

ОКЕУ 2011

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ

**I МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ТЕХНІЧНА
КОНФЕРЕНЦІЯ**

ТЕЗИ ДОПОВІДЕЙ

25-27 жовтня 2011 р.



2011

СЕКЦІЯ 1

МЕТОДИ І ЗАСОБИ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ

АСПЕКТИ ФУНКЦІОНУВАННЯ БАЛАНСУЮЧОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

Визначені основні області процесів інформаційного обміну та функції балансуєчого ринку електроенергії з урахуванням вимог міжнародних нормативних документів, понять гармонізованої рольової моделі європейського ринку електроенергії та правил функціонування балансуєчого ринку електроенергії України.

Определены основные области процессов и функции балансирующего рынка электроэнергии с учетом требований международных нормативных документов, понятий гармонизированной ролевой модели европейского рынка электроэнергии и правил функционирования балансирующего рынка электроэнергии Украины.

The article describes basic process areas of information exchange and functions of balancing market taking into account the requirements of international normative documents, concepts of the harmonized role model of the European electricity market and rules of functioning of electricity balancing market in Ukraine.

Ключові слова: балансуєчий ринок, системний оператор, рольова модель, методологія UMM

Сьогодні розвиток оптового ринку електроенергії України пов'язаний з впровадженням конкурентної моделі – ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку (РДДБ). Основним сегментом РДДБ України є балансуєчий ринок (БР), що організовується системним оператором (СО) з метою балансування обсягів виробництва і споживання електроенергії та врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансового врегулювання небалансів електроенергії учасників цього ринку. Вочевидь, забезпечення функціонування та адміністрування БР потребує впровадження автоматизованої інформаційно-технологічної системи та комплексної системи комунікацій. Причому впровадження такої системи потребує визначення та опису основних процесів, функцій та взаємодій між ролями учасників цього сегменту РДДБ. Досвід функціонування європейських ринків електроенергії та вимоги до побудови інформаційно-технологічних систем суб'єктів ринку показав, що для опису основних процесів на ринках електроенергії, а також визначення вимог до інформаційного обміну між учасниками ринку мають застосовуватися формалізовані підходи, що базуються на використанні сучасних інформаційних технологій.

Зважаючи на вище зазначене метою статті є визначення основних областей процесів на БР з урахуванням вимог міжнародних стандартів та рекомендацій щодо інформаційного обміну та опису процесів на європейському ринку електроенергії. Аналіз міжнародних та європейських нормативних документів показав доцільність використання методології об'єктно-орієнтованого моделювання (UMM) у якості формалізованого підходу до опису моделей функціонування сегментів РДДБ. Причому при побудові і практичній реалізації процесів на БР України доцільно базуватися на процесах інформаційного обміну, визначених в керівництві по впровадженню системи ENTSO-E Scheduling System [1] та ENTSO-E Settlement process [2]. Поєднання європейського досвіду функціонування енергетичних ринків, вимог до побудови систем інформаційного обміну між сегментами ринку, а також положень та принципів викладених в проекті правил функціонування РДДБ України та проекті закону «про засади функціонування ринку електричної енергії України» дозволило визначити основні області процесів та процеси інформаційного обміну при врегулюванні небалансів учасників РДДБ України.

Наведений в статі опис областей процесів з інформаційного обміну та функції БР є основою для розроблення об'єктно-орієнтованої (UMM) моделі цього сегменту РДДБ України, що має забезпечити загальне уявлення про модель та принципи функціонування БР для всіх користувачів та постачальників програмного забезпечення, а також проекту автоматизованої інформаційної системи оператора БР із визначенням засобів, інформаційних потоків та інформаційних структур обміну даними з суміжними системами.

1. ENTSO Scheduling System (ESS). Implementation Guide.// ENTSO. – 2009. – Version 3. – Release 3. – pp.113.
2. ENTSO Settlement Process. Implementation Guide.// ENTSO-E. – 2010. – Version 1.2. – pp.48.

Блінов Ігор Вікторович – к.т.н., Україна, м. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ моделювання електроенергетичних об'єктів та систем, старший науковий співробітник, тел.: (044) 454-25-73, e-mail: igorblinov@mail.ru

ВИЯВЛЕННЯ В РЕЖИМІ РЕАЛЬНОГО ЧАСУ НЕБЕЗПЕКИ КОЛИВНОГО ПОРУШЕННЯ СТІЙКОСТІ ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

У доповіді представлено деякі результати досліджень різних методів аналізу сигналів в аспекті можливості їх застосування в режимі реального часу для виявлення небезпеки коливного порушення стійкості об'єднаних енергосистем.

В докладі представлені некоторые результаты исследований различных методов анализа сигналов в аспекте возможности их применения в режиме реального времени для выявления опасности колебательного нарушения устойчивости объединённых энергосистем.

Одна із задач комплексної проблеми забезпечення стійкості об'єднаних енергосистем (ОЕС) пов'язана з виявленням в режимі реального часу загрози коливного порушення їх стійкості. Виникнення низькочастотних коливань режимних параметрів ОЕС, обумовлених протифазними коливаннями на домінантних власних частотах ОЕС певних груп генераторів, що знаходяться в різних частинах ОЕС, поєднаних слабкими електричними зв'язками (такі зв'язки є тим “вузьким місцем”, яке “рветься” під час надмірного зростання амплітуди зазначених коливань), може призводити до коливного порушення стійкості ОЕС. Виникнення таких коливань та збільшення їхніх амплітуд з плином часу може спричинятися як аварійними збуреннями в ОЕС, так і флуктуаціями навантажень, якщо такі зміни відбуваються з частотою, близькою до домінантних власних частот ОЕС. Демпфірування таких низькочастотних коливань в ОЕС світу покладається, переважно, на “системні стабілізатори” (power system stabilizers) та відповідні засоби силової електроніки (FACTS та ін.), однак світовий досвід експлуатації ОЕС свідчить, що, не дивлячись на наявність таких засобів, їх ефективність може бути недостатньою, і процес виникнення та зростання амплітуд низькочастотних коливань режимних параметрів ОЕС може бути довготривалим, призводячи, в кінцевому результаті, до знеструмлення значної кількості споживачів, якщо своєчасно не вжити необхідних заходів. Отже, незалежно від наявності засобів автоматичного демпфірування низькочастотних коливань режимних параметрів ОЕС, диспетчерському персоналу повинна оперативно надаватися інформація щодо виникнення загрози коливного порушення стійкості ОЕС, щоб він мав можливість вжити необхідні заходи і не допустити “розхитування” ОЕС, яке призводить до порушення її стійкості.

Для обробки сигналів широко використовують методи спектрального аналізу, однак їх використання є коректним по відношенню до стаціонарних випадкових процесів. Що ж стосується процесів, пов'язаних з функціонуванням ОЕС, то їх можна вважати стаціонарними лише на окремих часових відрізках. Це викликає і певні обмеження щодо застосування методів спектрального аналізу у розв'язанні задач, пов'язаних з аналізом процесів в ОЕС. Під час дослідження різних методів бралася до уваги їх “розрізняювальна спроможність”, швидкодія відповідних процедур (програмна реалізація методів) та ін. Результати тестування досліджуваних методів з використанням синтезованих багатокомпонентних сигналів, що відповідають стаціонарним і нестаціонарним процесам, свідчать, що за однакових початкових умов далеко не всі методи можуть успішно справлятися з поставленою задачею виявлення низькочастотних складових сигналів та адекватним відтворенням характеру зміни їхніх амплітуд у часі.

В результаті виконаних досліджень визначено як доцільні для застосування (в аспекті розв'язання поставленої задачі) методи, так і вимоги до формування та обробки інформації (дискретних вибірок даних – результатів реєстрації режимних параметрів, що надходять в центр диспетчерського керування з відповідних об'єктів ОЕС), які забезпечують найкращі показники застосування кожного із таких методів для виявлення в реальному часі небезпеки коливного порушення стійкості ОЕС.

Буткевич Олександр Федотович, д.т.н., проф., Україна, м. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, головний науковий співробітник; НТУУ «КПІ», кафедра електричних мереж та систем, професор кафедри, e-mail: butkevych@ied.org.ua, тел.: (044) 454-24-28.

Чижевський Володимир Валерійович – аспірант, Україна, м. Київ, Інститут електродинаміки НАН України; НТУУ «КПІ», кафедра електричних мереж та систем, асистент, e-mail: ychizh@bigmir.net, тел.: (097) 667-18-26.

ОСОБЛИВОСТІ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОГРАМНОГО ІНСТРУМЕНТАРІЮ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОСТІ ПОТОЧНИХ РЕЖИМІВ ЕНЕРГОСИСТЕМ ЗА ЗАПАСАМИ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ

На сьогоднішній день існує велика кількість комерційних програмних продуктів для моніторингу допустимості режимів за запасами статичної та динамічної стійкості енергосистем та їх об'єднань (ЕС) – PowerTech DSA Tools, Tractebel Eurostag, Siemens QuickStab та інші [1]. Подібні засоби, які використовуються в диспетчерському керуванні ЕС, переважно мають у своїй основі або методи, побудовані на базі методів розрахунку усталених режимів, або на базі аналізу малих коливань.

Дану доповідь присвячено окремим питанням реалізації програмного інструментарію для визначення в режимі реального часу допустимості режимів ЕС за запасами статичної аперіодичної стійкості із застосуванням методу групового урахування аргументів (МГУА) [2]. В результаті такої реалізації забезпечується можливість використання принципово нової інформації – результатів точних синхронізованих вимірювань модулів та кутів напруги на об'єктах об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України для визначення допустимості її режимів за запасами статичної стійкості. Реалізація запропонованого підходу потребує:

- синтезу поліноміальних моделей за допомогою МГУА на базі розрахункової інформації (результатів розрахунків статичної стійкості шляхом обважніння усталених режимів), з використанням яких здійснюється класифікація режимів (на допустимі та недопустимі);

- періодичної підстановки в режимі реального часу результатів синхронізованих вимірювань модулів та кутів напруг в синтезовані поліноміальні моделі та визначення допустимості режиму за результатами обчислень.

Такий підхід дає безсумнівні переваги:

- використання у зазначених моделях результатів точних синхронізованих вимірювань модулів та кутів напруги на об'єктах ОЕС України дозволяє підвищити надійність моніторингу допустимості її режимів;

- використовується досить обмежена кількість результатів синхронізованих вимірювань режимних параметрів ОЕС України – модулів та кутів напруги (на відміну від тієї, яку потребують для оцінювання стану ЕС наявні комерційні програмні засоби).

Реалізація зазначеного підходу потребувала, перш за все, створення програмного інструментарію синтезу поліноміальних моделей за допомогою багаторядного поліноміального МГУА та підстановки в режимі реального часу вимірюваних режимних параметрів в синтезовані моделі та виконання відповідних обчислень. Для реалізації було обрано платформу Windows .NET, мову програмування – С#, парадигму – об'єктно-орієнтоване програмування. Значну увагу приділено мінімізації часу, протягом якого відбувається синтез моделей та виконання обчислень, що є дуже важливим показником ефективності створюваного інструментарію для визначення допустимості режимів ЕС в режимі реального часу.

Для забезпечення ефективності реалізації розглядуваного підходу важливим є формування вибірок, які є вихідними даними для синтезу класифікуючих поліноміальних моделей. Вибірki формуються на базі результатів розрахунків статичної стійкості (фіксація режимних параметрів на всій траєкторії обважніння режиму та допустимого перетоку в контрольованому перетині ОЕС). Вибірki необхідно формувати для характерних схемно-режимних умов (режими максимальних та мінімальних навантажень, нормальні, ремонтні та післяаварійні).

Впровадження описаного підходу моніторингу допустимості режимів в Україні дозволить підвищити надійність функціонування об'єднаної енергосистеми України, насамперед в частині, що стосується використання пропускну здатності її контрольованих перетинів.

1. Savu Crivat Savulescu. Real-time stability assessment in modern power system control centers // Wiley-IEEE, 2009 – 425 p.

2. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Зорін Є.В., Буланая В.С. Про використання синхронізованих вимірів кутів напруги з об'єктів ОЕС України при визначенні допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 51–58.

И.П. Заболотный, д.т.н., проф.; С.А. Гришанов, ст. преп.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРОЦЕССА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ ТЭС

В [1] предложена система поддержки процесса принятия решения персоналом тепловой электрической станции. В программном обеспечении системы поддержки обоснования решения реализуется принцип интеграции информационной, модельной и экспертной технологий. Реализация принципа позволяет использовать достоинства технологий в конкретной ситуации.

Суть модельной технологии заключается в реализации с помощью инструментария в виде компьютерной программы стратегии исследования, формируемой пользователем, который ясно понимает ситуацию.

Экспертная технология помогает пользователю осознать ситуацию, понимание которой является основой для генерации стратегии анализа в модельной технологии с целью обоснования эффективного решения.

Из опыта использования интегрированной системы поддержки следует, что повышение эффективности ее функционирования связано с развитием модельной технологии, основой которой являются имитационное моделирование, реализуемое с помощью компьютерных программ. В свою очередь, эффективность имитационного моделирования связана с возможностями графического интерфейса формировать описание исходного режима, сценария управления ситуацией в виде последовательности событий (изменение конфигурации ЭЭС; типов устройств управления, зон влияния, законов регулирования; последовательности, времени реализации и значений параметров управляющих воздействий и т.д.).

В статье излагаются результаты развития алгоритмов формирования общей имитационной модели и редактора для формирования событий. Результаты работы обеспечивают повышение эффективности работы системы на этапе вычислительного эксперимента.

Возможность адаптации модели для анализа нормативных рекомендаций по ликвидации аварий и технологических нарушений режима на энергопредприятиях и в энергообъединениях является необходимым условием функционирования реализации модельной технологии в системе поддержки действий персонала.

В статье рассматриваются факторы, определяющие выбор программы для реализации модельной технологии.

В статье показано, что задачи анализа устойчивости работы генератора, обеспечения живучести ТЭС на основе выделения работы блока на собственные нужды и др. обуславливают внесения изменений в расчетную модель при проведении вычислительного эксперимента (задаваемые или определяемые на основании параметров текущего режима). Некоторые из изменений затруднительно выполнить в современных компьютерных программах. Так, например, гашение поля генератора связано с изменением состояния обмотки возбуждения генератора. Но параметры контура цепи возбуждения влияют постоянные времени и индуктивности генератора. Но, например, в таких современных программах, как PowerFactory, ETAP, EDSA в качестве исходных данных используются постоянные времени и сопротивления X_d , X'_d , X''_d , X_q , X'_q , X''_q , а процесс параметрической идентификации схемы замещения скрыт от пользователя, поскольку находится в программе. Поэтому изменение параметров схемы замещения реализовать затруднительно. Часть проблем может быть снята путем написания процедур с помощью макросов, при условии, что в интерфейсе компьютерной программы имеется возможность программирования.

В статье приведена информация по разработке алгоритмов подпрограмм для моделирования ситуаций при потере возбуждения генератором, выделения работы блока на собственные нужды, а также алгоритм для реализации редактора событий.

Список литературных источников

1. Заболотный И.П. Система поддержки решений персонала тепловых электрических станций /И.П.Заболотный, С.А. Гришанов // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: "Обчислювальна техніка та автоматизація". Випуск 12(118). – Донецьк: ДонНТУ, 2007. – С. 108-113.

И.П. Заболотный д.т.н., проф.; С.В. Деркачев, магистрант

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ МОЩНЫХ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ, РАБОТАЮЩИХ В СОСТАВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Повышение точности предопределения параметров режимов мощных ветровых электрических станций (ВЭС), работающих в составе электроэнергетических систем (ЭЭС), зависит от адекватности отражения физических процессов в математических моделях элементов и режимов ЭЭС, в том числе и модели ветрового потока, в значительной мере определяющего режим работы ветровой электроустановки (ВЭУ).

В статье излагаются результаты создания компьютерной модели ветрового потока и результаты анализа установившихся и переходных режимов ЭЭС с мощными ВЭС, ВЭУ которых имеют различные типы генераторов.

Известные модели ветрового потока позволяют имитировать наличие случайно изменяющегося с различной амплитудой ветрового потока. Но известные модели ветрового потока позволяет создавать его колебания относительно некоторой постоянной величины скорости ветра, не изменяя её [1].

Усовершенствованная авторами модель реализована в среде Matlab [2] (рис. 1) и позволяет:

- создавать ветровой поток с регулируемыми параметрами;
- создавать переменный ветровой поток с непредсказуемой формой, но контролировать его амплитуду, задавая верхний и нижний предел колебаний относительно постоянного потока;
- создавать условия для исследования поведения ВЭС при изменении погодных условий

таких как, переход от резкоизменяющегося ветрового потока к постоянному и наоборот;

- повышать адекватность модели в конкретных условиях работы ВЭС путем использования коэффициентов, определяемых на основе обработки параметров регистрируемых режимов ВЭУ.

В работе было проведено моделирование установившихся режимов работы ЭЭС и переходных режимов, вызванных различными видами коротких замыканий с отключениями и повторными включениями линий электропередач.

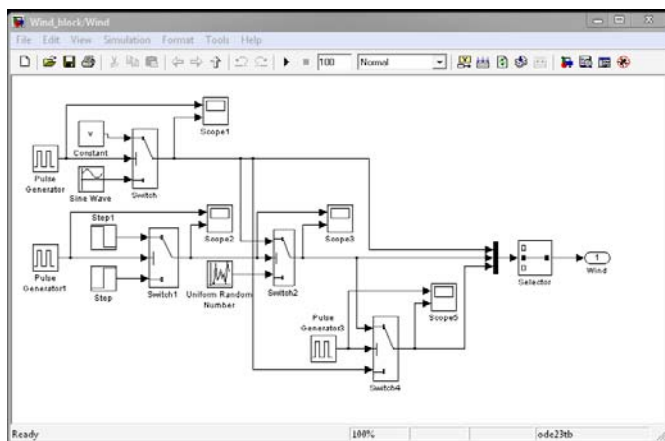


Рисунок 1 – Компьютерная модель ветрового потока в среде Matlab

Литература:

1. Суббота А.М. Система управления ветроэнергетической установкой / А.М. Суббота, И.Ю. Дыбская, А.В. Заболотный // Радіоелектронні і комп'ютерні системи. – 2009. - №3 (37). – С. 61-67.
2. Simulink: среда создания инженерных приложений./ И.В Черных. - Под общей редакцией В.Г. Потёмкина – М.: Диалог – Мифы, - 2003. – 496 с.

