відключиться. В той же час, відсутність струму в попередній напівперіод створює можливість для успішного включення іншого з групи зустрічно-паралельно включених тиристорів в наступний напівперіод, незалежно від співвідношення між α і β . В результаті трансформатор переходить в режим одностороннього підмагнічування, який характеризується включенням одного з групи зустрічно-паралельно включених тиристорів і значним збільшенням первинного струму I_1 . При цьому, внаслідок насичення магнітної системи, збільшиться тривалість протікання струму I_1 в первинній обмотці і повернення трансформатора в нормальний режим стане можливим вже при іншому куті $\alpha' > \alpha$.

Відповідно, при $\alpha > \pi - \beta$ на ділянці на півперіоду, рівному $\pi - \beta$ тиристори знаходяться в стані малої провідності і трансформатор працює в режимі холостого ходу з живленням по вторинному ланцюгу. Робота ВДТ цьому режимі визначається величиною напруги U_2 , модулем і фазою опору вторинного ланцюга $Z_{2\pi}$, значним збільшенням напруги на тиристорах, при $\alpha > \pi - \beta$, або багатократним збільшенням струму I_1 , при $\alpha < \pi - \beta$.

Авторами отримані основні співвідношення, що характеризують роботу ВДТ в згаданих режимах та визначені умови їх надійної та економічної роботи в цих режимах.

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНА СИСТЕМА ЗНЕЗАРАЖЕННЯ ВОДИ НА ОСНОВІ СВІТЛОДІОДНИХ ДЖЕРЕЛ СВІТЛА

Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова

До актуальних проблем сучасності слід віднести забезпечення вимог до якості питної води по мікробіологічних показниках. Для знезараження питної води, на сьогоднішній день в бактерицидних установках використовуються газорозрядні ртутно-аргонові або ртутно-кварцові лампи, але їх енергетична ефективність є занадто низькою, а наявність у воді завислих речовин призводить до поглинання світлового випромінювання, що знижує ефективність знезаражування. Це вимагає постійного чищення поверхні ламп від осаду, що накопичується, а також обумовлює відносно високі витрати електроенергії, а також спостерігається відсутність ефекту післядії, що неприйнятно при транспортуванні води на значну відстань. Тому для вирішення проблеми вторинного забруднення води мікроорганізмами авторами пропонується розподілена система її знезараження, що заснована на використанні енергоефективних ультрафіолетових світлодіодних джерел світла. Це відкриває можливість розташовувати бактерицидні установки після кожної операції в системах водопостачання й дозволяє уникнути повторного розвитку мікроорганізмів. Але широке впровадження таких систем стримується відсутністю програм та методик розрахунку бактерицидних установок на основі світлодіодних джерел світла.

Виконаний авторами аналіз свідчить, що при розрахунках світлових установок на основі світлодіодних джерел світла не може бути застосований традиційний підхід розрахунку світлорозподілу, як одиничного елементу, що світить. Необхідним є розрахунок усієї області, в межах якої знаходяться елементи, що світяться, з урахуванням взаємодії цих елементів в створенні загального світлорозподілу і їх взаємодії з довкіллям. Для досягнення поставленої мети авторами розроблена методика синтезу світлових приладів на основі відомої кривої сили світла (КСС) одиничного світлодіодного джерела світла. Моделювання світлорозподілу світлодіодів здійснювалося на основі кривих ламбертовського типу з використанням сплайн - апроксимації, як найбільш ефективного опису процесу. Для цього розроблено програмне забезпечення Light Power, що забезпечує розрахунок КСС світлодіодних приладів з довільним розташуванням і орієнтацією відносно певного центру світлодіода, а також для кожного стану середовища пропускання. Результатом розрахунку є графік світлорозподілу в площині, де розташовані точки спостереження. КСС модельованої світлодіодної лампи (СДЛ) розраховується в два етапи. На першому етапі створюється каталог КСС одиничних світлодіодів різних модифікацій, з яких передбачається створювати СДЛ. На другому етапі в точках спостереження здійснюється розрахунок сили світла від усіх світлодіодів лампи.

На другому етапі завдання здійснюється відповідно до розробленої методики:

- Розрахунок координат точок спостереження, залежно від кута спостереження для заданого кроку зміни кута;
- Розрахунок координат точок підстав світлодіодів для заданих точок свічення світлодіода і кута нахилу осі світлодіода до осі лампи;
- Розрахунок кутів між світловими векторами від кожного світлодіода і вектором, задаючого вісь світлодіода.

Застосування розробленої методики дозволяє розрахувати КСС від СДЛ для будь-яких умов застосування. Результати чисельних розрахунків свідчать про достатньо високу точність методики.

Грабко В.В. д.т.н., проф., Бомбик В.С. асп.

МЕТАМАТИЧНА МОДЕЛЬ ВИЗНАЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ОБМОТОК СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ЗА ТЕПЛОВИМ СТАНОМ

В умовах сучасної економіки нашої країни постає питання проведення терміну експлуатації всього електрообладнання, що передбачає здійснення діагностування в процесі роботи. За таких умов велика кількість силового обладнання працює з понаднормовим терміном експлуатації, що спричиняє велику ймовірність його виходу з ладу.

Можливість та доцільність використання силових масляних трансформаторів, які відпрацювали нормативний термін роботи, залежить від стану основних його елементів: сердечника і обмоток, за умови, що інші елементи (високовольтні вводи, пристрій перемикачів відгалужень, система охолодження та ін.), а також трансформаторне масло та ізоляція обмоток перебувають у нормальному стані. Тому досить актуальним є синтез нових математичних моделей, придатних для діагностування силових трансформаторів в процесі їх роботи з врахуванням вище описаного.

Під час досліджень в даному напрямку здійснено тепловий розрахунок силового трансформатора з типом системи охолодження ДЦ (OFAF). Визначено кількість теплоти, яка витрачається на нагрівання частин трансформатора. На основі отриманих результатів розроблена математична модель, яка дозволяє визначити залишковий ресурс обмоток силового трансформатора за рахунок визначеної кількості теплоти, яка витрачається лише на нагрівання обмоток. Порівняно з іншими математичними моделями, такий підхід дає більш точні результати.

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСУ ВІДКЛЮЧЕННЯ ШВИДКОДІЮЧОГО ВИМИКАЧА АБ-2/4

Основним захистом фідерів контактної мережі постійного струму є повітряні швидкодіючі вимикачі з дугогасійними камерами. Тягова мережа постійного струму характеризується великими робочими і аварійними струмами. Короткі замикання біля підстанції, з виникненням дуги, можуть перепалити контактний провід за час менший 0,1 секунди. Тому швидкодії вимикачів приділяється велике значення. Сучасні вимикачі мають власний час відключення менший 10 мілісекунд.

При використанні зовнішніх датчиків аварій, таких як реле РДШ, мікропроцесорні захисти, відключення відбувається розмиканням утримуючої котушки вимикача. Утримуюча котушка має велику кількість витків, тому, під час відключення, струм в ній зменшується відносно повільно. Існують декілька способів прискорення перехідного процесу в утримуючій котушці. В вимикачах АБ-2/4 і ВАБ-43 використовують шунтування кінців котушки активним резистором, в вимикачах ВАБ-28, ВАБ-49, ВАБ-206 до утримуючої котушки послідовно підключають конденсатор. Існують й інші схеми прискорення, наприклад паралельне підключення попередньо зарядженого конденсатора протилежної полярності.

Час відключення в вимикачах, які мають «розмагнічуючий» виток, залежить від робочого струму. Тому були проведені експериментальні дослідження для визначення часу відключення швидкодіючого вимикача в залежності від струму уставки і струму, який протікає через головні контакти. Були проведені виміри для струмів уставки 2300, 2100 і 1850 ампер. Для завдання струму використовувалася установка УВМР-4000-75. На рисунку 1 зображені залежності часу відключення вимикача АБ-2/4 від струму уставки і від робочого струму.

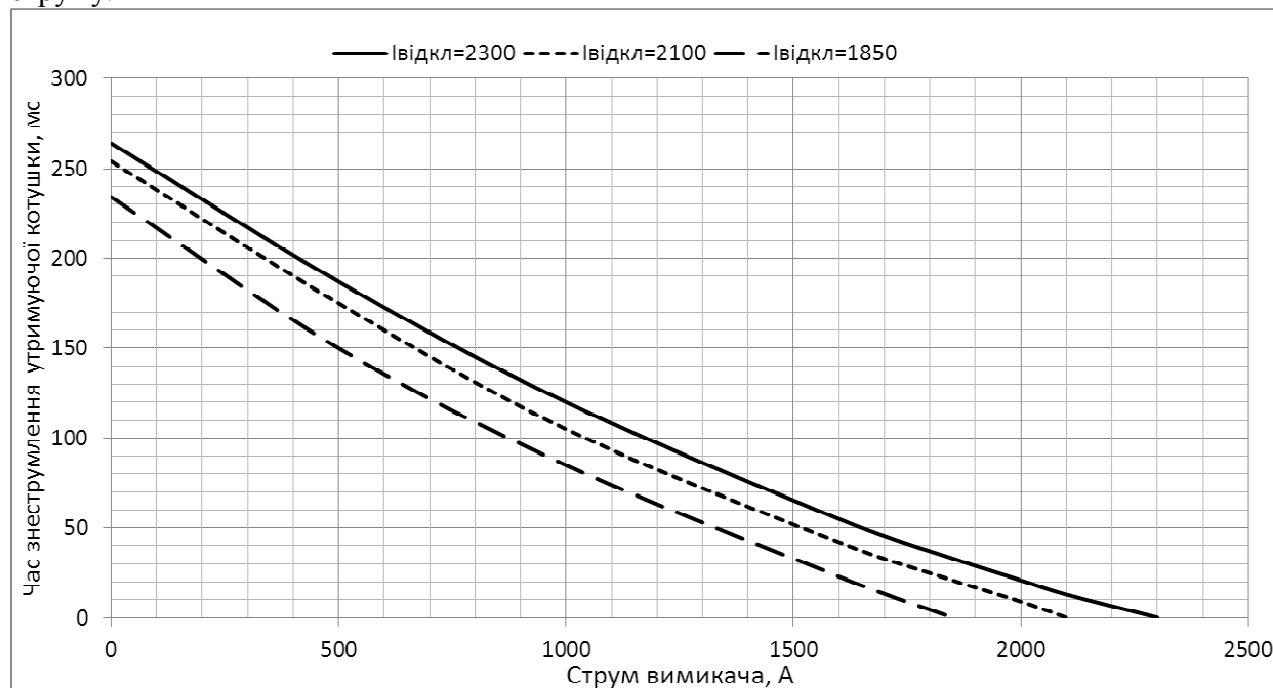


Рис.1 Залежність часу відключення вимикача АБ-2/4 від робочого струму.

Для виміру часу використовувався мікропроцесорний пристрій з здатністю виміру часу 1 мс. Виміри були зроблені при зменшеній напрузі оперативного живлення на 10%. Струм утримуючої котушки при цьому дорівнював 0,35 А. З графіку видно, що при збільшенні струму уставки, збільшується час відключення. Це пояснюється тим, що при збільшенні уставки, збільшується магнітний опір системи вимикача.

Демов Олександр, к.т.н., доц., Никитенко Юрій, Коноплицький Віталій, бакалаври

ВПЛИВ КОМПЕНСУЮЧИХ УСТАНОВОК ПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ НА ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ

Компенсація реактивної потужності (КРП) є одним з ефективних заходів зниження втрат електроенергії в розподільних мережах енергопостачальних компаній (ЕК). Реактивні навантаження цих мереж створюють промислові та комунально-побутові споживачі. Величина останніх співрозмірна з реактивними навантаженнями промислових споживачів і їх компенсація є актуальною. Але комунально-побутові споживачі не проводять заходів по КРП. На втрати, зумовлені ними, впливають компенсуючі установки (КУ) промислових споживачів. Відповідно проведемо аналіз цього впливу.

Сумарні втрати, які створюють реактивні навантаження промислових і комунально-побутових споживачів в розподільних мережах діляться між ними пропорційно вказаним навантаженням [1]. В цьому випадку відносна величина втрат, які створюють комунально-побутові споживачі, визначається як:

$$\Delta P_{\text{кп}^*} = \frac{4}{1 + \frac{\alpha}{1 - \beta_{\text{п}}}} + 2,$$

де $\alpha = \frac{Q_{\text{кп}}}{Q_{\text{пс}}}$; $Q_{\text{кп}}$, $Q_{\text{пс}}$ - реактивні навантаження комунально-побутових та промислових

споживачів; $\beta_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{ку}}}{Q_{\text{пс}}}$ - ступінь КРП промислових споживачів; $Q_{\text{ку}}$ - потужність КУ промислових споживачів.

Якщо врахувати, що величина α змінюється в межах (0,2 – 0,7), то компенсація (30-80)% реактивного навантаження промислових споживачів дає можливість знизити втрати активної потужності, що створюються реактивним навантаженням комунально-побутових споживачів, на (10-30)%.

Таким чином величина втрат, зумовлених реактивним навантаженням комунально-побутових споживачів в розподільних мережах ЕК, залежить від ступеня КРП промислових споживачів, які живляться від цих мереж. Величина реактивних навантажень останніх та ступінь їх компенсації на перспективу визначаються неоднозначно, оскільки це зв'язано з загальним економічним станом споживачів, який в ринкових умовах однозначно не прогнозується. Тобто, між комунально-побутовими та промисловими споживачами в процесі впровадження КУ складається «гральна ситуація». Це зумовлює доцільність застосування гральних методів при розрахунку впровадження КУ в розподільні мережі ЕК.

Література

1. Толасов А. Г. Потери на транзит электроэнергии и их распределение между участниками энергообмена. / Толасов А. Г. // Электрические станции. – 2002 – № 1. – С. 20-25.

**Журахівський А. В., д.т.н., проф.; Кенс Ю. А., к.т.н., доц.;
Ференсович Р. Я., аспірант**

АНАЛІЗ РЕЖИМУ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРА СТРУМУ З РОЗІМКНЕНИМ ВТОРИННИМ КОЛОМ МЕТОДАМИ АНАЛІТИЧНИХ РОЗРАХУНКІВ

Трансформатори струму виконують важливі функції у схемах вимірювань, релейного захисту та автоматики електроенергетичних систем. Їм доводиться працювати як в усталених, так і у перехідних режимах роботи електричних мереж, які характеризуються відповідними особливостями протікання електромагнітних процесів.

Режим роботи трансформатора струму з розімкненим вторинним колом являється аварійним і супроводжується зростанням магнітного потоку в магнітопроводі внаслідок зникнення розмагнічуючої магніторушійної сили вторинної обмотки, що може призвести до перегрівання осердя та ізоляції обмоток і у кінцевому результаті – пошкодження трансформатора струму. Магнітний потік індукє у вторинній обмотці високовольтні імпульси напруги, амплітуди яких значно перевищують величину доаварійного режиму і можуть спричинити пошкодження обладнання та електричне ураження обслуговуючого персоналу. При цьому крива вторинної напруги стає несинусоїдною внаслідок насичення осердя трансформатора струму.

Було запропоновано використання методів аналітичних розрахунків, які дозволяють за відомими параметрами обмоток і магнітного кола трансформатора струму швидко та з достатньо високою точністю розрахувати рівні напруг на розімкнених виводах його вторинної обмотки за різних величин синусоїдного первинного струму (здійснювати експрес-аналіз).

А для глибшого та точнішого аналізу таких режимів у програмному комплексі було створено розрахункові схеми трансформаторів струму. Отримані осцилограми наглядно характеризують небезпеку роботи трансформаторів з розімкненим вторинним колом.

Журахівський А.В., д.т.н., проф.; Ліщак І.В., ст.. викладач;
Бінкевич Т.В., магістр

ІМПУЛЬСНИЙ ОПІР ЗАЗЕМЛЕННЯ ОПОР ПЛЕП ТА ЙОГО ВПЛИВ НА НАДІЙНІСТЬ ГРОЗОЗАХИСТУ

Величина імпульсних опорів заземлюючих пристроїв (ЗП) підстанцій і опор ліній електропередавання є важливим фактором і в значній мірі впливає на надійність захисту електроустанов. Під локальним імпульсним опором заземлення розуміється розрахункова величина, рівна відношенню миттєвих значень імпульсної напруги на заземлювачі та імпульсного струму через нього, за часів, що не перевищують перших одиниць мікросекунд, коли розтікання відбувається лише з ближньої зони заземлювального пристрою апарату і не охоплює всі заземлюючі пристрої електроустановки. Імпульсний опір заземлювача - величина комплексна, тому в схему заміщення ЗП входять також реактивні елементи.

Грозові відключення ПЛ складають 10-30 відсотків від загальної кількості відключень. Проте їхня кількість суттєво залежить від опору заземлення опор повітряних ліній. Дослідження впливу зміни імпульсного опору заземлення опор ПЛ напругою 110 кВ і вище дає можливість підвищити надійність електропостачання споживачів та ефективність експлуатації електричних мереж.

Діючими Правилами улаштування електроустановок нормуються найбільші допустимі значення опору заземлення опор повітряних ліній електропередавання (ПЛ) в залежності від питомого опору ґрунту вздовж траси повітряної лінії

Такий підхід спрощує проектування, але не відповідає на питання достатності прийнятого технічного рішення

Загальний опір заземлення залежить від опору прилеглих до заземлювача шарів ґрунту. Тому можна добитися зниження опору заземлення пониженням питомого опору ґрунту лише в невеликій області навколо заземлювача.

Сьогодні з цією метою, в місцях з високим питомим опором ґрунту ρ , застосовують різні методи штучного зниження ρ . Штучне зниження питомого опору ґрунту досягається або хімічним шляхом за допомогою електролітів, або шляхом укладання заземлювачів в котловани з насипним вугіллям, коксом, глиною.

Досвід показав, що максимальне зменшення опору заземлення досягається за використання різних електролітів. Такий спосіб полягає в тому, що навколо заземлювачів ґрунт просочується різними розчинами електроліту: хлористого натрію, хлористого кальцію, сірчаної кислоти, міді (мідного купоросу) тощо. Проблема даних заходів полягає в короткотривалості ефекту під час застосування електролітів, оскільки опір заземлювача зростає в процесі експлуатації.

Розрахунки проводилися нами для електричних мереж з ефективно уземленими нейтральними точками.

СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГИ ВІД ДІЇ ФЕРОРЕЗОНАНСНИХ ПРОЦЕСІВ

В Україні та країнах СНД абсолютна більшість електромереж загального призначення напругою 3-35кВ, мереж генераторної напруги й власних потреб електростанцій виконана з ізольованою нейтраллю. Такі мережі ще називають мережами з малими струмами замикання на землю. Переваги та недоліки таких мереж висвітлені у ряді відомих джерелі одним з вагомих недоліків є можливість виникнення в них ферорезонансних процесів (ФРП) і як наслідок пошкодження електрообладнання.

На сьогоднішній день проблемі виникнення та боротьби з ФРП присвячено багато статей. Найбільш ефективними методами боротьби з ФРП є пристрої, які працюють на принципі введення гасильного резистора в обмотку розімкнутого трикутника трансформатора напруги (ТН). Однак усі відомі на даний момент пристрої передбачають моніторинг напруги обмотки $3U_0$ та залежно від її рівня й частоти рекомендують підключення гасильного резистора. Оскільки на даний момент появились пристрої, які з достатньою точністю можуть забезпечити вимірювання електричних величин та передавання їх на відстань за допомогою безпроводних каналів зв'язку, то нами було проведено дослідження та запропоновано можливість вдосконалення існуючих пристроїв захисту з використанням таких систем.

Враховуючи вище сказане нами було проведено ряд досліджень і встановлено, що під час виникнення ФРП в нейтралях ТН виникають струми, величини яких набагато більші ніж за номінального режиму. Тому доцільно для зриву ФРП та захисту ТН від їх дії, в якості реагуючого органу застосувати давач максимального струму, що підключений до вторинної обмотки трансформатора струму, первинну обмотку якого становить заземлюючий провід нейтралі обмотки ВН ТН. В результаті доцільно буде модернізувати існуючі пристрої захисту використанням нових давачів струму з можливістю передачі сигналу по каналах безпроводного зв'язку.

РЕГУЛЮВАННЯ ДОБОВОЇ ПОТУЖНОСТІ АТОМНИМИ СТАНЦІЯМИ УКРАЇНИ

Згідно діючих правил ціноутворення енергогенеруючі компанії та мережі зацікавлені у вжитті заходів, спрямованих на збільшення величини лише активної потужності.

Як наслідок – останніми роками відбувається зниження резервів регулювання напруги і реактивної потужності. Щорічне зменшення можливостей для регулювання напруги і реактивної потужності призводить до перевантажень ліній електропередачі та створює передумову для погіршення якості електроенергії, а також, зниження запасів стійкості в ОЕС України.

Одним з пріоритетних напрямків Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» є впровадження ринку допоміжних послуг.

Мета впровадження режиму ДРП на АЕС: забезпечення стійкої роботи об'єднаної енергетичної системи України в умовах дефіциту маневрених потужностей.

Режим ДРП дозволяє проводити розвантаження-навантаження енергоблока АЕС з ВВЕР-1000 згідно з чітким алгоритмом у чіткому діапазоні та із встановленою технологічним регламентом безпечної експлуатації (далі – ТРБЕ) швидкістю зміни потужності реакторної установки. При цьому забезпечується суворий контроль за дотриманням параметрів роботи енергоблока відповідно до вимог норм і правил з ядерної та радіаційної безпеки.

Перспективи впровадження ДРП в експлуатацію: згідно положень Технічного рішення з дослідної експлуатації режиму ДРП, рішення щодо можливості подальшого впровадження в експлуатацію режиму ДРП на АЕС України буде прийнято на підставі Комплексного аналізу отриманих у 10-ту паливну кампанію енергоблока № 2 ВП ХАЕС результатів з урахуванням ревізії стану ядерного палива за погодженням з Державною інспекцією ядерного регулювання України.

У рамках модернізації основного обладнання енергоблоку необхідно забезпечити:

контроль поля енерговиділення в активній зоні при роботі з циклічною зміною потужності;

автоматичний контроль активності теплоносія першого контуру;

заміну основних регулюючих клапанів 2-го контуру;

впровадження системи автоматичного процесу зміни навантаження турбогенератора та інші заходи.

За умови проведення модернізації енергоблоків АЕС та гідроагрегатів ТГАЕС, а також після реалізації програми впровадження маневрених режимів на енергоблоках АЕС, ДП НАЕК «Енергоатом» зможе надавати практично весь спектр допоміжних послуг, передбачений Законом України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України».

Для забезпечення рентабельної роботи енергоблоків АЕС в режимі добового регулювання потужності, плата за маневреність енергоблоку повинна покривати затрати пов'язані з його роботою в режимі добового регулювання потужності.

ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ЩОДО РАЦІОНАЛЬНОГО РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ НЕОДНОРІДНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Досліджено можливості використання апарату генетичних алгоритмів до розв'язання задач оптимізації режимів неоднорідних електричних мереж. Запропонована математична модель прийняття рішень щодо раціонального регулювання режимів електроенергетичних систем з високим ступенем неоднорідності мереж.

Ключові слова: електроенергетична система, неоднорідність, прийняття рішень, оптимізація, інтелектуальний пошук, генетичний алгоритм.

Сучасні електроенергетичні системи характеризуються високим ступенем неоднорідності електричних мереж. В замкнених електричних мережах неоднорідність постає причиною циркуляції паразитних перетоків потужностей, направлених на розвантаження електропередач вищих класів номінальної напруги та одночасне надмірне завантаження електричних мереж нижчих класів напруги. До того ж циркуляція паразитних перетоків потужностей супроводжується додатковими втратами електричної енергії, що погіршує техніко-економічні показники функціонування електроенергетичних систем з високим ступенем неоднорідності електричних мереж.

На теперішній час відомий широкий спектр заходів, направлених на часткову або повну компенсацію неоднорідності електричних мереж, зокрема зміна геометричних характеристик повітряних ліній електропередавання, застосування пристроїв поздовжньої компенсації параметрів електропередач, використання додаткових джерел реактивної потужності, застосування фазоповоротних трансформаторів та лінійних регуляторів, зміна коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів та інші сучасні технології гнучких електропередач. Насиченість електричних мереж різноманітними засобами компенсації неоднорідності визначає задачу їх раціонального використання. Тут можна розглядати оптимізаційну задачу мінімізації деякої функції параметрів пристроїв компенсації, яка визначає найменші можливі витрати ресурсів на доцільну компенсацію неоднорідності електричних мереж. Зазначимо, що застосування традиційних методів оптимізації багатофакторних функцій обмежено низкою факторів. Зокрема, прийнята практика техніко-економічного обґрунтування рішень на основі економічних показників базується на об'єктивізованих непрямих показниках функціонування енергосистем та не забезпечує всебічне оцінювання альтернативних варіантів можливих рішень. До того ж слід зважати на дискретний характер цільової функції, що вимагає застосування додаткових прийомів під час розв'язання оптимізаційної задачі.

Основна ідея пропонованого підходу полягає у поданні характеристик та властивостей можливих рішень з компенсації неоднорідності електричних мереж за допомогою двійкового коду та формуванні вектору, який містить бінарні ланцюжки властивостей можливого рішення поставленої задачі. Очевидно, що такий вектор певною мірою відповідає спрощеній математичній моделі генотипу біологічного організму, що містить повну інформацію про властивості цього організму. Зазначена обставина дозволяє застосувати основні процедури апарату генетичних алгоритмів до формування та оцінювання ефективності можливих рішень з компенсації неоднорідності електричних мереж.

Тут слід сформувати оціночну функцію параметрів пристроїв компенсації неоднорідності, яка відповідає оцінці пристосованості біологічного організму до умов навколишнього середовища. Формування можливих рішень здійснюється циклічно, на основі характеристик попередніх поколінь пропонованих рішень з використанням генетичних операцій кросинговеру (схрещування), інверсії та мутації, які застосовують випадковим чином, у відповідності до стохастичних законів. При цьому пріоритет під час схрещування мають проектні рішення, які характеризуються найбільшими значеннями оціночної функції, що гарантує поступове покращення якості рішення.

Суттєвою проблемою, пов'язаною із використанням генетичних алгоритмів в задачах прийняття рішень з компенсації неоднорідності електричних мереж є налагодження алгоритму. Тут вибору підлягають наступні характеристики: кількість елементів початкової популяції, тривалість життєвого циклу елементів, спосіб формування батьківських пар, визначення ймовірнісних характеристик операцій кросинговеру та мутацій тощо. Розв'язання задачі налагодження генетичного алгоритму є багатофакторною та не має типового розв'язку. Для налагодження генетичних алгоритмів пошуку раціональної компенсації неоднорідності електричних мереж корисним може виявитися апарат нечіткої логіки, який забезпечує «тонке» налагодження алгоритму в багатовимірному просторі регулювання.

В.В.Кирик, д-р техн. наук, Губатюк О.С., асистент
**СЕНСОРНИЙ МЕТОД ПОШУКУ МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ДЖЕРЕЛА
 РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ**

Як свідчить аналіз сучасного стану електричних мереж, існує об'єктивна необхідність в оптимізації режимів їх роботи, удосконалення принципів побудови мереж за рівнями напруги та видами виконання, комплексній автоматизації, підвищенні надійності, якості та ефективності функціонування мереж з урахуванням регіональних особливостей, що забезпечить ефективне управління, модернізацію та інноваційний розвиток електричних мереж.

У зв'язку з цим при зростанні потужності розподіленої генерації (РГ) виникає необхідність проведення комплексу досліджень, пов'язаних з оцінкою їх впливу на енергосистему. Застосування РГ повинно відбуватись без погіршення показників якості електричної енергії та ефективності електропостачання споживачів.

Без належного вибору місця встановлення джерела РГ, можуть виникнути негативні наслідки для розподільної мережі, в числі яких підвищення напруги в кінцевій точці фідера, виникнення небалансу генерації і навантаження при аварійному розділенні електричної мережі, збільшення втрат електричної енергії та зниження рівнів надійності.

Відомі на сьогодні мінімізації цільових функцій при вирішенні питань оптимізації розподільних мереж з джерелами РГ за допомогою існуючих методів оптимізації (метод градієнта, лінійне, нелінійне та динамічне програмування) призводить до громіздких математичних обчислень і іноді не дозволяє отримати глобальний оптимум.

На сьогодні пошук оптимального місця встановлення та потужності джерел РГ є не до кінця дослідженим питанням, адже замість очікуваного покращення параметрів електричної мережі у багатьох випадках спостерігається їх погіршення. У зв'язку з цим, в роботі розглянуто дві важливі задачі при введенні РГ, а саме пошук оптимальної потужності та місця встановлення джерела.

Для визначення оптимальної потужності джерела РГ використовуємо відомі методики виходячи із мінімізації сумарних втрат в мережі:

$$P_{PGi} = P_{ni} + \frac{1}{\alpha_{ij}} \sum_{i=1}^n \sum_{j \neq i} [\alpha_{ij} P_j - b_{ij} Q_j],$$

$$Q_{PGi} = Q_{ni} + \frac{1}{c_{ij}} \sum_{i=1}^n \sum_{j \neq i} [c_{ij} Q_j - d_{ij} P_j],$$

де P_{ni}, Q_{ni} – активна та реактивна складові потужності навантаження i -того вузла мережі; $\alpha_{ij}, b_{ij}, c_{ij}, d_{ij}$ – коефіцієнти функції втрат.

У якості методу визначення вузла розташування джерела РГ авторами застосовується сенсорний аналіз разом із принципом максимального ефекту, коли місця приєднання обираються з урахуванням ефекту зменшення втрат повної потужності в мережі. Попередній аналіз структурних властивостей енергосистеми на основі сенсорності вузлів, супроводжується ранжуванням вузлів за ступенем їх жорсткості і дозволяє виявити вузли для доцільного встановлення джерел РГ.

Кирик Валерій Валентинович – д.т.н., професор, зав. каф. електричних мереж та систем Національного Технічного Університету України «Київський політехнічний інститут», тел. (044)406-82-34, e-mail: vkryrk@ukr.net.

Губатюк Оксана Сергіївна – аспірантка, асистент кафедри електричних мереж та систем Національного Технічного Університету України «Київський політехнічний інститут», тел. 0502838475, e-mail: OksanaGubatuyk@i.ua.

**ВИСОКОЧАСТОТНІ КОЛИВАННЯ СТРУМУ В МЕРЕЖАХ 750 кВ ВИКЛИКАНІ
ГЕОМАГНІТНИМИ ІНДУКЦІЙНИМИ СТРУМАМИ**

Національний технічний університет України «КПІ»

Виходячи з природи геомагнітних індукційних струмів (ГІС), для встановлення картини їх розподілу в мережі, достатньо розглянути модель ОЕС України, яка складається лише з активних (омічних) елементів мережі. Моделюючи значення поверхневих потенціалів в межах 1 – 5 В/км можливо оцінити потенційно вразливі елементи електричної мережі. В колі протікання квазі-постійного струму ГІС найбільш вразливими вважаються силові трансформатора та автотрансформатори, насичення яких призводить до генерування широкого спектру високочастотних гармонік струму та порушення режиму роботи електричної мережі. Виходячи з цього після розрахунку значення ГІС по підстанціях мережі необхідно виконати аналіз роботи магнітної системи трансформаторів в найбільш вразливих підстанціях

З метою вирішення поставленої проблеми в середовищі Simulink була розроблена модель ключового елемента електричної мережі напругою 750 кВ автотрансформатора АОДЦТН – 333000/750/300, яка враховує як електричне так і магнітне коло автотрансформатора. Для моделювання магніторушійної сили, яка виникає в кожній з обмоток від протікання як струму основної частоти так і струму ГІС, кожна з обмоток представлена регульованим джерелом струму. Магнітне коло автотрансформатора представлене 6-ма нелінійними опорами, насичення яких зумовлює зміну струмів в регульованих джерелах, відповідно до кривої насичення електротехнічної сталі.

На основі розробленої моделі для режиму симетричного номінального навантаження автотрансформатора та номінальної напруги було отримано апроксимовану функціональну залежність амплітуди кожної із гармонік від значення ГІС.

Отримані результати дозволили побудувати схему заміщення, яка представляється Т-подібної схемою із введенням в поперечну вітку джерел струму для кожної основної гармоніки, що виникають при насиченні магнітопроводу. Як результат, врахування впливу ГІС на мережу 750 кВ зводиться до розрахунку значень постійних струмів ГІС на основі омічної моделі мережі, встановлення амплітуд гармонічних складових для заданого струму ГІС з їх наступним представлення в однолінійній Т – подібній схемі заміщення автотрансформатора.

РОЗДІЛЕННЯ ВПЛИВУ АНІЗОТРОПНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ АСИНХРОННОГО ДВИГУНА ПРИ БЕЗДАТЧИКОВОМУ КЕРУВАННІ НА НИЗЬКІЙ КУТОВІЙ ШВИДКОСТІ

Способи, що використовують базову математичну модель асинхронного двигуна, при бездатчиковому оцінюванні розглядають його як лінійний об'єкт з визначеними параметрами. На практиці ці параметри не завжди є відомими, а також можуть змінюватися під час роботи машини. Особливих змін зазнають активні опори статорних та роторних кіл, що змінюються при варіаціях температури машини. Крім того, використання базової моделі асинхронного двигуна можливе лише за синусоїдального розподілу обмотки статора, постійної величини повітряного зазору та однорідних властивостей заліза машини. Усі ці припущення не є дійсними в реальній машині. Способи, що не базуються на моделі ідеалізованої машини, використовують ті анізотропічні її властивості, які призводять до виникнення магнітної несиметрії у повітряному зазорі машини. Останні тенденції в бездатчиковому векторному керуванні асинхронними двигунами полягають в використанні інжекції додаткових тестових сигналів для відслідковування положень анізотропії машини. У стандартному перетворювачі частоти вихідна напруга змінної амплітуди та частоти формується інвертором напруги з напруги ланки постійного струму за допомогою широтно-імпульсної модуляції. Для аналізу режиму роботи двигуна та процесів у ньому достатньо розглядати лише низькочастотні складові вихідної напруги. Тим не менш, ця напруга містить також і високочастотні гармоніки, які генеруються за допомогою ШІМ, які хоча і є небажаними, але неминучими. Тому є доцільним розглянути можливість використання цих високочастотних ШІМ-гармонік у якості тестових сигналів. Принцип реалізації може бути подібним до стандартних методів з введенням високочастотного тестового сигналу. Відмінність буде полягати в тому, що амплітудою високочастотного тестового сигналу у такому випадку не можна незалежно керувати, оскільки вона залежить від рівня основної напруги та струму, а, отже від величини електромагнітного моменту та потокозчеплення двигуна. Високочастотні струми, що викликані наявністю високочастотних складових ШІМ-напруги, містять у собі модульовані складові статорним комплексним опором машини, який змінюється під впливом магнітної анізотропії двигуна. Ця модуляція може бути використана для розрахунку положення ротора при бездатчиковому векторному керуванні асинхронним двигуном.