В.П.Яновський, к.т.н.; В.І.Бондаренко, інженер; В.А.Литвинчук, інженер

ОПТИМАЛЬНЕ ЧАСТОТНЕ РОЗВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМ

В процесі експлуатації енергосистем неможливо повністю уникнути аварій, які супроводжуються спадом частоти, але існує можливість уникнення небажаного розвитку каскадних аварій, які можуть призвести до великих збитків, а іноді навіть до розвалу енергосистеми. Універсальних методів балансування енергосистем не існує і кожна держава світу вирішує цю проблему по-різному в залежності від ступеню лібералізації та дерегуляції електроенергетики в державі, від можливостей системної автоматики та управління, які використовуються в структурі генерації та споживання, від технологічних можливостей електричних систем та розподілу повноважень між диспетчерськими центрами.

В енергетичній галузі України існує серйозна невирішена проблема, яка залишилась в спадщину від СРСР. Її суть в тому, що в галузевому нормативному документі «Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження частоти в енергосистемах» виписані вимоги до уставок АЧР і обсягів навантаження, яке відключається, але відсутній спосіб реалізації цих вимог. При цьому в діючих нормативних документах існує проблема неузгодженості частотної автоматики АЕС з частотною автоматикою енергосистем та дії оперативного персоналу АЕС з діями оперативного персоналу енергосистеми в умовах аварійного спаду частоти в енергосистемі.

Необхідно зазначити, що методичні та програмні засоби розрахунку моделювання тривалих перехідних процесів з урахуванням зміни частоти помилково ототожнюються деякими фахівцями із програмами та методиками розрахунку уставок системи АЧР.

Враховуючи це авторами запропонований алгоритм оптимального налаштування системи АЧР з урахуванням структури генерації і споживання, а також розроблено спеціалізований програмний продукт, який дає можливість проводити розрахунковий аналіз аварійних режимів для задачі оптимального налаштування системи АЧР. Очевидно, що в процесі розв'язання оптимізаційної задачі, кожен дефіцитний район з достатнім обсягом розвантаження буде намагатися вибрати такий набір уставок АЧР, який надасть для нього найбільшу користь при покритті дефіциту активної потужності та створить ідеальні умови для розвантаження, яке буде погоджене з процесом зміни частоти.

Таким чином, із сукупності дефіцитних районів формується умовно нейтральна множина цілей. Якщо цю множину використати в якості обмеження при постановці задачі, то на конфлікті інтересів дефіцитних районів можна отримати оптимальне колективне рішення, результатом якого буде оптимальний набір уставок.

Володимир Анатолійович Литвинчук – Україна, м. Київ, Інститут загальної енергетики, НАН України, провідний інженер, тел.:(044)4604470

Яновський Валентин Петрович – к.т.н., доцент, Україна, м. Київ, Національний Технічний Університет України «КПІ», кафедра електричних станцій, доцент кафедри, тел.:(044)2756150

Бондаренко В'ячеслав Іванович - , Україна, м. Київ, Національний Технічний Університет України «КПІ», кафедра електричних станцій, інженер, тел.:(044)5747502

П.О. Черненко, д.т.н., с.н.с.; О.В. Мартинюк, к.т.н.

ВРАХУВАННЯ ВПЛИВУ ЗОВНІШНІХ ФАКТОРІВ ПРИ КОРОТКОСТРОКОВОМУ ПРОГНОЗУВАННЮ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГООБ'ЄДНАННЯ

Ключові слова: енергооб'єднання, електричне навантаження, короткострокове прогнозування, астрономічні та метеорологічні фактори, інтервал передісторії.

Перехід до перспективної моделі конкурентного ринку електроенергії, а саме ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії, обумовлює актуальність задачі підвищення точності та надійності короткострокового (від однієї до семи діб) прогнозування електричного навантаження (ЕН). Цю задачу доцільно вирішувати за рахунок удосконалення математичних моделей впливу на електричне навантаження зовнішніх факторів. До цих факторів відносяться: метеорологічні (температура повітря, хмарність, сила вітру), астрономічні (час сходу/заходу сонця, світлова тривалість доби), технологічні (режими роботи енергоємних споживачів) і т. ін.

У більшості опублікованих робіт, присвячених вирішенню задачі короткострокового прогнозування електричного навантаження, використовується незмінна величина інтервалу передісторії, що становить від 4 до 10 тижнів. При цьому, як правило, не враховуються зміни астрономічних факторів на інтервалі передісторії. Слід зазначити, що за термін в 10 тижнів коливання світлової тривалості доби в Україні, залежно від пори року, можуть перевищувати 4 години. Ці коливання спричиняють зміну астрономічної складової електричного навантаження, тобто складової, що обумовлена витратою електроенергії на штучне освітлення. Оскільки, для енергооб'єднання України частка витрат на штучне освітлення досить суттєва (до 10%), то не врахування змін астрономічних факторів на інтервалі передісторії вносить систематичну похибку при прогнозуванні електричного навантаження. Особливо це стосується тих годин доби, для яких на інтервалі передісторії спостерігався перехід із світлої частини доби в темну і навпаки.

В даній роботі приділено увагу вдосконаленню попередньо розробленої ієрархічної багатофакторної математичної моделі електричного навантаження для вирішення задачі короткострокового прогнозування, що пов'язане із більш коректним врахуванням впливу астрономічних і метеорологічних факторів. Додатково досліджувалося питання щодо вибору оптимальної довжини передісторії для різних інтервалів року.

Для визначення необхідної довжини інтервалу передісторії застосовувався метод розпізнавання, оснований на алгоритмі обчислення оцінок. У якості ознак методу використовувалися: світлова тривалість дня, добове споживання електроенергії, середньодобова температура повітря та величина хмарності. Таким чином, добові графіки електричного навантаження групувалися в класи із близькими характеристиками зовнішніх факторів, що загалом сприяло зменшенню залишкової компоненти математичної моделі ЕН. Сформовані класи електричного навантаження використовувалися для визначення астрономічної складової погодинного ЕН окремо для двох частин доби: умовно робочого (9-17 год.) та не робочого (6-8, 18-21 год.) часу. Доцільність такого розподілу обумовлена різним складом електричного обладнання, що за необхідності використовується для штучного освітлення. Моделювання астрономічної складової проводилося за розробленим алгоритмом на основі методу послідовної багатофакторної регресії, що використовує взаємозв'язок між електричним навантаженням, часом сходу/заходу сонця та хмарністю.

Виокремлення астрономічно чутливої компоненти ЕН на передісторії дозволило суттєво зменшити дисперсію вихідних даних (до 26% по даним АК «Київенерго») та сприяло уточненню моделей метеорологічної та технологічної компонент електричного навантаження. Слід відмітити, що моделювання астрономічної складової найбільш ефективно на нижчому ієрархічному рівні (для енергооб'єднання України - це рівень обленерго), тому зазначений алгоритм доцільно використовувати у сукупності з ієрархічними методами короткострокового прогнозування. Коректність запропонованої методики підтверджується практичними розрахунками, отриманими по даним енергооб'єднання України із використанням розробленої програми тривірневого багатофакторного прогнозування електричного навантаження.

СТАНДАРТИЗАЦІЯ ОРГАНІЗАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНОГО КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИМИ ОБ'ЄКТАМИ

Визначено основні принципи організації технологічного та оперативного керування електроенергетичними об'єктами в аспекті побудови комунікаційних мереж і систем на підстанціях, основні функції таких систем та їх розподіл на логічні вузли згідно вимог сучасних міжнародних стандартів.

Определены основные принципы организации технологического и оперативного управления электроэнергетическими объектами в аспекте построения коммуникационных сетей и систем на подстанциях, основные функции таких систем и их распределение на логические узлы согласно требованиям современных международных стандартов.

Ключові слова: інтелектуальний електронний пристрій, обмін даними, керування.

Сьогодні сучасні інформаційні технології надають можливість обробляти значні за об'ємом потоки даних із необхідною швидкістю на основі використання мікропроцесорної техніки, насамперед в обладнанні автоматизованих систем керування технологічними процесами (АСК ТП) підстанцій. За таких умов техніка комунікацій набуває особливого значення в підвищенні технічної досконалості та енергоефективності систем керування електроенергетичними об'єктами (ЕЕО), системами (ЕЕС) та усією ОЕС України.

Таким чином метою статті є визначення основних аспектів організації комунікаційної складової технологічного керування ЕЕО з врахуванням міжнародних нормативних документів.

Спираючись на міжнародний досвід та нормативні документи [1,2] визначено основні вимоги до побудови сучасних комунікаційних систем на підстанціях: загальна схема комунікацій має базуватися на існуючих сучасних стандартах зв'язку; використовувані протоколи мають бути відкритими і мати підтримку пристроїв із функцією самоопису; синтаксис і семантика передавання даних в комунікаційній системі мають бути ґрунтовані на використанні загальних об'єктів даних, що стосуються в електроенергетиці; АСК ТП підстанцій є одним із елементів загальної ієрархічної системи керування ЕЕС. АСК ТП підстанції складається з різних інтелектуальних електронних пристроїв (ІЕП), які пов'язані між собою за допомогою комунікаційних каналів. Основною задачею в проблемі побудови інформаційного забезпечення АСК ТП підстанцій є досягнення сумісності всіх ІЕП незалежно від їх виробника. Основними ІЕП технологічного обладнання можуть бути: модулі керування коміркою; релейний захист; вимірювальні прилади; перетворювачі; цифрові трансформатори струм та напруги. Визначено, що архітектура таких систем будується на принципі багаторівневості і має три ієрархічні рівні керування електрообладнанням на ЕЕО. Мова іде, по-перше, про рівень процесу, по-друге, про рівень комірки і, на нарешті, рівень підстанції. Обмін даними між цими рівнями забезпечується шляхом розподілу виконуваних функцій на логічні вузли (ЛВ) і забезпечення їх зв'язку на основі логічних інтерфейсів. Логічним вузлом є найменша частина функції, що обмінюється даними та представляє функцію у фізичному пристрої.

Визначено основні принципи стандартизації організації технологічного та оперативного керування ЕЕО, основні функції АСК ТП підстанції та їх розподіл на ЛВ, що складають основу побудови інформаційної інфраструктури АСК ТП ЕЕО та сумісного застосування ІЕП різних типів та виробників у складі інтегрованих систем керування ЕЕО та ЕЕС.

1. Communication networks and systems in substations: IEC 61850-SER:2011. – [Effective from 2011-04-11]. – Geneva: International Electrotechnical Commission, 2011. – 1850 p. – (International Standard).

2. Energy management system application program interface (EMS-API): IEC 61970. – Geneva: International Electrotechnical Commission. – 526 p. – (International Standard).

Блінов Ігор Вікторович – к.т.н., Україна, м. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ моделювання електроенергетичних об'єктів та систем, старший науковий співробітник, тел.: (044) 454-25-73, e-mail: igorblinov@mail.ru

Танкевич Сергій Євгенійович – Україна, м. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ моделювання електроенергетичних об'єктів та систем, молодший науковий співробітник, тел.: (044) 454-25-87, e-mail: tankse@bk.ru

В. В. Чижевський, аспірант

ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДУ ПРОНІ ДЛЯ АНАЛІЗУ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕНЕРГООБ'ЄДНАНЬ В РЕЖИМІ РЕАЛЬНОГО ЧАСУ

У доповіді представлено підхід до оперативного виявлення низькочастотних коливань режимних параметрів об'єднаних енергосистем з використанням методу Проні. Наведено результати аналізу синтезованих вибірок даних, що імітують виникнення таких коливань.

В докладе представлен подход к оперативному выявлению низкочастотных колебаний режимных параметров объединённых энергосистем с помощью метода Прони. Приведены результаты анализа синтезированных выборок данных, имитирующих возникновения таких колебаний.

In this report an approach to operative identification of low-frequency oscillation of interconnected power systems' operational condition parameters via Prony method is presented. The results of analysis of the synthesized data selections, imitating the rising of such oscillations are presented.

Ключові слова – низькочастотні коливання, параметри режимів енергооб'єднань, метод Проні.

З утворенням потужних енергооб'єднань (ЕО) виникають і нові проблеми керування режимами їх функціонування, обумовлені властивостями таких утворень, які є наслідком об'єднання (на паралельну роботу) електроенергетичних систем слабкими електричними зв'язками. Під час функціонування ЕО можуть виникати низькочастотні коливання режимних параметрів, які призводять до порушення стійкості ЕО. З метою запобігання зазначеним процесам застосовують різні засоби демпфірування таких коливань. Разом з тим, одержання своєчасної інформації щодо загрози розвитку зазначених коливних процесів необхідно і диспетчерському персоналу ЕО, який у багатьох випадках теж може вжити заходи, щоб запобігти порушенню стійкості ЕО. Від оперативності та надійності виявлення загрози коливного порушення стійкості ЕО значною мірою залежить і ефективність заходів, які може вживати оперативно-диспетчерський персонал ЕО. Для виявлення зазначеної загрози доцільно застосовувати найбільш придатні для цього методи.

У доповіді представлено одержані результати досліджень, пов'язаних з визначенням можливості та умов застосування методу Проні для оперативного виявлення (в реальному часі) загрози коливного порушення стійкості ЕО внаслідок виникнення вищезазначених коливань режимних параметрів. В результаті цифрової реєстрації режимних параметрів ЕО (сигналів) одержують відповідні вибірки даних, а за допомогою методу Проні виконують апроксимацію даних з використанням певної детермінованої експоненціальної моделі. Для вибірки даних, що містить N комплексних значень $x[1], \dots, x[N]$ метод Проні дає змогу оцінити послідовність $\{x[n]\}$ за допомогою певної p -членної моделі комплексних експонент:

$$\{x[n]\} = \sum_{k=1}^p A_k \exp[(\alpha_k + j2\pi f_k)(n-1)T + j\theta_k],$$

де $1 \leq n \leq N$, T – інтервал відліків [с], A_k та α_k – амплітуда та коефіцієнт затухання [с⁻¹] k -ї комплексної компоненти, f_k та θ_k – частота [Гц] та початкова фаза [рад] k -ї синусоїди.

Застосування методу Проні для розв'язання задачі виявлення загрози коливного порушення стійкості ЕО ускладнюється впливом низки чинників: значними витратами машинного часу на виконання аналізу, високою чутливістю методу до наявності шуму, необхідністю правильної оцінки порядку моделі та інше. Під час досліджень використано низку синтезованих сигналів, що імітують режимні параметри ЕО. В результаті досліджень визначено вимоги до умов формування та обробки вибірки даних, порядку моделі та ін., за яких можливе застосування методу Проні для розв'язання поставленої задачі.

Чижевський Володимир Валерійович – аспірант, Україна, м. Київ, Інститут електродинаміки НАН України; НТУУ «КПІ», кафедра електричних мереж та систем, асистент, e-mail: vchizh@bigmir.net, тел.: (097) 667-18-26.

П.Д. Лежнюк, д.т.н., проф.; В.В. Нетребський

МЕТОД ТА АЛГОРИТМ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЕС НА ПІДСТАВІ ПРИНЦИПУ НАЙМЕНШОЇ ДІЇ

Процеси в електродинамічних системах супроводжуються внутрішнім і зовнішнім розсіюванням електроенергії, переважно у вигляді теплової енергії. Крім зменшення коефіцієнта корисної дії це призводить до ускладнення конструкції установки, тому що для створення нормальних умов її роботи необхідно відводити тепло, що виділяється. Очевидно, що виключенням є термоустановки, які призначені для перетворення електричної енергії в теплову. Проте як у першому випадку, так і в другому доцільно знати і враховувати загальні закономірності перетворення енергії (на рівні закону її збереження). Одним з підходів до дослідження цієї проблеми може бути оснований на використанні принципу найменшої дії (ПНД).

В електричних системах принцип найменшої дії проявляється таким чином, що у будь-який момент часу функціонування для поточної сукупності параметрів системи та її незалежних параметрів вона знаходиться в оптимальному стані з точки зору втрат електроенергії, але глибина даного оптимуму зумовлена мірою ідеальності (економічності) самої системи. Сприяння природному стану електричної системи щодо підвищення міри її ідеальності дозволяє, завдяки механізмам самооптимізації, забезпечувати зниження втрат електроенергії під час її функціонування.

Для розв'язування задачі найвигіднішого розподілу навантаження між електричними станціями (ЕС) використовуються чисельні методи, як правило, градієнтні [1]. При цьому виникають проблеми збіжності обчислювального процесу. Особливо, коли ЕС в енергосистемі різнотипні і кількість їх значна. В [2] показано, що задача оптимізації нормальних режимів електроенергетичної системи (ЕЕС) може бути зведена до розрахунку економічного струморозподілу (за заступною R-схемою) з наступним введенням режиму в допустиму область. Як елемент електроенергетичної системи електрична станція в цьому обчислювальному процесі представляється економічним опором, який визначається

$$R_{ei} = \frac{B_i(P_i)U_i^2 u_i}{P_i^2 c}, \quad (1)$$

де $B_i(P_i)$ – витратна характеристика i -ої станції; P_i – потужність i -ї станції; U_i – напруга на шинах i -ї станції; u_i – ціна тони умовного палива на i -й станції; c – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії.

За опорами R_{ei} розміщуються джерела струму і в ітераційному процесі обчислень досягається баланс потужностей в ЕЕС і виконання всіх обмежень на параметри режиму [3]. Недоліком такого розрахунку оптимального режиму ЕЕС з лінеаризацією є наявність додаткового циклу в процесі обчислень оптимальних параметрів режиму системи і навантаження ЕС.