Положення анізотропії визначається вказаною координатною системою $\alpha\beta$. При цьому зміну опору розсіяння розглядають у вигляді ідеального еліпсу при наявності однієї анізотропії. Але на практиці ця форма є значно складнішою. В реальному двигуні існує декілька анізотропій, що викликані насиченням заліза машини та її механічною конструкцією. В простій моделі можна вважати, що ефекти різних анізотропій підлягають принципу накладення (суперпозиції). Але в реальній машині взаємодія декількох анізотропій є більш складною. Оскільки анізотропія може бути викликана механічною конструкцією машини або насиченням, її вісь відповідає механічній анізотропії або положенню вісі насичення. В нерухомій відносно статора системі координат $\alpha\beta$ анізотропія буде обертатися зі швидкістю, що є кратною електричній або механічній швидкості машини. Оскільки в асинхронному двигуні частоти обертання ротора та поля в загальному випадку різні, то механічна та магнітна анізотропії обертаються з різними швидкостями. В деяких випадках механічна анізотропія, що викликана взаємодією пазів статора з пазами роторних стержнів, та магнітна анізотропія можуть обертатися в різних напрямках. Тому положення механічної та магнітної анізотропій не корелюють. Для бездатчикового керування наявність декількох анізотропій створює труднощі. В ідеальному же випадку ми розглядаємо лише одну еліптичну модуляцію індуктивності. Оскільки це припущення не є дійсним при роботі з реальним двигуном, небажані складові анізотропій повинні бути скомпенсованими. Навіть якщо в більшості асинхронних машин один сильний сигнал анізотропії може бути виділений, розділення корисних та небажаних сигналів інших анізотропій представляється важкою задачею. Використання спостерігачів та схем компенсації гармонік вимагають додаткового дослідження. Крім того, небажані анізотропії можуть бути скомпенсовані з використанням попередньо розрахованої таблиці.

Питання побудови ефективних систем бездатчикового керування з використанням анізотропних властивостей багато в чому залежить від здатності виконувати розділення впливу декількох анізотропій з метою виділення корисного сигналу. Розділення високочастотного струмового відгуку можливо виконати за рахунок гетеродинування. В загальному випадку гетеродинуванням називають перетворення несучої частоти сигналу з використанням допоміжного генератора гармонійних коливань (гетеродину).

Якщо аргументом тригонометричних функцій є сигнал $x = \omega_1 t + \omega_2 t$, а в якості несучого сигналу обрано $y = \omega_1 t$, то при перемноженні сигналів перша складова, що має аргумент $(x - y)$ буде обчислювати різницю між аргументами функцій, що перемножаються, тобто буде пониження частоти сигналу, який буде мати кругову частоту ω_2 . Друга складова буде мати аргумент $(x + y)$, що призведе до підвищення частоти сигналу, перетворюючи вихідний спектр сигналу шляхом зсуву на ω_1 таким чином, що результуюча гармоніка буде мати кругову частоту ω_2 . Отже, використання гетеродинування здатне дозволити системі виділити корисний сигнал при бездатчиковому векторному керуванні з інжекцією високочастотного сигналу.

КОМПАКТНІСТЬ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Компактність (стисненість, нерозрихленість) (M_2) визначається як відношення між площею діаграми радарного типу і квадратом її периметра:

$$M_2 = (4 \cdot \pi \cdot S) / P^2. \quad (1)$$

Природа ГЕН дозволяє представити його у вигляді кругової часової діаграми – діаграми радарного типу (ДРТ). Довільність форми ДРТ ускладнює розрахунок P та S і внаслідок цього приховує ряд переваг даного параметра. З метою спрощення аналізу M_2 розглянемо частковий приклад ДРТ у вигляді правильного багатокутника, тобто багатокутника, у якого всі кути і всі сторони рівні між собою. Здійснимо перетворення формули (1) на основі відомих тригонометричних формул для правильних багатокутників. Формула компактності спрощується до вигляду:

$$M_2 = \frac{\pi}{n} \cdot \operatorname{ctg} \left(\frac{\pi}{n} \right).$$

Оскільки $n > 2$ (фігура є багатокутником), то аргумент косинуса завжди буде додатним і буде змінюватись в межах $\left(0; \frac{\pi}{2} \right)$. Даний аргумент відображає

форму фігури, а функція M_2 – значення нерівномірності. На рис. 1 наведено графік

функції $M_2 = \frac{\pi}{n} \cdot \operatorname{ctg} \left(\frac{\pi}{n} \right)$ на ділянці $n \in 2[0; 20]$.

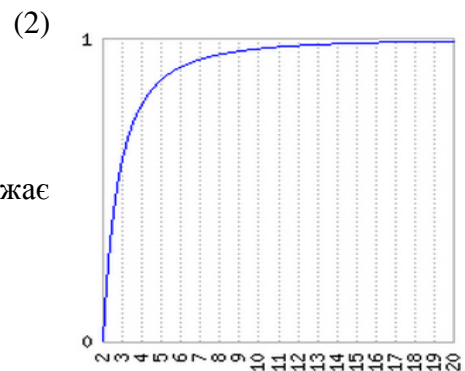


Рис. 1. Графік функції $M_2 = \frac{\pi}{n} \cdot \operatorname{ctg} \left(\frac{\pi}{n} \right)$ на ділянці $n \in 2[0; 20]$.

Таблиця 1 - Розрахунок M_2 для найпростіших правильних багатокутників.

Кількість ребер	$n = 3$	$n = 4$	$n = 5$	$n = 6$	$n = 7$	$n = 8$	$n = 10$	$n = 12$
Форма багатокутника								
$M_2 = \frac{\pi}{n} \cdot \operatorname{ctg} \left(\frac{\pi}{n} \right)$	0,5	0,7	0,81	0,87	0,9	0,92	0,95	0,97

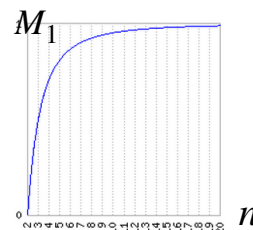
З графіка 1 та з розрахунків таблиці 1 видно, що значення M_2 зростає до одиниці, якщо $n \rightarrow \infty$ (чи $\frac{\pi}{n} \rightarrow 0$). З ростом $n \rightarrow \infty$ форма багатокутника наближається до форми кола, для якого $M_2 = 1$. За допомогою функції (3) ми можемо визначити кількість ребер (та характер нерівномірності) правильного багатокутника при відомому значенні його компактності M_2 .

$$n = \pi / \arccos \operatorname{ctg} \left(M_2 \cdot \frac{n}{\pi} \right) \quad (3)$$

Слід зауважити, що через трансцендентність $M_2 = \frac{\pi}{n} \cdot \operatorname{ctg} \left(\frac{\pi}{n} \right)$ важко знайти алгебраїчне перетворення до виду $n = f(x)$, але графік функції чи відшукування її значень за допомогою комп'ютерних застосунків дозволяє легко віднайти шукане значення n . З цією метою ми розробили програмне забезпечення, що розраховує компактність на основі формули (1) для будь-яких форм ГЕН.

ОКРУГЛІСТЬ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Округлість (M_1) визначається як відношення радіуса вписаного кола діаграми радарного типу (ДРТ) до радіуса його описаного кола, центри кіл співпадають з центром ваги ДРТ $M_1 = R_{\min}/R_{\max}$. Для багатокутника правильної форми формула округлості спрощується до вигляду: $M_1 = \cos(\pi/n)$. Оскільки $n > 2$ (фігура є багатокутником), то аргумент косинуса завжди буде додатнім і буде змінюватись в межах $(0; \pi/2)$. Даний аргумент відображає форму фігури, а функція M_1 – значення нерівномірності. На рисунку наведено графік функції $M_1 = \cos(\pi/n)$ на ділянці $n \in [2; 20]$.



Графік функції $M_1 = \cos(\pi/n)$ $n \in [2; 20]$.

Розрахунок M_1 для найпростіших правильних багатокутників.

Кількість ребер	$n = 3$	$n = 4$	$n = 5$	$n = 6$	$n = 7$	$n = 8$	$n = 10$	$n = 12$
Форма багатокутника								
$M_1 = \cos(\pi/n)$	0,5	0,7	0,81	0,87	0,9	0,92	0,95	0,97
$M_1' = -\sin(\pi/n)$	-0,86	-0,7	-0,59	-0,5	-0,43	-0,38	-0,3	-0,26

З графіка 3 та з розрахунків таблиці видно, що значення M_1 зростає до одиниці, якщо $n \rightarrow \infty$ (чи $\pi/n \rightarrow 0$). З ростом $n \rightarrow \infty$ форма багатокутника наближається до форми кола, для якого $M_1 = 1$, що неодноразово засвідчувалось в роботах [1-7]. В останньому рядку таблиці 1 розраховано похідну, що відображає швидкість зміни функції $M_1 = \cos(\pi/n)$ в даній точці і показує стрімке зростання при зміні від малих значень n до більших та сповільнене зростання при зміні від більших до максимальних значень n , що підтверджує вигляд графіка. За допомогою функції $n = \pi/\arccos(M_1)$ ми можемо визначити кількість ребер (та характер нерівномірності) правильного багатокутника при відомому значенні його округлості M_1 .

Розглянемо приклад. Нехай в нас є два споживача електричної енергії. Один з них має графік, що відповідає $n = 8$ (сьомий стовпчик в таблиці), другий – графік, що відповідає $n = 7$ (шостий стовпчик в таблиці). Необхідно знайти нерівномірність сумарного навантаження у вузлі, що живить два вищезгаданих споживача та форму графіка, за умови, що при додаванні форм піки не будуть накладатись та створюють правильний багатокутник.

У відповідності з таблицею 1, значення округлості ДРТ для першого споживача – $M_1 = \cos(\pi/8) = 0,92$, для другого споживача – $M_1 = \cos(\pi/7) = 0,9$. Знайдемо форму сумарного навантаження у вузлі: $n = 8 + 7 = 15$. Фігура буде правильним багатокутником, що має п'ятнадцять ребер. Обчислимо нерівномірність сумарного навантаження у вузлі: $M_1 = \cos(\pi/n) = \cos(\pi/15) = 0,98$. Тобто у вузлі ми отримали значно рівномірнішу форму ГЕН (округлість зросла), що є справедливим за даних умов задачі.

Описано дуже спрощений підхід до розрахунку округлості ГЕН, що може використовуватись лише з метою аналізу самої округлості. Для аналізу нерівномірності реальних ГЕН доцільно скористатись розробленим нами програмним забезпеченням, що розраховує округлість на основі формули (1) для будь-яких форм ГЕН.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

¹ Вінницький національний технічний університет;

Проаналізовано вплив відновлювальних джерел електроенергії на режим роботи електричних мереж. Запропоновано метод пошуку місць під'єднання відновлювальних джерел електроенергії, що забезпечують мінімальні втрати активної потужності в електричній мережі.

Ключові слова: відновлювальні джерела електроенергії, електрична мережа, оптимальні місця під'єднання.

На сьогоднішній день у багатьох розвинених країнах світу гостро стоїть питання дефіциту генерувальних потужностей. Таку нестачу частково можна компенсувати за допомогою приєднання до електричних мереж (ЕМ) відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) – джерел електричної енергії, з'єднаних безпосередньо з розподільною електричною мережею або підключених до неї з боку електроспоживачів.

Актуальність впровадження ВДЕ обумовлена суттєвими екологічними, економічними та технічними перевагами цих установок над об'єктами «централізованого» електропостачання. Насамперед це значне зниження капітальних витрат на будівництво електростанцій, зменшення вартості електричної енергії за рахунок зменшення втрат при транспортуванні, підвищення показників надійності електропостачання, врахування індивідуальних потреб споживачів та екологічно чисте виробництво електричної енергії.

Збільшення частки ВДЕ в ЕМ, перетворює останні на активний елемент енергосистеми. Це в свою чергу змушує переглянути (змінити чи модернізувати) підходи у керуванні та плануванні режимів електроенергетичних систем (ЕЕС). При зростанні відносної частки генерування встановлених джерел відновлювальної енергії до 5 – 10% або більше від потужності «централізованого» електропостачання, розподільну електричну мережу можна буде розглядати як локальну енергетичну систему (ЛЕС). На цьому етапі впровадження ВДЕ в ЕМ потрібно буде вирішити наступні проблеми:

- визначення оптимальних місць встановлення та потужності відповідних ВДЕ. Ця проблема вирішується тільки за умови застосування системного підходу, що дозволить уникнути нераціонального використання ресурсів та потенційних можливостей ВДЕ.

- збереження та покращення якості електроенергії, тому що ВДЕ можуть генерувати в ЕМ гармоніки вищих порядків або приєднуватись до ЕМ через інвертор, що характерно для фотогальванічних та вітрових установок. Також на якість електроенергії генерованої ВДЕ впливає тип генератора. Так у випадку використання асинхронних генераторів після провалу напруги, напруга не відновлюється до початкового рівня в зв'язку зі зниженням підтримки за реактивною потужністю.

- забезпечення стійкості режимів роботи розподільних електричних мереж (РЕМ), з високим ступенем впровадження відновлювальних джерел енергії.

- проведення оптимізації усталених режимів РЕМ з високим ступенем впровадження ВДЕ. Крім того, поєднання вищевказаних процесів з реформуванням економіки енергетичної галузі – введення системи двосторонніх договорів, фактично робить неможливим організацію ефективного функціонування ЕЕС без вдосконалення інформаційної інфраструктури, з поступовим впровадженням Smart Grids технологій в ЕМ.

Джерела нетрадиційної і відновлювальної енергії мають різноплановий вплив на роботу ЕМ. Переваги в збільшенні частки розосередженого генерування можливі лише при обранні вірного методу пошуку оптимальних місць під'єднання та потужності генерування ВДЕ.

Коли з'являється велика кількість ВДЕ та їх взаємозв'язків, це досить вагомо впливає на проектування нових та експлуатацію вже існуючих розподільних ЕМ, а також на надійність і безпеку ЛЕС в цілому. Це вимагає нових підходів у розгляді питання планування і керування режимом РЕМ.

ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ГРОЗОЗАХИСНОМУ ТРОСІ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Однією із найважливіших проблем в електроенергетичній галузі є врахування втрат електричної енергії при її передачі по лініях електропередавання (ЛЕП). З метою захисту повітряних ЛЕП від прямих ударів блискавки в них використовуються грозозахисні троси (ГЗТ), які розташовуються вище фазних провідників.

Протягом довгого часу в Правилах улаштування електроустановок (ПУЕ) було передбачено, що ГЗТ поділяють на окремі ізольовані частини, кожна з яких заземлюється лише в одній точці. Поява ГЗТ типу ОКГТ (оптичний кабель в грозозахисному тросі) з вбудованими оптоволоконними лініями зв'язку зумовила внесення змін до ПУЕ. В новій редакції ПУЕ [1] записано, що «...незалежно від напруги ПЛ ОКГТ повинен, як правило, заземлятися на кожній опорі».

Слід зазначити, що за умови заземлення ГЗТ на кожній опорі ЛЕП, в лінії утворюються замкнуті контури «ГЗТ – опора ЛЕП – земля – опора ЛЕП», через які проходить змінний магнітний потік, викликаний струмами фазних провідників ЛЕП. Цей магнітний потік буде призводити до наведення в таких контурах е.р.с. індукції (згідно з правилом Ленца) і появи в них струмів, а також, відповідно, і втрат енергії на нагрівання. Зрозуміло, що енергія, яка витрачається на нагрівання ГЗТ, є частиною енергії, що передається по ЛЕП. Однак питання оцінювання таких втрат на даний момент залишається невирішеним. Втрати енергії в ГЗТ суттєво будуть залежати від потужності, яка передається по ЛЕП та від її довжини, тому задача оцінювання втрат потужності в ГЗТ є актуальною. Виконати таке оцінювання можна за допомогою методів теорії електричних кіл та теорії електромагнітного поля.

Одним з перспективних методів для розрахунку наведеного струму та втрат потужності в ГЗТ є метод дзеркальних відображень [2, 3]. Згідно цього методу зчеплений з ГЗТ магнітний потік можна розглядати як потік від трьох диполів, утворених фазними провідниками ЛЕП та їх дзеркальними відображеннями, струм в яких має таку ж саму величину, але протилежний напрямок.

На основі вищезазначеного було проведено оцінювання втрат потужності в ГЗТ одноколової повітряної ЛЕП класу напруги 330 кВ, виконаної на опорах типу ПС330-2. Діюче значення струму у фазах ЛЕП приймалось рівним 400 А, довжина лінії – 100 км. В якості ГЗТ було використано трос марки OPGW-136-AL-3/68-A20SA, який має погонний активний опір 0,201 Ом/км.

Згідно проведених розрахунків діюче значення наведеного струму дорівнює 30,3 А, втрати потужності в ГЗТ складають 18,4 кВт. На перший погляд величина втрат є не дуже великою, однак, якщо визначити втрати електроенергії за рік, використовуючи метод визначення втрат за тривалістю максимальних втрат, то можна отримати цифру в 77,8 тис. кВт·год., що в умовах постійно зростаючих тарифів на електроенергію є доволі значною величиною. Якщо ж врахувати, що ЛЕП експлуатуються протягом багатьох років, то величина збитків від таких втрат стає ще більш значною.

Також слід зазначити, що запропонований метод оцінювання втрат в ГЗТ повітряних ЛЕП відкриває широкі можливості для подальших досліджень, таких як визначення втрат в ГЗТ ЛЕП різного класу напруги за умови використання різних типів опор, визначення впливу типу ГЗТ на величину втрат, розробка методів боротьби з втратами в ГЗТ і т.д.

Література

1. Правила улаштування електроустановок. вид. 3-є, перероб. і доп. – К.: Форт, 2010. – 736 с.
2. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле: Учебник для электротехн., энерг., приборостроит. спец. вузов. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк, 1986. – 263 с.
3. Нейман Л.Р., Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники В 2-х т. Т.2. – М. – Л.: Энергия, 1967. – 407 с.

Красношапка Н.Д., к.т.н., доц., Титаренко А.С.

АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ НЕРЕГУЛЬОВАНИХ АСИНХРОННИХ ЕЛЕКТРОПРИВОДІВ З МАСИВНИМИ ФЕРОМАГНІТНИМИ ЕКРАНАМИ ЕЛЕМЕНТІВ КОРОТКОЗАМКНЕНОГО РОТОРНОГО КОНТУРУ

Вступ. Нерегульовані асинхронні електроприводи на сьогоднішній день залишаються широко розповсюдженими в різних галузях промисловості України. Одним із варіантів покращення енергетичних показників нерегульованих асинхронних електроприводів, що працюють з частими пусками, є застосування асинхронних двигунів з підвищеним пусковим моментом. Застосування асинхронних двигунів з масивними феромагнітними екранами фрагментів короткозамкненої роторної обмотки поза робочим повітряним зазором [1] дозволяє збільшити пусковий момент нерегульованого електропривода і забезпечити механічні характеристики екскаваторного типу або близьку до неї. Використання таких електроприводів дозволяє зменшити величину втрат енергії в пусковому режимі роботи, проте вони мають більш м'яку робочу частину механічної характеристики, що призводить до збільшення втрат в усталеному режимі роботи [2].

Метою дослідження є аналіз з енергетичної точки зору режимів роботи електропривода з асинхронним двигуном запропонованої конструкції.

Матеріали дослідження. При визначенні доцільності режиму роботи пропонується виходити з критерію, щоб сумарні втрати за час пуску та усталеної роботи протягом одного циклу електропривода з модифікованим двигуном були меншими ніж при використанні серійної машини. В роботі проведено порівняння втрат в усталеному і пусковому режимах нерегульованих асинхронних електроприводів із серійним двигуном потужністю 15 кВт та з модифікованим. Дослідження здійснювались в залежності від характеру навантаження, його величини та сумарного приведенного моменту інерції при застосуванні двигунів з масивними торцевими феромагнітними екранами декількох конструкцій, що забезпечують різні параметри механічної характеристики.

Висновки. Визначені доцільні значення тривалості одного циклу при роботі з частими пусками електроприводів з модифікованими асинхронними двигунами при формуванні різних видів механічних характеристик з підвищеним пусковим моментом.

1. Красношапка Н. Д. Пускові режими асинхронних електроприводів з властивостями джерела моменту і з системами обмеження пускових струмів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.09.03 «електротехнічні комплекси та системи» / Красношапка Н. Д. – Київ, 2006. – 21 с.

2. Красношапка Н. Д. Управление динамическими режимами асинхронного электропривода с повышенным пусковым моментом / Н. Д. Красношапка. // Проблемы інформатизації та управління: зб. наук. праць. – К.: НАУ, 2013. – № 1 (41). – С. 44–49.

Саблін О.І., к.т.н., доц.; Кузнецов В.Г. д.т.н., проф.; Баб'як М.О., к.т.н., доц.

ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕКУПЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ З ІНВЕРТОРНИМИ ТЯГОВИМИ ПІДСТАНЦІЯМИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

*Дніпропетровський національний університет залізничного транспорту
імені академіка В. Лазаряна*

Особливістю роботи енергосистем електрифікованого транспорту є велика нерівномірність тягового електроспоживання і можливість значної рекуперації енергії (до 40 % від тягового електроспоживання). Проблемою раціонального використання рекуперативної енергії в системі неавтономного електротранспорту є складність забезпечення тягового навантаження в зоні рекуперації, що є випадковим процесом і не може в повній мірі регулюватися оптимізацією транспортного потоку. При відсутності в тяговій мережі відповідного рівня поїзного навантаження рекуперація є неможливою і на електротранспорті застосовується режим реостатного або механічного гальмування, при якому генерована енергія утилізується гальмівними пристроями.

Одним з шляхів розв'язання даної проблеми в системі електротяги постійного струму (метрополітени, трамвайні і тролейбусні мережі, залізниці) є використання реверсивних тягових підстанцій (ТП). Наприклад деякі гірські ділянки Львівської залізниці з великими ухилами (до 40%) живляться ТП постійного струму з інверторами, які забезпечують передачу надлишкової рекуперативної енергії поїздів з тягової мережі постійного струму (3,3 кВ) до живлячої мережі змінного струму (110 кВ). Вмикання інверторів відбувається коли напруга на шинах ТП сягає відповідного значення уставки $U_{\max}$. При цьому повинен дотримуватися безпечний режим напруги в тяговій мережі, що відповідає нормам стандарту EN 50163 (06.03.1995).

Для аналізу ефективності роботи інверторних перетворювачів на ТП постійного струму Львівської залізниці були проведені синхронізовані вимірювання параметрів енергії рекуперації одночасно на двох суміжних ТП і рухомому по спуску поїзді в режимі рекуперації (інших споживачів на ділянці не було). В результаті було виявлено, що навіть на ділянках з інверторами мають місце режими зривів рекуперації (зафіксовано вимикання однієї секції електровоза) за умовами перевищення граничнодопустимого рівня напруги на струмоприймачі (4,0 кВ). Тобто інвертори ТП були не здатні забезпечувати перетік надлишкової рекуперативної енергії поїзда з тягової мережі 3,3 кВ до живлячої мережі 110 кВ. Це може пояснюватися недостатнім навантаженням живлячої мережі у вузлах приєднання ТП в момент рекуперації, що також обмежується допустимим рівнем напруги на виході інвертора.

Таким чином, на ефективність роботи інверторних ТП системи електротранспорту суттєво впливають режими системи зовнішнього електропостачання, що повинні враховуватися при виборі схем та місць розташування інверторних ТП електрифікованого транспорту.

ПРИСТРІЙ ЗАХИСТУ ВІД ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ СТАТОРА СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА, ЩО ПРАЦЮЄ В БЛОЦІ З ТРАНСФОРМАТОРОМ

Правилами технічної експлуатації регламентується обмеження струму однофазного замикання на землю для генераторів, що працюють в блоці з трансформатором, на рівні 5 А (для машин потужністю до 160 МВт) та 2 А (для машин потужністю більше 300 МВт). Основним недоліком усіх типів захистів є те, що вони не контролюють значення струму замикання на землю, а в основу спрацювання захисту покладений контроль параметрів, що опосередковано характеризують аварійний режим роботи машини. До недоліків також можна віднести нечутливість до виникнення однофазних замикань на землю обмотки статора поблизу нейтралі, нечутливість захистів при симетричному зниженні параметрів ізоляції обмотки статора. Зазначені вище недоліки можуть призводити до хибних спрацювань захисту.

Зважаючи на значний час експлуатації більшості потужних синхронних генераторів, велику вартість ремонтних робіт, а також робіт з модернізації генераторів, все актуальнішою стає проблема з забезпечення достатнього рівня чутливості та швидкодії пристроїв релейного захисту та автоматики.

Для підвищення швидкодії та чутливості захисту від однофазних замикань на землю обмотки статора синхронного генератора, що працює в блоці з трансформатором, в роботі запропоновано пристрій захисту, який розраховує та реагує на струм в місці виникнення замикання на землю, шляхом використання комбінованого принципу накладання постійного струму на коло, що містить ізоляцію обмотки статора для визначення активного опору ізоляції обмотки статора відносно землі, використання енергії розряду попередньо зарядженого конденсатора для визначення перехідного опору в місці замикання на землю, контролю напруги нульової послідовності та врахування ємності ізоляції обмотки статора відносно землі.

РЕЖИМИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ЕНЕРГОБЛОКУ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ДОДАТКОВИМ РОБОЧИМ ТРАНСФОРМАТОРОМ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Рівень централізованого виробництва електроенергії в Україні (і зарубіжних країнах) є і залишатиметься на тривалу перспективу високим в умовах вичерпання нормативного терміну експлуатації більшості потужних енергоблоків теплових і атомних електростанцій з подальшим зниженням у найближчі роки надійності їх роботи. За обмежених фінансових і матеріальних ресурсів в Україні все нагальнішим стає науково обґрунтоване формування та реалізація з позицій системного підходу програм технічного переоснащення й реконструкції діючих і спорудження нових енергоблоків з застосуванням сучасних перспективних технологічних і схемних вирішень та нового високоефективного устаткування. Ефективність капіталовкладень в електричну частину енергоблоків недостатня, оскільки тривалість вимушених простоїв енергоблоків через пошкодження в їх електричній частині, віднесена до одиниці капіталовкладень в електричну частину, перевищує тривалість вимушених простоїв енергоблоків через пошкодження в їх тепловій частині, віднесена до одиниці капіталовкладень в теплову частину.

Підвищення надійності та живучості електростанцій є багатофакторною науковою і техніко-економічною проблемою, ефективне розв'язування якої вимагає системного підходу та координації зусиль різнопрофільних фахівців, які забезпечують окремі ділянки неперервного технологічного процесу виробництва та видавання електроенергії в електричну систему.

Загальним недоліком традиційних схем електричної частини енергоблоків є суттєвий вплив аварійних режимів, що виникають в прилеглих електричних мережах електричних систем, на умови роботи електроприймачів і механізмів власних потреб. Так, зокрема, під час зовнішніх стосовно енергоблоку к.з. або під час глибоких знижень напруги в прилеглий електричній мережі рівень напруги на шинах розподільних устав власних потреб може зменшитися нижче допустимого з подальшим порушенням роботи механізмів власних потреб, які забезпечують технологічний процес виробництва електроенергії. Для уникнення цього нами були вирішені такі задачі:

1. Розроблені засади (структурно-параметричні принципи) підтримання бажаного рівня напруги на шинах розподільних устав власних потреб енергоблоків та на їх основі синтезовані нові схемо-технічні вирішення з додатковим робочим трансформатором власних потреб (ДРТВП), який працює в режимі заданого навантаженням енергоблоку струму, що забезпечуватиме неперервність технологічного процесу виробництва і видавання електроенергії під час аварій в прилеглих до енергоблоків електричних мережах електричних систем.

2. Розроблені методи та сформовані критерії вибору основних параметрів елементів електричних схем енергоблоків з ДРТВП.

3. Проаналізовані природні режимні властивості та характерні нормальні й аварійні режими схемо-технічних вирішень енергоблоків з ДРТВП, які забезпечують підтримання на бажаному рівні напруги на шинах розподільних устав власних потреб під час аварій в прилеглих до енергоблоків електричних мережах.

СХЕМНО-ТЕХНІЧНІ ВИРІШЕННЯ ДЛЯ ЗНИЖЕННЯ КОЛИВАНЬ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ ЖИВЛЕННЯ ДУГОВИХ СТАЛЕПЛАВИЛЬНИХ ПЕЧЕЙ

Дугові сталеплавильні печі змінного струму (ДСП) є одними з основних установок для отримання високоякісної сталі. Одночасно зі зростанням частки високоякісної сталі у загальному її виробництві, зростає й одинична потужність печей, досягаючи 180 МВА і більше.

Дугові сталеплавильні печі як навантаження електричної мережі характеризуються швидкозмінним, несиметричним та несинусоїдним режимом роботи. Особливістю також є те, що нормальним для ДСП є увесь можливий спектр режимів від експлуатаційного короткого замикання до неробочого ходу.

Традиційним і найпростішим методом зменшення цього негативного впливу вважається приєднання таких печей до мережі з великою потужністю короткого замикання, що знижує рівень завади. Однак при цьому необхідні кошти на розвиток мережі енергосистеми, а саме на спорудження ліній вищого класу напруги, ніж це потрібно для відповідної розрахункової потужності пічного трансформатора, на збільшення встановленої потужності трансформаторів головних знижувальних підстанцій чи спорудження окремих підстанцій для живлення різкозмінного й відносно спокійного навантаження. Так, для печі з пічним трансформатором у 140 МВА необхідна потужність енергосистеми становить понад 11000 МВА, що просто неможливо виконати.

Серед заходів, орієнтованих на покращення показників роботи системи електропостачання можна виділити групу, схемні вирішення яких спрямовані на зменшення негативного електромагнітного впливу на мережу. Найчастіше - це різні варіанти схем статичних компенсаторів реактивної потужності, які можуть дозволити, за умови відповідної швидкодії та пофазного регулювання, зменшити розмахи зміни реактивної потужності і вирівняти завантаження фаз.

Такі схеми мають досить велику встановлену потужність устаткування. Зокрема, для ДСП з потужністю пічного трансформатора 140 МВА статичний тиристорний компенсатор має потужність вентильного перетворювача 150 МВА, реактора 150 МВА та фільтрів вищих гармонік сумарною встановленою потужністю елементів 153 МВА.

Проведеними нами дослідженнями встановлено, що наявний спектр негативних особливостей роботи дугових сталеплавильних печей (коливання напруги, несиметричне завантаження фаз, підвищені електричні втрати, понижений коефіцієнт потужності тощо) зумовлений неузгодженістю характеристик мережі і характеристик власне дугової печі. Узгодження характеристик дозволить не генерувати негативні чинники у мережу або різко їх зменшити і, відповідно, не витратити кошти на їх приглушення. Переорієнтація технічних вирішень з результату впливу на джерело впливу має, як правило, вищу ефективність.

Таке узгодження досягається, якщо джерело живлення печі матиме характеристику жорстку за струмом в області режимів від експлуатаційного короткого замикання до номінального й жорстку за напругою в усій іншій області режимів. Це не лише покращить електромагнітну сумісність печей з мережею енергосистеми, а й позитивно вплине на основні показники роботи власне пічної установки. Низка отримуваних при цьому переваг пояснюється тим, що саме такі характеристики джерела живлення відповідають особливостям динамічного електричного режиму дугових електропечей змінного струму.

Для реалізації таких характеристик нами запропоновано відповідні схемно-технічні вирішення – установки стабілізації параметрів режиму (УСПР). Проведено низку досліджень цих схем і підтверджено їх ефективність. Отримано, що коливання напруги можуть бути зменшені у 3 і більше разів з одночасним вирівнюванням завантаження фаз і зменшенням вищих гармонік. Отримано також, що це не єдина позитивна властивість схем УСПР, у порівнянні з традиційними схемами електропостачання ДСП. Різке обмеження дисперсії струму дозволяє зменшити втрати потужності в електропічному контурі, збільшити корисну потужність печі за того ж значення математичного сподівання струму, а також знизити споживання реактивної потужності. Одночасно обмежуються на рівні номінального значення накиди активної й реактивної потужностей і динамічні навантаження на елементи пічного трансформатора та короткої мережі. Перспективними також, на нашу думку, є нові можливості регулювання потужності печі.

ФОРМУВАННЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОЇ МОДЕЛІ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛІННЯ СИСТЕМОЮ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТУ ТЯГОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

У існуючих умовах роботи дистанцій електропостачання залізниць України зростає економічна доцільність створення сучасної системи технічного обслуговування і ремонту (ТО і Р) основного силового електрообладнання тягових підстанцій (ТП). Однією з основних особливостей сучасних складних технічних систем (у тому числі системи ТО і Р силового електрообладнання ТП електрифікованих залізниць) є те, що параметри і структури систем на різних етапах життєвого циклу технічного обладнання змінюються під дією об'єктивних і суб'єктивних причин. У цих умовах для підвищення (збереження) необхідного рівня працездатності силового електрообладнання ТП і можливостей системи ТО і Р, необхідно здійснювати управління її структурами (у тому числі управління реконфігурацією структур).

Завдання управління структурною динамікою системи за своїм змістом відносяться до класу завдань структурно-функціонального синтезу складних технічних систем, формування і реалізації відповідних програм управління їх розвитком. На сьогодні даний клас завдань структурно-функціонального синтезу і управління розвитком систем досліджений недостатньо повно. Отримані нові наукові і практичні результати у рамках наступних напрямів досліджень :

- синтез технічної структури складних систем;
- синтез функціональної структури складних систем;
- синтез програм створення і розвитку нових поколінь складних систем без урахування етапу спільного функціонування існуючої і впроваджуваної системи;
- одночасний синтез як технічної, так і функціональної структур.

На цей час виконаний значний об'єм наукових робіт, присвячених вирішенню проблеми синтезу структур складних технічних систем різних класів. При цьому узагальнене завдання синтезу (вибору) структури (або структур) складних систем зводиться, як правило, до постановки і рішення наступної оптимізаційної задачі :

$$\bar{S}\{\bar{f} \subset \bar{F}(\bar{p} \subset \bar{P})\} \bar{R}[\bar{m} \subset \bar{M}] \rightarrow extr$$

де $\bar{P}$ - безліч можливих принципів і алгоритмів управління ($\bar{p} \subset \bar{P}$), використовуваних при формуванні виду системи або її елементів; $\bar{F}$ - безліч взаємозв'язаних функцій (завдань, операцій), що виконуються системою. Кожному набору принципів і алгоритмів управління $\bar{p}$ відповідає безліч функцій $\bar{F}(\bar{p} \subset \bar{P})$, з якого при проектуванні системи необхідно вибрати підмножину, достатню для реалізації вибраних принципів управління, тобто вибрати $\bar{f} \subset \bar{F}(\bar{p} \subset \bar{P})$; $\bar{M}$ - безліч можливих взаємозв'язаних процесів (елементів) складної системи. Подібними елементами стосовно складної системи ТО і Р ТП можуть бути засоби діагностування, виміру, реєстрації, обліку, прийому, передачі і обробки інформації, пункти обслуговування і управління і тому подібне; $\bar{R}$ - операція відображення елементів безлічі $\bar{F}$ на елементи безлічі $\bar{M}$. В цьому випадку це оптимальне відображення повинне забезпечувати екстремум деякої (або деяких) цільової функції $\bar{S}$ при виконанні заданих обмежень.