Метою даної роботи є розроблення методу комплексної оптимізації режимів ЕЕС з представленням навантаження джерел активної і реактивної електроенергії в процесі розрахунку потужностями.

Метод може бути поширений і на комплексну оптимізацію ЕЕС по активній і реактивній потужностях. В цьому випадку в економічних опорах станцій враховуються втрати активної потужності в ЕЕС від потоків реактивної потужності, яка генерується як електростанціями, так джерелами реактивної потужності.

1. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономарев и др. – М.: Энергоиздат, 1981. – 336 с.
2. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нетребський В.В. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем // Технічна електродинаміка. – 2006. – №3. – С. 35–41.
3. Лежнюк П.Д., Нетребський В.В. Застосування принципу найменшої дії для оптимізації режимів електроенергетичних систем // Електроенергетичні та електромеханічні системи. Вісник Національного Університету «Львівська політехніка». – 2009. – №637. – С. 44–50.

П. Д. Лежнюк, д.т.н., проф.; О.О. Рубаненко, ас.

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ З ВИКОРИСТАННЯМ НЕЙРО-НЕЧІТКОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Задача керування режимом ЕЕС може бути сформована в такому вигляді [1]: мінімізувати:

$$y(x) = \sum_{i=1}^{m_1} a_i \cdot \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \quad (1)$$

за умов

$$q_k(x) = \sum_{i=m_k+1}^{m_{k+1}} a_i \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \leq G_k, k = \overline{1, p}; x_j > 0, j = \overline{1, n}, \quad (2)$$

де $y(x)$ – деякий узагальнений критерій оптимальності (загальносистемні втрати потужності, планові втрати потужності); a_i, α_{ji} – постійні коефіцієнти; x_j – змінні параметри; n – кількість змінних параметрів; m – сумарна кількість членів обмежень і цільової функції; m_1 – кількість членів цільової функції; k – номер обмеження; m_k – кількість членів k -го обмеження; p – кількість обмежень.

Для розв'язання задачі пошуку мінімуму нелінійної функції вигляду (1) за умов (2), використовується критеріальне програмування (КП). Відповідна задачі (1)-(2) двоїста задача записується [1]:

$$d(\pi_o) = \prod_{i=1}^m \left(\frac{a_i}{\pi_{io}} \right)^{\pi_{io}} \prod_{k=1}^p \left(\frac{\lambda_k}{G_k} \right)^{\lambda_k} \quad (3)$$

за умов ортогональності і нормування, які в матричній формі запису мають вигляд:

$$\alpha \cdot \pi = b, \quad (4)$$

де π_{io} – двоїсті змінні двоїстої задачі КП, які за своїм змістом є критеріями подібності, а π – вектор критеріїв подібності; $\lambda_k = \sum_{i=m_k+1}^{m_{k+1}} \pi_{io}$ – нормовані множники Лагранжа; α – матриця показників; b – вектор вільних членів ортонормованої системи рівнянь.

Так як матриця α , як правило, прямокутна, то система рівняння (4) формує область розв'язків двоїстої задачі КП, в якій знаходиться і оптимальний розв'язок. Розмірність області розв'язків в КП прийнято визначати мірою складності $t=m-n-1$. Область розв'язків може бути сформована шляхом виділення базисних (незалежних) критеріїв подібності і перетворення матриці α методом Гаусса-Жордана. В результаті такого перетворення отримуються вектори нормалізації і нев'язки, які зв'язують залежні критерії подібності з базисними. Оскільки критерій подібності і функція належності за визначенням змінюються від 0 до 1 то можна провести між ними певну аналогію. В умовах невизначеності пропонується записати базисні критерії подібності через функції належності. Тоді вектор критеріїв подібності з використанням функцій належності для базисних критеріїв подібності запишеться:

$$\pi_{io} = \beta_{io} + \sum_{j=1}^t \beta_{ij} \cdot \mu_j \quad (5)$$

де μ_j – функції належності для базисних критеріїв подібності; β_{io} – елемент вектору нормалізації; β_{ij} – елемент вектору нев'язки.

Література:

1. Астахов Ю.Н., Лежнюк П.Д. Применение критериального метода в электроэнергетике. - Киев: УМК ВО. - 1989. - 137 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ МНОГОГЕНЕРАТОРНОЙ СУДОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Для наиболее рационального производства, распределения и использования электрической энергии на судах инженеры всего мира проектируют и строят суда различного назначения с многогенераторными электростанциями. Необходимость такого подхода к структуре судовой электроэнергетической установки продиктована уменьшением затрат на топливо и увеличением срока службы дизель-генераторных агрегатов[1]. При такой схеме судовой электростанции возникает задача распределения мощности между работающими генераторами. Одной из основных проблем многогенераторной системы является возникновение в ней обменных колебаний мощности при параллельной работе дизель-генераторных агрегатов, которые влияют на устойчивость ее работы в целом[1,2]. Обменными колебаниями мощности называются перетоки мощностей между параллельно работающими генераторными агрегатами. Для исследования этого явления была разработана математическая модель многогенераторной электроэнергетической системы [3], включающая в себя дизеля, генераторы, регуляторы частоты и напряжения и нагрузку. Также проведен ряд экспериментов [4] с использованием контрольно-измерительного комплекса построенного на основе цифрового запоминающего осциллографа с частотой дискретизации 100 МГц и персонального компьютера на пароме “Ейск”, осуществляющем грузопассажирские перевозки между порт “Крым” и порт “Кавказ”. Осциллограммы, полученные при проведении экспериментов, доказали существование обменных колебаний мощности различной величины при параллельной работе нескольких дизель-генераторных агрегатов во всех режимах работы судна и хорошо согласовались с результатами математического моделирования, доказав его адекватность. Основным параметром, по которому производилось сравнение результатов моделирования и экспериментальных исследований, является ток нагрузки генераторов. На осциллограммах тока нагрузки видно, что максимумам тока одного генератора соответствуют минимумы токов другого генераторного агрегата. На осциллограммах тока и мощности одного генератора видно, что они изменяются синфазно, что и позволяет говорить об обменных колебаниях мощности по результатам анализа осциллограмм тока нагрузки дизель-генераторных агрегатов. Во время проведения экспериментов, значительные колебания токов генераторов можно было наблюдать и на приборах, которые на главном распределительном щите судна. Результаты исследований доказывают необходимость внедрения новой системы оптимального управления. Такая система должна управлять обоими регуляторами каждого дизель-генераторного агрегата, стабилизируя его параметры до и после ввода в параллельную работу, либо это должна быть более сложная система, управляющая всеми регуляторами всех дизель-генераторных агрегатов электроэнергетической системы судна во всех режимах ее работы. Необходимость такого регулирования очевидна, так как обменные колебания мощности, при достижении ими определенной величины, могут привести к неработоспособности судовой электростанции и невозможности движения и работы судна. В связи с этим необходимо всемерно уменьшать величину таких колебаний и ввести критерий их ограничения в международный стандарт.

Литература

1. Конкс Г.А. Мировое судовое дизелестроение. Концепции конструирования, анализ международного опыта / Г.А.Конкс, В.А.Лашко. – М.: Машиностроение, 2005 г.- 512 с.
 2. Вишневский Л.В. Управление параллельной работой современных судовых многогенераторных электростанций. / Л. В. Вишневский, И.П. Козырев, А. Е. Савенко // - Судовые энергетические установки. -2007. – Вып. 19. – С. 87- 91 .
 3. Вишневский Л. В. Моделирование судовых многогенераторных установок. / Л.В.Вишневский, А. Е. Савенко //Автоматика 2008: материалы 15 международной конференции по автоматическому управлению.- С 93- 95.
 4. Савенко А. Е. Теоретичне та експериментальне дослідження роботи багатогенераторної судової електроенергетичної системи. – Вісник Вінницького політехнічного інституту.-2011.- Вып. 3. – с. 58-62
- Савенко Александр Евгеньевич – Украина, г. Керчь, Керченский Государственный Морской Технологический университет, старший преподаватель кафедры электрооборудования судов и автоматизации производства, 050-910-77-02, savenko-70@mail.ru

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВСТАВОК ПОСТОЯННОГО ТОКА НА СТРУКТУРНЫЕ СВОЙСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Проведены исследования структурных свойств электроэнергетических систем, содержащих вставки постоянного тока. Предложены математические модели и методы анализа структурной связности электроэнергетической системы, содержащей вставку постоянного тока. Показано, что наличие вставки постоянного тока существенно повышает структурную связность системы.

Проведені дослідження структурних властивостей електроенергетичних систем, які містять вставки постійного струму. Запропоновані математичні моделі і методи аналізу структурної зв'язності електроенергетичної системи, яка містить вставку постійного струму. Показано, що наявність вставки постійного струму істотно підвищує структурну зв'язність системи.

Ключевые слова: Вставка постоянного тока, асинхронная параллельная работа энергосистем, структурная связность, эксцентриситет, полиэдральная сложность.

Для организации эффективной параллельной работы электроэнергетических систем в асинхронном варианте в мировой практике широкое распространение получили вентильно-инверторные подстанции или вставки постоянного тока.

В отечественной практике исследования характеристик рабочих режимов электрических систем практически отсутствуют адекватные математические модели вставок постоянного тока, характеризующиеся высокой точностью и вычислительной надежностью как для динамических, так и для установившихся режимов электрических систем. Это связано, в первую очередь, с большой сложностью и существенной нелинейностью элементов вентильно-инверторных подстанций, моделирование которых требует разработки специальных алгоритмов расчета и исследования параметров рабочих режимов вставок постоянного тока в нормальных и аварийных ситуациях.

В работе разработана математическая модель вставки постоянного тока, адаптированная к задачам расчета параметров установившихся режимов сложных электрических систем. Серия тестовых расчетов с использованием разработанных моделей вставки постоянного тока показали высокую вычислительную эффективность и надежность алгоритмов расчета режимных характеристик электрических систем, особенно с использованием безытерационной модели вставки постоянного тока.

Проведены исследования структурных свойств электрических систем, содержащих вставку постоянного тока. В частности, была исследована структурная связность электрических систем. В основу исследования положен разработанный авторами метод, базирующийся на математическом аппарате q-анализа. Последний заключается в анализе симплициального комплекса, соответствующего исследуемой системе и отражающего внутренние структурные связи между объектами, входящими в состав электрических систем.

Исследование структурной связности электрических систем, содержащей вставку постоянного тока проводилось с использованием разработанных авторами математических моделей вставок постоянного тока в установившемся режиме электрической системы. Для исследования была использована простейшая электрическая система, содержащая две линии электропередачи, связанные между собой вставкой постоянного тока. Исследования показали, что наличие вставки постоянного тока существенно повышает структурную связность электрической системы практически независимо от нагрузки системы.

Разработанные авторами математические модели, методы и алгоритмы исследования структурных свойств электрических систем, содержащих вставку постоянного тока, позволяют на предварительном этапе отобрать наиболее перспективные варианты развития системы по условиям структурной связности.

Сулейманов В. Н. – к.т.н., проф. кафедры электрических сетей и систем Национального Технического Университета Украины «Киевский политехнический институт».

Баженов В. А. – к.т.н., доц. кафедры электрических сетей и систем Национального Технического Университета Украины «Киевский политехнический институт», e-mail: v_bazenov@ukr.net.

Кацадзе Т. Л. – к.т.н., доц. кафедры электрических сетей и систем Национального Технического Университета Украины «Киевский политехнический институт», e-mail: teymuraz@ukr.net, тел: 097-440-7634

В. Н. Сулейманов, к.т.н., проф.; Т. Л. Кацадзе, к.т.н., доц.

МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОЧИХ РЕЖИМІВ РОЗГАЛУЖЕНИХ МЕРЕЖ ПРОТЯЖНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Разработаны математические модели и методы оптимизации режима напряжения и реактивной мощности в сети протяженных линий электропередачи, имеющих общую узловую точку. Предложены математические модели оптимизации, учитывающие волновые процессы в линиях.

Розроблені математичні моделі та методи оптимізації режиму напруги та реактивної потужності в мережі протяжних ліній електропередачі, які мають загальну вузлову точку. Запропоновані математичні моделі оптимізації, які враховують хвильові процеси в лініях електропередачі.

Mathematical models and methods of optimization of the voltage and reactive-power mode in the network of long-scale power transmission lines, having a general point are developed. Offered mathematical models of optimizations taking account the wave processes in lines.

Ключові слова: Дальня лінія електропередачі, втрати активної потужності, оптимізація, режим напруги, режим реактивної потужності

Енергетична стратегія України до 2030 року передбачає суттєву реорганізацію енергетичної галузі, зокрема структури генеруючих потужностей, суттєвий розвиток основної мережі Об'єднаної енергосистеми України. Зокрема, будівництво північного та південного поясів ліній електропередачі 750 кВ призведе до формування дуже неоднорідної системоутворюючої мережі, яка характеризуватиметься низькими техніко-економічними показниками робочих режимів.

На сьогодні практика моделювання робочих режимів електричних систем, зокрема розв'язання задач оптимізації, базується на моделюванні ліній електропередач схемами заміщення із зосередженими параметрами. Це є допустимим при моделюванні ліній електропередачі невеликої довжини до 200-300 км. Але за наявності в електричній системі більш довгих ліній електропередач вимагає застосування спеціальних математичних моделей, які мають враховувати рівномірний розподіл параметрів вздовж довжини таких ліній та хвильові процеси при передаванні по лініях електричної енергії внаслідок обмеженості швидкості розповсюдження електромагнітної хвилі вздовж ліній електропередач.

В роботі представлені розроблені спеціальні математичні моделі та методи вибору оптимальних технічних заходів, направлених на зменшення втрат потужності в неоднорідній мережі різних класів номінальної напруги та покращення техніко-економічних показників роботи енергооб'єднання України. Такі моделі враховують особливості передавання електричної енергії по дальнім лініям електропередачі надвисокої номінальної напруги, до яких відносять системоутворюючі магістральні лінії 750 кВ енергосистем України.

Розроблені математичні моделі та методи ґрунтовані на визначення оптимальних законів регулювання режиму напруги у вузлових точках мережі ліній, а також режиму реактивної потужності в лініях з метою мінімізації втрат активної потужності в мережі. Вперше розв'язані задачі роздільного та сумісного регулювання напруги та реактивної потужності в мережі дальніх ліній, які мають загальну вузлову точку, у тому числі і з урахуванням можливих наявних обмежень за реактивною потужністю.

Проведений розрахунковий експеримент для фрагментів мережі 750 кВ Об'єднаної енергосистеми України, зокрема для вузлів підстанції Київська-750 та Південно-Української АЕС з урахуванням перспективного розвитку мережі ліній напругою 750 кВ. Розрахунковий експеримент підтвердив адекватність розроблених математичних моделей та методів оптимізації. Показано, що застосування розроблених моделей дозволяє додатково знизити втрати активної потужності в системоутворюючій мережі ліній напругою 750 кВ.

Сулейманов В. Н. – к.т.н., проф. кафедри електрических сетей и систем Национального Технического Университета Украины «Киевский политехнический институт».

Кацадзе Т. Л. – к.т.н., доц. кафедри електрических сетей и систем Национального Технического Университета Украины «Киевский политехнический институт», e-mail: teymuraz@ukr.net, тел: 097-440-7634

РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИБОРУ ПОТУЖНОСТІ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ СІЛЬСЬКИХ РЕГІОНІВ

Розглянуті питання оптимізації потужності джерел розподіленої генерації в розподільних електричних мережах сільських регіонів. Запропоновано використання централізованого керування потужністю джерел розподіленої генерації.

Рассмотрены вопросы оптимизации мощности источников распределенной генерации в распределительных электрических сетях сельских регионов. Предложено использование централизованного управления мощностью источников распределенной генерации.

The problems of efficiency of functioning electric networks of rural regions with distributed generation sources are considered. The principles for energy management of functioning distributed generation sources in power systems are proposed.

Ключові слова: Розподільна електрична мережа, джерело розподіленої генерації, графік електричного навантаження, технологічні витрати електроенергії.

В доповіді розглянуто питання підвищення ефективності використання встановленої потужності джерел розподіленої генерації (ДРГ) в розподільних електричних мережах сільських регіонів. В якості критерію, за яким проводиться оптимізація потужності ДРГ в певний інтервал осереднення часу, пропонується прийняти втрати активної потужності в елементах мережі.

Проаналізовано режими роботи розподільної електричної мережі 10 кВ з встановленням ДРГ в різних вузлах навантаження. Встановлення ДРГ одразу в декількох вузлах мережі з одночасним централізованим регулюванням їх потужності дозволяє істотно зменшити втрати активної електроенергії в у порівнянні з варіантом без ДРГ. Централізоване керування режимом генерації ДРГ підвищує ефективність роботи елементів енергосистеми, але при цьому зменшується коефіцієнт використання встановленої потужності ДРГ. На рис. 1 показано зміну величини коефіцієнта використання встановленої потужності (рис. 1а) та величини втрат електроенергії (рис. 1б) в залежності від встановленої потужності генераторів у відповідному вузлі розрахункової схеми.

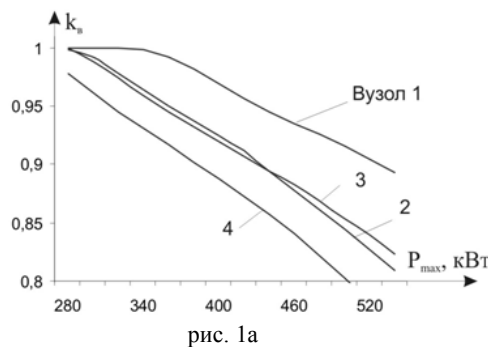


рис. 1а

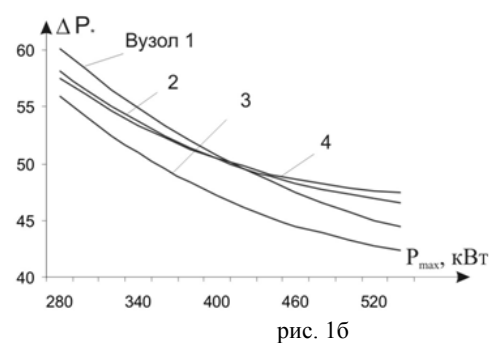


рис. 1б

Стихійне нарощування встановлених потужностей при неконтрольованих режимах генерації може звести на нівець більшість переваг розподіленої генерації, тому встановлення як самих ДРГ, так і систем централізованого управління їх режимами потребує якісного техніко-економічного обґрунтування.

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах// Технічна електродинаміка. – 2011. – №1.–С. 46–53.

2. Козирський В.В., Каплун В.В., Гай О.В., Бодунов В.М. Інтелектуальні системи захисту та автоматики замкнених електричних мереж з джерелами розподіленої генерації// Енергетика та електрифікація. – 2011. – № 3. – С. 42-47.

3. Жильцов А.В., Бодунов В.М., Гай О.В. Алгоритм встановлення джерел розподіленої генерації в електричних мережах // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. - 2011. - Вип. 59. - С. 3-7.

Бодунов Вадим Миколайович – Україна, м. Чернігів, Чернігівський державний технологічний університет, кафедра електричних систем і мереж, старший викладач, e-mail: vad10979@mail.ru, тел.: (04622) 32299

**ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ
З УРАХУВАННЯМ МЕТЕОПАРАМЕТРІВ НА БАЗІ ІНТЕРНЕТ ТЕХНОЛОГІЙ**

Оптимальне керування нормальними режимами (НР) електричних мереж (ЕМ) є одним з найменш витратних засобів підвищення ефективності функціонування транспортних енергокомпаній. Класично, у якості критерію оптимального керування НР ЕМ використовуються втрати активної електроенергії на її передачу від джерел електроенергії до її споживачів. З метою підвищення економічності функціонування ЕМ необхідно максимально деталізувати розрахунки з визначення втрат у кожному елементі мережі з метою виявлення зон підвищених технічних і комерційних втрат, техніко-економічної оцінки доцільності проведення конкретних оптимізаційних заходів по їх зменшенню і т.д [1].

Точність розрахунку втрат електроенергії залежить від наявних параметрів електричної мережі, що обумовлює вибір методу розрахунку. В більшості випадків, втрати електроенергії розраховуються по спрощених методиках, внаслідок відсутності точної інформації про параметри електричної мережі, однак для системоутворювальних електричних мереж інформація про параметри є достатньо достовірною. Тому одним із актуальних напрямків підвищення точності розрахунку втрат у таких мережах є уточнення реальних активних опорів проводів з врахуванням навантажувального струму, що протікає по лініям, температури навколишнього середовища та швидкості вітру в темпі процесу оптимального керування ЕС.

В [2] показано, що відносні похибки розрахунку питомого активного опору від температури навколишнього середовища змінюються від -8 до 24% в діапазоні зміни температури -40 до 40 С°. Таким чином, неврахування метеопараметрів у розрахунковій моделі оптимального керування може призвести до суттєвого відхилення від очікуваних результатів. Крім того, оперативне керування в реальному часі призводить до накопичення такої похибки протягом звітного періоду та впливає на ефективність прийнятих рішень з оптимізації потокорозподілу.

На сьогоднішній день практична реалізація врахування зовнішніх впливів навколишнього середовища в системоутворювальних мережах ОЕС України реалізована мало, зважаючи на відсутність методики нормування втрат для таких електричних мереж, а також використання у розрахунках наближеної методики врахування кліматичних втрат на корону та витоки у ізоляторах [3].

З часу затвердження держаної методики по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач комп'ютерні технології та інформаційне забезпечення ЕМ набуло значного розвитку. З появою Інтернет технологій отримання інформації та можливої автоматизації доступу до неї, наявністю загальнодоступних геоінформаційних Інтернет систем, що дозволяють отримувати інформацію про метеопараметри з прив'язкою до географічного положення використання наближених методик розрахунку втрат електроенергії є технічно не обґрунтованим та економічно не доцільним.

Метою цієї роботи є розробка відповідного алгоритмічного та програмного забезпечення, що дозволить деталізувати розрахунки з визначення втрат електроенергії у системоутворювальних електричних мережах. Наявність такого програмного забезпечення надасть можливість більш точного відокремлення втрат та технологічних витрат електроенергії для оцінки ефективності оптимального керування та проведених електроощадних заходів.

1. Железко Ю.С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов // Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с. – ISBN 978-5-93196-910-7.
2. Воротницкий В.Э., Туркина О.В. Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за неучета метеоусловий. – Электрические станции, 2008, № 10, ст. 42-49.
3. Методика по визначенню втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередач/ затверджена Заст. Міністра енергетики України з енергетичного нагляду В. А. Дарчук – Київ, 1998 р.

ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОЦЕСІВ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГАЗОТУРБІННОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Розглянемо основні задачі інформаційного управління газотурбінною електростанцією (ГТЕ) при функціонуванні різних режимів ГТЕ. Реалізація розв'язку таких задач забезпечується на основі формування відповідних інформаційних сигналів, вимірювання їх параметрів та характеристик. При цьому вся множина інформаційних сигналів поділена на два класи.

До першого класу відносяться сигнали (так званий верхній операторський рівень) які забезпечують виконання задач: обробки технологічної інформації; оперативного представлення інформації; формування бази даних вимірюваних значень і стану технологічних параметрів виконавчих механізмів, архіву; передачі інформації на центральний диспетчерський пункт електричних мереж.

До другого класу відносяться сигнали (так званий нижній рівень) які забезпечують виконання задач: оперативного контролю і керування основними і допоміжними системами; автоматичного регулювання основних технологічних параметрів ГТЕ; автоматичний пуск установки по сигналах оператора; аварійну зупинку установки як по сигналам захистів, так і по команді оператора; автоматичну підтримку заданих режимів роботи генератора; дистанційне ручне керування допоміжними механізмами при працюючій установці і в режимі "Резерв".

Технічні та програмні засоби забезпечують беззупинний режим функціонування системи автоматичного управління з періодичними оглядами і регламентними роботами в період зупинок технологічного устаткування.

Основною функціональною складовою системи автоматичного управління є система регулювання двигуна. Вона містить: дозатор газу ДУС-6,5М з блоком управління шаговим двигуном (БУШД); агрегат командний Е16-1570; агрегат керування Е16-1560; обмежник обертів ротора ВД ОГВ-18; обмежник обертів вільної турбіни ОГТ-18.

Основним виконавчим органом системи автоматичного регулювання є дозатор газу ДУС-6,5М. Він установлює подачу паливного газу у форсунки камери згоряння по сигналу від блоку БУШД, який, у свою чергу, одержує команду на зміну режиму роботи двигуна від системи протипожежного регулювання.

Обмеження максимальної температури газів перед турбіною двигуна виконує відповідний обмежник і регулятор температури РТ-12-9А. Їхня дія на дозатор ДУС-6,5М здійснюється подачею електричного сигналу в блок БУШД, що видає команду дозатору на зміну режиму роботи двигуна. При цьому, якщо електричний сигнал на БУШД надходить від регулятора, то він приводить тільки до зниження режиму роботи двигуна.

Обмежники обертів ОГВ-18 і ОГТ-18 дублюють обмеження по обертах валу двигуна і турбіни. Їхнє спрацювання приводить до закриття стопорного клапана й зупинки двигуна. Агрегат керування і командний агрегат разом з АЦП забезпечують переключки РНА і КПВ із пускового положення в робоче положення і назад, подаваної на електромагніти цих агрегатів при оборотах двигуна, що відповідають циклограмі запуску.

Для забезпечення точності регулювання на сталих режимах і швидкодії регулятора подачі газу апаратні засоби повинні задовольняти наступним вимогам:

1. Період обчислень - не більше 20мс;
2. Розрядність перетворювачів частоти обертання в код - не менше 14;
3. Розрядність перетворювача температури газів у код - не менше 11;
4. Розрядність цифро-аналогового перетворювача сигналу керування не менше 12;
5. Розрядність перетворювачів температур і тисків у код (крім температури газів) – не менше 10;
6. Час перетворення частоти в код - не більше 20мс;
7. Смуга зрізу частотної характеристики каналу виміру температури газів у код – не менше 3 Гц;
8. Кількість кроків крокового приводу дозатора - не менше 1400;
9. Зона нечутливості в контурі управління дозатором - не більше 3% повного ходу дозатора;
10. Час переключки дозатора з положення повного розкриття в положення «закрите» - не більше 0,3с.

МЕТОД ДИСКРЕТНО-ДИНАМИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРАМИ С УСТРОЙСТВАМИ РПН

Все более широкое применение микропроцессорной техники для управления электроустановками, в том числе для автоматического управления силовыми трансформаторами с устройствами РПН, приводит к необходимости совершенствования известных и разработки новых методов и законов управления, адекватных возможностям и особенностям цифровых систем и обладающих желаемыми динамическими и статическими характеристиками.

Основной функцией систем автоматического управления силовыми трансформаторами с устройствами РПН является функция поддержания напряжения в заданных пределах, которая реализуется соответствующими законами (алгоритмами) управления. Разработке и практической реализации таких законов для управления силовыми трансформаторами посвящено достаточно большое число исследований, направленных на повышение качества напряжения и надежности электроснабжения. При этом практически отсутствуют работы в которых рассматриваются законы, которые одновременно обеспечивают противодействие неконтролируемым возмущениям и минимизацию ошибки регулирования при заданной степени устойчивости (сходимости) процесса регулирования напряжения. Эти законы должны быть синтезированы как дискретные во времени (дискретно-динамические) законы, ориентированные на реализацию на цифровой микропроцессорной технике, которая характеризуется дискретными во времени измерениями напряжения и дискретными во времени управляющими сигналами.

В данной работе предлагается новый подход к синтезу дискретно-динамического закона регулирования напряжения силового трансформатора с устройством РПН, основанный на теории модального управления. При этом процесс регулирования напряжения моделируется квазидинамической дискретной во времени последовательностью переходов отклонений напряжения, изменяемых как управляющими сигналами, так и неизвестными случайными возмущениями. Предполагается, что напряжение измеряется в каждый дискретный момент времени управления, а промежуток времени между измерениями таков, что значение напряжения на этом промежутке можно считать неизменным (установившимся). Модель управления не использует статистические характеристики процесса изменения напряжения и не определяет их, поскольку эти характеристики имеют смысл на достаточно длительных периодах времени, а здесь важна текущая информация, которая содержится в реальных измерениях напряжения.

Закон управления представлен в виде дискретной во времени обратной связи системы с пропорциональной и интегральной составляющими. При этом пропорциональная составляющая использует измерение напряжения в виде его отклонения от заданного значения, а интегральная составляющая использует среднее отклонение напряжения с начала некоторого периода контроля на текущий момент времени.

Предлагаемый метод синтеза модального закона управления позволяет обеспечить произвольную заранее заданную, в том числе и оптимальную (максимальную), степень устойчивости (сходимости) замкнутой дискретной во времени системы управления трансформатором в пространстве отклонения напряжения и его среднего значения с начала заданного периода контроля. По сути метод синтеза имеет своей целью как стабилизацию напряжения, так и стабилизацию его среднего значения на текущий момент времени. Кроме того, переходная функция для средних значений отклонений напряжения имеет экспоненциальный характер, а для отклонения напряжения - минимальное перерегулирование, минимальное количество изменений управляющего сигнала и минимально возможное время сходимости к установившейся ошибке.

Закон управления имеет достаточно простую структуру, что упрощает его физическую реализацию, а наличие средних отклонений напряжения в цепи обратной связи позволяет использовать потенциально полезное влияние случайных возмущений на процесс стабилизации напряжения в реальных условиях работы.

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

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ВИМІРЮВАННЯ ВЕКТОРІВ НАПРУГИ В СИСТЕМАХ КЕРУВАННЯ ЕЕО

Запропоновано математичну модель похибки каналу вимірювання векторів напруги, яка враховує основні фактори, що впливають на її величину, і може бути використана, зокрема, для обчислення поправок до результатів вимірювання з метою підвищення їх точності.

Предложена математическая модель погрешности канала, которая учитывает основные факторы, влияющие на ее величину и может быть использована, в частности, для вычисления поправок к результатам измерения с целью повышения их точности.

Ключові слова: вимірювальний канал, похибка, вектор напруги.

Останніми роками основою моніторингу режимів енергосистем є синхронізовані вимірювання режимних параметрів, перш за все векторів напруги та струму основної гармоніки, в різних точках енергосистеми. Такі виміри створюють інформаційну базу для більш ефективного розв'язання багатьох традиційних та вирішення нових задач в царині автоматизованого диспетчерського і автоматичного протиаварійного керування енергосистем та принципового удосконалення систем керування режимами ОЕС України. Виконуються такі вимірювання спеціальними пристроями, які в світі прийнято позначати аббревіатурою PMU (Phasor Measurement Unit), або їх функції реалізують в існуючих апаратних засобах, зокрема в пристроях захисту, реєстраторах, тощо.

Точність вимірювань PMU визначається за допомогою критерію точності TVE (total vector error), який враховує як похибки вимірювання величини та фази вектора, так і точність синхронізації вимірювань. Важливими для практики параметрами також є похибки окремих вимірювань модуля та кута вектора. Сучасні пристрої PMU забезпечують точність синхронізації 1 мкс і їх похибка вимірювання кутів складає десятки частки градуса. Оскільки одержання та первинна обробка інформації про параметри режиму здійснюється вимірювальними каналами (ВК), до складу яких входять групи високовольтних вимірювальних перетворювачів струму та напруги, які є давачами вимірювальної інформації про струм та напругу контрольованих об'єктів, лінії зв'язку і засоби попередньої обробки вимірювальних сигналів та їх реєстрації, то похибка вимірювань векторних параметрів визначається похибкою всього каналу. Тому забезпечення та подальше підвищення точності вимірювань неможливо без дослідження впливу на похибку вимірювання векторів напруги окремих компонентів ВК.

Мета роботи полягає у дослідженні на математичній моделі ВК впливу його окремих компонентів на похибки вимірювання векторів напруги, що створить основу для розробки способів підвищення точності їх моніторингу.

Запропонована математична модель дозволяє визначати похибки вимірювання векторів трифазної напруги високовольтних ЕЕО з урахуванням впливу індивідуальних метрологічних характеристик ТН, що входять до складу каналу, параметрів ліній приєднання вторинного навантаження до групи ТН, величини та характеру цього навантаження. Одержані оцінки засвідчили суттєвий вплив цих факторів на величину похибок ВК. Проведені дослідження показали також, що інформація тільки про значення TVE є недостатньою для проведення корекції, більш інформативними є значення похибок по напрузі та куту. Обчислення їх з використанням запропонованої моделі дозволяє підвищити точність вимірювання векторів напруги шляхом введення поправок до результатів вимірювання.

Танкевич Є. М. – д.т.н., с.н.с., Україна, Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ автоматизації електричних систем, пров. наук. співр., тел.: (044)-454-2475

Яковлєва І. В. – к.т.н., с.н.с., Україна, Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ автоматизації електричних систем, с.н.с., e-mail: ivya@ied.org.ua, тел.: (044)-454-2475.

Варський Г. М. – к.т.н., Україна, Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ автоматизації електричних систем, с.н.с., e-mail: varsky@ied.org.ua, тел.: (044)-454-2548.

Г.М. Варський, к.т.н.

СТРУКТУРНІ СХЕМИ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ТС І ТН ВИМІРЮВАЛЬНИХ КАНАЛІВ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ ЕЕО

Запропоновано математичні моделі електромагнітних ТС і ТН у вигляді структурних схем слідкуючих систем, які можуть бути використані при моделюванні систем керування ЕЕО.

Предложены математические модели электромагнитных ТС и ТН в виде структурных схем следящих систем, которые могут быть использованы при моделировании систем управления ЕЕО.

Ключові слова: вимірювальний канал, похибка, математична модель, структурна схема.

Керування ЕЕО, робота захисту і автоматики, діагностика, моніторинг, вимірювання параметрів режиму, облік електроенергії у високовольтних електричних мережах здійснюється на основі вимірювальної інформації, що надається вимірювальними каналами, які складаються з груп вимірювальних трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН), ліній зв'язку і вимірювальних приладів. І до теперішнього часу основними первинними давачами інформації про струми і напруги ЕЕО є електромагнітні вимірювальні трансформатори струму і напруги. Надійність, точність, стабільність метрологічних характеристик первинних давачів інформації є запорукою надійної і ефективної роботи електроенергосистеми в цілому. Тому дослідження роботи ТС і ТН, побудова їх більш точних математичних моделей з метою визначення можливостей підвищення точності є важливою задачею.

Метою роботи є створення у вигляді структурних схем слідкуючих систем математичних моделей каскадних трансформаторів струму і каскадних трансформаторів напруги, які більш точно дозволяють визначати похибки вимірювання і можуть бути використані при моделюванні систем керування ЕЕО.

Запропоновано математичні моделі каскадних трансформаторів струму (одно-, дво- і триступеневих на відповідні класи напруги) у вигляді структурних схем слідкуючих систем, які враховують паразитні параметри вторинних обмоток і втрати у осердях трансформатора. Одержано їх передавальні функції, які враховують вплив навантаження нижнього ступеня ТС на роботу верхнього ступеню. Характеристики намагнічування осердь ТС в загальному випадку є нелінійними, тому коефіцієнти передавальних функцій, які містять в своєму складі абсолютну магнітну проникність μ , також нелінійні і мають визначатись для кожного конкретного значення первинного струму і навантаження.

Індуктивні ТН на напругу 110–750 кВ для забезпечення необхідного рівня ізоляції виконуються багатокаскадними. Схема заміщення багатокаскадного ТН була запропонована у [0]. Але при її побудові не були враховані деякі магнітні зв'язки між обмотками елементу каскаду ТН.

Побудовані математичні моделі каскадних ТН у вигляді структурних схем слідкуючих систем враховують магнітний зв'язок між обмотками розташованими на різних стрижнях одного елементу каскаду і, таким чином, забезпечують більшу точність при розрахунку похибок ТН і дослідженні електромагнітних процесів в його елементах.