Подальше узагальнення даного завдання синтезу проводиться у напрямі обліку чинників невизначеності, викликаних експлуатацією обладнання, дією зовнішнього середовища, а також в напрямі, пов'язаному з постановкою і рішенням багатокритерійних завдань вибору оптимальних структур системи ТО і Р силового електрообладнання ТП.

ЗАДАЧІ, ЩО ПОТРЕБУЮТЬ РОЗВ'ЯЗАННЯ ПРИ ВИКОРИСТАННІ АСИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Для генерації електричної енергії на електростанціях відновлювальної енергетики знайшли широке застосування асинхронні генератори змінного струму (АГ), які мають істотні переваги порівняно з синхронними, пов'язані з низькою вартістю, простотою конструкції та експлуатації у нормальних режимах, стійкістю до зовнішніх аварій, значним ресурсом роботи. Але вони мають і недоліки, пов'язані зі значним споживанням ними реактивної потужності та необхідності працювати на швидкостях ротора, еквівалентно вищих частоти поля електричної мережі [1].

Розглядаючи компенсацію реактивного споживання АГ слід окремо розглядати дві задачі: забезпечення умов самозбудження для асинхронних генераторів, що працюють автономно, та компенсацію реактивного споживання АГ, що працює паралельно з енергосистемою [2].

В обох цих задачах регулювання напруги асинхронного генератора пов'язане з регулюванням реактивної потужності, споживаної даним генератором, що можна реалізувати за допомогою [3]:

- зміни ємності конденсаторної батареї, включеної в коло статора АГ та керованої автоматично;
- регулювання струму конденсаторної батареї ввімкненням регульованого опору в коло конденсаторів, що приводить до зміни реактивної потужності, що генерується;
- зміни напруги конденсаторної батареї за допомогою трансформатора з регульованим коефіцієнтом трансформації;
- використання крім основної батареї конденсаторів, включеної паралельно обмотці статора генератора, ще й компаундних ємностей, що вмикаються послідовно.

При реалізації системи автоматичного керування напругою АГ важливо використовувати адекватну математичну модель, що зв'язує частоту, напругу і момент АГ, яка запропонована в роботі [4] і є вільною від недоліків, характерних для попередніх моделей.

Розглянуті підходи потребують окремого дослідження як у випадку функціонування електростанцій з АГ, підключеними до зовнішньої мережі, так і у випадку функціонування автономних електростанцій з АГ.

І починати ці дослідження варто з імітаційного моделювання режимів роботи електростанцій з асинхронними генераторами та різними джерелами реактивної потужності, після якого буде зрозумілим, що потребує ще й дослідження в реальних умовах роботи АГ на електростанціях.

І лише після цього комплексного дослідження слід розробляти структури систем керування для реалізації умов оптимальності функціонування електростанцій з асинхронними генераторами.

Список літературних джерел:

1. Нікіторович О.В. Особливості роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами в електричних мережах енергосистеми / О.В. Нікіторович, П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик // Технічна електродинаміка / Тематичний випуск: проблеми сучасної електротехніки, ч.4 – 2008. – С. 43–48.
2. Лежнюк П. Д. Малі гідроелектростанції з асинхронними генераторами : монографія / П. Д. Лежнюк, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 142 с.
3. Торопцев Н.Д. Асинхронные генераторы для автономных электроэнергетических установок / Н.Д. Торопцев // Москва: НТ Энергопрогресс, 2004. – 87 с.
4. Мокін О.Б. До питання про характеристики частотно-регульованого електропривода з короткозамкненим асинхронним електродвигуном/ О.Б. Мокін, Б.І. Мокін, Д.А. Шокарьов// Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2015. – №2. – С. 35–39.

М.Я. Островерхов, д.т.н., проф.; М.П. Бурик, к.т.н.

ОПТИМАЛЬНА ЗА КРИТЕРІЄМ МІНІМУМУ ЕНЕРГІЇ ПРИСКОРЕННЯ СИСТЕМА ВЕКТОРНОГО КЕРУВАННЯ ПОЛОЖЕННЯМ АСИНХРОННОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДА

Асинхронні електроприводи є найбільш поширеними в електромеханічних системах механізмів і установок. Головна перевага асинхронного двигуна (АД) полягає у високій надійності та низькій вартості. Проте математична модель АД представляє собою взаємозв'язану й нелінійну систему [1], що ускладнює реалізацію якісних систем керування координатами електроприводів.

Сучасний асинхронний електропривод повинен забезпечувати високу динамічну точність відпрацювання заданих траєкторій під час дії параметричних збурень, обумовлених насиченням магнітного кола двигуна, нагріванням обмоток, ефектом витіснення струму при зміні частоти основної гармоніки напруги живлення, зміною сумарного моменту інерції електропривода при зміні кінематики механізму в ході роботи. Тому система керування положенням повинна забезпечувати грубість до дії параметричних та координатних збурень.

Вказані проблеми асинхронного електропривода можна вирішити за допомогою застосування алгоритмів керування на основі концепції зворотних задач динаміки в поєднанні з мінімізацією локальних функціоналів миттєвих значень енергій. Характерною особливістю методу є відсутність вирішення нелінійних матричних рівнянь Ріккати чи Ляпунова або рівнянь в часткових похідних, як в традиційних системах. Алгоритми керування об'єктом записуються по нелінійним моделям, що відображають його динаміку.

Бажана якість замкнутого контуру керування при застосуванні концепції зворотних задач динаміки в поєднанні з мінімізацією локальних функціоналів миттєвих значень енергій задається за допомогою диференціального рівняння, порядок якого дорівнює чи на одиницю більший за порядок диференціального рівняння, що описує локальний об'єкт керування [2].

Пошук алгоритму керування здійснюється на основі мінімізації функціоналу, який характеризує енергію прискорення, нормовану за моментом інерції для кутового положення [2]

$$G(u, t) = \frac{I}{2} [\dot{z}(t) - \ddot{\theta}(t, u)]^2 \quad (1)$$

Внаслідок мінімізації за градієнтної схемою першого порядку алгоритм керування положенням ротору АД приймає наступний вигляд

$$\begin{cases} u(t) = k(\dot{z}(t) - \alpha(t)); \\ \dot{z}(t) = \gamma_0 \int_0^t (x^*(t) - \theta(t)) dt + \gamma_1 (x^*(t) - \theta(t)) + \gamma_2 \dot{x}^*(t). \end{cases} \quad (2)$$

Представлена оптимальна за критерієм мінімуму енергії прискорення система векторного керування кутовим положенням ротора АД забезпечує високу якість регулювання як в статичному режимі так і в перехідному режимах в умовах дії параметричних збурень.

Список літературних джерел

1. Пересада С.М. Грубое векторное управление моментом и потоком асинхронного двигателя: теория и экспериментальное тестирование / С.М. Пересада, С.Н. Ковбаса, В.С. Бовкунович // Вісник НТУ "Львівська політехніка" Тематичний випуск науково-технічного журналу "ЕЛЕКТРОІНФОРМ". – Л.: НТУ "ЛПІ", 2009. – №19. – С. 69–73.
2. Островерхов М.Я. Оптимізація електромеханічних систем на основі концепції зворотних задач динаміки у поєднанні з мінімізацією локальних функціоналів миттєвих значень енергій / М.Я. Островерхов, М.П. Бурик // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – Вінниця: ВНТУ. – 2012. – № 2. – С. 143–147.

АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ПІДХОДІВ ДО ФОРМУВАННЯ АВТОМАТИЧНОГО ЧАСТОТНОГО РОЗВАНТАЖЕННЯ

На сьогоднішній день надійна експлуатація об'єднаної енергосистеми України неможлива без використання сучасних засобів регулювання частоти та активної потужності, таке регулювання може здійснюватись як за рахунок керівних дій автоматики на генерацію системами автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП), так і за рахунок керування обсягами споживання автоматикою частотного розвантаження (АЧР). Розглянуто підходи до формування АЧР в об'єднаній енергосистемі України.

Предметом дослідження є підходи та методи формування АЧР що діють або пропонуються фахівцями до залучення в енергосистеми України. Для всебічного аналізу було розглянуто метод який враховує абсолютне значення частоти та швидкість зниження частоти, метод з використанням алгоритму оптимального налаштування системи АЧР з урахуванням структури генерації і споживання, а також діючий метод формування АЧР. У зв'язку із надзвичайною важливістю роботи АЧР при ліквідації режимів, що супроводжуються зниженням частоти аналіз методів формування системи АЧР набуває особливої актуальності.

На даний час перегляд уставок АЧР відбувається раз на рік відповідно до щорічного «Рішення про принципи формування системи АЧР-ЧАПВ в ОЕС України на осінньо-зимовий максимум». Згідно вищезазначеного рішення кожній з енергосистем встановлюється обсяг навантаження, яке має бути заведене під дію АЧР, у відсотках від загального споживання для кожної черги.

Метод що враховує абсолютне значення частоти та швидкість зниження частоти на думку його розробників є ефективним за умов виникнення значного дефіциту активної потужності та стрімкого зниження частоти. Метод базується на розподілі пристроїв АЧР на додаткове автоматичне розвантаження по швидкості зниження частоти при локальних – місцевих дефіцитах активної потужності та автоматичне частотне розвантаження по швидкості зниження частоти при системних дефіцитах активної потужності.

Використання алгоритму оптимального налаштування системи АЧР з урахуванням структури генерації і споживання базується на проведенні розрахункового аналізу аварійних режимів та формуванні набору уставок системи АЧР для кожного дефіцитного району.

Таким чином, кожний з розглянутих методів формування АЧР має певні переваги та недоліки. Проведений аналіз показав, що жоден з методів не враховує існуючі в об'єднаній енергосистемі України перетини, а отже не враховує можливі порушення статичної стійкості. Крім того варто зазначити, що для якісного дослідження ефективності внесення змін до існуючої системи формування АЧР необхідне застосування сучасних програмних комплексів які мають можливість моделювання комплектів АЧР та обчислення тривалих перехідних процесів.

МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОТИАВАРІЙНОЇ АВТОМАТИКИ ПЕРЕТИНІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ З РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ СЕС.

Інститут електродинаміки НАН України

Надійність роботи енергосистем в цілому, так і надійність електропостачання споживачів обумовлюється стійкістю системи. В цій роботі, розглядаються підсистеми АЗПС (автоматика запобігання порушення стійкості) та АРОЛ (автоматика розвантаження при вимкненні лінії) як комплекс протиаварійної автоматики (ПА), що забезпечує необхідний рівень надійності роботи енергосистеми, що розглядається.

Об'єктом дослідження в роботі є електричні мережі південно-західної частини Одеської області (ПЗЧОО) Південної енергосистеми ОЕС України, які характеризуються відсутністю традиційної генерації в регіоні, значною (220 МВт) генерацією розосередженими сонячними електростанціями (СЕС) та недостатньо розвинутою мережею 110 – 330 кВ. Ці характерні особливості призвели до загострення проблем забезпечення стійкості за напругою ПЗЧОО та обумовили необхідність розробки нового комплексу ПА. Саме тому предметом дослідження є модель ПА в ПЗЧОО та її налаштування. Метою роботи є оцінка ефективності та налаштування ПА що проектується. Для досягнення поставленої мети в ПЗ PowerFactory було створено розрахункові моделі існуючих електричних мереж 110 кВ та вище ПЗЧОО, розроблено моделі п'яти СЕС, сформовано баланси потужності, сценарії моделювання характерних режимів та комп'ютерну модель комплексу ПА.

Основним принципом роботи ПА, що проектується, є обмеження навантаження споживачів при аварійному вимкненні повітряної лінії (ПЛ) 330 кВ в залежності від перетоку активної потужності по ній в доаварійному режимі (КПР). Основним показником успішної роботи ПА є збереження стійкості за напругою, основним ідентифікатором якої є забезпечення рівнів напруги вище аварійно-допустимих меж ($0,77 U_{\text{ном}}$). В той же час додатковим ускладнюючим фактором є те, що в період генерації СЕС при зниженні напруги нижче $0,9 U_{\text{ном}}$ СЕС вимикаються дією власної автоматики, що може призвести до погіршення режимної ситуації.

Для моделювання роботи проекрованої ПА було розроблено алгоритм та на його основі, за допомогою мови програмування Python, комп'ютерну програму, яка на основі методу Монте-Карло виконує моделювання великої кількості режимів ПЗЧОО з стохастичною генерацією СЕС та навантаженням мережі для нормальної та ремонтних схем при аварійному вимкненні ПЛ 330 кВ. На першому етапі дослідження виконано моделювання 5000 режимів та проведено аналіз достатності розвантаження САОН. На другому етапі роботи розглянуто випадок зниження потужності генерації СЕС в післяаварійному режимі та після спрацювання ПА, що може призвести до погіршення режимної ситуації. Було проаналізовано щохвилинні фактичні заміри активної потужності досліджуваних СЕС для різних типів погодних умов та визначено величину сумарної потужності СЕС, яка може зменшитись за 1 хв. Виконано моделювання зниження генерації СЕС відповідно до фактичних замірів в післяаварійному режимі та після спрацювання ПА.

Таким чином, розроблений алгоритм та на його основі комп'ютерна програма дозволяють більш якісно виконувати оцінку ефективності протиаварійної автоматики перетинів електричних систем з розосередженими СЕС.

СПОСТЕРІГАЧ ГАРМОНІЧНОГО СКЛАДУ ТРИФАЗНОГО СТРУМУ ДЛЯ ПАРАЛЕЛЬНИХ АКТИВНИХ ФІЛЬТРІВ

Вступ. Напівпровідникові перетворювачі різного технологічного та побутового призначення є нелінійними навантаженнями, які призводять до генерування вищих гармонік в струмах мережі живлення. Наявність гармонічних спотворень призводить до втрати потужності, хибного спрацювання захисних пристроїв, виходу з ладу електронного обладнання. Традиційні пасивні фільтри, які дозволяють компенсувати вищі гармоніки струму мережі, мають суттєві недоліки, такі як чутливість до параметрів мережі, можливість компенсації лише однієї гармоніки, низькі масо-габаритні показники. Альтернативним шляхом є застосування паралельних активних фільтрів ПАФ [1], які є сучасним рішенням для компенсації спотворень струму та корекції коефіцієнту потужності навантаження. ПАФ набагато менше залежать від параметрів мережі, дозволяють компенсувати значну кількість гармонік (до 50 в сучасних серійних ПАФ), та мають високі масо-габаритні показники. Принцип роботи ПАФ полягає у генерації в мережу компенсуючого струму, рівного струму гармонічних спотворень та протилежного по знаку. Для формування компенсуючого струму необхідно виконувати аналіз гармонічного складу струму мережі в реальному часі, для чого можуть використовуватися різні методи [2], [3]. В роботі [4] авторами запропоновано підхід до оцінювання гармонічного складу струму, який базується на спостерігачі Люєнбергера. Метою даної статті є подальший розвиток теоретичного рішення [4], його практична реалізація та проведення експериментальних досліджень при оцінюванні гармонічного складу вхідного струму трифазного випрямляча, працюючого на ємнісне навантаження.

Матеріали досліджень. Розроблено спостерігач гармонічного складу трифазного струму у дискретній формі. Для проведення тестування розроблено експериментальну установку з використанням цифрового сигнального процесора TMS320F28335, нелінійного навантаження та промислового активного фільтра. Показано, що запропонований спостерігач забезпечує асимптотичне оцінювання п'ятнадцяти гармонік струму при такті квантування рівному 75 мкс.

Висновки. Експериментально показано, що синтезований авторами спостерігач гармонічного складу струму мережі забезпечує його асимптотичне оцінювання і може бути використаний для побудови паралельних активних фільтрів. Співпадіння результатів експериментальних досліджень та математичного моделювання підтверджує достовірність проведених досліджень.

Література.

1. B. Singh, K. Al-Haddad and A. Chandra. "A review of active filters for power quality improvement". IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol.46, no 5, Oct. 1999, pp. 960–971.
2. H. Akagi. A. Nabae "Control strategy of active power filters using multiple voltage source PWM inverters" // IEEE Trans. On Ind. Appl. – 1986. – Vol. IA-22. – P. 460–465.
3. L. Makesani, L. Rossetto, P. Tenti "Active power filter with hybrid energy storage" // IEEE Trans. On Ind. Electron. – 1997. – Vol. 6. – P. 392–397.
4. Пересада С. М., Митрофанов А. М., Колесниченко С. П., Радюк А. Н. Наблюдатель гармонического состава трехфазного тока параллельного активного фильтра. // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки» – 2004. – Ч.3. – С. 99–102.

Печеник М.В., к.т.н., доц., Бур'ян С.О., к.т.н., доц., Наумчук Л.М., аспірантка

ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРУ ЗМІНИ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІЙ СИСТЕМІ СТРІЧКОВОГО КОНВЕЄРА ПРИ ПУСКУ

Вступ. Пуск магістрального стрічкового конвеєра супроводжується високими втратами енергії, але повинен забезпечити велику тривалість та обмеження коливань пружно-в'язкої системи.

Метою роботи є провести дослідження розподілу втрат енергії в електромеханічній системі стрічкового конвеєра в пускових режимах при використанні замкнутої системи керування та оптимального, з точки зору енергетичної ефективності, регулятора напруги живлення приводного асинхронного електродвигуна для варіацій інтенсивності розгону і навантаження тягового органу.

Результати дослідження. Дослідження енергетичних характеристик при пуску стрічкового конвеєра були проведені на основі структури замкнутої системи керування. Для отримання більш точного процесу в механічній частині конвеєра при побудові математичної моделі використана 4-ох масова розрахункова схема, де виділені чотири маси: приводний та натяжний барабани, вантажна і холоста вітки конвеєрної стрічки. В основу побудови математичної моделі руху тягового органу покладено рівняння Лагранжа 2-го роду [1]. Структура оптимального регулятора напруги (ОРН) отримана, виходячи з мінімізації втрат енергії в статичних та динамічних режимах [2].

На підставі опису елементів системи керування в пакеті прикладних програм Matlab (Simulink) розроблена модель електромеханічної системи конвеєра, яка дозволяє провести дослідження характеру зміни енергетичних параметрів системи при пуску для різного рівня завантаження вантажонесучої вітки конвеєра.

Дослідження режимів пуску конвеєра проведені для різного завантаження тягового органу $M=0,5M_n$, $M=0,7M_n$, $M=M_n$ при варіаціях часу пуску $1x - 5с$, $2x - 10с$, $3x - 18с$. Аналіз результатів показав, що при коливаннях навантаження на тяговому органі конвеєра при використанні ОРН втрати енергії при пуску знижуються в середньому до 23 % залежно від зміни навантаження від $0,5M_n$ до M_n .

Висновки. Використання замкнутої системи управління стрічковим конвеєром в режимі пуску тягового органу, до складу якої входить ОРН дозволить значно (до 20÷23 %) знизити втрати енергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Печеник М.В. Особливості підвищення енергетичної ефективності електромеханічної систем конвеєра / М.В. Печеник, С.О. Бур'ян, А.О. Горбатовський // Вісник НТУУ «ХПІ», Серія: Проблеми автоматизованого електропривода теорія і практика. – Харків: – 2013. – №36. – С. 382–384.
2. Печеник М.В. Розробка моделі електромеханічної системи стрічкового конвеєра з врахуванням енергозберігаючих режимів роботи електроприводу / М.В. Печеник, О.А. Зайченко // Наукові вісті НТУУ «ХПІ». – 2007. – №1. – С. 115–120.

АДАПТИВНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ДОРОЖНІМ РУХОМ ЗА КРИТЕРІЄМ МІНІМАЛЬНОЇ ТРАНСПОРТНОЇ ЗАТРИМКИ

Запропонована адаптивна система керування дорожнім рухом за критерієм мінімальної транспортної затримки з комбінованим керуванням інтенсивністю транспортного потоку.

Предложена адаптивная система управления дорожным движением по критерию минимальной транспортной задержки с комбинированным управлением интенсивностью транспортного потока.

The proposed adaptive traffic control system by the criterion of minimal transport delay with combined intensity control traffic flow.

Збільшення пропускної спроможності дорожньої мережі міст вимагає здійснення оптимізації керування дорожнім рухом з використанням інтелектуальних адаптивних систем керування. Крім того застосування адаптивних систем керування дорожнім рухом в умовах міста дозволяє проводити моніторинг інтенсивності руху, завантаженості та швидкості руху на ділянках автодоріг.

В роботі запропонована програмно-апаратна реалізація системи адаптивного керування світлофором перехрестя. В якості критерію оптимізації вибрано критерій мінімальної транспортної затримки, яка розраховується за відомою формулою Вебстера:

$$t_{ij} = \frac{T_c \cdot (1 - N_{ij})^2}{2(1 - N_{ij}x_{ij})} + \frac{x_{ij}^2}{2\lambda_{ij}(1 - x_{ij})} - 0,65 \left(\frac{T_c}{\lambda_{ij}^2} \right)^{1/5} \cdot x_{ij}^{2+3x_{ij}}, \quad (1)$$

де λ_{ij} – інтенсивність руху за напрямом i на перехресті j ; N_{ij} – відношення тривалості дозволяючого сигналу до тривалості циклу; x_{ij} – ступінь насиченості конкретного напрямку руху; T_c – тривалість циклу регулювання.

Проаналізувавши формулу (1) можна зробити висновок, що перша складова формули дозволяє визначити затримку при регулярному прибутті автомобілів до перехрестя, друга складова враховує випадковий характер прибуття і відповідно третя складова є коригувальним членом, що дозволяє врахувати похибку при розрахунку затримки по перших двом складовим формули в порівнянні з її значенням, визначеним експериментально.

Запропоновано знизити вплив другої складової рівняння (1) за рахунок зменшення ступені насиченості конкретного напрямку руху на перехресті – x_{ij} , це досягається збільшенням рівномірності потоку за рахунок узгодженого керування світлофорами встановлених на сусідніх перехрестях, які забезпечують основний потік на даному перехресті. Рівномірність потоку досягається зміщенням фаз спрацювання світлофорів перехрестя відносно фаз попереднього, через який проходить основний транспортний потік. Алгоритм визначення зміщення фаз полягає у визначенні максимально інтенсивного напрямку на $(j-1)$ -ому перехресті та розрахунку часу зміщення по середній швидкості в даному напрямку, при цьому враховується обмеження часу зміщення, яке не перевищує часу циклу. Алгоритм можна представити у вигляді системи рівнянь (2):

$$\begin{cases} \lambda_m = \max(\lambda_{ij-1}); \\ t_k = V_{\text{сеп}}^m / s; \quad t_k \leq T_c, \end{cases} \quad (2)$$

де λ_m – максимальна інтенсивність руху на попередньому перехресті; t_k – час зміщення фаз; $V_{\text{сеп}}^m$ – середня швидкість в напрямі з максимальною інтенсивністю руху; s – відстань між перехрестями.

Отже, запропонований комбінований підхід до побудови адаптивної системи керування дорожнім рухом дозволяє врахувати не тільки інтенсивність руху на перехресті, а і розподіл цієї інтенсивності в залежності від параметрів потоку на попередньому перехресті, тому керування транспортним потоком здійснюється як зміною часу дозволяючих сигналів відповідних напрямків, так і зміною зміщення фаз регулювання. Запропонована система реалізована в мікропроцесорному виконанні на базі контролера Atmega 2560.

ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ ДЛЯ АНАЛІЗУ ПАРАМЕТРІВ АВТОНОМНИХ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК З АСИНХРОНИМ ГЕНЕРАТОРОМ

Автономні вітроелектричні установки з асинхронним генератором, на сьогоднішній день практично не застосовується, що пов'язано з особливостями роботи самого асинхронного генератора.

Асинхронний генератор має ряд переваг, що полягають в простоті його конструкції, високій експлуатаційній надійності, нескладному паралельному під'єднанні до мережі.

Недоліком асинхронного генератора є те, що він виробляє менше енергії, ніж синхронний генератор. Це пов'язано з низьким коефіцієнтом його потужності. Робота асинхронного генератора, як автономної системи, відбувається тільки за умови, подання реактивної енергії до обмотки статора генератора (найчастіше від батареї конденсаторів), але це робить дану систему більш дорогою.

Для дослідження режиму роботи автономної установки з асинхронним генератором була розроблена імітаційна модель, до складу якої входять наступні блоки: асинхронний генератор, вітряна турбіна, батарея конденсаторів, навантаження. За допомогою вимірювальних приладів, що введені до моделі можна спостерігати за зміною напруги, струмом, швидкістю ротора, механічним моментом, електромагнітним моментом як в перехідному процесі при зміні навантаження, так і в усталеному режимі. Крім того, введений додатковий блок, що імітує змінний потік вітру, і за допомогою якого можна задавати ймовірнісну характеристику зміни швидкості вітру.

Таким чином, дана імітаційна модель дозволяє більш чітко уявити характеристики процесів, що проходять в автономній вітроустановці з асинхронним генератором на першому етапі дослідження такої системи.

ОПТИМІЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ РЕЖИМОМ НАПРУГИ В ТЯГОВІЙ МЕРЕЖІ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ З ПІДСИЛЮЮЧИМИ ПУНКТАМИ

Режим напруги в тяговій мережі, при відсутності експлуатаційних обмежень, визначає провідну та пропускну здатність електрифікованої залізниці. Забезпечення необхідного рівня напруги у тягових мережах електрифікованих залізниць повинне здійснюватись застосуванням необхідних технічно можливих заходів при розробці та виготовленні обладнання і комплектуючих виробів, проектуванні та побудові системи тягового електропостачання на базі обґрунтованого вибору її конфігурації і параметрів та раціональних схем підключення до системи зовнішнього електропостачання.

Регулювання напруги на шинах тягових підстанцій не вирішує існуючу проблему повною мірою, через збільшення втрат потужності на міжпідстанційній зоні та відповідних експлуатаційних витрат. Тому для підвищення техніко-економічних показників існуючих ділянок електричних залізниць постійного струму застосовується низка технічних та організаційних заходів: використання пунктів паралельного з'єднання; збільшення перерізу проводів контактної мережі; будівництво додаткових тягових підстанцій; застосування блоків розподіленого живлення; повна заміна шестипульсних випрямлячів на випрямлячі з дванадцятьма пульсаціями в кривій випрямленої напруги; розробка і випуск випрямлячів з оптимальною шкалою номінальних потужностей; розширення сфери рекуперативного гальмування і експлуатаційне освоєння дванадцятипульсних випрямно-інверторних перетворювачів; експлуатаційне освоєння ефективних схем згладжуючих фільтрів тягових підстанцій постійного струму; встановлення на фідерній зоні вольтододаєткових пристроїв ВДП з регулюванням напруги.

В останні роки успіхи в галузі проектування, спорудження та монтажу, впровадження сучасних технічних засобів на електрифікованих залізницях дають можливість реалізувати нові принципи живлення тягових мереж, які дозволяють максимально враховувати реальні характеристики та параметри систем електричної тяги поїздів. Фактично необхідно здійснити перехід від системи централізованого живлення до системи розподіленого живлення, в тому числі з використанням альтернативних джерел енергії. Досягнення мінімуму втрат активної потужності в системі електропостачання зі змішаною конфігурацією, яка має в своєму складі локальні джерела енергії, виконується за рахунок використання алгоритму вибору їх параметрів.

Алгоритм вибору параметрів і структури електротехнічного комплексу з локальними джерелами електроенергії повинен базуватися на виявлених залежностях напруг на струмоприймачі і втрат потужності в елементах розподіленої мережі від параметрів електротехнічних пристроїв, які виконують генерацію, що забезпечує оптимальне значення цільової функції втрат потужності в різних режимах, які залежать від потужності впроваджених генераторів (підсилюючих пунктів).

Кожен підсилюючий пункт може керуватися на основі закону керування, який формується в ході реального часу. Параметри цього закону визначаються значеннями координати та струму електрорухомого складу, який розташовується в міжпідстанційній зоні, необхідними рівнями генерації потужності та компенсації втрат напруги, що дозволяє оптимізувати режим напруги в тяговій мережі. Цільова функція оптимізації, таким чином, матиме наступний вигляд:

$$\Delta P = f(I_{nn1}, I_{nn2}, I_{nn3}, U_{nn1}, U_{nn2}, U_{nn3}, x)$$

Таким чином, залежно від координати розташування поїзда, струми генерації підсилюючих пунктів повинні мати таке значення, щоб при дотриманні оптимального рівня напруги забезпечувався мінімум цільової функції ΔP , тобто витримувалися критерії оптимізації.

ОПТИМІЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ ПОТУЖНІСТЮ В ТЯГОВІЙ МЕРЕЖІ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ПРИ ШВИДКІСНОМУ РУСІ

Напруга в контактній мережі залежить від великої кількості взаємопов'язаних і взаємовпливаючих факторів – організації руху поїздів, режиму ведення кожного поїзду та режиму роботи пристроїв електропостачання. Значення швидкості руху поїзду в значній мірі залежить від напруги на струмоприймачеві електровозу, яка визначається параметрами системи електропостачання та поїзною ситуацією. Збільшення об'єму перевезень та організація руху швидкісних та високошвидкісних поїздів призводить до того, що пристрої тягового електропостачання обмежують пропускну спроможність ділянки електрифікованої залізниці внаслідок зниження напруги на струмоприймачі електрорухомого складу нижче нормованих значень. Удосконалення режиму напруги в тяговій мережі застосовуваними нині засобами, як було показано, не вирішує існуючу проблему повною мірою, через збільшення втрат потужності на міжпідстанційній зоні та відповідних експлуатаційних витрат.

Окрім іншого, існуючі системи електропостачання електрорухомого складу, які мають значну встановлену потужність тягових підстанцій, не дозволяють забезпечити потрібний рівень питомої потужності тягової мережі в межах 1,5 – 2 МВт/км. Використання застосовуваних останнім часом засобів підсилення в багатьох випадках не забезпечує необхідних енергетичних показників і є досить дорогими. Перелічені фактори створюють передумови до заміни централізованої системи тягового електропостачання децентралізованою.

Принципи побудови цих систем були сформульовані проф. Марквардтом К. Г. ще в середині минулого століття. Економічний ефект досягається за рахунок зменшення перерізу дротів контактної мережі, зменшення втрат енергії, підтримки необхідного рівня напруги в контактній мережі і збільшення коефіцієнта використання потужності основного енергетичного устаткування при зниженні його встановленої потужності. Підсилення на основі розподіленого живлення передбачає перехід до нової схемотехніки тягової мережі (див. рис. 1)

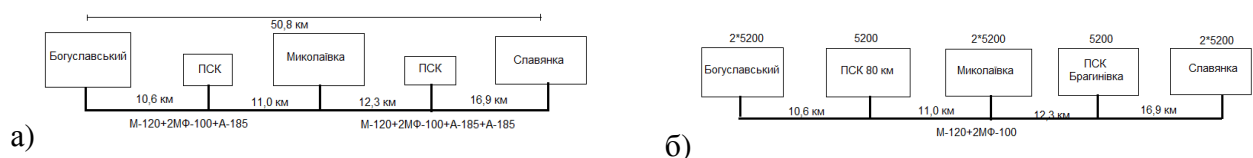


Рис. 1. Схема заміщення ділянки: а) при централізованому живленні; б) при розподіленому живленні.

При проведенні оціночних розрахунків приймалися наступні припущення: електровози споживають постійний і незмінний за величиною струм, поїзди рухаються рівномірно із постійною встановленою швидкістю 160 км/год, не враховується час на розгін та гальмування, загальний час ходу всіх поїздів розрахунковою зоною становить 15 хв, напруга на шинах тягових підстанцій є сталою та незмінною за величиною у часі, внутрішні опори тягових підстанцій приймаються рівними. Результати порівняльного розрахунку наведених схем показують, що втрати електроенергії при реалізації заданого графіку руху поїздів при застосуванні схеми розподіленого живлення склали 104,21 кВт·год, що на 35,9 % менше від втрат електроенергії при централізованому живленні.

Регулювання споживаної потужності при цьому здійснюється у єдиній системі розподіленого керування активним інтелектуальним обладнанням, здатним адаптивно змінювати характеристики передачі, перетворення та споживання електроенергії й оптимізувати режим функціонування системи тягового електропостачання при завданих обсягах перевізної роботи та в умовах швидкісного руху.

ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ НА БАЗІ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ ПІДПРИЄМСТВ ГІРНИЧОДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ

Відповідно до стратегії розвитку, українській електроенергетиці сьогодні вкрай важливо активно залучатися до впровадження альтернативних відновлювальних джерел електричної енергії. В свою чергу, поєднання джерел розосередженої генерації в одну структуру дозволяє сформувати мережі, для яких досягається узгоджене функціонування всіх її елементів, що сприяє зменшенню технологічних втрат енергії [1].

Водночас, аналіз розподілу споживання електроенергії свідчить, що велика частка споживання електричної енергії припадає саме на локальні енергетичні об'єкти, що обумовлює в цілому актуальність вирішення питань енергоефективності їх експлуатації [2]. До локальних об'єктів у промисловості відносяться: електротехнічні системи електрозварювальних установок, установок з механічною та хімічною дією струму на матеріал обробки, а також насосні установки, освітлювані установки та комплекси, охоронні системи та інші, електропостачання яких повинно забезпечуватися з заданим рівнем якості та надійності.

Для розв'язання вищевикладеної проблеми була проаналізована можливість і специфіка роботи вітрових мініелектростанцій (ВМЕС) в умовах діючих підприємств гірничодобувної галузі, розроблена конструкція комплексу, синтезована її структура. Розроблена структура ВМЕС і система управління нею дозволяють збільшити надійність і якість електропостачання споживачів, а також підтримувати безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії.

В результаті аналізу можливості впровадження ВМЕС, як локальних енергетичних систем (ЛЕС) було виявлено, що джерела РГ, а саме ВМЕС, впливають на розподільні мережі в ЛЕС та перетворюють їх на активні елементи. Це призводить до необхідності внесення змін у прийнятті стратегії керування ЛЕС та планування структури і режимів локальних енергетичних систем. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно заздалегідь ґрунтовно досліджувати та аналізувати питання приєднання джерел РГ до ЛЕС [2].