Передавальна функція для вторинної (вихідної) напруги каскадного ТН визначається для кожного конкретного типу ТН, в залежності від кількості елементів в каскаді, за допомогою правила Мейсона. Із-за великої кількості прямих шляхів і замкнених контурів у структурній схемі ТН, передавальна функція каскадного багатоелементного ТН має складний аналітичний вираз. Запропоновані структурні схеми дозволяють проводити розрахунки за допомогою математичних пакетів MathCad, MatLab (Control System Toolbox), систем схемотехнічного моделювання OrCAD, системи Design Center (PSpice) та інші без явної побудови передавальної функції.

Список літературних джерел

1. Зихерман М.Х. Схема замещения каскадного электромагнитного трансформатора напряжения // Электротехническая промышленность. Сер. Аппараты высокого напряжения, трансформаторы, силовые конденсаторы: Информ. научно-техн. сб. – М.: Информэлектро. – 1975. Вып.1(45) –С.6–8.

Варський Григорій Мстиславович – к.т.н., Україна, Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ автоматизації електричних систем, с.н.с., e-mail: varsky@ied.org.ua, тел.: (044)-454-2548.

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

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА ВИБІР ЕЛЕКТРОМАГНІТНОЇ СИСТЕМИ ВИМІРЮВАЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА СТРУМУ З ЦИФРОВИМ ВИХОДОМ

Розраховано оптимальну електромагнітну систему вимірювального трансформатора струму з цифровим виходом. Перевірено її роботу на математичній моделі.

Рассчитана оптимальная электромагнитная система измерительного трансформатора тока с цифровым выходом. Проверена ее работа на математической модели.

Ключові слова: вимірювальний трансформатор, електромагнітна система, похибка.

Розвиток сучасної світової електроенергетики пов'язаний із впровадженням новітньої концепції Smart Grids – інтелектуальної електричної мережі (ІЕМ), яка передбачає координацію дій виробників і споживачів електроенергії, акумулюючих пристроїв з метою забезпечення ефективного, екологічно чистого та надійного електропостачання [1]. Одним з важливих елементів ІЕМ є цифрова підстанція. Створення таких підстанцій це загальносвітова тенденція. Роботи в цьому напрямку ведуться у Європі, США, Китаї, Японії та інш. Ідея цифрової підстанції, як електроенергетичного об'єкту, полягає у створенні систем контролю, захисту і управління нового покоління, в яких вся інформація одержується, перероблюється і керує обладнанням у цифровому форматі [2]. Таким чином впровадження цифрових давачів інформації про струми і напруги електроенергетичних об'єктів є необхідною умовою розвитку ІЕМ.

Одним з можливих рішень по реалізації цифрових давачів інформації про струми є електронний трансформатор струму (ЕТС), у якому первинним давачем струму є електромагнітний трансформатор струму (ТС), вибору параметрів електромагнітної системи якого і присвячена робота. Значно зменшене навантаження такого ТС, його стабільність розкривають нові можливості при розробці вимірювальних перетворювачів [3]. Ці переваги продемонстровано на прикладі розрахунку електромагнітного давача струму ЕТС з номінальним струмом 1000 А на напругу 220 кВ класу точності 0,2S. Методика розрахунку електромагнітної системи ТС [4] реалізована у математичному пакеті MathCad і дозволяє визначати оптимальні геометричні розміри магнітопроводу з урахуванням заданого навантаження і найбільш важких умов роботи ТС. Розрахунки показують, що використання нанокристалічного сплаву ММ-11Н з високою початковою магнітною проникністю при виготовленні ТС заданого класу точності і заданим номінальним коефіцієнтом безпеки дозволяє значно зменшити (у нашому випадку більше ніж у 30 разів) масу магнітопроводу в порівнянні з осердям із електротехнічної сталі при однакових точностних характеристиках. Перевірка розрахунків ТС проводилась на математичній моделі трансформатора, реалізованій у системі MATLAB+Simulink з використанням бібліотеки блоків SimPowerSystem.

Список літературних джерел

1. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Технічна електродинаміка. – 2010.–№ 6.–С. 44–50.
2. <http://www.newslab.ru/news/304116>
3. Танкевич Є.М., Варський Г.М., Яковлева І.В., Танкевич С.Є. Вплив стандарту МЭК61850 на вимоги до первинних вимірювальних перетворювачів струму і напруги// Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: «Проблеми сучасної електротехніки». – 2010.–Ч.2.–С. 53–56.
4. Варський Г.М., Танкевич Є.М., Рябчук С.В. Вимірювальний трансформатор струму з заданим мінімальним коефіцієнтом безпеки приладів // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ. – 2008. – Вип. 21. – С.81–85

Танкевич Є.М.– д.т.н., с.н.с., Україна, Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ автоматизації електричних систем, пров. наук. співр., тел.: (044)-454-2475.

Варський Г. М. – к.т.н., Україна, Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ автоматизації електричних систем, с.н.с., e-mail: varsky@ied.org.ua, тел.: (044)-454-2548.

Гречко В. В. – Україна, Київ, Інститут електродинаміки НАН України, відділ автоматизації електричних систем, інженер, тел.: (044)-454-2548.

О.С. Яндульский, д.т.н., проф.; А.А.Марченко, к.т.н.; В.В. Заколядажний

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ
АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ 750 кВ ІЗ ПОЗДОВЖНЬО-ПОПЕРЕЧНИМ
РЕГУЛЮВАННЯМ**

Розглянуто питання недостатньої чутливості основного захисту при коротких замиканнях регулюючого вводу на землю автотрансформаторів (АТ) 750 кВ з поздовжньо-поперечним регулюванням. З допомогою моделі АТ досліджено струми короткого замикання (КЗ) та диференційний струм (ДС) для різних положень відпайок поздовжнього та поперечного регуляторів.

Рассмотрен вопрос недостаточной чувствительности основной защиты при коротких замыканиях на землю регулирующего ввода автотрансформаторов 750 кВ с продольно-поперечным регулированием. С помощью модели АТ исследованы токи короткого замыкания и дифференциальный ток в различных положениях отпайки продольного и поперечного регуляторов.

Ключові слова: поздовжнє та поперечне регулювання напруги, регулювання під навантаженням, математична модель, струми короткого замикання, диференційний захист, чутливість захисту.

Показана актуальність безперебійного і якісного енергозабезпечення об'єктів України за рахунок підвищення ефективності релейного захисту АТ 750кВ з вбудованим поздовжнім регулюванням напруги під навантаженням в нейтралі (РПН) і окремим регулюючим трансформатором для поперечного регулювання напруги під навантаженням (ТПР) включеним між загальною і регулюючою обмотками автотрансформатора.

З використанням розробленої моделі АТ 750кВ із поздовжньо-поперечним регулюванням проведені дослідження струмів КЗ. Запропоновано для вирішення проблеми недостатньої чутливості основного захисту при КЗ регулюючого вводу на землю, встановити додатковий захист, підключений на регулюючі обмотки РОх поздовжнього та РОу поперечного регулювання, проведена оцінка впливу зміни відгалужень РПН та ТПР на ДС. Аналіз отриманих результатів показав, що регулювання напруги за допомогою пристроїв РПН та ТПР впливає на струм КЗ регулюючого вводу на землю та ДС, але при цьому встановлений захист володіє достатньою чутливістю з забезпеченням селективності дії.

Список літературних джерел

1. Чернин А.Б. и Лосев С.Б. Основы вычислений электрических величин для релейной защиты при сложных повреждениях в электрических системах, "Энергия", 1971г.
2. А.А. Марченко, А.С. Яндульский, К.В. Крамар. Расчет токов коротких замыканий в автотрансформаторе 750 кВ с продольно-поперечным регулированием. – "Техническая электродинамика", 2002, Ч. 4 - с.109-113.
3. Касьянов Г.П., Дмитренко А.А., Гримуд А.Г., Заколядажний В.В. Модель автотрансформатора для исследования релейной защиты. //Вісник ХНУ 2006, №2 Т2(79), с. 216-221.

Яндульський О.С. – 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 А. А. – к.т.н., Україна, м. Київ, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», кафедра автоматизації енергосистем, доцент кафедри, тел.: (044) 454-95-16.

Заколядажний В. В. – Україна, м. Київ, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», кафедра автоматизації енергосистем, асистент кафедри, тел/ф.: (044) 454-95-17, e-mail: Zakolodyazhny@ukr.net

ЗАДАЧІ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ НАФТОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ СТАНЦІЙ З ПОЗИЦІЙ СИСТЕМНОГО ПІДХОДУ

Нафтоперекачувальна станція (НПС) – це складна система взаємодіючого електромеханічного та гідравлічного обладнання, яка має певні властивості та характеристики насосних агрегатів (НА), гідротранспортної мережі, запірно-регулювальної арматури тощо. НПС притаманні дві основні властивості: інерційність розвитку та керованість, які обумовлюють необхідність розв’язання задачі оптимального управління її функціонуванням.

Аналіз літературних джерел показав, що перехідні та квазіусталені режими роботи НПС спричиняють взаємозв’язані електромагнітні, механічні і гідравлічні процеси. Проте із єдиного електрогідромеханічного процесу електроприводної НПС спеціалісти електрики виділяли для розгляду електромеханічні, а спеціалісти гідромеханіки – гідромеханічні складові. Тому виникає необхідність застосування системного підходу для комплексного аналізу режимів роботи НПС, як єдиної системи з підсистемами різної фізичної природи.

Методологія системного підходу довела свою ефективність і універсальність для розв’язання великого кола проблем пов’язаних з керуванням складними технологічними системами. У зв’язку з цим оптимальне управління роботою НПС необхідно здійснювати з позицій системного підходу, що дасть можливість більш повно дослідити роботу гідротранспортної системи.

З цією метою представимо НПС, як складну систему, що має дворівневу структуру. На нижньому рівні відбувається енергообмін між приводним електродвигуном та насосом, а верхній рівень охоплює електричну і гідравлічну мережі. Традиційні способи керування режимами роботи НПС на нижньому рівні полягають в дроселюванні напірних ліній, зміні загальної кількості робочих насосних агрегатів тощо. Проте дані способи не забезпечують ефективної роботи НПС і спричиняють додаткові затрати матеріальних та енергетичних ресурсів.

Для оптимального керування роботою гідротранспортної системи зазвичай використовують два канали керування, а саме струм збудження приводного синхронного двигуна (СД) та швидкість його обертання. Регулювання струму збудження СД дає можливість зменшити втрати в двигуні, забезпечити оптимальне значення його ККД та стійку роботу СД. Отож задача оптимального управління роботою НА НПС полягає в мінімізації цільової функції φ_1 , яка характеризує вартісні затрати на процес керування струмом збудження I_f СД:

$$\varphi_1 = f(I_f) \Rightarrow \min. \quad (1)$$

Варто зауважити, що наведені вище позитивні властивості НА матиме за рахунок регулювальних можливостей системи збудження електроприводу і не потребує додаткових капіталовкладень. Змінювати продуктивність насосної станції в певному діапазоні можна також шляхом регулювання швидкості обертання ω приводного електродвигуна (за умов наявності на НПС частотного перетворювача). Відомо, що в даному випадку економія електроенергії є дуже суттєвою порівняно з традиційним дроселюванням вихідного потоку гідромашини. Отож задачу оптимального керування роботою НПС доцільно представити у вигляді цільової функції φ_2 , яка являє собою вартісні затрати на процес оптимального керування шляхом зміни швидкості обертання ω приводного СД:

$$\varphi_2 = f(\omega) \Rightarrow \min. \quad (2)$$

Проте даний спосіб регулювання режимів роботи НПС потребує встановлення частотних перетворювачів, що спричинить додаткові капіталовкладення. Отож вибір оптимального режиму роботи НПС необхідно здійснювати з позицій системного підходу з метою комплексного аналізу електричної та гідравлічної підсистем.

ГРАФІЧНЕ СЕРЕДОВИЩЕ ДЛЯ ОЦІНЮВАННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ В ЗАДАЧАХ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ЇХ РЕЖИМАМИ

Ефективне розв'язання задачі оптимального керування нормальними режимами електричних систем (ЕС) вимагає вдосконалення принципів та підходів до зниження технологічних витрат електроенергії за рахунок наявних засобів регулювання. Проблему підвищення адекватності оптимального керування можна розглядати в двох аспектах: моделювання керованих процесів і програмно-інформаційного забезпечення. У даній роботі подано результати досліджень з вдосконалення програмних засобів оптимального керування нормальними режимами ЕС.

Істотний вплив на техніко-економічні показники експлуатації ЕС справляє масове старіння основного обладнання. В цілому в мережах 220-750 кВ підлягає реконструкції майже 30% ліній електропередач та біля 50% електрообладнання, що встановлене на діючих електричних станціях та підстанціях зазначених класів напруги. Тому можна говорити лише про імовірність досягнення системної мети, наприклад, оптимальності процесу транспортування електроенергії мережами за критерієм мінімуму втрат з виконанням технічних обмежень.

Задача оптимізації оперативного керування нормальними режимами ЕС може бути подана як задача мінімізації втрат потужності на окремому часовому

$$\delta P = f(x, u) \Rightarrow \min \quad (1)$$

за умов $V(x, u) = 0$; $x \in \mathbf{M}_x$; $u \in \mathbf{M}_u$, де $V(x, u)$ – рівняння зв'язку; $\mathbf{M}_x$ – область допустимих значень залежних змінних x ; $\mathbf{M}_u$ – область можливих значень незалежних змінних u (керуючі змінні).

У процесі розв'язання задач оптимального керування в ЕС обов'язково мають враховуватися збитки, пов'язані з недовідпуском електроенергії, або невідповідністю графіків її транспортування заданим згідно договору. Отже, для кожної сукупності керувальних впливів, що забезпечують наближення стану ЕС до оптимального, необхідно розглядати імовірні відмови, які призводять до втрати генераторної потужності, відключення ліній електропередачі, трансформаторних зв'язків тощо, розраховувати частоту аварійних відключень, середню тривалість простоїв та їх наслідки для ефективності експлуатації ЕС.

Методи розрахунку надійності електроустановок поділяють на логіко-ймовірнісні, логіко-аналітичні, таблично-логічні, методи розрахункових груп та інші. Кожна група методів має свої переваги і недоліки і загально прийнятого методу на сьогодні не існує. Однак, для розрахунку надійності головних схем електричних станцій і підстанцій, як найбільш відповідальних електроустановок, знайшов широке застосування таблично-логічний метод. Аналіз надійності таблично-логічним методом передбачає почерговий цілеспрямований (для розрахункових аварійних ситуацій) розгляд відмов елементів електроустановки з виявленням їх наслідків в нормальному та ремонтному станах. Попри всі переваги, недоліком такого підходу є значна кількість логічних та обчислювальних операцій, складність ідентифікації частково-робочих станів та їх наслідків, тобто переліку відключених елементів та тривалості їх відключення. Тому для оцінювання надійності ЕС в цілому на підставі таблично-логічного методу було розроблено графічне середовище.

Розроблене графічне середовище забезпечує користувача сукупністю елементів інтерфейсу, що дозволяють формувати схеми ЕС, використовуючи зрозумілі образи та прийоми, відображати схеми на двох ієрархічних рівнях (укрупнене відображення електричних мереж та детальне відображення електричних станцій та підстанцій), за принципом мнемосхеми імітувати комутації обладнання (вручну, або використовуючи файли комутацій) і так далі. Але головне, що обчислювальна підсистема розробленого програмного комплексу імітуючи наслідки впровадження керувальних впливів, визначених у зовнішніми програмними засобами, дозволяє оцінити математичне очікування збитків від недовироблення енергії електричними станціями, зменшення обсягів її транспортування мережами та недовідпуску споживачам, тобто порушення відповідних договорів. Зазначені складові збитків враховуються у цільовій функції оптимізації станів ЕС (1), що робить результати оптимізації більш адекватними.

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ З ВРАХУВАННЯМ РЕСУРСУ ОБЛАДНАННЯ ЗАСОБАМИ НЕЙРО-НЕЧІТКОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Одним з шляхів підвищення ефективності процесу розв'язування оптимізаційних задач великої розмірності в електроенергетиці є використання засобів нейро-нечіткого моделювання. До таких задач, наприклад, відноситься задача оптимального керування нормальними режимами електроенергетичних систем (ЕЕС).

Задача автоматичного оптимального керування режимами ЕЕС формулюється таким чином:

$$\mathbf{u}(t) = -\pi \mathbf{y}(t), \quad (1)$$

$$\mathbf{u}(t) \in \mathbf{M}_u, \quad (2)$$

де $\mathbf{u}(t)$ – вектор керування; $\mathbf{y}(t)$ – вектор спостережуваності; π – коефіцієнти зворотного зв'язку, які за своїм змістом є критеріями подібності; $\mathbf{M}_u$ – область допустимих оптимальних значень $\mathbf{u}(t)$.

Критерії подібності в (1) визначаються з умов оптимальності нормальних режимів ЕС. При цьому задача оптимізації режимів ЕЕС ставиться:

$$F(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m a_i \cdot \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \Rightarrow \min \quad (3)$$

Задача оптимального керування потоками потужності в ЕЕС полягає в тому, щоб підтримувати значення F^* у встановленій зоні нечутливості δF^* . Для цього при виході з неї здійснюються керуючі впливи трансформаторами. Для підвищення ефективності керування потоками потужності в ЕЕС з метою зменшення втрат потужності необхідно виявляти реальні можливості трансформаторів з регулюванням під навантаженням (РПН), оцінюючи чутливість втрат потужності до змін їх коефіцієнтів трансформації. Однак ефективність реалізації керуючих впливів обмежується технічним станом силових трансформаторів, а саме їх регулювальних пристроїв. Для підвищення ефективності використання трансформаторів з РПН в ЕЕС при формуванні керуючих впливів необхідно також враховувати їх технічний стан та залишковий ресурс. З врахуванням сказаного в задачі оптимізації режиму ЕЕС критерій оптимальності може бути встановлено такий [3]:

$$F = \Delta P + P(\delta U) + P(\omega) + \sum_{i=1}^q \text{Ш}_{Ti}, \quad (4)$$

де ΔP – сумарні втрати активної потужності в ЕЕС; $P(\delta U)$ – потужність, еквівалентна збитковій споживачів через не оптимальність якості напруги; $P(\omega)$ – потужність, еквівалентна збитковій внаслідок недовідпуску електроенергії, який викликаний відмовами трансформаторів, зокрема відмовами пристроїв РПН; Ш_{Ti} – штрафна функція, що вводиться для врахування залишкового ресурсу трансформаторів та вартості перемикачів з огляду на наближення терміну капітального ремонту; q – кількість трансформаторів, які регулюються.