Висновки. На підприємствах гірничодобувної галузі є актуальним та можливим впровадження локальних енергетичних систем на базі альтернативних відновлювальних джерел електричної енергії. Водночас з метою енергоефективного використання альтернативних відновлювальних джерел електричної енергії в локальних системах електроживлення необхідно ґрунтовно аналізувати питання приєднання їх до локальних мереж.

Список літературних джерел

1. Денисюк С. П. Оцінка ефективності сумісної роботи розосереджених джерел генерації електроенергії, включаючи відновлювальні, в електроенергетичних системах / Денисюк С.П., Базюк Т.М., Дерев'янка Д.Г., – Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. – 2013. – №3(80). – С. 54–59.
2. Дерев'янка Д. Г., Аналіз особливостей забезпечення стійкості та надійності систем з інтеграцією джерел розосередженої генерації / Дерев'янка Д.Г., Суменко К.Ю., Процько В.Г. // Матеріали конференції «Енергетика. Екологія. Людина». – 2013. – С. 432–439.

Б.С. Стогній, акад. НАН України, **М.Ф. Сопель**, к.т.н., с.н.с.; **Є.М. Танкевич**, д.т.н., с.н.с.;
Г.М. Варський, к.т.н.; **І.В. Яковлєва**, к.т.н., с.н.с.

МОНІТОРИНГ ПАРАМЕТРІВ ВТОРИННИХ КІЛ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ

Трансформатори струму (ТС) належать до важливого електротехнічного обладнання та постачають первинну інформацію про струми електроенергетичних об'єктів. На використанні цієї інформації побудована робота систем релейного захисту та автоматики, систем моніторингу, які забезпечують контроль технічного стану та прогнозування ресурсу роботи основного електротехнічного обладнання, такого як генератори, силові трансформатори і автотрансформатори, реактори, вимикачі та інше, від яких залежить надійна та ефективна робота електроенергетичної системи в цілому. Як показує досвід, пошкодження ТС може призвести до важкої системної аварії з багатоміліонними збитками. Точна, надійна та безпечна робота ТС є необхідною умовою якісної роботи згаданих систем. Тому безперервний контроль технічного стану ТС заслуговує на особливу увагу. Зважаючи на тривалі строки експлуатації вимірювальних трансформаторів, значення їх навантаження та характеристики ліній зв'язку ця проблема є актуальною для вітчизняної електроенергетики.

Існуючі системи моніторингу високовольтної ізоляції ТС контролюють основні її параметри та дозволяють своєчасно вивести проблемний апарат із експлуатації. Але такі системи не контролюють стан вторинних обмоток ТС, які також впливають на метрологічну надійність ТС та безпеку обслуговуючого персоналу.

Для моніторингу параметрів вторинних кіл ТС необхідно контролювати струм і напругу кожної вторинної обмотки трансформатора. Якщо будувати таку систему у вигляді окремого пристрою, знадобляться значні апаратні затрати, що буде економічно не вигідно. Але на багатьох електроенергетичних об'єктах України встановлені реєструючі пристрої, в яких необхідна інформація про струми вторинних обмоток ТС вже присутня, а їх обчислювальні потужності дозволяють реалізувати функції моніторингу параметрів вторинних кіл ТС.

Розроблені алгоритми та програми дозволяють:

1. Контролювати величину навантаження кожної вторинної обмотки ТС, включно із лініями зв'язку, попереджати оператора про вихід навантаження із допустимих меж, що призводить до збільшення похибок вимірювання та метрологічної відмови ТС.

2. Визначати несиметрію навантаження у групі ТС, яка також впливає на точність роботи ТС, особливо у перехідних режимах роботи.

3. Визначати і попереджати про аварійний режим обриву у вторинному колі ТС, який супроводжується великими перенапругами, небезпечними для вторинного обладнання та життя обслуговуючого персоналу.

4. Попереджати про коротке замикання у вторинному колі трансформатора, при якому вторинний струм повністю або частково не поступає на вхід вторинного обладнання (метрологічна відмова).

5. Контролювати точність вторинних обмоток ТС відносно одна одної, поступове погіршення якої викликане погіршенням магнітних характеристик одного із осердь.

6. За наперед визначеними вольт-амперними характеристиками ТС та кутом магнітних втрат у осердях трансформатора обчислювати повну, струмову та кутову похибки ТС для кожної його вторинної обмотки. Передбачена можливість на базі цих даних обчислювати коригувальні поправки та вводити їх до результатів вимірювання, що забезпечує роботу ТС у більш високому класі точності.

7. Визначати тангенс кута діелектричних втрат основної ізоляції ($\text{tg}\delta$), ємність основної ізоляції ($C1$), небаланс струмів провідності ізоляції трифазної групи, динаміку зміни $\text{tg}\delta$ і $C1$, температурну залежність $\text{tg}\delta$.

Інтеграція функцій моніторингу параметрів вторинних кіл і високовольтної ізоляції ТС у систему моніторингу стану електротехнічного обладнання електричної підстанції, побудованої на основі реєстраторів «Регіна», дозволила спростити їх реалізацію і забезпечила функціонально повний контроль технічного стану ТС.

**МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ПРОЦЕСІВ В ГРУПАХ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ДЛЯ ЗАХИСТУ**

Моделювання електромагнітних процесів, які протікають в групах трансформаторів струму (ГТС) та дослідження їх впливу на функціонування вторинних захисних кіл, почало активно досліджуватись в 70-80 роках минулого сторіччя. Малі обчислювальні можливості комп'ютерної техніки, яка тоді перебувала на початковій стадії свого розвитку, обмежували можливості побудови і використання високоточних математичних моделей трансформаторів струму (ТС) та програмного забезпечення для дослідження електромагнітних процесів в ГТС.

Моделі ТС, які використовувались раніше для досліджень процесів в ГТС базувались на певних спрощеннях, серед яких найбільш вагомим є застосування спрощеного опису характеристики намагнічування (ХН). Найчастіше, використовувалась прямокутна апроксимація ХН, що при дослідженні фазних ТС могло вносити 40-50% розрахункової похибки; дещо рідше спрямлена ХН. Також були спроби розділяти ХН на декілька частин і апроксимувати кожен з них своєю функцією, що викликало розрив першої похідної і не завжди дозволяло точно описувати фактичні експериментальні дані ХН. Внаслідок таких спрощень не моделювались часткові гістерезисні цикли намагнічування магнітопроводу ТС, а відповідно не враховувались втрати на вихрові струми та гістерезис. Другий вагомий недолік таких моделювань, це неможливість правильного врахування залишкової індукції в магнітопроводах ТС ГТС, значення якої є одним із основних та найбільш впливових початкових даних моделювання. Відомо, що залишкова індукція виникає внаслідок відключення струму короткого замикання (КЗ) і має тенденцію зберігатись на невизначено тривалий час. Це може спричиняти значний вплив на автоматичні повторні включення, функціонування релейного захисту і збільшувати похибки трансформації струму в усталених режимах експлуатації електромереж.

Використання сучасних обчислювальної техніки, програмного забезпечення та теорії опису процесів намагнічування феромагнітних матеріалів створює можливість підвищення точності моделювання електромагнітних перехідних процесів в ГТС, позбувшись вище згаданих спрощень та недоліків.

Для моделювання електромагнітних процесів в ГТС у програмному середовищі Matlab Simulink використана модель ТС, побудована на основі теорії феромагнітного гістерезису Джайлса-Атертона і удосконалена авторами точнішим способом апроксимації безгістерезисної ХН, що забезпечує більш точну побудову часткових і основної петель гістерезису.

Розглянуто схему дослідження електромагнітних процесів в групі ТС типу ТФКН-330 зі з'єднанням їх вторинних навантажень за схемою «зірки», в якій кожний з фазних ТС представлений розробленою моделлю. Як приклад використання розробленої моделі, подано результати моделювання перехідного електромагнітного процесу в ГТС при міжфазному КЗ в ЛЕП для випадків різних комбінацій значень та знаків залишкової індукції магнітопроводах фазних ТС (вторинні струми ТС, струм в нульовому проводі та миттєві похибки кожного з ТС групи).

В підсумку зазначається, що розроблена модель є сучасним ефективним інструментом аналізу поведінки швидкодіючих цифрових пристроїв та систем релейного захисту високовольтних ЛЕП.

Є.М. Танкевич, д.т.н., с.н.с.; І.В. Яковлєва, к.т.н., с.н.с.; Г.М. Варський, к.т.н.

ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ КАНАЛІВ НАПРУГИ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ

Інтенсивне впровадження технології синхронізованих векторних вимірювань режимних параметрів обумовило створення просторово розосереджених вимірювальних систем. Їх застосування підіймає на якісно новий рівень виконання функцій моніторингу, керування та захисту в енергосистемах. Забезпечення ефективного керування, зокрема, формування в режимі “on-line” керівних впливів для автоматичного запобігання порушення стійкості в енергосистемах та ліквідації асинхронного режиму, вимагає належної якості вимірювальної інформації, насамперед про вектори напруги основної гармоніки, її точності та достовірності.

Інформація про напругу контрольованого електроенергетичного об'єкту (ЕЕО) подається до засобу вимірювання від встановлених на об'єкті високовольтних вимірювальних трансформаторів напруги (ТН), які з'єднанні з засобом вимірювання лініями зв'язку. Проведені авторами дослідження та одержані оцінки засвідчили суттєвий вплив індивідуальних метрологічних характеристик вимірювальних трансформаторів, що входять до складу каналу, параметрів ліній приєднання вторинного навантаження до групи ТН, величини та характеру цього навантаження на величину похибок вимірювання напруги ЕЕО. Розрахунок сумарної векторної похибки вимірювального каналу (ВК) напруги, до складу якого входить вітчизняний високоточний засіб моніторингу «Регіна-Ч», показав, що при використанні ТН з класом точності 0,5 сумарна похибка перевищує 1%, і в залежності від параметрів лінії зв'язку в (3-5) разів перевищує похибку пристрою «Регіна-Ч».

Підвищення точності вимірювань векторних параметрів сприятиме ефективному функціонуванню систем керування ЕЕО. Це пропонується зробити шляхом визначення систематичних складових похибок ВК, амплітудної та кутової, і їх подальшого виключення з результатів вимірювання в програмному забезпеченні засобу вимірювання або окремого коректувального модулі. Важливість застосування функції компенсації похибок ВК засвідчив також світовий досвід експлуатації систем векторних вимірювань, зокрема в США та Італії.

При обчисленні похибок ВК і на їх базі коригувальних поправок до результатів вимірювання векторів напруги доцільно застосовувати поняття трифазного ВК і його математичної моделі. Необхідність цього викликана тим, що несиметрія вхідних сигналів або вторинного навантаження обумовлюють значну зміну похибок вимірювання векторів порівняно з симетричним режимом. Математична модель похибки трифазного ВК напруги адаптована до умов конкретного ЕЕО в такий спосіб, що враховує падіння напруги в усіх послідовно з'єднаних кабелях від вторинних затискачів ТН до засобу моніторингу і схему з'єднання вторинного навантаження. Обґрунтовано необхідний та достатній перелік параметрів ВК для обчислення коригувальних поправок.

Виходячи з результатів аналізу математичних моделей ТН, індуктивних та ємнісних, та можливості визначення їх параметрів в умовах діючих ЕЕО показано, що при визначенні коригувальних поправок доцільно представляти трансформатори їх індивідуальними метрологічними характеристиками, визначеними за результатами їх повірки та при навантаженнях вторинних кіл, що відповідають реальним умовам їх використання. Розроблено методику визначення параметрів первинних ВК векторів напруги для обчислення поправок до результатів вимірювання. Методика включає перелік параметрів каналів, які необхідно визначати на діючих підстанціях, способи їх вимірювання, рекомендації по обробці результатів вимірювання та їх представленню як вхідної інформації блоку корекції. Розроблено алгоритм та програму підготовки вхідної інформації для корекції похибок ВК напруги.

Оцінено граничні значення похибок як окремих компонентів каналу, так і ВК векторів напруги в цілому, а також величину граничних значень залишків систематичних похибок ВК після корекції. Виконано математичний експеримент з моделювання введення поправок у ВК напруги з відомими за результатами повірки метрологічними характеристиками ТН, параметрами лінії зв'язку та суттєво несиметричним навантаженням. Проведені дослідження показали, що реалізація розробленого способу корекції похибок ВК дозволяє значно (більше ніж в 2 рази) підвищити точність вимірювань векторів напруги.

МОДЕЛЮВАННЯ МЕХАНІЗМУ КОМПЕНСАЦІЇ ЛЮФТА З ПРУЖНИМ ЕЛЕМЕНТОМ

НТУУ «КПІ», кафедра автоматизації електромеханічних систем та електроприводу

Вступ. Актуальною проблемою для верстатобудування, робототехніки, слідкуючих систем різного технологічного призначення є підвищення точності електроприводів, яка суттєво залежить від похибок у механічних передачах (МП), обумовлених наявністю люфтів. Для усунення впливу люфтів використовуються пристрої силової та електромеханічної вибірки зазорів, які створюють розпір у зубчастому зачепленні. З цією метою застосовують різні зубчасті колеса або додаткові кінематичні кола з жорсткою фіксацією або пружними елементами. Перевагами останніх є автоматична, постійна і повна вибірка зазорів у кінематичному колі, компенсація температурних змін та зношування зубців, створення попереднього натягу в усіх ланках. До недоліків слід віднести внесення додаткової нелінійності виду “однобічна пружність” у кінематичний ланцюг [1, с.394]. Особливість цієї нелінійності полягає в тому, що пружність компенсатора діє тільки в одному напрямку руху МП і лише в межах зазору. Після вибірки зазору МП знов стає “жорсткою” і характеризується лише пружністю власних елементів. При протилежному напрямку руху пружність компенсатора на роботу МП не впливає. Врахування вказаної нелінійності доцільно при проектуванні та дослідженні високодинамічних ЕМС підвищеної точності. Метою дослідження є вивчення впливу пристроїв вибірки люфтів з пружними елементами на динаміку електроприводу.

Результати досліджень. Для визначення впливу механізму компенсації люфта з пружним елементом було здійснено розробку його математичної моделі та проведено моделювання у складі двомасової електромеханічної системи з урахуванням пружності основного робочого валу МП.

В результаті проведених досліджень встановлено, що для зменшення впливу даного роду нелінійності потрібно зменшувати величину люфта кінематичної ланцюга, збільшувати жорсткість пружини компенсатора та збільшувати момент його попереднього натягу.

Висновки. Проведені дослідження свідчать, що врахування пружного елемента в системах компенсації люфта важливе для систем підвищеної точності при значних перерегулюваннях та відпрацюванні реверсивного сигналу завдання.

Найбільший вплив на точність регулювання має величина жорсткості компенсатора. Так із збільшенням жорсткості значною мірою зменшується амплітуда помилки по швидкості, а також час перехідного процесу. Однак цей шлях обмежений зменшенням ККД редуктора та збільшенням зношування ланок кінематичного ланцюга.

Перелік посилань

1. Електромеханічні системи автоматичного керування та електроприводи: навч. посіб. для студ. ВНЗ / М.Г.Попович, О.Ю.Лозинський, В.Б.Клепиков, Б.М.Мацко, С.М.Пересада, В.І.Теряєв [та ін.]. – К: Либідь, 2005. – 680 с.

О.В.Федоров, д.т.н., проф.; А.С.Сарваров, д.т.н., проф.; М.Ю. Петушков, к.т.н., доц.

ВЛИЯНИЕ ПУСКОВЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НА ПИТАЮЩУЮ СЕТЬ

Определяющим фактором при выборе вида и параметров пускового устройства для электропривода переменного тока должна быть электромагнитная совместимость с питающей сетью. Этот факт в большей степени играет роль в электроприводах большой мощности. Не каждое пусковое устройство может работать в любой сети.

С учетом требования стандартов требованиями к пусковым устройствам для электроприводов переменного тока могут быть сформулированы следующие:

- пуск электропривода должен быть осуществлен при предельных отклонениях напряжения в сети;
- пусковое устройство не должно вызывать отклонений напряжения в сети больше нормально допустимых.

Искажения напряжения при пуске от пусковых устройств, существенны. Эти искажения напряжения влияют на электропривод через систему управления пускового устройства. Требования к устройствам пуска вытекающие из этого - возможность работы от сети при высоком содержании высших гармоник в напряжении.

Нельзя не отметить и влияние на электропривод, которое оказывает реактивная мощность, потребляемая электроприводом. Она приводит к повышению потерь в сети, что в свою очередь приводит к изменению напряжения в узле нагрузки. Реактивная мощность, потребляемая от сети за время пуска, в 2 раза превышает активную, а при этом полная мощность за время пуска составляет 140 кВА. Таким образом, можно говорить о том, что в пусковых режимах превышение пиковой (полной) мощности в 3,5 раза больше мощности пускового устройства (40 кВА). Таким образом, установленная мощность пускового устройства должна превышать мощность электропривода минимум в 1,5 раза.

Потребляемые электроприводом токи отличаются от синусоидальных. Это вызывает искажение напряжения в точке общего присоединения. Стандартами нормируется как коэффициент искажения напряжения K_{UH} , так и коэффициенты гармоник напряжения K_{Un} . Нормально допустимое значение коэффициента искажения: $K_{UH} = 0.05$.

Условия электромагнитной совместимости с питающей сетью во многом определяют выбор вида и параметров мощного регулируемого электропривода переменного тока. В ряде случаев эти требования влияют не только на выбор системы электроснабжения, но и пускового устройства.

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЕВЕРА

При отсутствии в России генерирующих мощностей от возобновляемых источников энергии на оптовом и розничных рынках ветродизельные установки являются, в настоящее время, основным видом для использования энергии ветра. Темпы роста производства электроэнергии в мире за счет различных возобновляемых источников энергии являются самыми высокими – 8,3 %. В соответствии с основными направлениями государственной политики РФ в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики до 2020 г. целевым показателем является увеличение объема производства электроэнергии генераторами, использующими возобновляемые источники энергии с 0,5 до 4,5 %. Для достижения указанного показателя необходимо обеспечить ввод генерирующих объектов (малых гидроэлектростанций; станций ветроэлектрических, приливных, геотермальных, тепловых, использующих биомассу и др.) суммарной мощностью 25 ГВт.

До настоящего времени в ряде удаленных поселений Мурманской области (широты более 66° и плотностью населения менее 5 чел./км²) для энергообеспечения используются, в основном, дизель-генераторные установки, возможности которых не позволяют обеспечить надежность электроснабжения потребителей. Закупка и доставка дизельного топлива осуществляются в рамках реализации мероприятия по обеспечению приобретения и доставки нефтепродуктов и топлива в удаленные населенные пункты с ограниченными сроками завоза грузов за счет средств областного бюджета, и на эти цели ежегодно расходуются порядка 40 млн. руб. Для обеспечения жителей отдаленных поселений Терского района электрической энергией при снижении объема ввозимого топлива и улучшения качества жизни населения проводится модернизация систем электроснабжения за счет дополнения дизель-генераторов ветровыми и солнечными электростанциями. Такая комплексная энергоустановка позволит обеспечить потребителей круглосуточным электроснабжением, сократить региональное бюджетное финансирование за счет снижения объемов завозимого топлива и дизельных масел, снизить себестоимость вырабатываемой электроэнергии на 50 % и продлить срок эксплуатации дизель-генерирующих станций на 25 %. Полная мощность таких электростанций составит 62 кВт, из них два дизель-генератора по 30 кВт (один из них резервный), четыре ветроустановки мощностью по 5 кВт и 60 солнечных панелей по 0,2 кВт. Затраты на модернизацию системы энергообеспечения потребителей составят 218 млн. руб. (из федерального бюджета – 22 %; областного бюджета – 38 %; местного бюджета – 3 %; внебюджетные средства – 37 %). Расчетный период окупаемости проекта составляет 4-5 лет, реализация проекта позволит сократить объем завозимого топлива и дизельных масел (топлива – не менее 60 т/год, дизельных масел – не менее 0,3 т/год). Успешная работа комплексной энергоустановки создаст предпосылки для тиражирования проекта в удаленных поселениях Мурманской области, а строительство на Кольском полуострове ветропарка мощностью 200 МВт (80 турбин по 2,5 МВт) позволит более эффективно использовать мощности гидроэлектростанций. Потенциал возобновляемых источников энергии в регионе огромен. Например, ветровая энергия в Мурманской области оценивается в 360 млрд. кВт·ч в год, что более чем, в 20 раз превышает настоящее энергопотребление в регионе. Технический потенциал ресурсов малой гидроэнергетики на Кольском полуострове составляет 4,4 млрд. кВт·ч в год (менее 1,5 % от ветровой).

Однако, подключение таких комплексных энергоустановок к распределительным сетям потребует решения технических вопросов, связанных с проблемами качества электроэнергии, как для сети, так и для потребителей: фликер, качание реактивной мощности, появление высших гармоник, ложное срабатывание релейной защиты, а также разработки экономических и правовых механизмов сбыта энергии потребителям.

Федоров О.В. – д.т.н., профессор, Россия, г. Нижний Новгород, Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, кафедра управления инновационной деятельностью, профессор кафедры, e-mail: fov52@nm.ru

Кузнецов Н.М. – к.т.н., Россия, г. Апатиты, ведущий научный сотрудник Центра физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН, e-mail: leee51@mail.ru

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ СТАБІЛІЗАЦІЇ ТИСКУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ РЕГУЛЬОВАНОГО ТА НЕРЕГУЛЬОВАНОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ ЕКСТРУДЕРА

Національний технічний університет України «КПІ»

На основі математичного моделювання роботи екструдера з наявною гармонічною складовою тиску полімеру в зоні екструзії досліджується ступінь демпфування цих коливань при застосуванні екструдера: з регульованим електроприводом; з нерегульованим електроприводом, що має новий механічний демпфуючий пристрій в конструкції шнека.

Ключові слова: система автоматичного керування, електропривод, екструдер, регулятор, полімер, коливання, демпфування, екструзія

В процесах перероблення термопластичних матеріалів широкого поширення набули черв'ячні екструдери. Проте, як відомо [1], в низці випадків отриманню якісної та однорідної за розмірами продукції заважає виникнення в екструдерах коливань різної амплітуди та частоти значень величин продуктивності й тиску.

Метою роботи є дослідження ступеню демпфування гармонічної складової тиску полімеру в зоні екструзії для забезпечення стабільності основних фізико-механічних параметрів екструдованого виробу при роботі екструдера: з регульованим електроприводом в системі автоматичного керування тиском із стандартним налаштуванням [2]; з нерегульованим електроприводом із механічним демпфуючим пристроєм.

В результаті проведених досліджень було встановлено, що ступінь демпфування наявної гармонічної складової тиску у робочій зоні для обох варіантів конструктивної компоновки екструдера задовольняє технічним вимогам до показників якості екструдованого матеріалу. Порівняльний аналіз характеристик перехідного процесу обох варіантів показав вищу ефективність демпфування при застосуванні регульованого електропривода (рис.1, діаграми 1, 3).

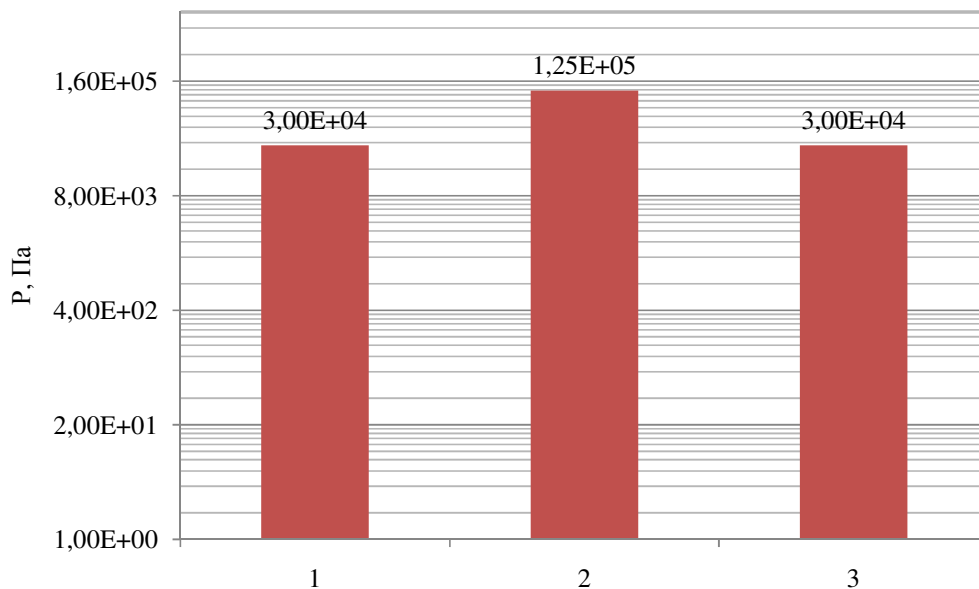


Рисунок 1 – Діаграми розподілу амплітуд здемпфованих коливань гармонічної складової тиску в робочій зоні екструдера з частотою 2 Гц (в логарифмічній шкалі)

Проте й наявність механічного компенсаційного пристрою з відношенням коефіцієнта в'язкості до коефіцієнта жорсткості порядку 0,001 дає можливість обмежити амплітуду коливань тиску на два порядки (рис.1, діаграма 2), порівняно з максимальною амплітудою коливань збурення в 10 МПа, що дозволяє вважати застосування такого пристрою технічно доцільним.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Ким В.С. Теория и практика экструзии полимеров: Учеб. пос. / В.С. Ким. – М.: КолосС, 2005. – 568 с.
2. Сборник задач по теории автоматического регулирования и управления / Бесекерский В.А. [и др.]. – М.: Наука, 1978. – 512 с.

О.В. Хоменко, доц., к.т.н., К.О. Маслюк, магістр, В.М. Хлистов, ст. викладач

ВИБІР ОПТИМІЗУЮЧИХ ВПЛИВІВ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМ НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ЧУТЛИВОСТІ

Анотація: Розглянуті питання аналізу і оптимізації режимів роботи ЕЕС із застосуванням елементів теорії чутливості. Проведено дослідження впливу параметрів схеми і режиму роботи мережі на коефіцієнти чутливості, аналіз достовірності їх визначення в різних режимах навантаження. Показано, що комплексний аналіз коефіцієнтів чутливості по різних параметрам дозволяє визначити фрагменти і елементи мережі, в яких застосування оптимізуючих впливів найбільш ефективно. Дослідження проводились на прикладі фрагменту електричної мережі Центральної енергосистеми з використанням програмного комплексу Power Factory.

Аннотация: Рассмотрены вопросы анализа и оптимизации режимов работы ЭЭС с использованием элементов теории чувствительности. Выполнены исследования влияния параметров схемы и режима работы сети на коэффициенты чувствительности, анализ достоверности их определения в разных режимах нагрузки. Показано, что комплексный анализ коэффициентов чувствительности по разным параметрам позволяет определить фрагменты и элементы сети, в которых применение оптимизирующих воздействий наиболее эффективно. Исследования проводились на примере фрагмента электрической сети Центральной энергосистемы с использованием программного комплекса Power Factory.

Abstract: The questions of analysis and optimization of EPS using elements of the theory of sensitivity. The studies of the influence of circuit parameters and operating mode of the network on the coefficients of sensitivity, reliability analysis for their determination in different modes of load. It is shown that the complex factors of sensitivity analysis on various parameters to determine the network elements and fragments, which influences optimizing the use of the most effective. Research conducted by the example snippet Central electrical network grid using the software system Power Factory.

Ключові слова: коефіцієнт чутливості, режим роботи електроенергетичної системи, аналіз режиму, оптимізуючи впливи.

Показана актуальність роботи – проведення комплексного аналізу чутливості елементів ЕЕС до основних параметрів режиму і визначення на цій основі фрагментів об'єкта дослідження, вибір оптимізуючих впливів для яких забезпечує найефективніше покращення параметрів режиму роботи ЕЕС.

Список літературних джерел

1. Оцінка чутливості втрат потужності в електричних мережах: монографія / П.Д. Лежнюк, В.О. Лесько. – Вінниця, ВНТУ, 2010. 120 с.
2. Гамм А.З. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах / А.З. Гамм, И.И. Голуб. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996.

Хоменко Олег Володимирович – канд. техн. наук. Україна, м. Київ, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», кафедра автоматизації енергосистем, тел. (044) 454-9308, e-mail: xomenko_ov@ukr.net

Маслюк Ксенія Олександрівна – магістр, Україна, м. Київ, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», кафедра автоматизації енергосистем, тел. (044) 454-9308.

Хлистов Валерій Михайлович – старший викладач. Україна, м. Київ, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», кафедра автоматизації енергосистем, тел. (044) 454-9308

ПЕРСПЕКТИВИ ПЕРЕВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ УКРАЇНИ НА НОМІНАЛЬНУ НАПРУГУ 20 кВ

Стаття присвячена розв'язанню актуальної науково-технічної проблеми підвищення пропускної здатності та зменшення втрат електричної енергії в розподільчих електричних мережах Об'єднаної енергосистеми України. Одним з способів економії електроенергії в електричних мережах є перехід напруги розподільчих мереж 6 (10) кВ на більш високу напругу, зокрема на 20 кВ. Застосування напруги 20 кВ в існуючих розподільних мережах дозволить перейти на більш високий рівень електропостачання споживачів України, збільшити пропускну здатність у порівнянні з існуючими мережами в межах тієї ж території, зменшити технологічні втрати, підвищити якість електроенергії, енергобезпеку і надійність функціонування систем електропостачання, істотно знизити енергозалежність.

Ключові слова: електроенергетична система, розподільча електрична мережа, енергозбереження, пропускна здатність, втрати потужності.

До 2014 року Україна щорічно споживала близько 210 млн. тон умовного палива і відноситься до енергодефіцитних країн: 75% необхідного об'єму природного газу і 85% сирої нафти і нафтопродуктів імпортується. Низький рівень забезпеченості України власними енергоресурсами в значній мірі пояснюється надмірним марнотратством її економіки. Енергоємність ВВП України в 2,6 рази перевищує середній рівень енергоємності розвинених країн світу. Вкрай актуальним питання енергозбереження або економії енергоресурсів виникає сьогодні, коли енергетична незалежність порівняна по суті з державною незалежністю. Одним з перспективних способів зниження втрат електричної енергії в електричних мережах є переведення напруги розподільчих мереж 6 (10) кВ на більш високу номінальну напругу, зокрема 20 кВ.

Найбільш розвинені країни Європи виконали перехід мережі 6-10 кВ на клас напруги 20 кВ в другій половині 20 століття. Країни СНД продовжують розвивати міські розподільні мережі на клас напруги 10 кВ, для яких основні технологічні та схемні рішення були сформовані в середині минулого століття. До початку 21 століття вони стали неефективними і неконкурентоспроможними. З досвіду розвинутих країн Європи, а також з урахуванням історично сформованих підходів побудови розподільчих мереж нашої країни, пропонується переведення напруги 6 кВ на напругу 20 кВ.

Проведення звичайної комплексної реконструкції існуючих розподільчих мереж 6-10 кВ із заміною обладнання на обладнання такого ж типу і напруги, не дозволить повною мірою підвищити їх пропускну здатність і не дасть об'єктивного економічного ефекту, окрім відновлення функціонування. Тому найбільш оптимальним варіантом пропонується заміщення відпрацьованих свій нормативний термін розподільних мереж 6 кВ новими мережами 20 кВ, а наступним етапом реалізації – поетапне заміщення мереж 10 кВ.

Завдання переведення електричних мереж на номінальну напругу 20 кВ можна розділити на дві частини, кожна з яких має самостійні підходи для вирішення – переведення вже існуючих мереж 6 (10) кВ на номінальну напругу 20 кВ та застосування напруги 20 кВ під час будівництва нових мереж.

Застосування напруги 20 кВ в існуючих розподільних мережах 6-10 кВ дозволить перейти на більш високий рівень електропостачання споживачів України, збільшити пропускну здатність у порівнянні з існуючими мережами в межах відведеної території, зменшити технологічні втрати, підвищити якість електроенергії, енергобезпеку і надійність функціонування систем електропостачання, істотно знизити енергозалежність. До того ж, завдяки використанню щоглових КТП 20/0,4 кВ можна значно зменшити протяжність електричних мереж 0,4 кВ шляхом наближення до споживачів напруги 20 кВ, а відповідно зменшити співвідношення протяжності ЛЕП 6-20 кВ до 0,4 кВ і, як наслідок, величину втрат в мережах 0,4 кВ, які на сьогодні складають 70 % сумарних втрат в розподільчих електричних мережах ОЕС України.

П.Д. Лежнюк д.т.н., профессор, В.В. Черкашина к.т.н., доцент, Холод А.В.

ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В МЕТОДОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Современные тенденции развития электрических сетей (ЭС) Украины связаны с вопросами "интеллектуализации" в рамках которой воздушные линии (ВЛ) электропередачи становятся активно-адаптивными объектами. Для реализации данной задачи необходимо оснащение ВЛ соответствующими контрольно-измерительными устройствами и системами передачи информации, наличие которых целесообразно предусмотреть еще при проектировании [1, 2].

Одним из вариантов, позволяющим повысить "интеллект" проектируемых ВЛ, является волоконно-оптическая система мониторинга (ВОСМ), которая состоит из 3-х основных компонентов: анализатора, оптоволоконного кабеля и специализированного программного обеспечения [1]. Контрольно-измерительным элементом ВОСМ является вмонтированный в фазный провод оптоволоконный кабель (ОКФП) [2, 3]. Количество волокон в ОКФП зависит от класса напряжения ВЛ. Одно из них представляет собой распределенный датчик для контроля и измерения параметров ВЛ в реальном времени. Физический принцип действия ВОСМ ВЛ основан на эффектах Рамана и Бриллюэна. Эффектом Рамана называют рассеяние монохроматического излучения, при котором в оптическом спектре появляются новые линии, отличающиеся от спектральной линии источника. Эффект Бриллюэна – это рассеяние, возникающее в результате взаимодействия акустического фонона с оптическим излучением со смещением линий на частоту фонона [3]. Симбиоз этих эффектов позволяет одним оптическим волокном ОКФП контролировать техническое состояние и проводить непрерывный температурный мониторинг ВЛ по всей длине трассы для оптимизации перетоков мощности и более эффективного управления режимами работы ЭС в реальном времени.

Несмотря на то, что ВОСМ увеличивает инвестиции в ВЛ, положительный экономический эффект достигается за счет возможности оптимального управления технологическими процессами в ЭС в реальном времени и использования свободных волокон как информационных каналов, что также расширяет функциональные возможности ВЛ.

Таким образом, реализация ВОСМ позволяет проектировать линии электропередачи как активно-адаптивные объекты, соответствующие "интеллектуализации" ЭС.