Необхідність врахування Ш_{Ti} зумовлена тим, що близько 65% трансформаторів в Україні, Росії, в мережах США [4] пропрацювали понад 25 років.

$$\text{Ш}_{Ti} = k_{1,i} \cdot V_{\text{рем},i} \cdot \left[1 - \left(k_{\text{рес},T,i} \cdot e^{1-k_{\text{рес},T,i}} \right)^{k_{2,i}} \right] / V_{\text{тран.ел.ен.}},$$

де $k_{1,i}$, $k_{2,i}$ – коефіцієнти, які враховують умови проведення капітального ремонту та заміну найбільш вартісних вузлів, $k_{\text{рес},T,i}$ – коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора, $V_{\text{рем},i}$ – середня вартість капітального ремонту трансформатора, $V_{\text{тран.ел.ен.}}$ – вартість транзиту електричної енергії (послуг електропередавального підприємства).

Задача ускладнюється тим, що частина з параметрів контролюється безперервно, а інші параметри визначаються періодично. За таких умов виправданим є використання математичного апарату нечіткого моделювання.

Ковальчук О.А., директор ТзОВ «Енергоінвест»

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ

Ефективне вирішення проблеми ощадного використання енергетичних ресурсів та поліпшення екологічної ситуації пов'язане, з одного боку, зі зниженням навантаження промисловості та комунального сектору, а з іншого – зі зменшенням складової втрат електроенергії у енергетичній галузі. Згідно сучасних тенденцій розвитку та модернізації електроенергетичних систем значна роль відводиться впровадженню розосередженого генерування в розподільних електричних мережах з поступовим зменшенням впливу централізованого електропостачання.

З переходом до комбінованого електропостачання виникають нові задачі, однією з яких є оптимізація функціонування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в складі локальних електричних систем (ЛЕС). Загальною метою у даному випадку є досягнення максимального техніко-економічного ефекту від впровадження ВДЕ і за рахунок цього нарощування потужності нових альтернативних і відновлюваних джерел енергії. Цей ефект може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії.

У доповіді розглядаються питання підвищення ефективності експлуатації відновлюваних джерел електроенергії за рахунок оптимізації впливу на режими роботи локальної електричної системи. Наводяться математичні моделі умов оптимальності та шляхи реалізації оптимального керування ВДЕ, на прикладі малих гідроелектростанцій (ГЕС) та їх каскадів – як керованих джерел, у сукупності з сонячними електростанціями (СЕС), керованість яких обмежена істотною залежністю генерування від нестабільних погодних умов. Використовуючи прогнозну інформацію щодо метеопараметрів СЕС в цільових функціях та обмеженнях оптимізаційних задач представляються математичним очікуванням потужностей генерування $M_{\text{СЕС}}\{P(t)\}$ у задані моменти часу t .

Для формування умов оптимальності функціонування відновлюваних джерел енергії в ЛЕС проаналізовано ряд оптимізаційних задач, що притаманні їх експлуатації в розподільних електричних мережах. Важливим аспектом, що обов'язково має враховуватися є те, що керування ВДЕ під час їх експлуатації підпорядковане розв'язанню головного завдання – отримання максимального прибутку від реалізації виробленої електроенергії, особливо після введення «зеленого» тарифу. Задачі ж підвищення якості експлуатації локальних електричних систем для ВДЕ є вторинними завданнями, а значить будуть розв'язуватися лише якщо їх поєднати з головною задачею умовами функціонування таких джерел енергії у електричних мережах. На підставі зазначеного вище задачі оптимізації функціонування ВДЕ у локальних електричних системах можна функціонально поділити таким чином: оптимізація добового режиму ВДЕ для забезпечення максимальних надходжень від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку та технічних обмежень з боку окремих ВДЕ (нормальний стан ЛЕС); оптимізація режиму ВДЕ для зменшення залежності локальної енергетичної енергосистеми від централізованого енергопостачання (стан, пов'язаний з локалізацією нештатних ситуацій); оптимізація добового режиму ВДЕ для мінімізації відхилень від заданого графіка сукупного генерування (забезпечення стійкості ЛЕС у періоди критичного споживання, або обмеженої пропускної здатності централізованої системи електропостачання) за обмежень на первинні енергоресурси та заданих енергетичних характеристик ВДЕ.

На прикладі локальної електричної системи, проектування та розбудова якої здійснюється підприємством ТОВ «Енергоінвест», було отримано умови оптимальності функціонування сукупності керованих та умовно-керованих відновлюваних джерел енергії. На підставі останніх визначено оптимальні схеми приєднання окремих електричних станцій до ЛЕС, а також виконується оперативне коригування режимів роботи введених в експлуатації малих ГЕС.

Показано, що оптимальні режими ВДЕ можливо моделювати з використанням принципу найменшої дії. Для автоматизації оптимального керування ВДЕ в межах локальних енергетичних систем можливо і доцільно застосовувати методи теорії подібності та моделювання. Вони дозволяють розв'язувати задачі оптимального керування ВДЕ на підставі розосереджених адаптивних систем автоматичного керування, діями яких поточні режими ВДЕ будуть наближатися до оптимальних.

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ З ВИКОРИСТАННЯМ ЗАСОБІВ SMART GRID

Сучасні світові тенденції щодо децентралізації електропостачання споживачів, які пов'язані зі збільшенням вартості традиційних паливних ресурсів і проявляються у підвищенні частки розосередженого виробництва електроенергії за допомогою розосереджених джерел (РДЕ), призводять до ускладнення планування режимів електричних систем (ЕС) та оперативного керування ними. Крім того, поєднання означених вище процесів з реформуванням економіки енергетики – впровадженням системи двосторонніх договорів – фактично унеможливорює організацію ефективного функціонування ЕС без вдосконалення їх інформаційної інфраструктури з поступовим переходом до концепції інтелектуальних електричних мереж (Smart Grid).

Відповідно до концепції Smart Grid, усі учасники та організатори процесу енергообміну в ЕС можуть бути розподілені між сферами діяльності, або так званими доменами. Домен «Розосереджене генерування» об'єднує електричні станції, у тому числі РДЕ різних типів, що видають електроенергію у розподільні електричні мережі. Він пов'язаний інформаційними потоками з доменами керування, організації функціонування ринку електроенергії, а також доменом транспортування електроенергії. Інформаційний зв'язок з останнім є найбільш важливим, оскільки транспортний домен функціонально виконує, сумісно з іншими доменами, збір і обробку інформації, захист обладнання, оптимізацію функціонування та інше.

Оптимізація функціонування РДЕ здійснюється за рахунок реалізації планової послідовності керувальних впливів, отриманих шляхом розв'язання відповідних оптимізаційних задач з інтегральним критерієм якості на певному часовому проміжку. Типова задача забезпечення ефективного використання розосереджених джерел, що полягає у отриманні максимального прибутку від реалізації виробленої електроенергії, може бути подана так. Задано сукупність з n керованих РДЕ, наприклад малих гідроелектростанцій (ГЕС), і m умовно-керованих – вітроелектростанцій (ВЕС) та сонячних електричних станцій (СЕС), математичне очікування сумарної активної потужності яких становить:

$$M_{VAR}(t) = M_{BEU}\{P(t)\} + M_{CES}\{P(t)\}. \quad (1)$$

В якості змінних керування прийнято потужності малих ГЕС, оскільки вони є менш залежними від впливів навколишнього середовища. Втрати від перетоків потужності умовно керованих РДЕ та МГЕС у розподільній мережі є функціями від потужностей генерування і враховуються у цільовій функції. Склад увімкненого обладнання малих ГЕС протягом доби і його енергетичні характеристики є сталими. Необхідно знайти такі режими малих ГЕС $P_i(t)$ на інтервалі часу $[t_0; t_k]$, які забезпечили б максимальний прибуток від реалізації електроенергії РДЕ на енергоринку:

$$\int_{t_0}^{t_k} c(t) \left[\sum_{i=1}^n P_i(t) + M_{VAR}(t) - k_u(t) \cdot \Delta P_{PDE}(t) \right] dt \rightarrow \max, \quad (2)$$

де $k_u(t)$ – ваговий коефіцієнт, що визначається співвідношенням відпускнуго тарифу для РДЕ $c(t)$ та вартості втрат потужності для даної розподільної мережі c_0 ; $\Delta P_{PDE}(t)$ – складова втрат потужності в розподільних електричних мережах, зумовлена функціонуванням РДЕ.

Як видно з (1), (2) для розв'язання подібних задач, враховуючи стохастичний характер зовнішніх впливів навколишнього середовища, а також те, що параметри генерування окремих розосереджених джерел, зокрема ВЕС та СЕС представляються математичними очікуваннями. Визначення останніх потребує поточних та прогнозних метеорологічних параметрів, значення яких забезпечуються сумісно доменами «Транспортування електроенергії» та «Диспетчерське керування». Виходячи з цього концепція Smart Grid передбачає розроблення узагальненого механізму прогнозування погодних умов для планування споживання та граничних обсягів виробництва електроенергії.

П.Д. Лежнюк, д.т.н. проф.; І.В. Котилко, магістрантка

ВПЛИВ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ НА РЕЖИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

За останні роки в світі інтенсивно розвиваються альтернативні джерела електроенергії, як один із найбільш перспективних шляхів вирішення зростаючих проблем енергозабезпечення. В Україні з врахуванням світового досвіду відбувається перехід до відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) до яких відносяться малі гідроелектростанції (МГЕС), вітрові електростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС), когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ).

На відновлювальних джерелах електроенергії широке застосування отримали асинхронні генератори (АГ), які на електричних станціях (ЕС) з невеликими встановленими потужностями мають ряд переваг у порівнянні з синхронними генераторами. Так до переваг відносяться – простота та надійність конструкції, низька вартість, стійкість до зовнішніх аварій. Але є й недоліки даних генераторів – це насамперед неможливість регулювання напруги та споживання реактивної потужності.

У модернізації електроенергетичних систем в світі і в Україні значна роль відводиться впровадженню розосередженого генерування (РГ) в розподільних електричних мережах для зменшення впливу централізованого електропостачання.

Розглядаючи вплив ВДЕ з АГ на режими роботи електричних мереж (ЕМ), слід зазначити, що встановлена на ВДЕ ємнісна компенсація реактивної потужності змінює частотні характеристики електричної системи та склад вищих гармонік. Вітрові електростанції мають нерівномірні режими генерації.

Розбудова розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) в електричних мережах породжує нові задачі, що пов'язані з дослідженням впливу розосередженого генерування електроенергії на режими роботи електричних мереж, а також оптимальне керування ВДЕ з АГ.

Метою даної роботи є підвищення ефективності експлуатації відновлювальних джерел електроенергії з асинхронними генераторами за рахунок оптимізації впливу на режими роботи ЕМ.

Наводяться математичні моделі умов оптимальності функціонування ВДЕ з асинхронними генераторами для випадку комбінованого генерування – каскад малих гідроелектростанцій (ГЕС) та вітрова електростанція, керованість якої обмежена впливом нестабільних погодних умов. Показано ефективність схеми приєднання ВДЕ з АГ до електричних мереж та наведені результати аналізу.

Для формування умов оптимальності функціонування ВДЕ з асинхронними генераторами розглянуто та проаналізовано оптимізаційні задачі, що властиві їх експлуатації в локальних електричних системах (ЛЕС). Розглянуто задачу оптимізації режимів роботи ВДЕ з АГ в ЛЕС. У нормальних режимах роботи електричних мереж важливими є питання організації планування і оперативного керування режимами роботи ВДЕ з метою отримання максимального прибутку, тому актуальною є задача оптимізації добових режимів для зменшення втрат потужності в складі локальних електричних систем. Для забезпечення стійкості локальних електричних систем у періоди максимального та мінімального споживання важливою є задача оптимізації режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заданого централізованого графіка сукупного генерування при заданих обмеженнях на первинні енергоресурси та характеристики ВДЕ.

- 1) Нікіторович О.В., Лежнюк П.Д., Кулик В.В. Особливості роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами в електричних мережах енергосистеми // Технічна електродинаміка / Тематичний випуск: проблеми сучасної електротехніки, ч.4 – 2008. – С. 43-48.
- 2) Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їх технологічне забезпечення // Технічна електродинаміка. – 2010. – №6. – С. 44–50.
- 3) Нетрадиционная энергетика – возобновляемые источники, использование биомассы, термохимическая подготовка, экологическая безопасность: учебное пособие / Л. И. Пугач, Ф. А. Серант, Д. Ф. Серант // Новосибирск: НГТУ, 2006. – 347 с.

В. Н. Сулейманов, к. т. н., проф.; В. А. Комар, к. т. н., доц.; Надеран Реза
МЕТОД ОЦЕНИВАНИЯ ДЕЙСТВИЙ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА В
РЕЖИМНОМ ТРЕНАЖЕРЕ

Усложнение режимов современных электроэнергетических систем (ЭЭС), децентрализация энергоснабжения, увеличение доли распределённого производства электроэнергии с возобновляемыми источниками энергии, приводят к усложнению планирования режимов ЭЭС и оперативного управления ними. Переход к новой модели энергорынка влечет увеличение роли диспетчера в процессе оптимального управления режимами ЭЭС. Поэтому от квалифицированности диспетчерского персонала зависит экономическая эффективность работы системы.

Вопросы повышения эффективности подготовки и тренировки диспетчерского персонала ЭЭС целесообразно решать с использованием специальных тренажеров. Тренажеры ведения нормального режима ЭЭС с поддержанием установленных значений параметров режима в большей степени должны быть ориентированы на управление режимом ЭЭС: ведение экономического режима, регулирование частоты и активной мощности, ввод параметров утяжеленного режима в допустимую область, предотвращение срабатывания систем противоаварийной автоматики (ПА) и нарушения устойчивости, восстановление параллельной работы разделившихся после аварии частей ЭЭС и т.п. Поскольку ведение режима требует от диспетчера контроля значительного числа параметров и не всегда действия на поддержание одних параметров режима являются достаточно эффективными для других, то оценка качества тренировки должна проводиться по интегральному показателю.

Целью является разработка метода оценивания действий диспетчерского персонала при тренировках, основанный на использовании интегрального показателя качества тренировки. Интегральный показатель позволяет комплексно оценивать действия диспетчера с учетом надежности электроснабжения, качества электроэнергии и экономичности режимов ЭЭС:

$$F_* = \sum_{j \in M} \pi_j \cdot \left\{ \begin{aligned} &E_{*j}(D) - \sum_{i \in N_0} c'_{*i} k_i(D) - f_{j*} \cdot b_j(D) (1 - E'_{*j}(D)) - \\ &- d_{j*} \cdot b_j(D) (E'_{*j}(D) - E_{*j}(D)) - g_{j*} \sum_{s=1}^N T_s(D) \cdot (1 - b_j(D)) \end{aligned} \right\},$$

где $\pi_j = \frac{c_j \cdot W_j^h}{\sum_{j \in M} c_j \cdot W_j^h}$ – весовые коэффициенты; D – множество возможных действий

диспетчера. N – количество ветвей; $b_j = \left(1 - E_{*j}\right) \left(1 - \sum_{i \in N_0} k_i\right)$ – коэффициент, зависящий от качества

функционирования системы и возможностей межсистемных связей; T_s – коэффициент распределения потерь мощности в ветке s схемы в зависимости от мощности в узле j ;

$k_i = \sum_{v=1}^l \frac{W_v}{W'_{ji}} \cdot P[W_v]$ – коэффициент характеризующий пропускную способность связи между

системами; $P[W_v]$ – вероятность нахождения связи в состоянии v , характеризующимся пропускной способностью W_v ;

Использование показателя качества функционирования позволило получить относительно не сложный метод оценки тренировки диспетчерского персонала. Интегральный показатель качества тренировки позволяет оценивать квалификацию диспетчера не по отношению к возможным действиям инструктора (эксперта), а по отношению к работе «идеальной» системы. Это позволяет избежать субъективности оценки и не требует наличия группы экспертов.

ОПТИМАЛЬНИЙ РОЗПОДІЛ НАВАНТАЖЕНЬ МІЖ ДЖЕРЕЛАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИНЦИПУ НАЙМЕНШОЇ ДІЇ ТА МЕТОДУ РАДІАЛЬНИХ ЕКВІВАЛЕНТІВ

Сучасні ЕЕС характеризуються значною кількістю визначальних параметрів та складністю їх взаємозв'язків. Це призводить до ускладнення розрахунків режимів в темпі процесу. Тому доцільно децентралізувати частину функцій керування. Зменшити обсяги обчислень та інформаційних потоків можна за рахунок впровадження локальних систем керування, переважно автоматичних. Такі системи дають можливість оптимізації функціонування не лише потужного генераторного обладнання, а й так званих розосереджених джерел електроенергії.

В даній роботі розглядається метод визначення оптимальних потужностей електричних станцій з урахуванням їх впливу на режими та параметри електричних мереж. Запропоновано використання принципу найменшої дії у поєднанні з методом радіальних еквівалентів. Показано, що похибка еквівалентування мереж до радіального вигляду за режимними параметрами практично не погіршує результатів оптимізації навантажень електричних станцій, істотно спрощуючи розрахунки в умовах недостатності вихідної інформації.