1. <http://www.omnisens.com/ditest/> DITEST STA-R series fiber optic distributed strain and temperature analyzer.
2. Лежнюк П.Д., Черемисин Н.М., Мирошник А.А., Черкашина В.В., Редько Ю.Ф. Повышение эффективности управления режимами электрических сетей на базе мониторинга параметров воздушных линий и окружающей среды // Энергетика та електрифікація. – 2012. – №12. – С. 34–41.
3. СТО 56947007-33.180.10.176-2014. Оптический кабель, встроенный в фазный провод, натяжные и поддерживающие зажимы, муфты для организации ВОЛС-ВЛ на линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Общие технические условия.
4. Иванов А.Б. Волоконная оптика. Компоненты, системы передачи, измерения. – М.: Syrus Systems, 1999. – 672 с.

Ю. В. Шевчук, к.т.н.

ПРОГРАМНО – АПАРАТНИЙ КОНТУР ДЛЯ ЗНАХОДЖЕННЯ МОДЕЛІ ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ САЕСП ТА ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕГУЛЯТОРА

Запропоновано підхід до знаходження лінеаризованої моделі системи електропривода з заданим ступенем адекватності на прикладі ШПП-ДПС за вибірками вхідних/вихідних даних в SystemIdentificationToolbox. Здійснено налагодження контуру положення САК з двигуном RS-385SH-2270 засобами Simulink.

Предложен подход к нахождению линейаризованной модели системы электропривода с заданной степенью адекватности на примере ШПП-ДПС за выборками входных/выходных данных в SystemIdentificationToolbox. Осуществлена наладка контура положения САУ с двигателем RS-385SH-2270 посредством Simulink.

The approach of the electric drive linearized model determination with the chosen level of the adequacy on the PWM-DC system example based on input/output data in SystemIdentificationToolbox was done. The positioning loop establishing of the automatic control system with the RS-385SH-2270 motor using Simulink was done.

Ключові слова: мікроконтролер, система автоматичного керування, ідентифікація, програмно-апаратний контур, налаштування, регулятор.

В роботі пропонується реалізація програмно апаратного контуру, структурна схема якого представлена на рис. 1. На схемі: Controller – система керування, реалізована на восьмирозрядному мікроконтролері Atmega2560, Ampl. – підсилювач, DC – колекторний двигун постійного струму RS-385SH-2270, R – редуктор, PS – сенсор положення, PC – персональний комп'ютер, API_MATLAB – прикладний програмований інтерфейс.

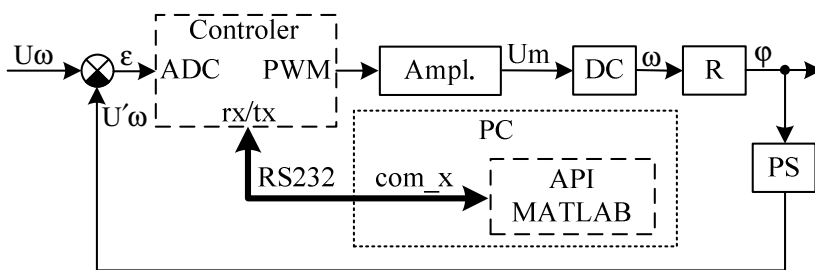


Рис. 1. Структурна схема запропонованого підходу

Із використанням зазначеного контуру на вхід досліджуваного об'єкта було подано ряд тестових сигналів та зареєстровано реакцію системи. Структурна схема дослідження розімкненого контуру зображена на рис. 2. По отриманих даних в System Identification Toolbox було побудовано лінеаризовану модель системи, яка включає в себе передаточну функцію двигуна, підсилювача та сенсора положення.

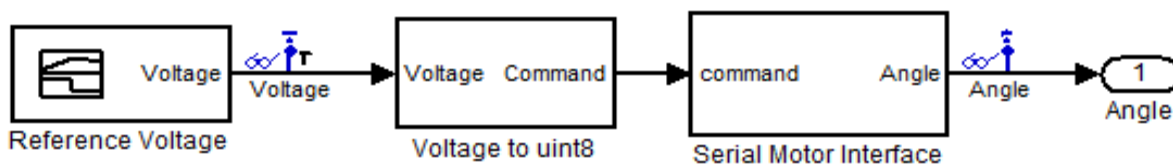


Рис. 2. Структурна схема дослідження реакції розімкненої системи

Отримана згідно певних налаштувань в System Identification Toolbox передаточна функція дає можливість провести оптимізацію та визначити параметри коригуючого пристрою для нашого контуру положення використовуючи алгоритми пакету MatLab. В результаті програма, яка реалізовує контур керування з бажаними параметрами регулятора зашивається в мікропроцесор.

Шевчук Юрій Володимирович – Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра електромеханічних систем автоматизації в промисловості і на транспорті, к.т.н., доц. каф. ЕМСАПТ. e-mail: yuriy.shevchuck@gmail.com, тел.: (0432) 59 81 67.

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТЕРМОГЕНЕРАТОРНОГО МОДУЛЯ

При дослідженні термоелектричних елементів Пельтьє, як генераторів постійної напруги, необхідно їх забезпечувати сталою різницею температур між сторонами у 100°C , а також змінним навантаженням.

Для цього розроблено математичну модель, яка відображає процесів у електротехнічній системі «термогенераторний модуль – навантаження». Причому, враховуються граничні режими роботи термоелектричного модуля, коли різниця температур між його «гарячою» та «холодною» сторонами є мінімальною $5 - 25^{\circ}\text{C}$, що зумовлює низьке значення генерованого ЕРС.

Зібрана математична модель представлена на рисунку 1.

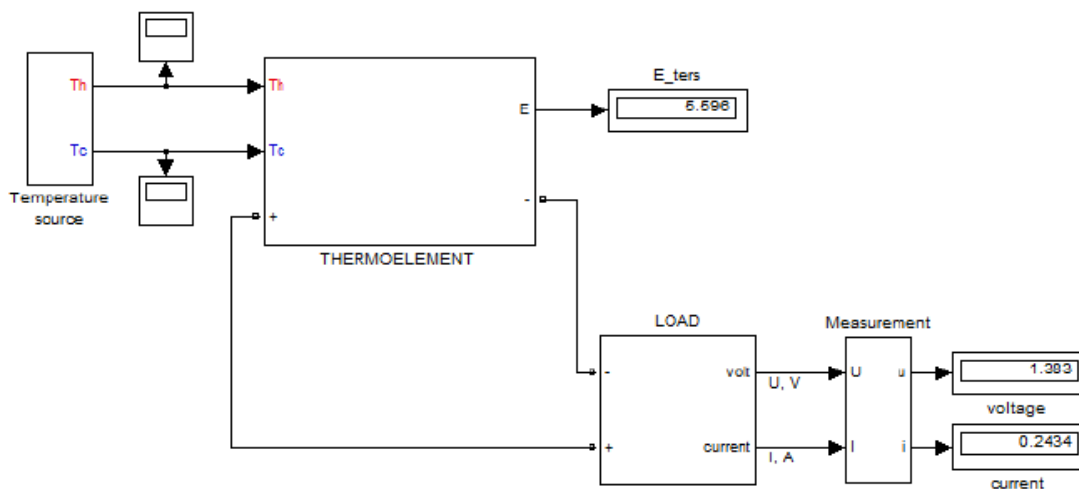


Рисунок 1 – Математична модель термогенераторного модуля

Процеси, що протікають у термомодулі описуються відомим рівнянням Зеєбека:

$$E_{therm} = \alpha \cdot \Delta T,$$

де α – коефіцієнт термо-ЕРС (В/К); □

ΔT - різниця прикладених температур до термопар (К).

Також в моделі враховано можливість підключення різноманітного навантаження: суто активного, ємкісного, індуктивного. Крім того, існує можливість для дослідження поведінки системи при змінному навантаженні.

Отримані результати моделювання підтверджуються експериментальними дослідженнями. Отже, математична модель не тільки надає змогу провести дослід й отримати коректні вихідні характеристики термогенераторних модулів, але, також, побудувати електротехнічну систему й визначити найефективніше сполучення «термогенераторний модуль – навантаження».

В.Г.Ягуп, д.т.н., проф., Харьковский нац. ун-т городского хозяйства имени А.Н.Бекетова
Е.В.Ягуп, к.т.н., доц., Украинский гос. ун-т железнодорожного транспорта

УТОЧНЁННЫЙ РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СИММЕТРО-КОМПЕНСИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА НА ОСНОВЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА КОМПЕНСИРОВАННОГО РЕЖИМА

Проблемы компенсации реактивной мощности в электрических системах с трехфазными сетями приобретают в последнее время все большую актуальность. Это вызвано в первую очередь такими факторами, как изношенность электрических сетей, ограниченностью энергетических ресурсов в Украине. Введение компенсации реактивной мощности и симметрирования нагрузок трехфазных систем позволит существенно повысить энергетические показатели электрических систем в целом.

В связи с этим вопросы проектирования симметро-компенсирующих устройств (СКУ) приобретают также первостепенное значение. В частности, проблемы расчеты параметров СКУ рассматривались в ряде работ [1-3], причем используемые в них методы основаны на аналитических решениях с использованием теории симметричных составляющих при анализе несимметричного режима в трехфазной системе. В [4,5] предложены численные методы решения этой задачи на основе оптимизационных алгоритмов. В [5] показаны недостатки аналитических методов, которые приводят к погрешностям компенсации и симметрирования из-за пренебрежения ряда факторов при анализе несимметричных режимов. В настоящем докладе предложено использование оптимизационных алгоритмов совместно с SPS-моделью системы электроснабжения для предварительного точного определения скомпенсированного режима системы. Для этого схема подвергается предварительному разделению на части, и в процессе оптимизации связь между частями поддерживается с помощью зависимых источников. Точное определение скомпенсированного и симметрированного режима системы позволяет в свою очередь точно определить далее параметры СКУ с помощью методики, изложенной в [3].

ЛИТЕРАТУРА

1. Шидловский А.К., Мостовяк И.В., Кузнецов В.Г. Анализ и синтез фазопреобразовательных цепей. – Киев: Наукова думка, 1979. – 299 с.
2. Miller J. E. Reactive power controlled in electric systems. John Willey& sons. – 1982. – 416 p.
3. Веников В.А., Глазунов А.А., Жуков Л.А. и др. Электрические сети. – М.: Высшая школа, 1971. – 438 с.
4. Ягуп В.Г., Ягуп Е.В. Расчет режима компенсации реактивной мощности в несимметричной системе электроснабжения методом поисковой оптимизации. – Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика», вип. 11 (186). – Донецьк, 2011. – С. 449–454.
5. Ягуп В.Г., Ягуп Е.В. К аналитическому определению емкостей симметрирующих конденсаторов. – Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика», №2 (15). – Донецьк, 2013. – С. 293–296.

Сумісне використання автоматизованих систем MicroSCADA та АСЗІ МП АРГОН в АСУ ТП

Переважна частина електричних підстанцій магістральних електричних мереж (МЕМ) об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України, споруджуваних або модернізованих, оснащується мікропроцесорними пристроями (МП) релейного захисту та протиаварійної автоматики (РЗ і ПА), які характеризуються підвищеним, у порівнянні з пристроями на традиційній елементній базі, рівнем інформативності. Існуючий в Україні підхід до створення комплексів РЗ і ПА на енергооб'єкті таких класів напруги передбачає використання пристроїв різних виробників. Інформаційний обсяг різних пристроїв, незалежно від виробника, в основному однаковий, а саме: інформація нормального та аварійного режимів роботи енергооб'єкту, та інформація про несправності самого пристрою. Крім того, такі пристрої, крім інформації про стан об'єкта, надають можливість дистанційного керування комутаційними апаратами, що дозволяє інтегрувати МП РЗ і ПА в АСУ ТП підстанцій.

Пристанційні вузли сонячних електростанцій – підстанції, переважно, без постійного оперативного персоналу. Ручне управління комутаційними апаратами в переважній більшості випадків здійснюється дистанційно. Тому для АСУ ТП таких об'єктів особливо важлива надійність як каналів зв'язку між пристанційним вузлом і пунктом управління, пристроїв МП РЗ і ПА, так і надійність систем управління, збору та передачі інформації, що входять до складу АСУ ТП.

У статті розглядаються питання побудови резервованої системи управління, збору та передачі інформації на прикладі систем, що входять до складу АСУ ТП пристанційних вузлів сонячних електростанцій м. Арциз (Дунайська) і м. Кілія (Придунайська). АСУ ТП кожного з пристанційних вузлів має у своєму складі основну систему управління (MicroScada, ABB, Швеція) та резервну систему управління, збору та передачі інформації (АРГОН, НТУУ «КПІ», Україна). Обидві системи мають повністю незалежні джерела отримання інформації про стан енергооб'єкта, незалежні канали керування комутаційним обладнанням. Причому, кожна з систем забезпечує передачу інформації на верхні рівні управління по стандартних протоколах обміну інформацією.

Література

1. С.Ф. Жуков, М.Д. Дьяченко, Д.В. Еременко, А.А. Калантаренко. Программное обеспечение автоматизированной системы диспетчерского управления энергетическими объектами // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: Проблеми сучасної електротехніки. – 2002. – Ч. 8. – С.97–101.
2. Кириленко А.В., Яндульський А.С., Касьянов Г.П., Дмитренко А.А. Микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики как элемент АСУ подстанции // Технічна електродинаміка. – 2000. – № 5. – С.45–52.

ВИЗНАЧЕННЯ КОГЕРЕНТНИХ ГРУП ГЕНЕРАТОРІВ ПІД ЧАС ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ

Анотація – В роботі запропонований підхід до визначення когерентних груп генераторів з повільною когерентністю на основі ієрархічної кластеризації кількісних показників подібності траєкторії генераторів в перехідному режимі. Досліджено особливості процесу кластеризації даних системи моніторингу перехідних режимів. Підтверджено інваріантний характер складу когерентних груп генераторів з повільною когерентністю.

Ключові слова: електроенергетична система, система моніторингу перехідних режимів, когерентні групи генераторів, спектральний аналіз, кластеризація.

Використання системи моніторингу перехідних режимів (СМНР) для реєстрації режимних параметрів електроенергетичної системи (ЕЕС) в перехідних режимах та подальшої ідентифікації динамічних характеристик ЕЕС дозволяє значно підвищити ефективність керування перехідним процесом зміни частоти обертання роторів синхронних генераторів при виникненні аварійних режимів в ЕЕС.

Характер електромеханічних перехідних процесів багатомашинних ЕЕС у більшій мірі визначаються інерціями обертових мас генераторів, двигунів та комплексними опорами електричних зв'язків між ними, тому динамічні характеристики системи інваріантні відносно місця та характеру збурення. Неконтрольовані зміни структури ЕЕС в умовах непередбачуваних збурень можуть призвести до порушення статичної коливної стійкості на частотах, що відповідають слабодемпфованим модам коливань між когерентними групами генераторів (КГГ) системи. Таким чином актуальними є задачі структурного аналізу ЕЕС в перехідних режимах, визначення складу та характеристик КГГ з повільною когерентністю, аналіз географічного розміщення КГГ та визначення основних електричних перетинів в яких спостерігаються значні коливання потужності під час перехідних режимів та розробка методів оперативного аналізу (оцінки) динамічних характеристик ЕЕС.

В роботі запропонований підхід до визначення когерентних груп генераторів з повільною когерентністю на основі спектрального аналізу та ієрархічної кластеризації кількісних показників подібності траєкторії генераторів в перехідному режимі.

Отримані результати кластеризації даних перехідних режимів розрахованих на моделі ОЕС України свідчать про наявність в системі трьох КГГ з повільною когерентністю, склад синхронних генераторів яких інваріантний по відношенню до місця та характеру збурення.

Список літературних джерел

1. Войтов О.Н. , Воропай Н.И., Гамм А.З. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем – Нвсб.: Наука, 1999. – 256 с.
2. Н.А.Абраменкова, Н.И.Воропай, Т.Б.Заславская Структурный анализ электроэнергетических систем, Наука, Сибирское отделение, 1990 – 221с.
3. J.H. Chow, R.A. Date, H. Othman, W.W. Price, Coherency aggregation of large power systems.in Application of Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System DynamicPerformance (IEEE Power Engineering Society, 1990)
4. J.H. Chow, New algorithms for slow coherency aggregation of large power systems, in eds. By J.H. Chow, R.J. Thomas, P.V. Kokotović. Systems and Control Theory for Power Systems, IMA Volumes in Mathematics and its Applications, vol 64 (Springer, 1994)
5. Avramovic, B., Kokotovic, P. V., Winkelman, J. R., & Chow, J. H. (1980). Area decomposition for electromechanical models of power systems. Automatica,16(6), 637-648.

О.С.Яндульський, А.Б.Нестерко, Г.О.Труніна

ЗАЛУЧЕННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ ДО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

Анотація – В роботі запропоновано підхід до визначення максимальної величини резерву активної потужності джерела розосередженого генерування, яку можливо передати в розподільну електричну мережу, не порушуючи допустимі межі напруги в системі. Запропонований рішення базується на аналізі рівнів зміни та чутливості напруги в вузлах розподільної мережі. Допустиме значення активної потужності резерву джерела розосередженого генерування визначається з урахуванням величини реактивної потужності, яка використовується для регулювання напруги в мережі.

Ключові слова: електроенергетична система, відновлювані джерела енергії, віртуальні електростанції, регулювання частоти та потужності, регулювання напруги.

Збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), в енергобалансі ОЕС України обумовлює необхідність розробки нових підходів до керування системою в умовах змінного генерування. Керування системами з ВДЕ за концепцією використання віртуальних електростанцій дозволяє значно розширити межі використання відновлюваних джерел у якості засобів керування. Важливою задачею залишається розробка підходів до залучення ВДЕ до процесів регулювання частоти та активної потужності. Для цього ВДЕ повинні мати в своєму складі функціонал обмеження генерування, що забезпечує оперативні резерви потужності.

Визначення допустимої величини активної потужності резерву ВДЕ, яку електростанція зможе видати в мережу без порушень допустимих меж напруги в вузлах РЕМ є актуальною задачею, яка передбачає визначення величини потужності із резерву ВДЕ, яку буде відведено на регулювання напруги.

В роботі запропонований підхід до визначення резервів активної потужності відновлюваних джерел енергії з урахуванням їх впливу на напругу в мережі в умовах підтримки частоти електроенергетичної системи при виникненні аварійних небалансів активної потужності.

Отримані результати свідчать про необхідність комплексного підходу до вирішення задачі залучення ВДЕ до процесів системного регулювання, що передбачає використання концепції віртуальних електростанцій та нових рішень на ринку системних послуг.

Список літературних джерел

1. Лежнюк П.Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній мережі / П.Д.Лежнюк, В.В.Кулик, О.А.Ковальчук // Праці ІЕД НАНУ. Спеціальний випуск. – 2011. – №. – С.48-55.
2. Визначення зон ефективного регулювання напруги джерелами розосередженої генерації з інверторним приєднанням у розподільній електричній мережі [Електронний ресурс] / О.С. Яндульський, Г.О. Труніна // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – № 4. – 2014. Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3822/5565>
3. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж / Андерсон Г.Б., Левконюк А. – 2011. – 43с.
4. Alfred Engler and Nikos Soultanis. Droop control in LV-Grids. – International Conference “Future Power Systems” – 18 Nov. 2005. - 6 pp.
5. Masoud Farivar. Inverter VAR Control for Distribution Systems with Renewables. – IEEE International Conference “Smart Grid Communications” - 17-20 Oct. 2011. - 457–462p.

АНАЛІЗ ВПЛИВУ РДЕ НА РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Луцький національний технічний університет

Основні функції розподільної електричної мережі – забезпечення надійного та якісного електропостачання. Для забезпечення надійного електропостачання система має забезпечити відповідний рівень структурної та функціональної надійності. РДЕ впливає на балансову надійність, складову функціональної надійності. Під балансовою надійністю розуміють баланс виробництва і споживання електричної енергії без врахування обмежень з її передачі. Через свою нестабільність ВДЕ створює неоднозначний вплив на балансову надійність

Аналіз добових графіків дозволяє говорити про неспівпадання максимумів генерації ВДЕ і навантаження, що негативно впливає на забезпечення балансу. Нарощування потужностей ВДЕ частково може покращити балансову надійність, але це може негативно вплинути на якість напруги.

Якщо джерело РДЕ підключається безпосередньо за регулятором напруги або трансформатором, який використовується для компенсації втрат в лінії, то пристрої регулювання, особливо коли вони підтримують зустрічний закон регулювання напруги, не зможуть врахувати потреби фідера. При цьому напруга на фідері знижується особливо у хвості фідера. В цьому випадку напруга зменшується, тому що РДЕ знижує навантаження на лінійному регуляторі.

РДЕ можуть призводити як до підвищення напруги у деяких споживачах електроенергії так і до зниження. Наприклад, невелике, за встановленою потужністю, джерело розосередженого генерування, що підключене до спільного трансформатора з декількома іншими споживачами може підняти напругу на вторинній стороні трансформатора, що призведе до підвищення напруги цих споживачів (див. рис. 1). Це може статися, якщо розподільний трансформатор, що живить цих клієнтів знаходиться в точці на фідері, де первинна напруга є в межах або вища верхньої межі нормативу. Зумовлена ця ситуація потоками потужності направлені на зустріч основному потоку.

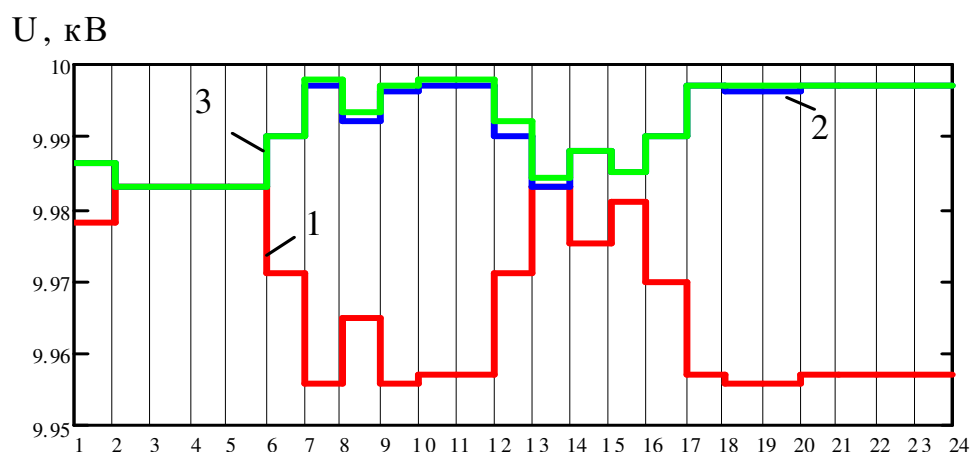


Рисунок 1 – Зміни рівнів напруги у вузлі навантаження

1 – відхилення напруги у вузлі навантаження без РДЕ; 2 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для максимального навантаження; 3 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для мінімального навантаження

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМИ ПОБУДОВИ ВИСОКОНАДІЙНИХ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ

Луцький національний технічний університет

Суттєвою відмінністю електричної енергії, як продукту виробництва електростанцій, від продукції інших виробників, є те що її неможливо накопичувати з метою подальшої реалізації. Ця обставина зумовлює практично одночасність процесів виробництва і споживання електричної енергії. А це можливо у тому разі, якщо джерело енергії і споживач з'єднані між собою. Це досягається тільки за рахунок електричних мереж. Результатом такого об'єднання джерел електричної енергії (працюючих генераторів) і споживачів є взаємний вплив на протікання процесів вироблення та споживання електричної енергії. Вимоги до надійності електропостачання та якості електричної енергії зумовлюють доцільність об'єднання працюючих генераторів, підвищувальних та знижувальних трансформаторних підстанцій, магістральних і розподільних ЛЕП та споживачів, що утворюють, як відомо, електроенергетичну систему. Внаслідок цього створюється система об'єктів, які взаємозв'язані загальними цілями та режимами роботи. Результати досліджень виявили, що електроенергетична галузь у міру розвитку стає все більш складною. Тому, останнім часом, ефективне керування не тільки всією галуззю, але й окремими її ділянками виявилось неможливим без застосування автоматизованих систем керування. Застосування положень кібернетики підняло проблему керування електроенергетикою на якісно вищий рівень, який характеризується сумісним використанням найважливіших розділів теорії інформації, теорії великих динамічних систем, теорії алгоритмів. За результатами досліджень для запропонованої системи встановлюємо наступні властивості: цілісність і динамічність. Покращення показників роботи пов'язано з необхідністю оптимізації режиму електричних мереж. А це, зважаючи на топологію схем сучасних електричних мереж, є неможливим без застосування автоматизованих систем диспетчерського керування і збору даних, використанням сучасних технічних і програмних засобів. Саме вони є основним і найбільш перспективним методом автоматизованого керування складними динамічними системами в енергетиці, що підтверджується різким зростанням інтересу за кордоном до проблем побудови високо надійних систем диспетчерського керування і збору даних.

Таким чином, застосування автоматизованих систем диспетчерського керування потребує розробки та вдосконалення програмних засобів, спрямованих на зниження втрат потужності та в цілому підвищення ефективності роботи мереж.

АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ БУДІВНИЦТВА АЕС НОВОГО ПОКОЛІННЯ В УКРАЇНІ*Луцький національний технічний університет*

Сучасні концепції безпеки АЕС засновані на трьох принципах: управління, захисту та інженерно-технічних засобів безпеки. Провідними енергетичними корпораціями і фірмами індустріальних країн розробляється більше 20 проектів АЕС нового покоління, які радикально відрізняються не тільки по потужності і типу реактора, але і з технологічних, схемним і конструктивних рішень. По термінах комерційної реалізації і ступеня самозахисту АЕС умовно ділять на три покоління. Проекти АЕС нового покоління засновані на використанні освоєних і перевірених в експлуатації технологій і конструкцій, мають активні і пасивні системи безпеки, що дозволяє знизити ймовірність важких аварій та зменшити на 20% капіталовкладення і собівартість електроенергії. Відмінності у вартості будівництва АЕС у різних країнах світу не можна назвати незначними. Це пов'язано з курсовою різницею валют, вартістю робочої сили, рівнем сервісу і ціною на будматеріали. Основним параметром, що визначає базову вартість будівництва є потужність блоків та їх кількість на одній станції. При оцінці ефективності введення ядерних джерел враховуються експлуатаційні витрати, вартість паливного циклу для ядерних реакторів, прогноз потреби в електроенергії, прогноз цін на паливо, а також різні сценарії розвитку системи генеруючих джерел. Сам по собі факт значної частки ядерної енергетики в розвинених західних країнах прихильники будівництва АЕС розглядають як прямий доказ перспективності такого шляху. Противники будівництва АЕС нагадують, що при цьому замовчується той факт, що в даний час створені великі потужності з виробництва ядерних реакторів, які тривалий час залишаються не завантаженими. Замовчуються також і складні проблеми захоронення ядерних відходів. Адже кількість середньо активних відходів вимірюється тисячами кубометрів на рік. Через певний час устаткування приходить в непридатність і виникає проблема його ліквідації та знищення відпрацьованих елементів. Наприклад, середній термін зупинки 20 реакторів у різних районах США склав близько 13 років.

Враховуючи складну економічну ситуацію в нашій країні, необхідно прийти до висновку, що протягом найближчих років проблема будівництва нового покоління АЕС або використання інших способів вироблення електроенергії все одно залишиться.

ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ СИЛОВИХ АКТИВНИХ ФІЛЬТРІВ НА ОБ'ЄКТАХ ГІРНИЧОРУДНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ ДВНЗ «Криворізький національний університет»

У процесі дотримання належного рівня надійності електропостачання промислових споживачів невід'ємним є процес моніторингу та корекції параметрів показників якості електричної енергії.[1]

До засобів корекції електроенергії мережі живлення можна віднести пасивні та активні фільтрокомпенсуючі пристрої (ФКП). Авторами роботи особлива увага приділяється останнім, а саме – активним фільтрам (АФ) з *екстремальним регулятором* (ЕР).[3]

Пропонований авторами активний фільтр з ЕР може працювати в наступних режимах: компенсація втрат в мережі (а++ б+), компенсація якості електроенергії на об'єкті (а+ б+) і режим компенсації коефіцієнта потужності об'єкта (в++ б+). Тут **а, б, в** – вид компенсації (відповідно **а** - *індивідуальна*, **б** - *групова* та **в** - *центральна*), а знаки додавання – те, чому надається більша перевага. Так знак «++» свідчить про більш доцільне застосування виду компенсації, ніж «+».[3] Зазначимо, що вибір конкретного виду компенсації є одним з найважливіших аспектів ефективної роботи ФКП модернізованої системи електропостачання.

Одиничній компенсації надається перевага там, де необхідна компенсація потужних (вище 20 кВт) споживачів а також у випадках, коли споживана потужність постійна протягом значного часу; *групова* компенсація застосовується для випадків компенсації декількох поряд розташованих споживачів і індуктивні навантаження, що вмикаються одночасно та підключені до одного розподільчого пристрою; *центральна* компенсація реалізується шляхом приєднання ФКП в загальній точці, не порушуючи поточну конфігурацію обраної системи.[2]

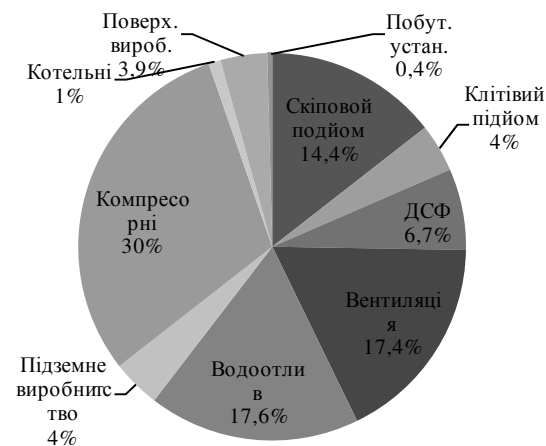


Рис.1 Діаграма розподілу споживання електричної енергії за видами споживачів що експлуатуються на горно рудному підприємстві. ПАТ «Криворізький залізорудний комбінат» 2013 р.

Розглянутий вище активний фільтр налаштовується на оптимальний рівень обраної стратегії (якість, втрати в мережі або коефіцієнт потужності підприємства) і ці налаштування відбуваються приблизно за 0,5 с, але сама компенсація починається через 0,02 секунди (при зміні параметрів навантаження).[3]

АФ з ЕР рекомендується застосовувати із нелінійними споживачами електроенергії, такими як насосні, вентиляторні, підйомні та інші установки, що експлуатуються на горно рудних підприємствах.

На діаграмі (рис.1) наведено розподіл споживання електроенергії на ПАТ «Криворізький залізорудний комбінат» за видами споживачів відносно повного об'єму витрат електричної енергії у ході діяльності підприємства.

Визначено, що в залежності від фінансового планування або обраної стратегії заходів можливе встановлення індивідуальних АФ, але переважно на більш «проблемні» апарати. Інший варіант полягає у компенсації тільки однієї групи приводів, якщо вона «найпроблемніша». І очевидно, що до процесу

встановлення активного фільтру необхідно визначитися з тим, який об'єкт є найбільшим чинником негативного впливу на якість електричної енергії мережі.

Список літератури

- ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.- М.:Изд-востандартов, 1999.- 31 с.
- Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко. – М. :Энергоатомиздат, 1986. – 168 с.
- Akagi H. Modern Active Filters and Traditional Passive Filters / H. Akagi // Bulletin of the Polish Academy of science, Technical sciences. – 2006. – vol. 54. – P. 255-269.

ВПЛИВ ІНВЕРТОРІВ СЕС НА ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛЕС

Вінницький національний технічний університет

Використання ВДЄ є важливим напрямком розвитку світової енергетики, в тому числі і України. В мережах, де встановлюються РДЄ, серед яких інверторні СЕС, спостерігається погіршення показників якості електричної енергії, а саме коефіцієнту спотворення синусоїди напруги та коливання напруги на шинах споживачів 0,4 кВ. З метою аналізу процесів, що відбуваються в ЛЕС з СЕС, було створено модель ЛЕС напругою 110/10/0,4 кВ в програмному середовищі PS CAD. Результати моделювання свідчать про те, що найбільші спотворення форми синусоїди напруг та струмів на виході СЕС викликають перехідні процеси, пов'язані з увімкненням та вимкненням СЕС (рис. 1,а)

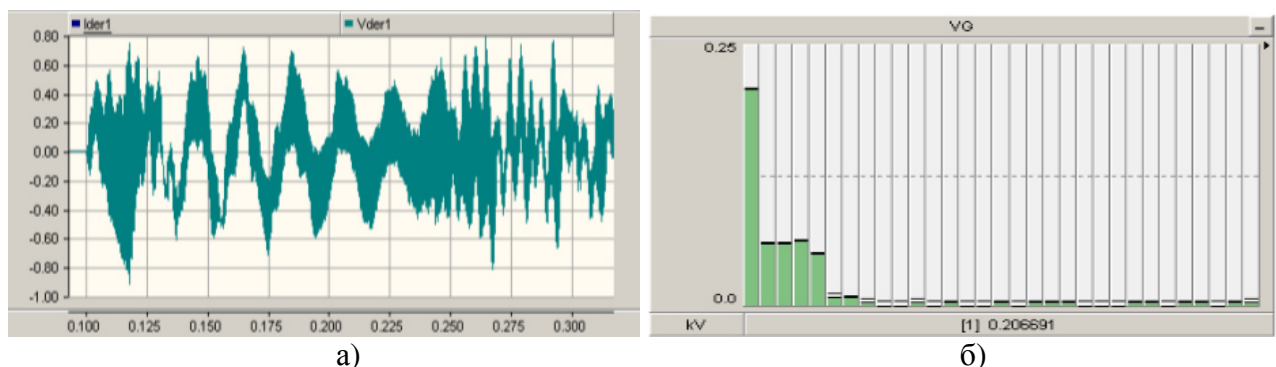


Рисунок 1 - Послідовне увімкнення СЕС1 та СЕС2: а) спотворення синусоїди напруги на шинах ПС 0,4 кВ; б) спектр гармонійних складових напруги на ПС 0,4 кВ.

Гармонійні складові напруг (рис. 1,а) перехідних процесів на шинах споживачів, за умов послідовного увімкнення багатьох інверторів різних СЕС, можуть мати частоту, як менше, так більше промислової (50 Гц). Це може призвести до пошкоджень критичного до таких частот обладнання, наприклад: кабельних муфт, трансформаторів напруги і т. п. На рис. 2 показані результати досліджень впливу генерованої СЕС активної потужності на напругу на шинах 0,4 кВ найближчого до шин СЕС споживача, отримані за результатами комп'ютерного моделювання. Проведений аналіз свідчить про те, що зростання генерованої при певних співвідношеннях потужності навантаження, зростання активної потужності СЕС призводить до зростання напруги на шинах споживача вище допустимого (за граничними показниками якості електричної енергії) значення, а зменшення потужності СЕС призводить до зменшення напруги на шинах споживача, нижче допустимого рівня.

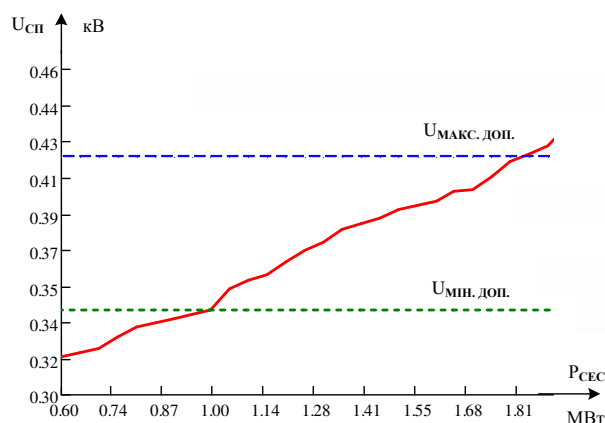


Рисунок 2 – Залежність напруги на шинах 0,4 кВ найближчого до шин СЕС першого споживача від активної складової генерованої потужності

Отже, необхідне узгоджене керування генерованою СЕС потужністю та інтервалами між часом увімкнення інверторів СЕС розташованих на невеликій відстані між собою та споживачами.

**Мошноріз Микола Миколайович, к.т.н.
Чайка Роман Вікторович, студент**

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СИСТЕМИ ВОДОПОСТАЧАННЯ ОДНОГО СПОЖИВАЧА

Вінницький національний технічний університет

Система водопостачання індивідуального споживача складається з насоса, що приводиться в дію електричним двигуном, запірної арматури (засувки, клапани), вимірювальної арматури (манометри, витратоміри) та індивідуального трубопроводу, через який вода надходить до споживача. Узгоджена робота всіх цих елементів лежить в основі надійності всієї системи водопостачання.

Часто по причині виходу з ладу одного елемента системи водопостачання погіршується робота інших елементів. Наприклад прорив трубопроводу негативно проявляється на роботі насоса, який частіше вмикається або довше працює, тиск споживача постійно змінюється навіть при відсутності споживання. Для того, щоб перевірити справність елемента, що вийшов з ладу, його потрібно вивести з експлуатації і провести його випробовування. Це призводить до простоїв системи водопостачання, додаткових матеріальних та ресурсних затрат. Процес виявлення несправності у системі водопостачання буде суттєво спрощеним, якщо роботу реальної системи можна буде порівняти з роботою віртуальної, яка працює за певною моделлю. Тому важливо розробити модель всієї системи водопостачання.

В даній роботі пропонується модель системи водопостачання індивідуального споживача, який не розподілений у просторі. Така система є найпростішим випадком водопостачання. Прикладом її фізичної реалізації може бути водопостачання заміського будинку з криниці.

Для побудови моделі системи водопостачання розглядаються моделі насоса, електричного двигуна, запірної арматури, трубопроводу та споживача. Всі ці моделі повинні узгоджуватися взаємодоповнювати одна іншу. На вхід моделі подається керуючий сигнал на увімкнення двигуна, його швидкості обертання, керуючі сигнали відкривання запірної арматури (якщо така має органи управління). На виході системи отримуються значення тиску та продуктивності води, яка спожита споживачем. Додатково можна отримати значення потужності двигуна, його струму, моменту, при яких відбувалася робота в мережі.

Таким чином, запропонована математична модель дозволить виконати діагностування роботи системи водопостачання з одним (індивідуальним) споживачем, спрогнозувати поведінку системи при певному характері водоспоживання, оцінити споживання електричної енергії для забезпечення споживача водою тощо.

ОПЕРАТИВНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ

Вінницький національний технічний університет

Від рівня розвитку та якості функціонування енергетичної галузі залежить робота і розвиток народного господарства, добробут громадян та економічна безпека держави. Електропостачання споживачів в Україні централізоване і здійснюється від електричних мереж об'єднаних між собою електроенергетичних систем. Нормальна робота енергосистем можлива лише за умови чітко функціонуючої системи оперативно-диспетчерського керування режимами електроенергетичних ЕЕС, широкого впровадження засобів автоматизації такого керування, що потребує вдосконалення методів та засобів їх інформаційної підтримки.

Однак, перенесення світового досвіду широкого впровадження систем автоматичних та максимально автоматизованих систем в енергетичну галузь України, створення необслуговуваних електричних станцій та підстанцій замість очікуваного підвищення надійності та якості роботи ЕЕС, за рахунок зменшення впливу людського фактору, в ряді випадків призвело до зростання кількості відмов (аварій).

Надійність роботи високовольтного обладнання безпосередньо зв'язана з часом його експлуатації. Від часу експлуатації обладнання залежать допустимі значення впливових режимних факторів та їх кількість (потужність навантаження трансформаторів та допустимий час перевантаження, кількість перемикань РПН, комутований струм коротких замкнень вимикачів, стан ізоляції високовольтних вводів та вимірюваних трансформаторів, ефективність розрядників та ОПН і т.п.). Має місце зростаючий характер кривої пошкоджуваності з часом після відпрацювання обладнанням нормованого часу експлуатації (паспортного ресурсу).

Такий стан змушує приділяти більше уваги продовженню безаварійного терміну експлуатації за рахунок ефективного діагностування, та оптимізації, за його результатами, як режимів ЕЕС так і профілактичних заходів з підтримки справного стану обладнання.

Одним з головних шляхів підтримання експлуатаційної надійності за таких умов є організація оперативного діагностування працюючого обладнання, ефективного контролю його технічного стану та врахування результатів діагностування в темпі процесу оперативно-диспетчерського керування режимами ЕЕС. Очікується, що оперативне діагностування працюючого обладнання, контроль його технічного стану та врахування результатів діагностування в темпі процесу оперативно-диспетчерського керування режимами ЕЕС дозволить покращити ефективність керування режимами ЕЕС.

Оперативне діагностування дозволяє виявляти виникаючі в роботі обладнання порушення на ранній стадії розвитку дефектів та своєчасно, до виникнення аварійної ситуації, приймати обґрунтовані рішення з питань, високий коефіцієнт готовності, який скорочує час простою, зменшення витрат часу на ремонти, продовження терміну експлуатації обладнання.

Однак, сучасні моніторингові системи перенасичують оперативний персонал електричних станцій і підстанцій великою кількістю інформації, що значно ускладнює прийняття виважених рішень, особливо, в умовах обмеженого часу перед аварійних, та після аварійних режимів експлуатації.

Тому перспективним є вдосконалення систем оперативного діагностування, які визначають поточний стан обладнання за одним узагальненим показником, наприклад, за коефіцієнтом залишкового ресурсу і, за потребою, можуть надати оперативному персоналу поглиблену інформацію про параметри і стан окремих вузлів цього обладнання.

Визначення такого показника базується як на результатах періодично контролю, так і поточних вимірювань значень діагностичних параметрів. Для цього використовуються сучасні математичні методи та мікропроцесорні засоби.

ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

*Вінницький національний технічний університет⁽¹⁾,
Південно-Західна електроенергетична система⁽²⁾*

В електроустановках і системах передачі струму високої напруги основними комутаційними апаратами автоматичної дії, за допомогою яких виконуються будь-які зміни в колах струму при всіх можливих в даній точці системи режимах роботи є високовольтні вимикачі.

Як один із шляхів контролю швидкісної характеристики вимикача, запропоновано контролювати струм тестового сигналу високої частоти, який протікає між контактами вимикача під час операції вмикання або вимикання. Для контролю струму тестового сигналу послідовно до контактів вимикача приєднують резистивний сенсор та високочастотний генератор. Паралельно сенсору за допомогою коаксіальних кабелів приєднують мікропроцесорний реєструючий прилад. В коло подається сигнал частотою 100 кГц та напругою 12 В. Подається сигнал на електромагніт вмикання або вимикання. Під час вмикання або вимикання вимикача мікропроцесорний реєструючий прилад запам'ятовує значення падіння напруги на сенсорі, кількість яких залежить від налаштувань та можливостей реєструючого приладу. З використанням програмних мікропроцесорного реєструючого приладу визначають позитивні амплітудні значення реєстрованої напруги та будують графік її залежності від часу. Використовуючи параметри резистивного сенсору та графік залежності позитивних амплітудних значень реєстрованої напруги будують графік залежності струму високочастотного сигналу, який протікає через сенсор від часу.

За допомогою формули (1) знаходимо залежність швидкості зміни струму високочастотного сигналу від часу:

$$V_{I_n} \approx \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta I_n}{\Delta t_n} = \frac{I_n - I_{n+1}}{t_{n+1} - t_n}, \quad (1)$$

де, n – порядковий номер виміру, а $n=f(t)$, I_n – значення струму в момент часу t_n .

Використовуючи формулу (2) та особливості конструкції вимикача визначають залежності швидкості руху рухомого контакту від часу:

$$V_{k_n}(t) = k_4 \cdot \frac{V_{I_n}(t)}{I_n}, \quad (2)$$

де: $V_{k_n}(t)$ – швидкість руху рухомого контакту, k_4 – коефіцієнт, який враховує особливості конструкції вимикача, $V_{I_n}(t)$ – швидкість зміни струму, який протікає через резистивний сенсор. Порівнюючи отриманий графік залежності швидкості руху рухомого контакту від часу з зразковим графіком, отриманим під час його випробувань в справному стані на підприємстві-виробника вимикача або еталонним, та графіком типових дефектів для вимикачів такої ж конструкції визначають можливий дефект вимикача. Використовуючи базу даних типових дефектів роблять висновок про технічний стан привідного механізму вимикача, дугогасильної камери та дугогасного середовища, про можливість подальшої експлуатації.

Таким чином, при використанні запропонованого способу забезпечується визначення технічного стану високовольтного вимикача, а саме отримання залежності швидкості руху рухомого контакту вимикача від часу без використання сенсорів кутового та лінійного переміщення.

Ю. А. Шулле, к.т.н.; І. С. Рогозянський, магістрант

ВИКОРИСТАННЯ АСКОЕ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ

Вінницький національний технічний університет

Актуальність встановлення автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) є досить великою, так як в умовах світових цін на енергоносії і глибокої фінансової, енергетичної та екологічної криз найважливішим завданням, яке стоїть перед керівником кожного підприємства, є підвищення енергоефективності виробництва. Перший крок на цьому шляху – це скорочення витрат електроенергії за рахунок зниження нераціональних витрат енергії при її транспортуванні та використанні. Керівнику підприємства, який прийняв рішення про скорочення витрат електроенергії, необхідно мати правдиву інформацію про ефективність використання електроенергії на підприємстві, про основні втрати та їх причини, одержати кваліфіковане техніко-економічне обґрунтування конкретних першочергових заходів, що дають можливість знизити витрати електроенергії. Саме з цією метою встановлюються автоматизовані систем комерційного обліку електроенергії.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії – це комплекс технічних, математичних, алгоритмічних і програмних методів та засобів, призначених для комерційного обліку електричної енергії. Основне призначення АСКОЕ на промисловому підприємстві полягає в точному вимірі кількості спожитої електроенергії, забезпеченні можливості зберігання цих вимірів, протягом певного часу і доступу до цих даних для проведення розрахунків. Важливою складовою АСКОЕ є можливість обробки отриманих даних, їх аналіз та прогноз споживання електроенергії.

Сучасна АСКОЕ передбачає застосування багатофункціональних електронних лічильників електроенергії, які мають перевагу перед іншими типами лічильників в частині надання споживачу повних та достовірних даних.

Система обліку електроенергії підприємства дозволяє:

- створювати точний електробаланс підприємства, аналіз якого допомагає визначати основні напрями економії і раціонального використання електроенергії, вибирати оптимальну стратегію планування і управління електроспоживанням підприємства;
- в реальному часі контролювати характеристики режимів електропостачання підприємства, а саме, за необхідністю оператор АСКОЕ може в інтерактивному режимі запросити актуальні дані на будь-який момент часу або здійснювати безперервний контроль поточних параметрів режимів електроспоживання підприємства, в тому числі в періоди максимальних навантажень енергосистеми;
- підвищити якість оцінки поточних параметрів режимів електроспоживання на підприємстві шляхом одержання оперативної і достовірної інформації про кількісні та якісні характеристики електроспоживання;
- здійснювати аналіз режимів електроспоживання з метою виявлення та наступного зменшення чи усунення втрат та непродуктивних витрат електроенергії, що призводить до зниження енергоемності продукції;
- зменшити витрати підприємства на електроенергетичні ресурси без зниження рівня електроспоживання за рахунок вибору оптимальних тарифів під час розрахунків за електричну енергію;
- забезпечити необхідну точність й достовірність обліку електроенергії, що в свою чергу дозволить суттєво знизити вірогідність порушення договірних умов електропостачання, в тому числі перевищення потужності, заявленої підприємством в години максимальних навантажень енергосистеми, а відтак й знизити ризик нарахування штрафів;
- керувати режимами електроспоживання з метою оптимізації витрат на електричну енергію за рахунок використання електроенергії в години доби, яким відповідають найнижчі тарифні коефіцієнти, ще більше заощаджуючи під час оплати спожитої електроенергії.

Для оцінки ефективності енерговикористання на промисловому підприємстві АСКОЕ може поєднуватись з лічильниками технічного обліку електроенергії, які забезпечують вимірювання технологічних витрат електроенергії електроприймачами підприємства. Таке поєднання забезпечує докази ефективності енерговикористання та енергозбереження енергоресурсів на підприємстві і доцільність вкладених інвестицій, в тому числі і на апаратне забезпечення технічного обліку.

Імовірісно-статистичне моделювання ЕЕС для оцінки ризику відмови силових трансформаторів при короткому замиканні в електричній мережі

НТУУ «Київський політехнічний інститут»

Статистичний аналіз аварійності в електроенергетичних системах (ЕЕС) України показує, що існує стійка тенденція до зростання інтенсивності технологічних порушень викликаних, в першу чергу, об'єктивно існуючим старінням і вичерпанням ресурсу працездатності електрообладнання, несприятливим погіршенням кліматичних умов, більш напруженими умовами роботи оперативного персоналу. В зв'язку з цим важливим є визначення елементів енергосистем, які мають найбільшу ймовірність відмови і тих, відмови яких можуть спричинити каскадний розвиток аварій в системі. Це дає можливість здійснити пріоритетний контроль цих елементів, спрогнозувати терміни можливих відмов, а також виконати превентивне і адаптивне в залежності від розвитку ситуації, керування системою і її елементами.

Силові трансформатори (СТ) сучасних ЕЕС є одними з найвідповідальніших елементів основного електрообладнання ЕЕС від надійності функціонування яких значною мірою залежить надійність як систем електропостачання споживачів так і складної ЕЕС в цілому. Елементом СТ, який в найбільшій мірі піддається впливам з боку зовнішньої електричної мережі є обмотки. В першу чергу це стосується коротких замикань, дія котрих в залежності від кількості і величини струмів короткого замикання (КЗ) в обмотках СТ може призвести до їх невідновлювальної відмови. Відмова СТ для ЕЕС є збуренням, яке може спричинити виникнення аварійної ситуації з можливим подальшим каскадним розвитком в ЕЕС.

Для оцінки ризику можливої відмови СТ внаслідок пошкодження обмоток при наскрізному КЗ в зовнішній електричній мережі розроблено комплекс програм RISK–ЕЕС–СТ, який містить програмне забезпечення для оцінки ризику відмови СТ RISK–СТ та програмний комплекс розрахунку стаціонарних і нестаціонарних режимів ЕЕС на базі програмного забезпечення DIgSILENT PowerFactory 14. В розробленому математичному і програмному забезпеченні RISK–ЕЕС–СТ імовірісно-статистичним моделюванням (ІСМ) імітується випадковий процес змінення стану електричної мережі, який визначається працездатністю її елементів, і зміненням навантаження на розрахунковому інтервалі часу (місяць, квартал) та визнається ПЛ, місце виникнення, вид і величина струму КЗ на ПЛ. За результатами ІСМ режиму підсистеми з СТ і КЗ в зовнішній електричній мережі будуються гістограми частот струмів КЗ певної величини та формуються функції розподілу імовірностей значень струмів КЗ в обмотках СТ та їх аналітична апроксимація на окремих ділянках змінення струмів КЗ. В програмному модулі RISK–СТ реалізовано нечітку модель оцінки технічного стану обмоток і ризику відмови СТ при зовнішньому КЗ із входніми лінгвістичними змінними: ΔZ_K - ступінь деформації обмоток СТ; DP - ступінь полімеризації ізоляції; I_{KZ} – величина аварійного наскрізного струму КЗ; P_{KZ} - імовірність виникнення струму в обмотках СТ певного рівня при зовнішньому КЗ.

Результати розрахунків ризику відмови СТ при КЗ в зовнішній електричній мережі використовуються для визначенні «слабких» місць за найвищою імовірністю появи небезпечних струмів КЗ в обмотках СТ, оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання та формування превентивних рішень по забезпеченню необхідного рівня надійності ЕЕС.

КЕРУВАННЯ УСТАНОВКАМИ ДИНАМІЧНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЗА РІЗКОЗМІННИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Вінницький національний технічний університет

За оцінками, наведеними в різних джерелах, середньостатистичні втрати електроенергії в мережах споживача знаходяться в межах 5-10%. Однією з основних причин таких втрат, як і раніше, залишається недостатній рівень компенсації реактивних навантажень. Найбільш поширеним типом компенсуючих пристроїв є регульовані конденсаторні установки (КУ). До їх переваг можна віднести низьку вартість, простоту обслуговування, можливість приєднання практично в будь-якому вузлі системи електроспоживання. Автоматичне регулювання потужності КУ дає можливість компенсувати змінну складову реактивного навантаження трансформаторних підстанцій (ТП) підприємств, що в кінцевому підсумку приводить до зменшення струму в лініях передавання, зменшення загальної споживаної потужності і дозволяє реалізувати найбільш економічний режим роботи мережі, підтримуючи відхилення напруги на шинах ТП в допустимих межах.

Однак на підприємствах з різко змінними навантаженнями використовувати КУ недоцільно внаслідок їх низької швидкодії. Тому на таких підприємствах використовують установки динамічної компенсації реактивної потужності. Надзвичайно актуальним це є у випадку таких навантажень, як дугові сталеплавильні печі, установки контактного електрозварювання, що характеризуються значними швидкостями зміни параметрів режиму.

Установки динамічної компенсації реактивної потужності на базі статичних тиристорних компенсаторів (СТК) забезпечують одночасну оптимізацію низки параметрів якості електроенергії (відхилення, коливання та несиметрії напруг). Однією з проблем компенсації впливу швидкозмінних навантажень на мережу є забезпечення бажаної швидкодії СТК.

В статті аналізується алгоритм прямого керування СТК на основі вимірюваних поточних значень реактивної потужності, дійсної та уявної складових умовної потужності зворотної послідовності, за такими умовами:

$$Q_{AB}(t) = \frac{1}{3}(Q(t) + Q_2(t) + \sqrt{3}P_2(t)); \quad Q_{BC}(t) = \frac{1}{3}(Q(t) - 2Q_2(t));$$

$$Q_{CA}(t) = \frac{1}{3}(Q(t) + Q_2(t) - \sqrt{3}P_2(t)).$$

Для отримання інформації про дійсну та уявну складові умовної потужності зворотної послідовності використано підхід, що оснований на інтегруванні добутку миттєвих напруг і струмів на ковзному інтервалі часу тривалістю пів періоду ($T/2$):

$$P_2(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T/2}^t (u_A i_A + u_B i_C + u_C i_B) dt; \quad Q_2(t) = \frac{2}{\sqrt{3}T} \int_{t-T/2}^t (u_{AB} i_B + u_{BC} i_A + u_{CA} i_C) dt.$$

Дослідження режимів вузла навантаження за наявності СТК з прямим алгоритмом керування виконано у середовищі Simulink пакету прикладних програм Matlab. Час запізнення установок динамічної компенсації реактивної потужності на базі СТК для контурів симетрування та регулювання реактивної потужності становить приблизно 30 мс, а у разі застосування синхронного компенсатора з індуктивним елементом в колі постійного струму – 10 мс.

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ

1-Вінницький національний технічний університет

2- ПАТ «Вінницяобленерго»

На сьогоднішній день не повністю досліджені питання проектування та експлуатації відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в сучасних умовах, їх впливу на режими роботи електричних мереж (ЕМ), неузгодженості номінальних параметрів основного обладнання з потребами таких джерел, відсутності типових рішень стосовно засобів захисту та автоматизації процесу виробництва електроенергії, що призводить до ускладнення ефективного функціонування ВДЕ в ЛЕС. Для підвищення ефективності функціонування ВДЕ шляхом зменшення втрат електроенергії в електричній мережі пропонується вимірювати струм на шинах високої напруги сонячної електростанції (СЕС) та, в залежності від значення оптимальної потужності, змінювати кількість інверторів, що підключені на першу або другу систему шин для підтримання напруги на шинах в області допустимих значень.

Для узгодження графіків генерування СЕС з локальним електроспоживанням запропоновано спосіб оперативного коригування схеми приєднання інверторів, тобто зміни схеми видачі потужності до ЕМ. Залежно від поточної потужності СЕС та навантаження споживачів на регульовану систему шин підключається кількість інверторів, що здатні забезпечити споживання у ЛЕС з дотриманням показників якості та мінімальних втрат електроенергії. Результати оптимізації добових режимів генерування ВДЕ та споживачів енергії в локальних електричних системах (рис. 1,а), а також розрахунок оптимальних керувальних впливів на прикладі Цекинівської СЕС представлено у вигляді графіка зміни кількості інверторів, що можуть бути увімкнені на регульовану систему шин (фідер Ф-31) протягом доби на рис. 1,б. За результатами обчислювального експерименту відзначено зниження втрат потужності в ЛЕС для характерних режимів (до 10%).

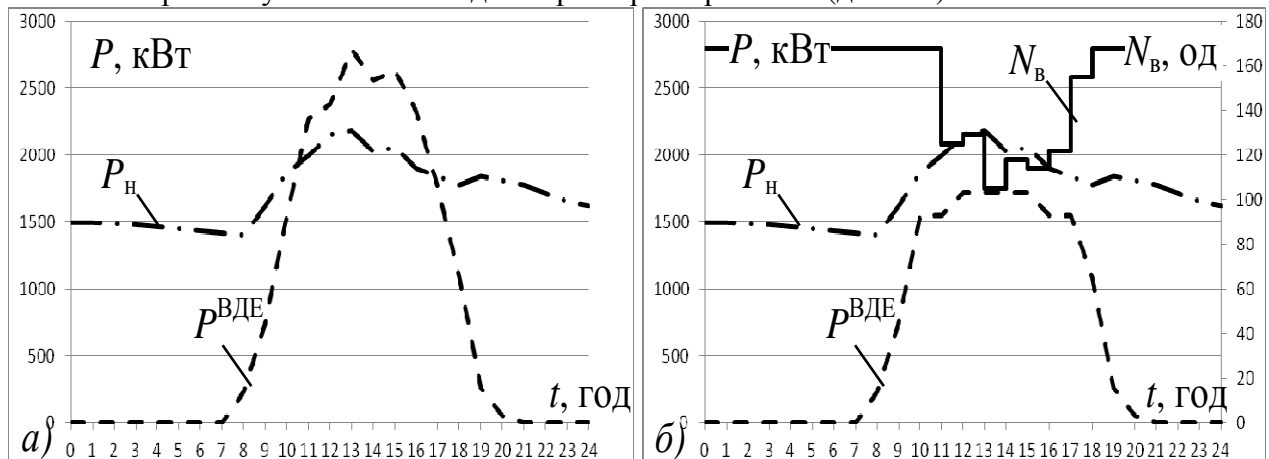


Рисунок 1 – Результати оптимізації добових режимів генерування ВДЕ та споживачів енергії в ЛЕС на прикладі Цекинівської СЕС

**ЩОДО МОЖЛИВОСТІ АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ СПОЖИВАННЯМ
РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАЛЕПЛАВИЛЬНИМИ
ПЕЧАМИ**

Запорізька державна інженерна академія

Розглянуто можливість управління реактивною потужністю цеха на основі прогнозування об'ємів її споживання вузлами мережі на основі статистичних даних.

Ключові слова: дугова сталеплавильна піч, реактивна потужність, реактивна енергія, компенсація реактивної енергії.

Вступ. В умовах дефіциту і збільшення вартості енергоресурсів все більш актуальною стає проблема енергозбереження і зокрема, економії електроенергії. Більшість електричних установок поряд з активною споживають і реактивну потужність, яка витрачається на створення електромагнітних полів і є непотрібною для споживача, однак без неї не можлива робота великої кількості електротехнічного обладнання на виробництві. В електрометалургійному та машинобудівному комплексах України експлуатуються дугові сталеплавильні печі (ДСП) ємністю від 1.5 до 100 тон, які є одними із найбільших споживачів електричної енергії [1].

Постановка проблеми. Енергоефективність дугової сталеплавильної печі залежить від кількості обсягів споживання активної та реактивної енергії. З точки зору першої з них проблема вирішується здебільшого вибором доцільного обладнання. Однак споживання реактивної енергії пов'язане з системою компенсації, яка створюється в заводській мережі і є не завжди достатньо ефективною. Розробці систем керування установками динамічної компенсації реактивної потужності присвячено багато наукових праць [3], в яких увага акцентується на необхідності підвищення їх швидкодії. Виходячи з того яка саме існує система компенсації реактивної енергії на підприємстві, перш за все необхідно розглянути можливість прогнозувати споживання реактивної енергії об'єктом у динаміці.

Результати дослідження. На основі статистичних даних про об'єми споживання реактивної енергії дуговою сталеплавильною піччю в період плавки металу та за допомогою програми обробки експериментальних даних DataFit вдалося отримати математичні залежності споживання реактивної енергії від часу плавки. Так як на підприємствах використовуються дугові сталеплавильні печі різних технічних характеристик, а в кожній із них виплавляється певний сортамент сталі, зазначені залежності відрізняються між собою. В результаті досліджень вони синтезовані для електродугових сталеплавильних печей підприємства ПАТ «Дніпрспецсталь» цеха №2.

На підприємстві ПАТ «Дніпрспецсталь» компенсаційні пристрої (конденсаторні батареї) для компенсації реактивної енергії розташовані на підстанціях, і компенсація відбувається для декількох споживачів одразу (загальна компенсація). Тому й запропонована алгоритмічна модель визначення динаміки об'ємів споживання реактивної енергії вузлами такої заводської мережі.

Використовуючи отримані залежності та запропонований алгоритм стає можливим визначити необхідну кількість реактивної енергії у кожний дискретний момент часу. За допомогою зазначеного прогнозування стає можливим налаштовувати конденсаторні батареї на необхідну потужність, реалізувавши відповідну підсистему автоматизованої системи управління електромережею в цілому.

Висновки. Отже для суттєвого зниження рівня споживання реактивної енергії дуговими сталеплавильними печами необхідно мати можливість прогнозувати і впливати на обсяги споживання реактивної енергії у часі та мати можливість автоматичного налаштування необхідних потужностей конденсаторних батарей.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Паранчук Я. С. Багатокритеріальна автоматизація режимів електротехнологічного комплексу «дугова сталеплавильна піч – електропостачальна мережа»: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра техніч. наук : спец. 05.09.03 “ Електротехнічні комплекси та системи ” / Паранчук Ярослав Степанович; Національний університет “Львівська політехніка”. – Львів, 2006. – 41 с.
2. Грицюк Ю. В. Розрахунок і оптимізація параметрів джерел реактивної потужності та засоби керування ними: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня кандидата техніч. наук : спец. 05.09.03 “ Електротехнічні комплекси та системи ” / Грицюк Юрій Віталійович; Вінницький національний технічний університет. – Вінниця, 2009. – 18 с.
3. Матур Р. М. Статические компенсаторы для регулирования реактивной мощности./ Р. М. Матур –М.: Энергоатомиздат, 1987.–155 с.

В. В. Кулик, к.т.н., доцент, В. В. Тептя, к.т.н., доцент, Д. П. Ковальчук

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА РАХУНОК РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Вінницький національний технічний університет

Основним джерелом електроенергії в Україні є так звані «традиційні» електричні станції. Однак, останнім часом гостро постала проблема економії енергетичних ресурсів та запровадження сучасних енергозберігаючих технологій, які б зменшили негативний екологічний вплив таких станцій за рахунок відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та новітніх систем керування енергоспоживанням з використанням *Smart Grid* технологій. Україна має значний енергетичний потенціал для розвитку відновлюваних джерел, тому розвиток відновлюваної енергетики є безповоротним, актуальним, безальтернативним процесом в Україні.

Однією з причин низьких темпів розбудови відновлюваної енергетики є неунормованість питань проектування і експлуатації ВДЕ. Переважна більшість відновлюваних джерел експлуатується в розподільних мережах, певним чином впливаючи на їх режими та режими електроспоживання. У випадку генерування, узгодженого з навантаженням електромереж (ЕМ), ефективність їх експлуатації підвищується, а якість електроенергії покращується. Проте зі збільшенням встановленої потужності ВДЕ видача їх електроенергії може супроводжуватися негативним впливом на режими розподільних електромереж [1].

Для ефективності експлуатації таких джерел необхідною умовою є якісне проектування з урахуванням їх впливу на процеси електропостачання споживачів енергокомпаній. Так, недоліки проекту, закладені ще на етапі видачі технічних умов на приєднання ВДЕ певної встановленої потужності потребують для виправлення надмірних капіталовкладень і, зазвичай, не усуваються. Тому актуальною проблемою є розроблення засобів оцінювання впливу ВДЕ на ефективність експлуатації електромереж на стадії передпроектних досліджень.

В роботі пропонується математична модель та алгоритм оцінювання показника ефективності приєднання відновлюваних джерел до електромережі з урахуванням їх впливу на втрати потужності та якість електричної енергії.

Надходження від функціонування відновлюваного джерела енергії можна оцінити за виразом:

$$H = C_{ВДЕ} \cdot E,$$

де $C_{ВДЕ}$ – середньозважений тариф для ВДЕ, що визначається, в основному, «зеленим» тарифом, однак враховує додаткові збитки (прибуток) енергопостачальних компаній від функціонування ВДЕ в електромережах; E – річний обсяг електроенергії, виробленої ВДЕ. З метою адекватного оцінювання потенційних економічних наслідків функціонування ВДЕ в електромережах енергопостачальних компаній, пропонується на етапі передпроектних розрахунків враховувати в оціночному тарифі для ВДЕ $C_{ВДЕ}$ економічні втрати енергопостачальних компаній, пов'язані з недоотриманням прибутку через втрати енергії та погіршення її якості внаслідок генерування відновлюваних джерел.

Таким чином, на стадії передпроектних розрахунків можна оцінювати вплив ВДЕ на ефективність електропостачання і уточнювати, на цій підставі, доцільні потужності та місця приєднання джерел.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Лежнюк П. Д. Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Кулик // Енергетика та електрифікація. – 2015. – № 1. – С. 8–12.

Кутіна М.В., к.т.н.; Свіргун К. ., асп.

ВДОСКОНАЛЕННЯ ЗАСОБІВ ПРОТИАВАРІЙНОЇ АВТОМАТИКИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КАР'ЄРІВ

Вінницький національний технічний університет

Побудова системи електропостачання кар'єрів повинна враховувати надійність кар'єрних пересувних повітряних ліній, експлуатованих кабелів, переключаючих пунктів і пересувних кар'єрних ТП.

Питання безпеки гірничих промислових підприємств є особливо гострими. Рівень електротравматизму на таких підприємствах сягає 47% від загального числа нещасних випадків. Основними причинами такого рівня електротравматизму є не здатність існуючих засобів захисту та автоматики вчасно виявити та ліквідувати пошкоджені елементи. Виявлення пошкодження ізоляції на ранній стадії їх розвитку є складною задачею.

Окремим видом однофазного замикання (ОЗЗ) є обрив проводу. При виникненні такого виду пошкодження захист повинен миттєво відключати пошкоджений елемент.

Тому існує необхідність в створенні нових та вдосконалені існуючих методів і засобів захисту від ОЗЗ та контролю за станом ізоляції, що дозволять вчасно виявити пошкодження на ранній стадії розвитку.

Запропоновано метод визначення складових фазних провідностей ізоляції мережі відносно землі під робочою напругою, заснований на вимірюванні напруги зміщення нейтралі і фазних напруг до і після підключення до мережі додаткових активних провідностей. Та одночасне застосування методу захисту розподільної мережі зі складною топологією від обриву проводу, який передбачає у випадку відсутності блокувальної дії захисту від міжфазних к.з. вимірювання струму зворотної послідовності і, з витримкою часу падіння проводу на землю, вимірювання напруги нульової послідовності та порівняння їх значень з розрахунковими. У випадку перевищення першого передбачається дія на вимкнення, що дає можливість підвищити чутливість захисту та виключити невизначену відмову в спрацюванні.

ВИКОРИСТАННЯ ЗАСОБІВ КВАЛІМЕТРІЇ В ЗАДАЧІ АНАЛІЗУ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Вінницький національний технічний університет

Зміна відносин на ринку електричної енергії, зумовлена переходом від державної власності до приватної, стала причиною зростання відповідальності за недотримання умов договорів з постачання електричної енергії. На кожному з етапів процесу електропостачання електрична енергія є товаром, який володіє певними властивостями, що забезпечують на кінцевому етапі її ефективне перетворення в інші види енергії. Метою статті є аналіз якості електропостачання засобами кваліметрії.

Особливість електроенергії, яка зумовила відсутність ефективних технологій її акумулювання, є причиною включення до переліку її властивостей надійності постачання. Електрична енергія, як будь-який продукт, має свою вартість, яка визначається за економічними законами. В сучасних умовах саме економічна складова властивостей електроенергії спонукає деяких споживачів піти на послаблення вимог до її якості і надійності постачання.

Аналіз характеристик електричної енергії дозволяє зробити однозначний висновок щодо можливості і доцільності заміни аналізу властивостей електроенергії під час оцінювання її якості на оцінювання якості процесу, тобто процесу генерування, передавання та розподілу – якості електропостачання.

Для оцінювання якості електропостачання скористаємось методом розгортання функції якості (Quality Function Deployment). Цей метод об'єднує в собі декілька підходів і дозволяє зробити перехід від побажань потенційних споживачів продукту до проектування технологічного процесу отримання цього продукту.

Розгортання функції якості QFD здійснюється з використанням матричної діаграми, названої у відповідності зі своєю формою "Будинок якості" (House of Quality).

Центральна частина будинку (3) – це таблиця, стовпці якої відповідають технічним характеристикам (2), а рядки вимогам споживачів (1). В клітинах відмічається рівень залежності, якщо вона має місце. Дах будинку (5) представляє дані щодо кореляції між технічними характеристиками.

Ліва кімната (1) включає стовпці важливості вимог для споживача. Рівень (4) включає оцінку виконання вимог (з точки зору споживача) для існуючих на ринку виробників подібної продукції.