В класичній постановці задача оптимізації режимів ЕЕС розв'язувалась за критерієм мінімуму сумарних витрат палива. Разом з новими економічними умовами, в яких працює електроенергетика, з переходом до балансуєчого ринку електричної енергії змінилася постановка задачі формування оптимального складу енергогенеруючого обладнання ЕЕС, критерії, методи та засоби оптимізації. В сучасних умовах експлуатації електричних станцій набули важливості критерії максимуму прибутку від реалізації електроенергії або мінімуму собівартості її виробництва:

$$\begin{cases} Z_E = \int_0^T \sum_{i=1}^S P_i \beta_i dt \rightarrow \min; \\ \sum_{i=1}^S P_i - P_\Sigma - \pi = 0, \end{cases}$$

де β_i – вартість 1 кВт·год. електроенергії, відпущеної з шин i -ої станції; P_Σ – сумарне навантаження ЕЕС, що припадає на сукупність з S станцій; π – втрати електроенергії в електричних мережах ЕЕС, зумовлені впливом сукупності з S станцій.

Розрахунки режимів роботи ЕЕС для оперативного керування ускладнюються внаслідок кількості джерел електроенергії, складності схем електричної мережі у поєднанні з жорсткими часовими обмеженнями. Тому для визначення оптимальних потужностей джерел електроенергії в темпі процесу керування з урахуванням умови мінімуму втрат електроенергії в електричних мережах ЕЕС пропонується використовувати спрощену модель енергосистеми, яка базується на використанні радіальних еквівалентних мереж.

Моделі радіальних еквівалентів (REI) можуть давати еквівалент для одного вузла, або для електроенергетичної системи в цілому. Врахування нелінійних елементів електричних систем, що часто призводять до ускладнення розуміння процесів, завжди будуть знаходитися за граничними вузлами REI-схем вузлів.

Для адаптації REI-схеми до сумісного розв'язання задач оптимізації режимів електричних станцій та електричних мереж ЕЕС всі джерела електроенергії розташовані за своїми

економічними опорами ($R_{esi} = \frac{U_i^2 \cos^2 \varphi_{ном} \beta_i}{S P_i}$). Таким чином, метод, що пропонується, включає

елементи тензорного аналізу електричних мереж. Суть методу полягає в штучному перетворенні складнозамкнутої схеми електричної мережі до еквівалентної радіальної для даного часового зрізу, використовуючи актуальні результати розрахунку усталеного режиму.

Лінеаризована модель нормального режиму, що отримана за рахунок представлення навантаження та генерації вузлів ЕЕС у вигляді розрахованих задаючих струмів, буде цілком еквівалентна початковій нелінійній моделі для даного моменту часу.

РОЗВ'ЯЗАННЯ ДВОЇСТОЇ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЮ СИСТЕМОЮ З ЗАСТОСУВАННЯМ НЕЙРО-НЕЧІТКОГО МОДЕЛЮВАННЯ

В статті йдеться про обчислювальний процес пошуку оптимальних параметрів режимів електричних систем (ЕС), який будується за схемою, коли у відповідність до прямої задачі оптимізації ставиться і розв'язується двоїста їй задача. В даному випадку двоїстими змінними є критерії подібності досліджуваного процесу. Метою даної роботи є підвищення ефективності процесу розв'язування оптимізаційних задач великої розмірності шляхом використання засобів нейро-нечіткого моделювання.

Відповідна прямій задачі двоїста задача оптимального керування режимами ЕС формулюється таким чином [1]:

максимізувати критерій ефективності

$$d = f(\pi) \quad (1)$$

за умов

$$\alpha \pi = b, \quad (2)$$

де π – вектор критеріїв подібності; α – матриця розмірностей параметрів режиму ЕС, що оптимізуються; b – вектор, в якому всі члени крім останнього є нулі, а останній є одиниця (тобто система рівнянь (2) відображає умови ортогональності і нормування критеріїв подібності).

Тут розглядаються задачі, коли матриця α є виродженою прямокутної форми і система рівнянь (2) невизначена. Очевидно, що розв'язків системи (2) буде безліч або взагалі не існуватиме. Проте використовуючи сингулярний розклад матриці $\alpha = SVD$ та його властивості, щодо здатності показувати ранг матриці, відшукування псевдооберненої матриці до α та зменшення розмірності даної матриці дана задача стає розв'язуваною. Однак процес знаходження оптимального розв'язку в даному випадку є досить ресурсоємним. В цьому випадку розв'язок системи рівнянь (2) відносно критеріїв подібності можна отримати у вигляді:

$$\pi_3 = \beta_0 + \sum_{j=1}^t \pi_{nj} \beta_j, \quad (3)$$

де π_3 і π_{nj} – залежні і незалежні (базові) критерії подібності; β_0 – вектор нормалізації; β_j – вектор нев'язки; $t=m-n-1$ – міра складності задачі критеріального програмування; m – кількість змінних (критеріїв подібності) в (2)); n – кількість параметрів режиму ЕС, значення яких оптимізуються, або кількість рівнянь в (2) плюс 1.

Процес виділення можна виконувати за такою схемою: використовуючи SVD розклад матриці α відшукати базис, а саме кількість базисних змінних; шляхом вибірки виконувати виділення залежних змінних через незалежні, знайти оптимальний розв'язок системи (2). Проте процедура перебору всіх можливих комбінацій відносно критеріїв подібності становить 2^m і вимагає чимало часу на обчислення, що не задовольняє умови оперативного керування.

Суть застосування методу нейро-нечіткого моделювання полягає в тому, що незалежні критерії подібності π_{nj} в (3) розглядаються як такі, що за своїм змістом відповідають функції належності μ . Отже можна провести аналогію між функцією належності та критерієм подібності і рівність (3) записати у вигляді:

$$\pi_3 = \beta_0 + \sum_{j=1}^t \mu_j \beta_j$$

Розроблені метод і алгоритми використані для розв'язування задачі визначення поточних і оптимальних значень технічних втрат потужності в електричних мережах, зокрема для тестової схеми електричної мережі 110–220 кВ IEEE та схем реальних енергосистем. Отримані результати підтверджують їх ефективність.

П.Д. Лежнюк, д.т.н., проф., Н.В. Остра, к.т.н., доц., О.Є. Рубаненко, к.т.н., доц.

ОЦІНКА ЧУТЛИВОСТІ КРИТЕРІЇВ ОПТИМАЛЬНОСТІ В УМОВАХ ЗАДАЧ ВЕЛИКОЇ МІРИ СКЛАДНОСТІ

Зазвичай при синтезі оптимальних програм і законів керування використовується апіорна інформація про динамічні характеристики об'єкта, можливі зовнішні збурювальні впливи, початкові умови для окремих ділянок процесу керування, наприклад, параметрами нормального режиму електроенергетичних систем (ЕЕС). Проте реальні характеристики систем відрізняються від очікуваних. В наслідок цього визначене керування може виявитися неоптимальним. Крім того, саме керування в результаті похибок вимірювальних елементів, обчислювальних і виконавчих пристроїв зазвичай відрізняється від розрахункового. Це вносить певну невизначеність у початкову інформацію і впливає на результати обчислень, а також може привести до порушення умов оптимальності керування. Цільову функцію, яка характеризує якість функціонування, наприклад, системи керування режимами ЕЕС, як $F(x, u)$, запишемо наступним чином:

$$F = F[\tilde{x}(t, \tilde{\varepsilon}_1, \dots, \tilde{\varepsilon}_m, u_1, \dots, u_n), \tilde{\varepsilon}_1, \dots, \tilde{\varepsilon}_m, u_1, \dots, u_n, T] \Rightarrow \min, \quad (1)$$

де $\tilde{x}(t)$, $u(t)$ – відповідно вектори стану і керування; $\tilde{\varepsilon}_i$ – деякий нечіткий параметр, який може мати різні фізичні значення (він може характеризувати не лише власні властивості досліджуваної системи, які є незмінними та наперед відомими – перерізи проводів ліній електропередач, опори обмоток силових трансформаторів і т.і., так і зовнішні впливи, які діють на неї – потужності навантажень, стан обладнання ЕЕС, кліматичні умови тощо); T – інтервали часу, що характеризують період дискретності керуючих впливів, u_i . Припускається, що задача пошуку оптимального рішення по керуванню режимами ЕЕС зведена до задачі пошуку умовного екстремуму функції багатьох змінних.

Як бачимо, оптимальне значення функції F залежить від оптимальних значень параметрів $\tilde{\varepsilon}_{i0}$, які характеризують як об'єкт, так і зовнішній вплив, і приймає мінімальне значення в межах нечіткої області параметрів керування u_i . Очевидно, що множина оптимальних параметрів керування, наприклад коефіцієнтів трансформації трансформаторів з РПН, u_{i0} є функціями оптимальних параметрів ε_{i0} . Вплив параметра $\tilde{\varepsilon}_i$ на ці коефіцієнти оцінюємо похідною

(функцією чутливості) $\frac{du_i}{d\tilde{\varepsilon}_i}$. За допомогою функцій чутливості можна оцінити вплив неточності

інформації про параметри незмінної частини ЕЕС, про параметри збурювальних впливів та про значення параметрів, які є початковими умовами, що визначають оптимальність керування. Відомо, що параметри керування u_{i0} визначаються з врахуванням необхідних умов оптимальності цільової функції

$$\frac{\partial F}{\partial u_i} = \varphi[u_i(\varepsilon), \tilde{\varepsilon}] = 0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (2)$$

Розв'язок системи лінійних неоднорідних рівнянь, утвореної з (2), дозволяє визначити чутливість оптимальних параметрів керування $\frac{du_j}{d\varepsilon}$, враховуючи, що зміна оптимального коефіцієнта трансформації керувального впливу визначається за виразом (3):

$$\Delta u_{i0} = \frac{du_j}{d\varepsilon} \Delta \varepsilon. \quad (3)$$

Остра Н.В. Розподіл допусків на параметри з використанням критеріального моделювання // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2003. - №6. – С. 210 – 213.

Бурбело С.М., аспірант

МЕТОД ОПТИМІЗАЦІЇ ПЛАНУВАННЯ ПОДІЙ В ДИНАМІЧНИХ СИСТЕМАХ ЗІ ЗМІННИМИ ПАРАМЕТРАМИ ТА СТРУКТУРОЮ

В динамічних системах досить поширеною є задача планування. Постановка такої задачі загалом конкретизується набором обмежень щодо значень параметрів об'єктів людино-машинних систем. Основними елементами системи планування є об'єкт, суб'єкт і ресурси. Асиметрична двохстороння взаємодія між об'єктом та суб'єктом системи реалізує функцію управління. Суб'єкт в цілому має складний багаторівневий характер, який зумовлений особливостями предметної галузі та специфікою постановки задачі, і є джерелом цілеспрямованого впливу на об'єкт.

Пріоритет використання механізмів за видами ресурсів та кваліфікацією персоналу визначається з виразу:

$$\rho_i = \psi_i \cdot T_{pi} \cdot V_{pi} / \left(\sum_{j=1}^{n_{vi}} T_{vij} \cdot V_{vij} + \sum_{j=1}^{n_{zi}} T_{zij} \cdot V_{zij} \right), \quad i = \overline{1, n},$$

де T_p, T_v, T_z – тарифи відповідно для виконуваної роботи, витрати ресурсів та оплати праці персоналу; V_p, V_v, V_z – питомі значення відповідно продуктивності, витрати ресурсів, кількості персоналу обслуговування машини в роботі; n_v, n_z, n – кількість ресурсів, чисельність персоналу для обслуговування та кількість механізмів; ψ_i – комплексний критерій ефективності, що характеризується зношеністю обладнання, наявністю запасних частин, якістю, безпекою, екологічністю виконання робіт, доступністю ресурсів, керованістю режимів і т.п. для i -ої машини.

Пріоритет машин використовується для розробки графіку послідовності роботи механізмів:

$\rho = \max\{\rho_i\}$, за умови достатності ресурсів $\sum_{j=1}^{n_{vi}} V_{vij} \leq W_v, \sum_{j=1}^{n_{zi}} V_{zij} \leq W_z, i = \overline{1, n}$, де W_v, W_z – кількість наявних ресурсів механізмів, ресурсів персоналу. Обсяги виконання робіт механізмами λ_i та персоналом μ_i на об'єктах, що залежать від їх номінальних X_g і технологічних параметрів X_p , визначаються для кожного з етапів виконання робіт згідно з виразом:

$$\lambda_i = \alpha_i \cdot X_g + \beta_i \cdot X_p; \quad \mu_i = \gamma_i \cdot X_g + \phi_i \cdot X_p; \quad i = \overline{1, n_e},$$

де n_e – кількість етапів виконання робіт. Коефіцієнти α і β залежать від співвідношення продуктивності машин з параметрами об'єкта, а коефіцієнти γ і ϕ – продуктивності персоналу з номінальним та технологічним параметрами об'єкта.

До етапів можуть бути віднесені: підготовка до виконання робіт, безпосереднє людино-машинне виконання робіт, завершення виконання робіт. Планування робіт виконується відповідно до графіку з врахуванням ресурсів суб'єктів та об'єктів динамічної системи. Здійснюється побудова плану дій, що оптимізується за наступним виразом цільової функції δ :

$$\delta = \max \left(\sum_{j=1}^m \rho_j t_j / \sum_{j=1}^m t_j \right), \text{ за обмежень } \sum_{j=1}^m V_{vhj} \leq W_n, h = \overline{1, n_v}, \sum_{j=1}^m V_{zij} \leq W_z, i = \overline{1, n_z},$$

де m – кількість елементів графіку; ρ_j – пріоритет механізму; t_j – тривалість використання механізму.

Таким чином, запропоновано інформаційну модель планування подій зміни стану динамічної системи, яка враховує часово-залежні параметри, пріоритети та функціональні обмеження характеристик елементів системи і дозволяє здійснювати перепланування графіку в процесі його виконання.

Бевз С.В., к.т.н., доцент; Кручок І.В., студент
КРИТЕРІАЛЬНЕ МОДЕЛЮВАННЯ В ОПТИМАЛЬНОМУ КЕРУВАННІ
НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

На сучасному етапі вирішення проблем підвищення ефективності оптимізаційних заходів необхідно здійснювати корекцію поточних режимів роботи електроенергетичної системи (ЕЕС) в темпі технологічного процесу. Проте обробка інформації в умовах підвищеної складності задач оптимального керування електроенергетичними об'єктами вимагає постійного удосконалення методів та моделей. Розв'язання задачі оптимального керування ЕЕС сьогодні вимагає системного підходу і використання перспективних засобів теорії подібності та моделювання, одним із узагальнюючих методів якої є критеріальний.

Аналіз поетапного розв'язання задач оптимального керування нормальними режимами (НР) ЕЕС засобами критеріального моделювання на єдиній методологічній основі репрезентується, по-перше, формуванням математичної моделі, а після проміжних етапів – практичним впровадженням оптимального розв'язку, що різноаспектно демонструє амплітуду можливостей даного підходу, яка, зокрема, охоплює обробку моделей процесу автоматизації на основі теорем про подібність і додаткових положень до них, а також пошук оптимальних варіантів критеріальним програмуванням, визначення керуючих впливів за допомогою критеріальних моделей та аналіз розв'язків критеріальним методом.

Задача оптимального керування НР ЕЕС полягає у мінімізації функції втрат потужності та визначенні керуючого впливу для практичного впровадження оптимального розв'язку з врахуванням обмежень. При цьому реалізація керуючого впливу на параметри системи повинна забезпечити її перехід до оптимального стану. В термінах критеріального моделювання задача оптимального керування НР ЕЕС зводиться до вирішення нелінійної оптимізаційної задачі у вигляді:

$$y = \sum_{i=1}^{m_1} A_i \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \rightarrow \min; \quad g_k = \sum_{i=m_k+1}^{m_{k+1}} A_i \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \leq 1; \quad k = \overline{1, p}; \quad x_j > 0, \quad (1)$$

де $y(x)$ – узагальнений техніко-економічний показник; x_j – змінні параметри системи; n – кількість змінних; m – загальна кількість доданків математичної моделі; p – кількість обмежень; A_i, α_{ij} – постійні коефіцієнти, які визначаються властивостями системи.

Критеріальний метод забезпечує перехід від змінних прямої задачі (1) до двоїстих змінних, що дозволяє привести задачу високої міри складності до канонічного вигляду та вирішити її засобами критеріального моделювання, уникаючи при цьому накопичення похибки обчислення як, наприклад, при застосованні ітераційних методів послідовного пошуку екстремуму у різних системах відносних одиниць. Метод доповнення матриці зворотного зв'язку закону керування додатковими критеріями подібності полягає у визначенні коефіцієнтів $c_i, i = \overline{1, s}$, які задовольняють умовам:

$$\prod_{j=1}^m \left(\frac{\beta_{p_0 j} - c_i \cdot \beta_{p_i j}}{A_j} \right)^{\beta_{p_i j}} = 1, \quad i = \overline{1, s},$$

і визначенні значень критеріїв подібності, що співвідносяться з мінімальним значенням цільової функції $y_{\min}$ відповідно до виразу: $\beta'_{p_0 j} = \beta_{p_0 j} - \sum_{i=1}^s c_i \cdot \beta_{p_i j}, j = \overline{1, m}$.

Значення мінімуму цільової функції визначаються з наступного виразу:

$$y_{\min} = \prod_{j=1}^m \left(\frac{\beta'_{p_0 j}}{A_j} \right)^{\beta'_{p_0 j}} \cdot \prod_{k=1}^p \left(\sum_{r=m_k+1}^{m_{k+1}} (\beta'_{p_0 r}) \right)^{\sum_{r=m_k+1}^{m_{k+1}} (\beta'_{p_0 r})},$$

Отже, для підвищення ефективності оптимального керування НР ЕЕС запропоновано комплексний підхід зниження міри складності задачі та її розв'язання із застосуванням критеріального моделювання на всіх етапах вирішення проблеми.