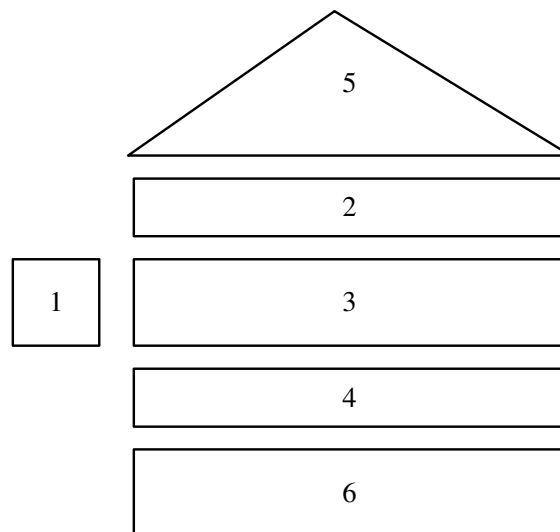


Рис. 1 – Структура "Будинку якості"

Нижній рівень (6) містить результати аналізу технічних характеристик процесу, цільове значення характеристик процесу, оцінки абсолютної і відносної важливості характеристик.

Пересада С.М., д.т.н., проф., Трандафилов В.Н., к.т.н., Н.Н. Желинский, асп.

ИНВАРИАНТНОСТЬ К ВАРИАЦИЯМ АКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ РОТОРА В СИСТЕМАХ ВЕКТОРНОГО УПРАВЛЕНИЯ АСИНХРОННЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

Вступление. Эффективность векторно-управляемых асинхронных электроприводов (ЭП) в значительной степени определяется робастностью используемого алгоритма векторного управления к вариациям активного сопротивления ротора. Для компенсации негативного влияния вариаций данного параметра применяют робастные или адаптивные алгоритмы, преимущества и недостатки которых хорошо известны [1]. Впервые задача инвариантного к ограниченным вариациям активного сопротивления ротора векторного управления асинхронными двигателями (АД) решена в [1] при токовом управлении машиной. Свойство инвариантности при этом сохраняется во всем рабочем диапазоне скоростей вращения, что подтверждено теоретически и экспериментально.

Материалы исследования. В данной работе представлены результаты экспериментального тестирования инвариантного алгоритма полного порядка, являющегося дальнейшим развитием результата [1]. С целью сравнительного исследования тестирование также проводилось для алгоритма улучшенного косвенного векторного управления (УКВУ) [2], который, в отличие от стандартных решений, обеспечивает улучшенные динамические свойства и робастность к вариациям активного сопротивления ротора. Исследование алгоритмов выполнялось в одинаковых условиях на станции быстрого прототипного тестирования алгоритмов управления ЭП с АД мощностью 0.75 кВт. В результате экспериментальных исследований установлено, что при увеличении в алгоритмах величины активного сопротивления в два раза потери активной мощности в АД при номинальном моменте нагрузки алгоритме УКВУ увеличиваются почти в 2.5 раза по сравнению со случаем с номинальным значением данного параметра.

Выводы. Экспериментально показано, что в отличие от существующих робастных алгоритмов, инвариантный алгоритм сохраняет свойство инвариантности в полном диапазоне изменения скорости. Таким образом, применение в системах векторного управления инвариантного алгоритма гарантирует сохранение динамических показателей качества управления и снижение дополнительных потерь в машине при воздействии ограниченных вариаций активного сопротивления ротора во всех рабочих режимах ЭП, включая малые скорости.

Литература

1. Пересада С.М., Ковбаса С.Н., Трандафилов В.Н. Инвариантный к вариациям активного сопротивления ротора алгоритм прямого векторного управления асинхронными двигателями при питании от источника тока // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – 2014. – Вип. 3/2014 (27). – С. 10–19.
2. Peresada S., Tonielli A. High-performance robust speed-flux tracking controller for induction motor // International journal of adaptive control and signal processing. – 2000. – № 14. – Pp. 177–200.

Б.І. Приймак, к.т.н., доц.

ПОЛІПШЕННЯ ПОКАЗНИКІВ РЕЖИМУ ГАЛЬМУВАННЯ АСИНХРОННОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ ЗАВДЯКИ МАКСИМІЗАЦІЇ МОМЕНТА ДВИГУНА

Вступ. Векторно-керовані асинхронні електроприводи (АЕП) багатьох механізмів, таких як металообробні верстати, електротранспорт тощо, повинні працювати на швидкостях обертання ротора ω як нижчих, так і значно вищих від номінальної швидкості ω_n . На високих ω , де обмежується амплітуда напруги живлення асинхронного двигуна (АД), стандартним законом зміни модуля вектора потокозчеплення ротора Ψ_r є зворотно пропорційна залежність від швидкості: $\Psi_r \sim 1/|\omega|$ при $|\omega| > \omega_n$. Проте цей закон не дозволяє повноцінно використовувати енергетичні ресурси привода.

Поліпшення характеристик АЕП у зоні високих ω можна досягти за рахунок оптимізації керування електромагнітним моментом двигуна M_e . При цьому, на відміну від відомих на сьогодні рішень цієї задачі, для підвищення якості оптимізації пропонується використовувати не ідеалізовану, а більш реалістичну модель АД.

Мета роботи – покращення показників режиму рекуперативного гальмування АЕП з оптимальним в сенсі максимізації M_e формуванням Ψ_r на високих ω при врахуванні обмежень струму I_s та напруги U_s живлення статора двигуна.

Максимізація моменту двигуна. Короткозамкнений АД описано розширеною математичною моделлю, де враховуються втрати у залізі та насичення магнітопроводу двигуна. Ця модель доповнена обмеженнями $0 \leq U_s \leq U_{\max}$; $0 \leq I_s \leq I_{\max}$. Для оптимізації задіяно генетичний алгоритм, що дозволило визначити оптимальний закон формування потокозчеплення $\Psi_{r,\text{opt}}(\omega)$ за критерієм $M_e \Rightarrow \max$ при $\omega < 0$. У моделі системи екстремального керування числова залежність $\Psi_{r,\text{opt}}(\omega)$ апроксимована степеневим поліномом. Дослідження виконані на прикладі типового АД потужністю 1,5 кВт.

Висновки. Отриманий оптимальний закон формування потокозчеплення ротора істотно поліпшує перевантажувальну здатність та динамічні властивості АЕП в режимі рекуперативного гальмування у зоні високих ω . Згідно з дослідженнями, зростання моменту сягає 34% при $I_{\max} = 1,5I_n$ та 37% при $I_{\max} = 2I_n$ (I_n – номінальний струм двигуна). Час гальмування двигуна від $3\omega_n$ до ω_n зменшується на 15% за умови, що силовий перетворювач привода допускає короточасний вихідний струм $I_{\max} = 1,5I_n$.

ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ НОВИХ ВІННИЦЬКИХ ТРАМВАЇВ

Вінницький національний технічний університет

На день місті у Вінниці 5 вересня 2015 року презентували новий трамвай (рис. 1[1]), розроблений силами Вінницької транспортної компанії. Фактично це модернізація старого чеського вагону КТ-4СУ, але модернізація достатньо високого рівня, в результаті якої замінено практично всі деталі та системи за винятком рами. Крім ефектного та приємного дизайну отримали й економію енергоресурсів, обумовлену використанням сучасних технологій.



Рисунок 1 – Вигляд нового вінницького трамваю

В перспективі планується здійснювати управління трамваем з планшета. При цьому стає можливим виведення всіх необхідних даних для водія на його екран. Крім того можна задіяти системи діагностування різних функціональних систем і контролювати технічний стан вагону в реальному часі, забезпечуючи надійність перевезення пасажирів та зменшуючи затрати на усунення непередбачуваних поломок.

Для здійснення контролю за рівнем електроспоживання вагоном крім встановлення лічильника електроенергії з'являється можливість використання розроблених математичних моделей процесу споживання електроенергії трамваями на маршрутах[2, 3] у вигляді програми "ModelAvtoreg" [4, 5]. В результаті відбуватиметься процес прогнозування споживання кількості електроенергії на вибраний період з побудовою відповідного графіку та ідентифікацією числових значень.

Список літератури

1. ВИННИЦА.info – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.vinnitsa.info/news/u-vinnitsi-zrobili-tramvay-maybutnogo.html>
2. Дудко В.Б. Математичні моделі споживання електроенергії трамваями / В.Б. Дудко, Б.І. Мокін, М.П. Розводюк // Коммунальное хозяйство городов (Харьковская государственная академия городского хозяйства): Науч.-техн. сб. Вып. 49. – К.: "Техніка", 2003. – С. 184–189.
3. Мокін Б.І. Дослідження процесу електроспоживання трамваями на маршрутах / Б.І. Мокін, М.П. Розводюк, В.Б. Дудко // Вісник Кременчуцького державного політехнічно-го університету: Наукові праці КДПУ. – Кременчук: КДПУ, 2006. – Вип. №5/2006(40). Частина 1. – С.42-46.
4. Мокін Б.І. Автоматизація процесу побудови регресійних математичних моделей споживання електроенергії трамваями на маршрутах / Б.І. Мокін, М.П. Боцула, М.П. Розводюк, В.Б. Дудко // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. – №2(6). – 2006. – С.123-127.
5. Комп'ютерна програма для автоматизації процесу побудови регресійних математичних моделей споживання електроенергії трамваями на маршрутах („ModelAvtoreg”): Свідectво про реєстрацію авторського права на твір №16889 / Б.І. Мокін, М.П. Боцула, М.П. Розводюк, В.Б. Дудко. Дата реєстрації 07.06.2006.

Розводюк М.П., к.т.н, доц.; Гоноровський В.В., студент

ДО ПИТАННЯ ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА

Вінницький національний технічний університет

Тяговий електродвигун будь-якої системи електропривода є ключовою функціональною частиною, вихід з ладу якої призводить до зупинки всього технологічного процесу. Тому ідентифікація його технічного стану та прогнозування в майбутньому, що дає можливість обґрунтовано й об'єктивно призначити заходи щодо технічного обслуговування й ремонту, є задачею актуальною. Однак слід зауважити, що найбільшу ефективність дають системи діагностування, які дають можливість це робити під час функціонування електродвигуна, а не під час стендових випробувань.

Під час досліджень з даного напрямку розроблена математична модель, придатна для діагностування тягового електродвигуна постійного струму послідовного збудження з врахуванням таких параметрів, як струму, що протікає по обмотках, температури обмоток та швидкості її зміни, а також вібрації.

На основі математичної моделі синтезована структура пристрою для контролю робочого ресурсу електродвигуна, яка дозволяє контролювати:

- 1) значення струму, спожитого електродвигуном і його перерахунок у виділене тепло з подальшим урахуванням його в зміні залишкового ресурсу двигуна;
- 2) значення температури й перетворення її у відповідне значення відпрацьованого ресурсу двигуном;
- 3) рівень вібрації електродвигуна та її перерахунок у відповідне значення відпрацьованого ресурсу двигуном.

У випадку лічильника ресурсу, що свідчить про вичерпання ресурсу роботи електродвигуна, останній відключається від мережі або ж видається попереджувальний сигнал експлуатаційному персоналу (в коло сигналізації).

Такий підхід до діагностування тягового електродвигуна забезпечує можливість в реальному часі здійснювати контроль залишкового ресурсу, спланувати необхідні ремонтні роботи, зменшити ймовірність виходу з ладу електродвигуна, тобто зупинки технологічного процесу, а як наслідок – збільшити надійність перевезення вантажу чи пасажирів.

ВИКОРИСТАННЯ БІОВІДХОДІВ ДЛЯ ГЕНЕРУВАННЯ ТЕПЛО- ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

¹Вінницький національний аграрний університет (м. Вінниця),

²Томашпільський цукровий завод (м. Томашпіль)

Впровадження енергоощадних технологій та використання альтернативних видів палива є перспективним шляхом заощадження коштів і зменшення залежності від зарубіжних експортерів енергоресурсів, а також зменшення шкідливих викидів в навколишнє середовище [1]. Сучасний енергетичний стан країни переживає не найкращі часи, тому актуальним є перехід на відновлювальні джерела палива, такі як відходи садівництва, рослинництва, а також побутові відходи, і взагалі все що горить. В умовах підвищення цін на традиційні енергоносії та проблеми з їх видобутком та постачанням населенню перспективним є застосування і встановлення міні-ТЕЦ для населення. Така практика широко застосовується в країнах ЄС (Данія, Швеція, Німеччина, Фінляндія та інші).

В дослідженнях, проведених і висвітлених в статтях Гелетуки Г.Г. відзначається, що «біомаса як паливо впевнено посідає четверте місце у світі за обсягами виробництва та споживання енергії. Її частка у загальному постачанні первинної енергії сягає 10%. В секторі виробництва теплової енергії біомаса також знаходиться на четвертому місці після вугілля, природного газу та нафти...». Відзначене дає можливість зробити висновок про актуальність вдосконалення існуючих і розробки нових газогенераторних котлів на твердому біопаливі [2]. Слід відзначити, що в ЄС 15% загального обсягу теплової енергії виробляється з біомаси, а Україна вже в 2020 році за рахунок використання біомаси зможе заощадити 3,5 млрд. м³ природного газу [3]. **Мета роботи** вдосконалити будову газогенераторного котла для спалювання сільськогосподарських біовідходів для тепло- та електропостачання фермерських господарств та побутового сектора.

При розробці газогенераторного котла основним завданням було забезпечення простоти його конструкції і максимального коефіцієнта корисної дії. Дослідний зразок котла був створений на основі промислового автомобільного газогенератора. Принцип дії полягає в тому, що тверде паливо проходить через зону високої температури без достатньої кількості кисню та під дією цієї температури паливо перетворюється в суміш горючих газів. В основі цих газів є горючий угарний газ. Існуючі піролізні промислові котли на даний час є досить дорогими для звичайного споживача (населення та малого бізнесу). Їх вартість перевищує 12 тис. грн. за котел потужністю 10 кВт.

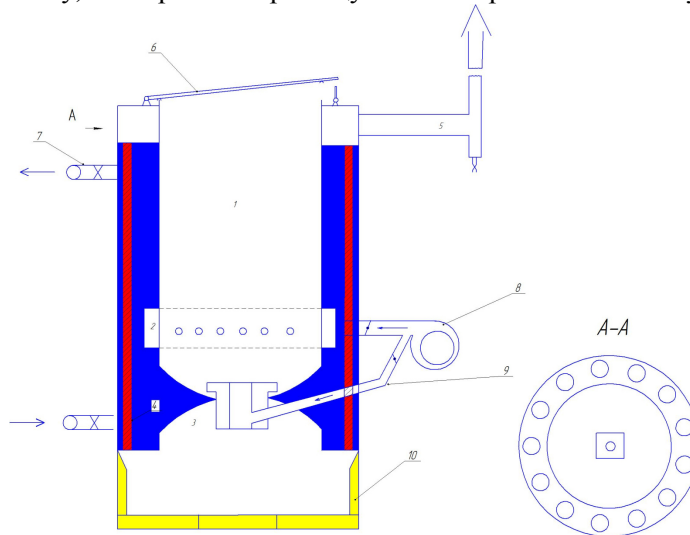


Рис. 1. Принципова схема газогенераторного котла:

1 – завантажувальний бункер; 2 – труба подачі первинного повітря; 3 – форсунка-змішувач; 4 – трубка теплообмінника; 5 – димохід; 6 – герметична кришка бункера; 7 – труби відводу гарячої води; 8 – вентилятор; 9 – трубка вторинного повітря; 10 – вогнетривка цегла.

Тому актуальною є задача створення вдосконаленого газогенераторного котла з меншою вартістю, що є можливим на основі спрощення конструкції і зменшення собівартості його виготовлення.

Література:

1. Гринюк І. Від природного газу до біомаси / І. Гринюк // Журнал сучасного сільського господарства. – 2009. – № 4 (35). – С. 10–14.

**ВРАХУВАННЯ ВПЛИВУ МЕТЕОПАРАМЕТРІВ ПІД ЧАС ОПТИМАЛЬНОГО
КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ***Вінницький національний технічний університет*

Економічність процесу передачі та розподілу електричної енергії в електроенергетичній системі (ЕЕС) напряму залежить від якості керування її нормальними режимами (НР). Одним із напрямів підвищення ефективності оптимального керування режимами електричних мереж (ЕМ) є врахування реальних опорів ліній електропередачі (ЛЕП), які залежать від поточних метеопараметрів. Таке врахування зменшує похибку розрахунків при визначенні втрат електричної енергії.

Активний опір повітряних ЛЕП, зазвичай, визначається спрощено, за довідниковими даними для температури проводу $t_{\text{пр}} = 20^{\circ}\text{C}$. Насправді, температура проводу постійно змінюється, і відповідно змінюється його активний опір. На температуру проводу впливають як режимні фактори, наприклад, струм навантаження $I_{\text{нав}}$, так і кліматичні фактори: температура навколишнього середовища $t_{\text{н.с.}}$, напрямок та швидкість вітру v , вологість повітря w , інтенсивність сонячної радіації $\xi_{\text{рад}}$, які постійно змінюються протягом доби чи години.

Отже, виправданим є врахування температури проводу в розрахунках реальних активних опорів ЕМ в темпі процесу керування режимами ЕЕС, оскільки їх в кращому випадку розраховують за температурою повітря, значення якої може бути значно меншим від реального.

Реальні значення пасивних параметрів заступної схеми ЕМ напругою 330 кВ і вище у загальноприйнятих моделях розрахунку НР можуть достатньо відрізнятися від значень, розрахованих за довідниковими даними, і змінюють їх залежно від багатьох факторів. На активний опір цих ЛЕП впливають фактори, що були розглянуті вище. В залежності від кліматичних умов змінюються втрати на корону, а також змінюється ємнісна провідність вздовж ЛЕП. Втрати на корону потребують подальших досліджень і вдосконалених методик розрахунку, оскільки залежать від багатьох метеорологічних факторів та не мають чітко визначених значень.

Пропонуємо при створенні математичної моделі (ММ) НР ЕЕС враховувати змінні метеопараметри. Це дозволить більш точно визначати втрати активної потужності. Пропонуємо всі вітки електричної схеми представити трансформаторними зв'язками, фіктивні коефіцієнти трансформації яких враховують додаткову зміну напруги між початком і кінцем віток схеми ЕМ, в яких відбулася зміна параметрів, викликана врахуванням певних метеорологічних умов.

Для отримання оптимального струмозподілу, що наближається до струмозподілу за г-схемою, в контури схеми ЕЕС примусово вводять зрівнювальні е.р.с. за допомогою регулюючих пристроїв (РП), а саме РПН трансформаторів та автотрансформаторів, параметри яких (опори та комплексні коефіцієнти трансформації) залежать від врахованих змінних метеопараметрів.

Розроблена ММ оптимальних зрівнювальних е.р.с. у контурах ЕМ дозволяє отримувати уточнені значення оптимальних коефіцієнтів трансформації регулювальних трансформаторів.

Також, кількісна оцінка впливу параметрів режиму та метеорологічних умов може бути використана для розробки методу визначення коефіцієнтів чутливості зміни втрат активної потужності до зміни коефіцієнтів трансформації, а також алгоритму визначення керувальних впливів (КВ) з урахуванням метеоумов.

СПОСІБ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ДВИГУННИМ НАВАНТАЖЕННЯМ

¹Донецький національний технічний університет

На сьогодні питання підвищення надійності електропостачання на підприємствах з безперервним технологічним процесом є одним з найважливіших напрямків розвитку сучасної енергетики, оскільки навіть короточасні порушення в системі зовнішнього електропостачання можуть призвести до розладу складного технологічного процесу і матеріальних збитків.

Одним із способів підвищення надійності живлення таких підприємств є застосування пристроїв швидкодіючого АВР (ШАВР). Оскільки наявність синхронних і асинхронних двигунів в системі електропостачання пред'являє ряд особливих вимог до пристроїв ШАВР, то виникає необхідність розробки нових алгоритмів роботи таких пристроїв, що забезпечують стійку роботу вузлів з двигунним навантаженням. Застосування мікропроцесорної елементної бази дозволяє створювати різні алгоритми роботи пристроїв ШАВР практично будь-якої складності і функціональності. Як правило, пристрої ШАВР при появі аварійного або ненормального режиму в зовнішній мережі електропостачання в першу чергу подають сигнал на відключення ввідного вимикача, а після його відключення подають сигнал на включення вимикача резервного живлення. Застосування таких пристроїв ШАВР в існуючих схемах електропостачання може виявитися неефективним і привести до випадання з синхронізму двигунного навантаження, оскільки при такому порядку роботи вимикачів час перерви живлення може виявитися значним через великий час циклу включення-відключення використовуваних вимикачів. Тому використання сучасних пристроїв ШАВР вимагає установки швидкодіючих вакуумних вимикачів, установка яких в діючих схемах електропостачання є скрутною і дорогою.

У якості способу підвищення надійності електроживлення в системах електропостачання з двигунним навантаженням запропоновано в діючих схемах скоротити перерву живлення в режимах АВР за рахунок застосування спеціального пристрою швидкодіючого АВР, в якому при короткому замиканні в живлячій мережі подають сигнал на відключення вимикача робочого живлення і при появі струму в ланцюзі його котушки відключення включають вимикач резервного живлення. При відмові у відключенні короткого замикання вимикачем робочого живлення подають сигнал на відключення вимикача резервного живлення. Переваги даного підходу показані на прикладі двохтрансформаторної підстанції, для якої можливе застосування швидкодіючого АВР без заміни серійного секційного вимикача на дорогий швидкодіючий.

В результаті проведених досліджень на основі математичного моделювання режимів порушення живлення двигунного навантаження встановлено:

1. Запропонований метод одночасної подачі команд від пристрою ШАВР на відключення вимикача робочого живлення і включення вимикача резервного живлення дозволяє скоротити перерву живлення і зберегти динамічну стійкість двигунного навантаження;
2. Такий підхід до роботи вимикачів дозволяє забезпечити успішну роботу пристрою ШАВР без застосування дорогих швидкодіючих вимикачів;
3. Застосування одночасної подачі сигналу на обидва вимикача дозволяє також знизити рівень струмів самозапуску двигунного навантаження і забезпечити стійку роботу вузла в режимах короточасного порушення електропостачання.

О.С. Яндульский, д.т.н., проф., А.А.Марченко, к.т.н., доц., В.С. Гулий

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ЗІ ЗНАЧНОЮ ЧАСТКОЮ ВЕС

Анотація – Розроблено математичну модель паралельної роботи ВЕС з енергосистемою та створено її комп'ютерну модель з використанням програмного забезпечення PowerFactory. Проведено дослідження та запропоновано заходи для підвищення ефективності роботи енергосистеми при значних коливаннях потужності генерації ВЕС.

Аннотация – Разработана математическая модель параллельной работы ВЭС с энергосистемой и создана ее компьютерная модель с использованием программного обеспечения PowerFactory. Проведены исследования и предложены меры для повышения эффективности работы энергосистемы при значительных колебаниях мощности генерации ВЭС.

Abstract – It was designed the mathematical model of parallel operation of power systems with wind farms and was created a computer model of it using software PowerFactory. The research was carried and it was suggested the arrangements to improve the efficiency of the power system with significant power fluctuations of wind farm generation.

Ключові слова: режими роботи енергосистеми, модель електричної мережі, моделювання, вітроенергетична установка.

Показана актуальність досліджень паралельної роботи вітрової станції (ВЕС), що має значну частку генерації, з електричною мережею.

З використанням розробленої моделі виконано ряд досліджень пов'язаних з впливом короткого замкнення, зміни конфігурації електричної мережі, а також зміною навантаження у вузлах. При моделюванні режимів роботи електричної мережі з ВЕС враховано роботу системи регулювання кутової швидкості ротора вітротурбіни при впливі таких факторів, як зміна швидкості вітру та навантаження агрегату.

Аналіз отриманих результатів показав доцільність застосування компенсуючих пристроїв повздовжньої та поперечної компенсації для ефективної роботи енергосистеми.

Список літературних джерел

1. Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем. Расчеты. Том 2 / Г.В. Меркурьев, Ю.М. Шаргин. – Санкт-Петербург: НОУ “Центр подготовки кадров энергетики”, 2008 г, 376 С.
2. Веников В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. – М. : Энергоатомиздат, 1990, 349 С.
3. О.С. Яндульский. Моделювання системи управління вітротурбіною та оптимізація параметрів регулятора. / О.С. Яндульский, А.А. Марченко, В.С. Гулий - Наукові праці ВНТУ. – 2014. - №1. – Режим доступу до журналу - <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3490>.
4. Dynamic Modelling of Doubly-Fed Induction Machine Wind-Generators [Електронний ресурс] // DIgSILENT GmbH. – 2003. – Режим доступу до ресурсу: <http://faculty.mu.edu.sa/public/uploads/1338145339.5702DFIGRev1.pdf>.
5. Thomas Ackermann. Wind Power in Power Systems, 2nd Edition / Thomas Ackermann. – Stockholm, Sweden: Royal Institute of Technology, 2012. – 1120 с.

Яндульський Олександр Станіславович – д.т.н., професор, Україна, м. Київ, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», кафедра автоматизації енергосистем, декан факультету електроенерготехніки та автоматики, тел.: (044)236-41-11.

Марченко Анатолій Андрійович – к.т.н., доц., Україна, м. Київ, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», кафедра автоматизації енергосистем, в.о. зав. кафедри, тел.: (044) 454-93-08.

Гулий Володимир Сергійович – Україна, м. Київ, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», кафедра автоматизації енергосистем, асистент, тел.: (044) 454-93-08, e-mail: vladimir_hulyi@ukr.net.

КОМПЕНСАЦІЯ ПЕРЕТІКАНЬ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАЛЬНИХ ОРГАНІЗАЦІЙ ТА ЇЇ НОРМАТИВНО-ТЕХНІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Проблема компенсації реактивної потужності в електроенергетиці України на сьогоднішній день має важливе значення, оскільки значною мірою впливає на якість електричної енергії, втрати її в електричних мережах, а також на вартість електричної енергії для кінцевих споживачів. Для детального вивчення суті питання та надання пропозицій щодо компенсації реактивної потужності було проаналізовано правовий та фізичний стан компенсації цієї енергії в Україні і взаєморозрахунки між виробниками електричної енергії, електропередавальними організаціями та споживачами.

На сьогоднішній день для проведення розрахунків щодо компенсації реактивної енергії застосовується «Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами», затверджена наказом Міністерства енергетики України від 17.01.2002 року №19 та зареєстрована Міністерством юстиції України 01.02.2002р. за №93/6381 (далі – Методика). Методика – орієнтована лише на економічне стимулювання споживачів. Відповідно до її положень, споживач має вибір: самостійно компенсувати споживання реактивної потужності власних струмоприймачів або отримувати реактивну енергію з електричної мережі, компенсуючи збитки електропередавальних організацій (ЕО). За логікою речей, кошти отримані ЕО від споживача за надання послуги компенсації реактивної енергії повинні спрямовуватись (передбачатись інвестиційною програмою та програмою розвитку електричних мереж) на забезпечення балансу реактивної потужності в енергорайоні, зменшення втрат та збільшення пропускної здатності електричних мереж ЕО. Але на даний час чинними нормативно-законодавчими актами не врегульовано зобов'язання ЕО щодо компенсації небалансу, викликаного споживанням реактивної енергії струмоприймачами.

За результатами проведеної інспекцією Держенергонагляду перевірки на предмет технічного стану і організації експлуатації засобів компенсації реактивної потужності в електричних мережах електропередавальних організацій Південно-Західного регіону було встановлено, що ЕО не приймають участі у регулюванні балансу реактивної потужності в електричних мережах. Сумарна споживана реактивна потужність енергорайону компенсується за рахунок виробників та споживачів електричної енергії.

Слід відзначити, що навіть при невідкладному зобов'язанні електропередавальних організацій забезпечити можливість регулювання балансу реактивної потужності в електричних мережах – знадобиться не менше 5-10 років для встановлення нових та відновлення не працюючих БСК. Для приведення сучасного механізму розрахунків за перетікання реактивної потужності у відповідність до ринкових відносин, необхідно передбачити в проекті нової редакції Методики:

–нове трактування плати за перетікання реактивної електроенергії – “плата за послуги, які виробник електричної енергії, електропередавальна організація або власник електричних мереж змушені надавати споживачу (або електропередавальній організації), якщо він експлуатує електромагнітно незбалансовані електроустановки.”;

–дієвий механізм мотивації електропередавальних організацій з питань компенсації небалансу реактивної енергії в енергорайонах.

Лежнюк П. Д., д.т.н., проф.; Нанака О.М., к.т.н., доц.; Глоба О.В., к.т.н.

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Вінницький національний технічний університет

Економія енергоресурсів стала потужним стимулом щодо активного відновлення та введення в експлуатацію малих ГЕС, які з певних причин прийшли до занепаду. На сьогодні, значна кількість таких малих ГЕС відновлена і введена в експлуатацію. Як показав досвід, більш доцільним, на малих ГЕС є встановлення асинхронних машин (простота конструкції, дешевизна, висока надійність), які працюють в генераторному режимі. Але разом з тим, асинхронна машина (АМ) є споживачем реактивної потужності. Тому в мережах 0,4 кВ, до яких підключають генератори малих ГЕС, гостро постає проблема компенсації реактивних навантажень (КРН). Враховуючи це, для зменшення перетоків реактивної потужності і, відповідно, мінімізації втрат в цих мережах, до статорної обмотки АМ підключають батарею статичних конденсаторів (БСК). З цього випливає, що по відношенню до мереж енергопостачальних компаній малі ГЕС з АМ можна розглядати як споживача реактивної потужності, в якого, в тій чи в іншій мірі, скомпенсоване реактивне навантаження. З іншого боку, основним призначенням ГЕС є покриття піків максимального навантаження енергосистеми. Агрегати малих ГЕС працюють нетривалий час. Після скидання накопиченого рівня води агрегати зупиняються і БСК, в свою чергу, починає генерувати реактивну потужність – і відіграє роль компенсуючої установки (КУ).

Тому при відшкодуванні збитків малій ГЕС, зумовлених генерацією реактивної енергії в мережу енергопостачальної компанії і (або) споживанням із її мережі, відповідно, в періоди найбільших і найменших навантажень, виникає необхідність у визначенні економічного еквівалента реактивної потужності (ЕЕРП) в її мережах. ЕЕРП для мереж споживачів реактивної потужності, ким і є мала ГЕС по відношенню до мереж енергопостачальної компанії, пропонується визначати за формулою [1]

$$D_{cn} = \frac{10^{-3}}{U^2} \cdot Q_c \cdot R_{e.v}, \quad (1)$$

де U – середня фактична (за період максимальних або мінімальних навантажень) напруга на вводі споживача, до якої приведені опори елементів його мережі, кВ; Q_c – середня реактивна потужність, що генерується в мережу ЕК або споживається з її мережі у відповідному режимі, квар; $R_{e.v}$ – еквівалентний активний опір мережі за втратами, Ом.

1. Рогальський Б. С. Про використання економічних еквівалентів реактивної потужності для визначення плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальними компаніями і їх споживачами / Б.С. Рогальський, О. М. Нанака // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро. – 2004. – № 4. – С. 44–51.

КОМПЛЕКСНА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ НА ЗАСАДАХ ПРИНЦИПУ ГАМІЛЬТОНА-ОСТРОГРАДСЬКОГО

Вінницький національний технічний університет

Досліджується проблема створення умов самооптимізації електроенергетичних систем (ЕЕС) на засадах принципу Гамільтона-Остроградського. Показано, що регулярне прийняття оптимальних рішень, виходячи з цього принципу, формує в ЕЕС таку стратегію їх розвитку, реконструкції та експлуатації, що на кожному оптимізаційному кроці закладаються передумови максимально можливого зниження рівня втрат електроенергії під час її транспортування.

Використовуючи закономірності, які отримані на підставі принципу Гамільтона-Остроградського, виникає можливість розв'язання деяких сучасних проблем розподілу навантаження в ЕЕС. Зокрема, проблемою переходу до нових ринкових умов є сучасна практика розподілу заявленого навантаження між джерелами електроенергії, що базується на використанні цінових заявок блоків електростанцій. У розрахунку заявленої ціни для окремого блока враховують вартісні показники вироблення електроенергії, паливну складову собівартості, але не враховують витрати на транспортування електричної енергії. Це призводить до завантаження в першу чергу агрегатів з меншою питомою вартістю незалежно від їх розміщення відносно до навантажень. Наслідком такого підходу є ускладнення підтримання стійкості й економічності режимів магістральних мереж енергосистем, що проявляється у додаткових експлуатаційних витратах.

Таким чином, необхідно вдосконалювати методику формування цінових заявок, врахувавши інші складові витрат, а саме витрати на транспортування електроенергії мережами-транзитерами. Це призведе до зміни співвідношення вартості електроенергії окремих блоків для певних енергопостачальних компаній, або кінцевих споживачів, що, в свою чергу, вплине на оптимальний розподіл навантаження між електричними станціями. Крім того, врахування в критерії оптимальності зазначеної задачі складової адресних втрат в електромережах, забезпечить передумови для її розв'язання у комплексі з актуальною задачею оптимізації потоків потужності у електричних системах за мінімумом втрат електроенергії.

Транзитні втрати електроенергії у випадку електропостачання за двосторонніми договорами доцільно враховувати в ціні на електроенергію виробника. Отже, в роботі розглядається метод та алгоритм формування цінових заявок виробників та оптимізації розподілу навантажень між електростанціями, що забезпечують оптимальний потокорозподіл в електричних мережах. Ключовим тут є визначення оптимальних адресних втрат, що виконується на підставі поєднання методу коефіцієнтів розподілу втрат [3] та методу визначення оптимального струморозподілу в електромережах за заступною R -схемою.

Використання модифікованих, таким чином, цінових заявок спрощує розв'язання задачі оптимізації розподілу навантажень і забезпечує обґрунтованість та прозорість прийняття рішень, а значить узгодженість роботи окремих суб'єктів в енергоринку.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила Оптового ринку електричної енергії України. Затверджено Постановою НКРЕ 12.09.2003 N 921, Протокол Ради Оптового ринку електричної енергії України від 4 вересня 2003 р. № 14.
2. Кабінет Міністрів України. Постанова від 16.11.2002 № 1789: Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України.
3. Лежнюк П. Д. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами / Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Бурикін О. Б. Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 123 с.

Рубаненко О. Є.⁽¹⁾, к.т.н., доцент, Килимчук А.В.⁽²⁾, інженер

КОМПЕНСАЦІЯ ВЗАЄМОВПЛИВУ НЕОДНОРІДНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВИКОРИСТАННЯМ ЛІНІЙНИХ РЕГУЛЯТОРІВ

Вінницький національний технічний університет⁽¹⁾,
ПАТ «Рівнеобленерго»⁽²⁾

Відомо, що електричні мережі енергосистем України розділені на магістральні та розподільні, к технічно так і економічно. Магістральні електричні мережі, адміністративно виділені у окрему енергетичну структуру, стали транзитерами, передаючи своїми мережами електроенергію як суміжним електроенергетичним системам, так і розподільним електричним мережам обласних енергопостачальних компаній.

Паралельна робота ліній електропередач різної напруги через високу міру неоднорідності викликає ускладнення під час транспортування та розподілу електроенергії. Між електричними мережами електроенергетичної системи через неоднорідність виникають взаємні перетоки потужності, які завантажують мережі суміжних енергопостачальних компаній. Наслідком цього є додаткові втрати електроенергії, а також перевантаження ліній електропередач мереж нижчої напруги та комутаційних апаратів.

Дослідження міри впливу взаємних і транзитних перетоків потужності на рівень втрат потужності та електроенергії є актуальною задачею. Її розв'язання дозволить контролювати та оцінювати вплив перетоків потужності магістральних електричних мереж на додаткові втрати в розподільних мережах енергопостачальних компаній, а також аналізувати наслідки взаємовпливу електричних мереж.

Компенсація неоднорідності електричних мереж і зменшення додаткових втрат електроенергії в них можлива шляхом введення в контури електрорушійної сили лінійними регуляторами типу крос-трансформаторів (встановлених в мережу нижчих напруг) та трансформаторами з РПН.

Розрахункові формули для визначення оптимальних значень коефіцієнтів трансформації трансформаторів з РПН та крос-трансформаторів з урахуванням зведення параметрів електричної мережі до напруги базисного вузла мають вигляд:

$$\begin{aligned} \mathbf{k}_{a\Sigma}(t) &= 1 - \left[\mathbf{E}_{зр.а.рпн}^{(6)} + \mathbf{E}_{зр.а.кт}^{(6)} \right]_{\text{д}} \cdot \left(\mathbf{U}_{\text{д}}^{(6)} \right)^{-1} \cdot \boldsymbol{\pi}_{\text{а}}^{\text{Е}} \cdot \mathbf{J}_{*_{\text{р}}}(t) \\ \mathbf{k}_{\text{р}\Sigma}(t) &= - \left[\mathbf{E}_{зр.р.рпн}^{(6)} + \mathbf{E}_{зр.р.кт}^{(6)} \right]_{\text{д}} \cdot \left(\mathbf{U}_{\text{д}}^{(6)} \right)^{-1} \cdot \boldsymbol{\pi}_{\text{р}}^{\text{Е}} \cdot \mathbf{J}_{*_{\text{а}}}(t), \end{aligned} \quad (1)$$

де $\mathbf{E}_{зр.а.рпн}^{(6)}$, $\mathbf{E}_{зр.а.кт}^{(6)}$, $\mathbf{E}_{зр.р.рпн}^{(6)}$, $\mathbf{E}_{зр.р.кт}^{(6)}$ – активна та реактивна складові зрівнювальних е.р.с. трансформаторів з РПН та КТ для базисного режиму електричної мережі; $\mathbf{U}_{\text{д}}^{(6)}$ – діагональна матриця, кожний елемент якої дорівнює напрузі базисного вузла; $\boldsymbol{\pi}_{\text{а}}^{\text{Е}}$, $\boldsymbol{\pi}_{\text{р}}^{\text{Е}}$ – матриці критеріїв подібності поточного до базисного режимів; $\mathbf{J}_{*_{\text{а}}}(t)$, $\mathbf{J}_{*_{\text{р}}}(t)$ – вектори активних і реактивних складових відносних значень струмів у вузлах.

Таким чином, визначені оптимальні коефіцієнти трансформації трансформаторів з РПН та крос-трансформаторів, дають можливість здійснювати оптимальне керування режимами електричної мережі, при цьому зменшувати додаткові втрати потужності та витісняти транзитні перетоки потужності з мережі нижчої напруги в мережі вищої напруги.

ВРАХУВАННЯ ДИНАМІКИ ЕЛЕКТРИЧНОГО РЕЖИМУ ПРИ СИМЕТРУВАННІ НАПРУГ

Вінницький національний технічний університет

За певних умов для симетрування електричних режимів може ефективно використовуватись симетруючий пристрій (СП) з некорегованими параметрами, наприклад, на основі статичних реактивних елементів. Параметри такого СП повинні визначатись враховуючи динаміку електричного режиму.

Метою роботи є математична постановка задачі розрахунку параметрів симетруючого пристрою з некорегованими параметрами, яка враховує динаміку електричного режиму несиметричних навантажень.

Прийняти технічне рішення із врахуванням динаміки несиметричного режиму в мережах з ізольованою нейтраллю можна за критерієм $\left| M(\dot{I}_2) \right| \rightarrow \min$, де $M(I_2)$ – математичне очікування струму зворотної послідовності.

Для розрахунку некорегованих параметрів СП у випадках, коли негативні наслідки під'єднання СП відсутні, можна скористатися такою моделлю локальної оптимізації:

$$\left| M \left[\dot{I}_2^P(\chi) \right] \right| \rightarrow \min, \quad (1)$$

де χ - вектор змінних (вектор параметрів некорегованого СП); $M \left[\dot{I}_2^P(\chi) \right] = M(\dot{I}_2) + M(\dot{I}_2^{СП})$; $\dot{I}_2^{СП}$ - струм зворотної послідовності, що генерується СП.

Результат симетрування деякого реального режиму за допомогою СП у вигляді несиметричного трикутника батарей статичних конденсаторів з некорегованими параметрами, які визначені за моделлю, наведені на рис.1. Реактивні потужності СП по фазах $Q_{AB} = 116 \text{ квар}$; $Q_{BC} = 5,8 \text{ квар}$.

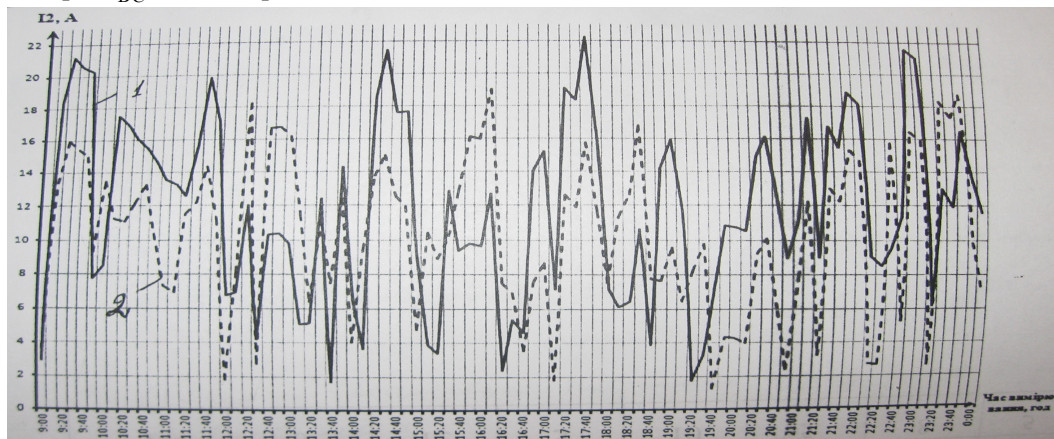


Рис. 1 – Результати симетрування динамічного електричного режиму за допомогою СП з некорегованими параметрами: 1– вихідний режим; 2– оптимізований режим

Для випадку симетрування електричного режиму за показник якості керування може бути використаний функціонал, числове значення якого пропорційне додатковим втратам енергії, зумовленими несиметрією режиму:

$$J = \int_{t_1}^{t_2} \left[I_2^P(\chi, t) \right]^2 dt, \quad (2)$$

де t_1 - початковий момент часу; t_2 - кінцевий (нефіксований) момент часу.

Оцінка отриманих результатів симетрування для розглянутого прикладу дає такі результати: вихідний режим $J_{вих} = 15594 \text{ A}^2 \cdot \text{год}$; оптимізований режим $J_{опт} = 11695 \text{ A}^2 \cdot \text{год}$, що дає підстави зробити висновок про позитивні результати симетрування.

П.О. Черненко, д.т.н., проф., О.В. Мартинюк, к.т.н., В.О. Мірошник, асп.

ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ СУМАРНОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ОЕС УКРАЇНИ

Ключові слова: короткострокове прогнозування, сумарне електричне навантаження, режими енергоємних підприємств, достовіризація добових графіків, енергосистема.

Вимоги до підвищення точності і стабільності результатів короткострокового прогнозування добових графіків електричного навантаження (ГЕН) набувають додаткової актуальності при запланованому впровадженні у 2016 році енергоринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії. Проведені в Інституті електродинаміки НАН України дослідження показали, що цієї мети можна досягти за рахунок підвищення достовірності добових графіків енергооб'єктів та розширення кількості факторів, що суттєво впливають на електричне навантаження енергосистеми. Відомо, що значну частку серед електроспоживачів України займають енергоємні підприємства (ЕП), режими роботи яких суттєво впливають на форму добових графіків регіональних і обласних енергосистем, особливо у східних регіонах країни. Проведений аналіз сорока добових графіків ЕП, що знаходяться на добовому контролі ДП «Держенергонагляд», дозволив спростувати поширену серед ряду спеціалістів думку про стабільність їх роботи та достовірність інформації про їх електричне навантаження. В результаті статистичної обробки ГЕН ЕП виявлено аномальні значення у вигляді одиночних та групових викидів, які викликані збоями в системах збору, передачі і обробці даних або реальною зміною навантаження внаслідок аварійного відключення електроспоживачів чи планового відключення потужного електроустаткування енергоємних підприємств. Їх наявність призводить до викривлення математичної моделі впливу на електричне навантаження зовнішніх факторів, що спричиняє зниження точності та стабільності результатів прогнозування.

За результатами проведених досліджень запропоновано дворівневу трьохетапну методику достовіризації ГЕН енергоємних підприємств і обленерго в цілому, що дозволяє статистично коректно виявляти як одиничні так і групові аномальні дані та проводити коригування навантаження на рівні енергоємних підприємств і енергосистеми з урахуванням природи виникнення викидів і їх тривалості. Ефективність запропонованої методики достовіризації було досліджено шляхом порівняння похибок прогнозу суми ГЕН восьми енергоємних підприємств Запорізької області на основі фактичних та відновлених даних. В якості оператора прогнозування використано штучну нейронну мережу типу багатошаровий перцептрон. Результати прогнозування при фактичних та відновлених на різних етапах достовіризації даних зведено в таблиці

Похибки прогнозування, усереднені на місячному інтервалі (березень 2014р.).

	Фактичні	Відновлені	Відновлені із коригуванням ГЕН
MAPE, %	5,53	4,11	3,98
MAX, %	251,9(30.03.2013)	16,73	17,17
RMSE, Мвт	40,39	25,86	24,99

Крім того, виділення і моделювання графіків електричного навантаження енергоємних підприємств як окремої складової математичної моделі ГЕН енергосистеми дозволяє підвищити точність моделювання впливу температури повітря, хмарності та світлової тривалості доби на залишкову, умовно комунально-побутову складову ГЕН ЕЕС в порівнянні із моделями на основі сумарного навантаження енергосистеми.

Волинець В.І., к.т.н., доц.; Романюк М.В., к.т.н., доц.; Гадай А.В., к.т.н., доц.

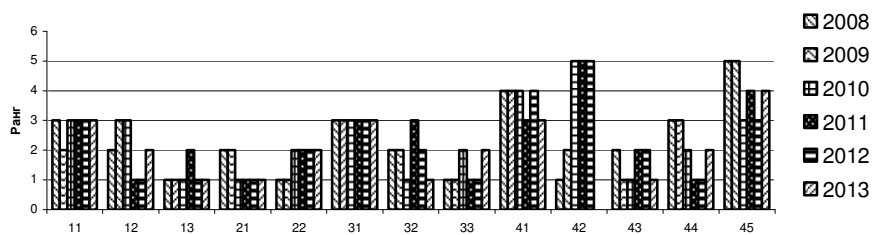
ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ

На даний час у вугільній галузі зберігається тенденція зростання питомих витрат електроенергії на тону добутого вугілля, незважаючи на використання потужної і високопродуктивної техніки. Виходячи з цього, енергозбереження для галузі є безальтернативним джерелом зниження собівартості видобутку вугілля на найближчу перспективу. Проблеми енергоефективності приділялась значна увага. Однак не вирішеними з методологічної та наукової точки зору залишаються питання підвищення енергоефективності вугільних шахт за рахунок планування та моніторингу режимів їх електроспоживання.

У зв'язку з тим, що на даний час норми питомого споживання електричної енергії визначають для моніторингу загалом для вугільних об'єднань, то необхідно з метою оцінювання рівня ефективності електроспоживання окремих вугільних шахт, які належать до одного об'єднання та кластерного класу, визначати їх рейтинг.

Скористаємося для цього популярним у теорії рангування методом (правилом) Борда (*Borda*). Впорядкування, отримане цим методом, узагальнює думки усіх експертів, враховуючи думку більшості [1, 2].

Графічну інтерпретацію проведеного рейтингування подано на рис. 1.



11 – Шахта №1; 12 – Шахта №5; 13 – „Зарічна”; 21 – Шахта №9; 22 – „Візейська”; 31 – „Бужанська”; 32 – „Лісова”; 33 – „Степова”; 41 – „Великомостівська”; 42 – „Бендюзька”; 43 – „Межирічанська”; 44 – „Відродження”; 45 – „Червоноградська”

Рис. 1. Діаграма підсумкових рейтингових оцінок ЕК вугільних шахт

За результатами оцінювання ефективності використання електроенергії вугільними шахтами встановлено, що існують вугільні шахти, які в середині свого класу з року в рік зберігають певний показник ефективності (наприклад, показник ефективності «Гірша» зберігають такі вугільні шахти як „Відродження”, „Межирічанська” та „Степова”; а показник ефективності «Краща» зберігають – „Червоноградська”, „Великомостівська”, „Бужанська” та Шахта №1). Інші вугільні шахти мають тенденцію змінювати показники ефективності з року в рік. Причиною цього є зміна кількісних показників, за якими проводиться рангування, а також неточність статистичної та звітної інформації.

Враховуючи результати рангування вугільних шахт за ефективністю використання електроенергії можна підвищити ефективність планування та моніторингу режиму їх електроспоживання.

Література

1. Гасанов Г. Б. Рейтинговая оценка и регулирование деятельности распределительных электрических сетей в условиях нечеткости [Текст] / Г. Б. Гасанов. – Львов : Львівська політехніка, 2006. – 116 с.

2. Методика определения рейтинга распределительных электрических сетей [Текст] / Г. Б. Гасанов // Труды III Международной научно-практической конференции «Функционирование и развитие рынков электроэнергетики и газа» (ФРЕГ - 2005). – Партенит (Крым, Украина): НАН Украины, Институт проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова, 2005. – С. 53–62.

ІНФОРМАЦІЙНЕ ТА НОРМАТИВНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОРГАНІЗАЦІЇ МУЛЬТИАГЕНТНОГО КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ІЗ АКТИВНИМ СПОЖИВАЧЕМ

Створено технологічну платформу для забезпечення комплексної ефективної діяльності об'єднаної енергосистеми України з активним споживачем, що охоплює нормативну базу, інформаційне забезпечення, а також моделі активного споживача та його взаємодії із системним оператором.

Ключові слова: мультиагентне керування, активний споживач, нормативне забезпечення.

Розвиток та поширення концепції Smart Grid призводить до суттєвих змін у підходах до керування в галузі електроенергетики і у правилах взаємодії учасників на ринку електроенергії. Виникають нові учасники ринку та додаткові можливості у існуючих учасників. В першу чергу це стосується споживачів електроенергії, які досі виконували роль лише споживачів послуг ринку. Сучасний рівень розвитку технологій дозволяє створити умови для зміни досі «пасивної» поведінки учасників ринку на «активну». Слід зазначити, що активний споживач разом із ефективним мультиагентним керуванням широко застосовуються у провідних розвинутих країнах Заходу. Робота таких активних споживачів у електроенергетичних системах дає суттєвий економічний і технологічний ефект (до 10%) за рахунок використання систем керування попитом, використання джерел розосередженої генерації та технологій накопичення енергії. Українській електроенергетиці сьогодні вкрай важливо здійснити впровадження активного споживача в рамках модернізації електроенергетичної системи та стимулювати таких споживачів до участі у регулюванні навантаження. Однак, існує ряд обмежень, що перешкоджають на сьогодні реалізації активного споживача в Україні.

Тому метою роботи було розробити основу для розробки заходів з усунення цих обмежень за рахунок визначення необхідної нормативної бази, розробки архітектур інформаційних систем та технологічної платформи взаємозв'язків активного споживача із інтелектуальною електроенергетичною системою.

В роботі виконано комплексне дослідження міжнародної нормативної бази із забезпечення вимог щодо впровадження систем Smart Grid. Аналіз показав, що існує близько двохсот стандартів у цій сфері, що розроблені провідними організаціями зі стандартизації у світі. Визначено ключові нормативні документи та підкреслено важливість введення в дію цих стандартів в Україні.

Розроблені інформаційні моделі, що дозволяють створити еталонну архітектуру ОЕС України, яка відповідає міжнародним нормам, враховувати всі необхідні аспекти побудови Smart Grid систем і, в свою чергу, дозволяє: покращити взаєморозуміння усіх зацікавлених задіяних сторін; забезпечити практичну реалізацію найбільш прогресивних способів створення інтелектуальних систем; забезпечити сумісність створюваних і вже існуючих компонентів систем; забезпечити цілеспрямоване виконання критично необхідних для реалізації інтелектуальної енергосистеми заходів.

Визначено проблеми та перспективи функціонування, а також фактори впровадження активного споживання в Україні. Сформовано систему механізмів «активізації» споживачів, яка в першу чергу орієнтована на потреби та інтереси споживача. Розроблено алгоритм визначення потенціалу активної поведінки такого споживача електроенергії. Визначені заходи, що забезпечують ефективну взаємодію активних споживачів між собою та із системним оператором. Виконано аналіз впливу встановленого обладнання активного споживача на складові загальної оптимізаційної задачі і розроблено алгоритм вибору оптимальних режимів його роботи. З метою оптимізації режимів роботи обладнання споживача та мережі була створена модель активного споживача. Така модель дозволяє визначити пріоритети для кожного активного споживача, збалансувати вигоди та врахувати можливі вимоги й обмеження які встановлюються оператором системи енергопостачання.

Кириленко Олександр Васильович – акад. НАН України, Україна, м. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, директор

Денисюк Сергій Петрович – д.т.н, проф., Україна, м. Київ, Інститут енергозбереження та енергоменеджменту, директор

Танкевич Сергій Євгенійович – к.т.н., Україна, м. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ моделювання електроенергетичних об'єктів та систем, старший науковий співробітник, тел.: (044) 366-25-87, e-mail: tankevych.s@gmail.com

Базюк Тарас Миколайович – Україна, м. Київ, Інститут енергозбереження та енергоменеджменту, кафедра електропостачання, асистент

ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПРИ КЛІЄНТООРІЄНТОВАНОМУ ПІДХОДІ

Умовою розвитку інтелектуальної енергосистеми є інтелектуалізація всіх її елементів і суб'єктів. З цією метою впроваджуються новітні технології обліку, моніторингу, керування в розподільних мережах та на об'єктах споживання і генерації. Можливості до активної зміни навантаження та інтерактивної взаємодії з ринком, мережею чи іншими споживачами в режимі реального часу повинні стати властивостями «активного споживача» (prosumer), який є невід'ємною складовою інтелектуальної енергетичної системи.

В енергетичному секторі, в рамках концепції SmartGrid, здійснюється перехід від ієрархічного централізованого керування процесами енергопостачання та енерговикористання до клієнтоорієнтованого підходу, який дозволяє більш комплексно та ефективно взаємодіяти із кінцевим споживачем та орієнтуватися, у першу чергу, на його потреби. Використовуючи такий підхід у випадку із активними споживачами, стає можливим не тільки забезпечити потреби споживачів, а й максимально ефективно використати потенціал активної поведінки споживачів, як з метою оптимізації власного енергопостачання, так і для оптимізації роботи системи енергопостачання.

Отже, **активним споживачем** є учасник споживчого (роздрібного, локального) ринку енергії, який також має можливість (виходячи зі своїх потреб та можливостей): 1) оптимізувати графік завантаження своїх власних потужностей як з метою мінімізації власних витрат на енергію, так і з метою отримання доходу від продажу переуступленої енергії та потужності на ринок чи безпосередньо іншим споживачам, або ж надання різного роду додаткових послуг системному оператору чи іншим споживачам; 2) продавати вироблену власними генеруючими установками, або накопичену власними акумуляторами енергію в систему енергопостачання, або безпосередньо іншим споживачам які цього потребують; 3) надавати відповідні додаткові послуги споживачам чи системі енергопостачання (якщо існує така можливість).

Орієнтація на потреби споживачів (клієнтоорієнтований підхід) і їхні можливості (в плані створення додаткових послуг та генерації електроенергії) потребує використання різного роду сучасних мультиагентних (багатоагентних) систем керування різного рівня, адаптованих до реалій електроенергетики України.

Повною мірою реалізувати потенціал активного споживача можна тільки поєднуючи функції обліку, контролю, керування навантаженням з акумулюванням енергії в місцях споживання та інтеграції розосередженої генерації в мережі споживачів

АНАЛІЗ ЧУТЛИВОСТІ ПОКАЗНИКА ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЕС ДО ПАРАМЕТРІВ РЕГУЛЮЮЧИХ ПРИСТРОЇВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЇХ ОПТИМАЛЬНОГО СКЛАДУ

Вінницький національний технічний університет

Сучасний розвиток науки і техніки ініціює нові задачі в галузі керування складними системами. Завдяки появі нових можливостей обчислювальної та комп'ютерної техніки стає реальним автоматизувати оптимальне керування станами складних динамічних систем таких, наприклад, як електроенергетичні, які розподілені на великій території, характеризуються складною просторово-часовою структурою керування і для яких характерні часті та швидкі зміни станів.

Однією з основних причин неоптимальності нормальних режимів ЕЕС, що визначає їх економічність, є неоднорідність системи, яка спричиняє додаткові втрати електроенергії в процесі її транспортування та розподілу. Крім того, неоднорідність ЕЕС призводить також до ряду інших негативних явищ, а саме: зниження якості електроенергії, додаткове перевантаження окремих ліній електропередачі, а також зниження рівня статичної та динамічної стійкості ЕЕС, що в свою чергу зменшує пропускну здатність систем в цілому. Тому, виникає необхідність здійснення заходів по зменшенню неоднорідності ЕЕС. Це можуть бути різні заходи. При виборі їх необхідно оцінювати параметричну чутливість, що дозволяє виявити в ЕЕС найбільш чутливі до зовнішніх збурень елементи, в яких заходи щодо компенсації неоднорідності будуть найбільш ефективними та економічно доцільними. Саме найбільш чутливі елементи багато в чому визначають технічні можливості та керованість ЕЕС. Розробка систем автоматичного керування потоками потужності та напругою з врахуванням чутливості оптимальних рішень дозволить забезпечити оптимальну величину втрат електроенергії в нормальних режимах ЕЕС і таким чином, з'явиться можливість максимально наближати в темпі процесу параметри режиму ЕЕС до їх оптимальних значень.

Ефективність функціонування САК нормальними режимами електроенергетичної системи істотно залежить від правильності вибору переліку РП, що використовуються для компенсації негативного впливу неоднорідності ЕЕС, тобто зниження додаткових втрат потужності та електроенергії. В роботі пропонується метод та алгоритм ранжування регулюючих пристроїв за мірою впливу на зрівнювальні струми та додаткові втрати потужності та електроенергії в ЕЕС, в основу якого покладено загальносистемний показник неоднорідності γ_k , що визначається з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації регулюючих пристроїв:

$$\gamma_k = \mathbf{M}_{k_t} \mathbf{x}_k \mathbf{r}_k^{-1} - \mathbf{x}_a \mathbf{r}_a^{-1} \mathbf{M}_{k_t},$$

де $\mathbf{r}_k$, $\mathbf{x}_k$ – активна та реактивна складові матриці вузлових опорів, що визначаються зі співвідношення $\mathbf{r}_k + j\mathbf{x}_k = (\mathbf{Y}_k)^{-1}$. Даний показник характеризує неоднорідність ЕЕС, не залежить від вибору системи базисних контурів і через матриці, що входять до його складу залежить від коефіцієнтів трансформації РП.

Таким чином, алгоритм аналізу чутливості математичної моделі неоднорідності ЕЕС та визначення відповідного складу регулюючих пристроїв дозволяє оцінити вплив коефіцієнтів трансформацій трансформаторів на відносний показник неоднорідності та в подальшому визначити їх місце та роль в оптимальному керуванні. Ранжування трансформаторів за їх регулювальним ефектом дозволяє підвищити якість функціонування електроенергетичної системи та організувати оптимальне керування режимами ЕЕС більш раціонально.

Рубаненко О. Є., к.т.н., доцент, Сікорська О. В., інженер, Комар В. О., к.т.н., доцент

ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДІВ НЕЧІТКОГО МОДЕЛЮВАННЯ В ЗАДАЧАХ ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Вінницький національний технічний університет

Електроенергетичну систему (ЕЕС) умовно можна розглядати як взаємопов'язану сукупність підсистем (електричних станцій, магістральних мереж, мереж енергопостачальних підприємств і т. і. та їх елементів у яких також можна виділити окремі підсистеми (локальні електричні системи (ЛЕС), вузли генерації, підстанції, ЛЕП, вузли навантаження і т. п.).

Режим підсистеми (ЛЕС) змінюється в результаті зовнішніх збурень $U(t, n)$, де n – це випадок, обумовлений відмовами обладнання ЛЕС (РДЕ, трансформаторів, ЛЕП), зміною режиму (переважне споживання, переважне генерування, нічний «провал» чи денний «пік» добового графіка навантаження). Однією з важливих характеристик режимів ЛЕС є межі напруг на шинах підстанцій ЛЕС за обмеженнями, у відповідності до показників якості електричної енергії. В разі перетину цих меж траєкторією зміни напруги у вузлах ЛЕС відповідно до добового графіку навантаження під час різкого зростання (або зменшення) навантаження (або генерування) створюються умови виникнення аварійного режиму. Під час оптимального керування (за показником мінімальних втрат електричної енергії) режимами електроенергетичних систем і ЛЕС необхідно володіти інформацією про напруги у вузлах, струми у вітках схем ЛЕС на момент здійснення керувальних впливів на РПН трансформаторів ЕЕС, або на генерування (може краще - на інвертори СЕС, на струми обмоток збудження генераторів малих ГЕС і т. п.) РДЕ ЛЕС.

Детермінований підхід до визначення параметрів режиму ЛЕС в темпі процесу його зміни є простішим для розуміння та застосування, але він має ряд суттєвих недоліків, які роблять його використання недостатньо інформативним: не враховується ефект імовірності відмови обладнання ЛЕС та різкої зміни генерування РДЕ викликаной метеоумовами; не визначається події та умови відмов; недостатньо повно враховуються наслідки зміни метеоумов та наслідки пошкоджень. На відміну від детермінованого підходу, методи нечіткого моделювання дозволяють визначати параметри поточного режиму вибираючи з заздалегідь сформованої бази даних та використовуючи розроблену базу знань – найближчий до поточного режим. Використання параметрів цього режиму дозволить обчислити вектор керувальних впливів на обладнання ЕЕС та ЛЕС, спрогнозувати очікуваний (внаслідок такого керування) режим і в разі доцільності – реалізувати його. Це забезпечує більш глибокий підхід до оптимального керування режимами ЕЕС з урахуванням можливої зміни напруг у вузлах та струмів у вітках в умовах неповноти даних про поточний режим ЛЕС.

Нехай для ЛЕС відома множина різних варіантів нормальних режимів, відмови, або різкі зміни метеоумов яких складають множину можливих збурень в ЛЕС та носять випадковий характер. Для визначення параметрів поточного режиму ЛЕС на інтервалі часу, в першу чергу, необхідно визначити поточний режим з множини режимів використовуючи, відомі для поточного режиму, значення вхідних параметрів. Прогнозування поточного режиму СЕС виконується в наступних умовах: відсутність адекватного математичного опису динамічних процесів зміни режиму, що відбуваються в ЛЕС у формі змінних режиму, які дають повну його характеристику; різноманітність вхідної інформації (кількісні та якісні значення параметрів режиму); обмежена кількість параметрів поточного режиму, які доступні вимірюванню та спостереженню (на момент керування режимом); недостатність ретроспективних даних про режими ЛЕС.

Ці об'єктивно існуючі умови керування режимами ЕЕС і ЛЕС роблять доцільним використання нечітких моделей режимів останніх для наближеного визначення параметрів поточного режиму.

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ВЕЛИЧИНИ ВИПРОБУВАЛЬНОЇ НАПРУГИ ДЛЯ ЕФЕКТИВНОГО КОНТРОЛЮ ІЗОЛЯЦІЇ

Вінницький національний технічний університет

Електрофізичні процеси пошкодження ізоляції призводять до чисто електричного механізму пробою, електротеплового механізму, іонізаційного механізму і їх комбінації.

При постійній високій напрузі іонізаційні і електротеплові явища виражені слабо, проте виникає новий вид старіння ізоляції – хімічне старіння, тобто електромагнітні явища, які поступово призводять до хімічного переродження діелектричного матеріалу, зростанню струмів провідності і остаточно до електричного або теплового пробою.

Дослідження дії перенапруг грозового і внутрішнього походження на головну ізоляцію електричних машин і апаратів показали [2], що пробивна напруга ізоляції без дефектів в $2\div 2,5$ рази вища за залишкову напругу обмежувачів перенапруг, тому ці перенапруги безпечні.

Особливо негативна дія концентраторів: напруженості електричного поля, механічних навантажень, теплових втрат. Ці концентратори створюють появи місцевих дефектів ізоляції, які повільно збільшуються.

В ізоляції нових електричних машин і апаратів є конструктивні недоробки (хибні конструкції), технологічні недоробки (недосконалі технології) і недостатня ефективність заводських випробувань.

Аналіз результатів випробувань ізоляції мегомметром на 1000 В показує, що тільки в $2\div 3\%$ випробувань опір ізоляції з наскрізними дефектами суттєво знижується, а, відповідно, в $98\div 99\%$ опір залишається незмінним.

Більшість штучних дефектів в сухій ізоляції також не виявляються мегомметром 1000 В. Виключення становлять проколи ізоляції, на стінках яких є частки сублімірованих металів або вуглецеві сліди.

Іншим напрямком підвищення ефективності випробувань ізоляції електродвигунів $U_n = 600$ В випробування випрямленою напругою. При такій напрузі діелектричні втрати мінімальні і небезпечного місцевого нагрівання під час випробування ізоляції не буде.

За постійної випробувальної напруги пробивна напруга при $P(U) = 0,5$ перевищує номінальну в $7500/600 = 12,5$ разів. За змінної випробувальної напруги пробивна напруга при $P(U) = 0,5$ перевищує номінальну в $4700 \cdot 1,41/600 = 11$ разів.

В разі наявності розрядників перенапруги обмежені характеристиками їх, а в разі відсутності ОПН – рівнем ізоляції контактної мережі.

Відомо, що рівень ізоляції контактної мережі визначається підтримуючими і натяжними ізоляційними підвісками. Довжина шляху витоку по поверхні таких підвісок залежить від зони забруднення по трасі і відповідної питомої довжини шляху витоку $\lambda_{\text{еф}}$. В ПУЕ $\lambda_{\text{еф}}$ дається в ефективних значеннях синусоїдальної напруги, тому у випадку мереж постійного струму $\lambda_{\text{еф}} = \lambda_{\text{еф-}} \cdot \sqrt{2}$. Ось чому для мережі $U_{\text{ном}} = 600$ В для III зони забруднення $\lambda_{\text{с}} = 2,25 \cdot 1,41 \text{ см/кВ}_{\text{max}} = 3,172 \text{ см/кВ}_{\text{max}}$. Довжина шляху витоку по поверхні ізолятора в мережі 600 В буде дорівнювати $L_{\phi .\text{д.}} = U_{\text{н}} \cdot 3,1725 = 5 \text{ кВ} \cdot 3,1725 = 15,86 \text{ м}$.

Останнім часом на заміну традиційним вентильним розрядникам прийшли нові електричні апарати – обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН), які в порівнянні з розрядниками більш глибоко обмежують комутаційні та грозові перенапруги.

Випробування ізоляції змінною напругою є небезпечним для ізоляції порівняно з постійною напругою внаслідок великих втрат, енергія яких витрачається на нагрівання ізоляції. При цьому зростає ймовірність електротеплового механізму пробою.

Рівень головної ізоляції електродвигунів $U_{\text{ном}} = 600$ В у 12 разів вище номінальної напруги.

За 12–15 років експлуатації цей рівень зменшується в 1,5 рази, тобто у 8 разів вище номінальної напруги.

СЛІДКУЮЧА СИСТЕМА ЗА ОПТИМАЛЬНИМ ККД ОБОРОТНОГО ГІДРОАГРЕГАТУ ГАЕС ПРИ ЗМІНАХ НАПОРУ

Національний технічний університет «ХПІ»

Проблема підвищення ККД оборотного гідроагрегату гідроакумуючої електростанції (ГАЕС) виникла достатньо давно, ще в середині минулого сторіччя, але досі залишається не вирішеною. Поява нового типу електричних машин, асинхронізованих синхронних генераторів двигунів (АСГД), та потужних тиристорних перетворювачів, зробили можливим введення режиму роботи оборотного гідроагрегату ГАЕС зі змінною частотою обертання. Це дає можливість підвищити ККД гідроагрегату, як при його роботі в турбінному режимі, так і при його роботі в насосному режимі.

Впровадження режиму роботи зі змінною частотою обертання та введення до складу енергоблоку ГАЕС АСГД потребує розробки нової системи автоматичного управління (САУ). Така САУ повинна бути сліdkуючою системою за ККД по напору, при цьому повинні забезпечуватись всі штатні режими роботи гідроагрегату (пуск в турбінному та насосному режимі, нормальна та аварійна зупинка енергоблоку).

Систему, яка задовольняла всім вимогам можна створити на базі електрогідравлічного регулятора (ЕГР) швидкості гідротурбіни та введення в його структуру нових блоків: коректора ККД (КК), та фільтра режимів (ФР). ФР змінює структуру ЕГР, відключаючи чутливий елемент та підключаючи КК, який стежить за зміною напору на станції та забезпечує підтримання не постійної синхронної частоти обертання турбіни, а частоти при якій буде досягатися вищий ККД.

При цьому наявність у складі енергоблоку АСГД дає можливість забезпечити необхідну якість електроенергії на шинах станції, завдяки своїм конструктивним особливостям, які дають змогу одержати синхронну частоту напруги на шинах генератора при не синхронній частоті обертання ротора.