О.С. Яндульський, д.т.н., проф.; Лукаш М.П., к.т.н., доц.; А.О. Стелюк, к.т.н., доц.
ВИБІР СИСТЕМНОГО РЕГУЛЯТОРА ДЛЯ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ
ЧАСТОТИ ТА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Анотація: Розглянуто структуру та закони регулювання системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП). Наведені результати моделювання роботи типового та нечіткого системного пропорційно-інтегрального (ПІ) регулятора САРЧП.

Аннотация: Рассмотрены структура и законы регулирования системы автоматического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ). Приведены результаты моделирования работы типового и нечеткого системного пропорционально-интегрального (ПИ) регулятора САРЧМ.

Annotation: The structure and control laws of automatic generation control (AGC) have been considered. The modeling results of typical and fuzzy proportional-integral regulator operation are shown.

Ключові слова: частота, переток активної потужності, первинне та вторинне регулювання частоти, система автоматичного регулювання частоти та активної потужності, системний регулятор, закон регулювання, нечіткий регулятор, моделювання.

Показано актуальність забезпечення високої якості регулювання частоти та активної потужності в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України, що з розв'язанням ряду інших задач зумовлює необхідність підвищення ефективності функціонування САРЧП ОЕС України [1].

Проведено аналіз роботи системної частини САРЧП в наступних режимах: автоматичного регулювання частоти, автоматичного регулювання перетоку та автоматичного регулювання перетоку з коригуванням за частотою.

З використанням розробленої моделі САРЧП в ОЕС досліджено роботу типового та нечіткого на основі алгоритму Мамдані системного ПІ-регулятора [2, 3]. Виконано моделювання роботи нечіткого ПІ-регулятора для різних налаштувань: кількості термів функцій належності (ФН), для термів зі зміщеними до центру вершинами та термів зі збільшеними від центру основами ФН.

Аналіз отриманих результатів показав, що найменший час перехідного процесу з дещо збільшеним перерегулюванням спостерігається у випадку використання термів зі зміщеними до центру вершинами ФН.

Список літературних джерел

1. Яндульський О.С., Стелюк А.О., Лукаш М.П. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах / Під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 88 с.
2. Яндульський О.С., Стелюк А.О., Лукаш М.П. Моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності об'єднаної енергосистеми з регулюючими енергоблоками теплових електростанцій // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «Проблеми сучасної електротехніки» – 2010. – Ч. 3. – С. 48-52.
3. Яндульський О.С., Лукаш М.П., Стелюк А.О. Дослідження спільної роботи теплових та гідравлічних електростанцій у складі системи АРЧП ОЕС України // Збірник наукових праць Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика». – 2008. – № 8 (140). – С. 92-94.

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

Лукаш Микола Петрович – к.т.н., доцент, Україна, м. Київ, Національний технічний університет «Київський політехнічний інститут», кафедра електричних станцій, доцент кафедри, тел.: (044) 454-95-12.

Стелюк Антон Олегович – к.т.н., доцент, Україна, м. Київ, Національний технічний університет «Київський політехнічний інститут», кафедра автоматизації енергосистем, доцент кафедри, тел.: (044) 454-95-16.

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПЕТЕЛЬ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ГІСТЕРЕЗИСНУ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СТАЛЕЙ

Розглянуто існуючі найбільш поширені способи моделювання петель електромагнітного гістерезису, виконано порівняння моделей та здійснені практичні рекомендації щодо можливостей досліджених моделей.

Рассмотрены существующие наиболее распространенные способы моделирования петель электромагнитного гистерезиса, произведено сравнение моделей и осуществлены практические рекомендации относительно возможностей исследования моделей.

Ключові слова: моделювання, гістерезис, вейвлет – перетворення.

Удосконалення існуючих моделей високовольтних трансформаторів струму вимагає адекватного опису процесів у їх магнітних системах. При цьому обов'язково повинні бути враховані гістерезисні властивості матеріалу магнітної системи і їх поведінка при довільній зміні індукції. Врахування явища гістерезисну дозволяє дослідити складні перехідні режими трансформаторів струму, удосконалити аналіз ферорезонансних явищ.

Дослідження проведені Г. І. Атабековим показали, що використання методів моделювання трансформаторів, які базуються лише на апроксимації кривої намагнічування, не можуть володіти достатньою точністю. Тому до моделей представлення форми петлі гістерезису пред'явлені наступні вимоги: достатня простота реалізації алгоритму у всьому діапазоні зміни значень функції намагнічування; забезпечення необхідної для подальших розрахунків точності; уніфікованість методу для різних типів магнітних матеріалів.

Найбільш простим способом представлення кривої петлі гістерезису являється використання кусково-лінійної апроксимації. Апроксимовану криву замінюють ломаною лінією з декількома точками перегину, при чому кількість цих точок прямо залежить від необхідної точності представлення. До головних переваг варто віднести – відсутність потреби розв'язання нелінійної задачі, але скачкоподібний перехід від однієї ділянки до іншої призводить до суттєвих похибок.

Досить поширеною сьогодні являється апроксимація петлі степеневим поліномом. Збільшення точності досягається зростанням кількості членів поліному, що призводить до складності визначення коефіцієнтів трансформації.

Використання трансцендентних функцій дає можливість моделювати петлі гістерезису з відхиленням до 30% від експериментальних значень. Найбільш універсальним та поширеним являється апроксимуюче рівняння на основі функції арктангенса. Розклад гіперболічного тангенсу в ряд робить спосіб подібним до апроксимації поліномом.

Високою точністю та універсальністю володіють моделі гілок петлі гістерезису електротехнічних сталей, побудовані на основі сплайнів. До очевидних переваг цих моделей можна віднести роботу з наявними експериментальними даними. Тобто можливість підбору апроксимуючих функцій таким чином, що в точках стиків сплайн-функція - неперервна. З недоліків варто відзначити громіздкість розрахунків.

Використання апарату вейвлет-перетворень дає можливість з точністю, співрозмірною з точністю вимірювальних приладів, отримати за кінцеву кількість ітерацій шукану функцію петлі гістерезису.

Проведений аналіз показав, що тільки метод сплайнів та апарат вейвлет-перетворень дозволяють з достатньою точністю відтворювати процес моделювання залежностей петель електромагнітного гістерезису.

Література.

1. Сирота И.М. Переходные режимы работы трансформатора тока // Киев: Изд. АН УССР. – 1961. – 192 с.

Танкевич Євгеній Миколайович – д.т.н., Україна, Київ, НТУУ «КПІ», ФЕА, кафедра електричних мереж та систем, проф., тел.: (044) 454-24-75

Лутчин Микола Миколайович – аспірант., Україна, Київ, НТУУ «КПІ», ФЕА, кафедра електричних мереж та систем, асистент, e-mail: 007001@mail.ru, тел.: (044) 237-37-32

СЕКЦІЯ 2

ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ І НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Є.І.Бардик, к.т.н., доц.

ПРОГНОЗУВАННЯ ЗМІНЕННЯ РЕСУРСНИХ ПАРАМЕТРІВ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ НА ОСНОВІ ТЕОРІЇ НЕЧІТКИХ ЧАСОВИХ РЯДІВ

Забезпечення надійності функціонування підсистем електроенергетичних систем (ЕЕС), що здійснюють електропостачання споживачів, є однією з основних багатопланових проблем електроенергетики. Рівень надійності електропостачання споживачів значною мірою залежить від технічного стану силового і комутаційного обладнання зношення якого на сьогоднішній день сягає 60-70%, що призводить до збільшення ймовірності його відмов, підвищення аварійності в ЕЕС.

Гнучкість і об'єктивність в прийнятті управлінських рішень щодо підвищення рівня надійності електропостачання на перспективу багато, в чому залежить від можливості передбачення ненормальних і аварійних ситуацій в підсистемах ЕЕС. Розв'язання задач визначення ризику виникнення аварійних ситуацій в енергосистемах при відмовах вимикачів та прийняття обґрунтованих рішень щодо ремонту або заміни вимикачів ґрунтується на об'єктивній оцінці спрацьованого і прогнозуванні залишкового ресурсу його працездатності. Для цього необхідна розробка математичних моделей прогнозування змінення залишкового ресурсу вимикача на основі яких можна визначити можливість вичерпання ресурсу працездатності (прогнозувати відмови) і страхувати ризик відмови відповідальних підсистем ЕЕС, які забезпечують електропостачання споживачів.

Аналіз відмов високовольтних вимикачів показав, що найбільш пошкоджуваними елементами повітряного вимикача є привод, дугогасний пристрій і внутрішню ізоляція, ущільнення, причому частка відмов дугогасного пристрою іноді сягає 20-27%. Очевидно, що одним з найбільш визначальних параметрів щодо прогнозування вичерпання ресурсу, працездатності вимикача є комутаційний ресурс найбільше спрацювання якого виникає при комутації струмів КЗ.

Як показує практика оцінки і прогнозування ресурсу електрообладнання ЕЕС, традиційний шлях врахування факторів невизначеності на основі ймовірнісного і статистичного моделювання часто є неадекватним вирішуваним задачам і може призвести навіть до неправильних результатів, оскільки його функціонування на практиці характеризується невизначеністю "нестохастичного" типу. Часовий ряд змінення ресурсних параметрів відповідального силового і комутаційного обладнання при цьому характеризується такими особливостями: невідомі ймовірнісні характеристики стохастичного процесу, мала кількість елементів вибірки, невизначеність і неповнота інформації про функціонування об'єкта.

Тому використання моделей замінювання параметрів технічного стану у вигляді випадкових процесів і розрахунок параметрів залишкового ресурсу через параметри випадкового процесу не завжди дає можливість визначити прогноз моменту появи граничного стану.

Для підвищення якості і достименності приймаємих рішень прогнозування ресурсу з урахуванням всієї множини факторів, що впливають на їх результати, необхідний системний підхід, який ґрунтується на досвіді, знаннях і аргументованих судженнях (експертних оцінках) спеціалістів-експертів з використанням інтелектуальних методів аналізу часових рядів.

В розробленому математичному і програмному забезпеченні величина спрацьованого комутаційного ресурсу $R_k^H(t)$ вимикача в момент спостереження вважається нечіткою випадковою змінною. Динамічний розвиток змінювання комутаційного ресурсу $R_k^H(t)$ в часі представляється у вигляді нечіткого часового ряду, який являє собою послідовність спостережень над змінюванням у часі комутаційного ресурсу вимикача, значення якого в момент часу t_i виражаються нечіткою змінною, яка визначається на основі вимірювань та досвіду експертів. Прогнозування вичерпання залишкового комутаційного ресурсу високовольтних вимикачів здійснюється знаходженням моменту часу, коли $R_k^H(t)$ досяг нульового значення. Проведені тестові розрахунки прогнозованого залишкового ресурсу для повітряних вимикачів типу ВНВ за допомогою нечітких прогнозних моделей показали прийнятну для практики точність у визначенні термінів проведення ремонтного обслуговування.

НЕЧІТКА МОДЕЛЬ ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКІСНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО РИЗИКУ ПІДСИСТЕМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ (ЕЕС)

Надійність електропостачання споживачів на території, яка обслуговується ЕЕС залежить від рівня аварійності в системі. Збільшення рівня аварійності в ЕЕС України, Росії і інших промислово розвинених країнах призводить до підвищення небезпеки порушення електропостачання відповідальних енергетичних об'єктів, а іноді і значних територій, які супроводжуються негативними соціальними, екологічними і економічними наслідками.

Об'єктивно існуюче зростання інтенсивності технологічних порушень і важкості наслідків від них пов'язане із значним зношенням основних фондів і вичерпанням ресурсу електрообладнання, несприятливими змінами кліматичних умов в зовнішньому середовищі, причинами організаційного характеру і іншим. Тому на сучасному етапі розвитку ЕЕС все більшу актуальність набувають питання раціональної організації експлуатації і управління функціонуванням та розвитком складних ЕЕС, зокрема управління надійністю електропостачання і впровадження заходів, направлених на забезпечення промислової безпеки енергооб'єктів та запобігання виникненню аварійних ситуацій.

На сьогоднішній день все більшу актуальність набуває такий показник якості ЕЕС, як промислова безпека об'єкта, тобто здатність забезпечувати захист людини і природного середовища в від небезпечних впливів, які виникають при аваріях і інцидентах на цьому об'єкті.

Показниками промислової безпеки є ризики виникнення аварій і наслідків від них. Кількісно ризик визначають як деяку комбінацію міри проявлення наслідків небажаної події і міри можливості її появи.

Задача визначення експлуатаційного ризику ЕЕС і, зокрема локальних підсистем ЕЕС є багатопланою, оскільки з одного боку вона передбачає оцінку ризику виходу з ладу окремих одиниць електрообладнання, а з іншого необхідно знати величину ризику зниження надійності електропостачання споживачів при відмовах електрообладнання. При цьому важливим є також прогнозування показників надійності і залишкового ресурсу електрообладнання та встановлення допустимих термінів подальшої експлуатації конкретних одиниць обладнання при даному кількісному значенні ризику.

Вирішення задач визначення ризику функціонування ЕЕС і підсистем ЕЕС, які містять в своєму складі такі відповідальні і потенційно небезпечні об'єкти якими є електричні станції різних типів, зокрема АЕС, і окремі вузли навантаження передбачає вирішення низки окремих підзадач. З одного боку необхідно оцінити ризик виникнення небажаних аварій в ЕЕС, які можуть ініціювати каскадний їх розвиток, виділення на ізольовану роботу окремих підсистем ЕЕС з ТЕС або АЕС. З іншого боку актуальним є визначення ризику відмов, наприклад, підсистеми електропостачання ВП АЕС, що містить зношене або з дефектом електрообладнання при подачі живлення від зовнішніх джерел.

Для оцінки ризику втрати певного набору ліній, що зв'язують ТЕС або АЕС з системою розроблена математична модель алгоритм і програмне забезпечення, які ґрунтуються на визначенні ймовірності їх відмов на інтервалі часу на основі використання функцій розподілу $F(t)$ ймовірності безвідмовної роботи окремих одиниць електрообладнання ЕЕС адаптованих до змінення технічного стану і впливу метеоумов. Ця задача вирішується методом статистичного моделювання (метод Монте-Карло).

Використання методу Монте-Карло для оцінки ризику для складних багатоеlementних об'єктів іноді може дати результати, що мають рівень невизначеності, що перевищує величину цього результату. Тому для аналізу ризику експлуатації підсистем ЕЕС, які забезпечують електропостачання відповідальних споживачів (наприклад, системи ВП ТЕС, АЕС) доцільно використати не імовірнісний, а підхід, що ґрунтується на застосуванні теорії нечітких множин.

Для кількісної оцінки ризику відмов окремих функціональних вузлів системи електропостачання ВП АЕС, а також відповідальних елементів при втраті ЛЕП, що зв'язують АЕС з системою і подачі живлення від зовнішніх джерел (ГЕС, шини підстанції), розроблена нечітка модель, яка дає можливість визначити нечітку можливість відмови окремих функціональних вузлів та відповідальних елементів системи ВП АЕС і ґрунтується на використанні нечіткого представлення параметрів надійності окремих елементів (ЛЕП, шини, силові трансформатори та автотрансформатори, вимикачі, двигуни).

Н.У. Костерев, Е.И. Бардик, Р.В. Вожаков, М.П. Болотний
НЕЧІТКІ МОДЕЛІ ДІАГНОСТУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ І ПРОГНОЗУВАННЯ
РЕСУРСУ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ СИЛОВИХ МАСЛЯНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ (СТ)

Силові трансформатори є одним з найбільшим відповідальних і вартісних елементів основного електрообладнання сучасних електроенергетичних систем (ЕЕС) від надійності функціонування яких в значній мірі залежить надійність як систем електропостачання споживачів так і складної ЕЕС в цілому.

Згідно з даними інституту електроенергетики США EPRI станом на 2002 р. біля 65% СТ США відпрацювало більше 25 років. Частка СТ потужністю більше ніж, 100МВт, які працюють в СНД більше 25 років складає на сьогоднішній день близько 25%. В зв'язку з цим загострюється проблема забезпечення контролю та об'єктивної оцінки технічного стану (ТС) та визначені місця можливої відмови, прогнозування ресурсу працездатності СТ та визначення кількісних показників ризику експлуатації як окремих елементів так і систем електропостачання споживачів.

На сьогоднішній день для найбільш відповідальних підвищувальних потужних трансформаторів електростанцій і вузлових підстанцій використовують дорогі системи (вартість їх сягає 10% від вартості СТ) контролю і діагностування технічного стану. Разом з цим для більшості масляних СТ не великої і середньої потужності для діагностування ТС зазвичай використовують як методи періодичних планових аналізів і випробувань (виявлення виду і характеру можливого дефекту по оперативних даних випробувань і історії життя) так і методи безперервного контролю ТС (сигналізують про можливість виходу з ладу СТ), що потребує створення і використання відповідних систем контролю і діагностування ТС.

Окрім вирішення задач, пов'язаних з діагностуванням ТС СТ важливою є проблема визначення залишкового ресурсу працездатності окремих функціональних елементів СТ, що визначають залишковий ресурс працездатності трансформатора в цілому і які визначають динамікою змінення визначальних невідновлювальних параметрів старіння кожного елемента СТ.

Складність задачі оцінки ТС і прогнозування ресурсу працездатності визначається періодичністю виконуваних вимірювань і тим, що не завжди існуючі СТ оснащені відповідними системами моніторингу. Крім того критеріальні значення параметрів ТС, що відділяють один стан СТ від іншого часто одержані на основі обмежених статистичних даних та суб'єктивної інформації ремонтного і експлуатаційного персоналу.

Для вирішення задач діагностування ТС і прогнозування ресурсу працездатності СТ необхідна розробка декількох типів математичних моделей на основі апарату теорії нечітких множин, які становлять основу бази знань відповідних експертних систем.

Для визначення ТС силового масляного трансформатора на базі результатів окремих випробувань та вимірювань розроблена математична модель, яка містить в собі правила нечіткого логічного висновку, терм-множини та функції належності входних параметрів до тієї чи іншої лінгвістичної величини. База знань відповідного прототипу експертної системи діагностування технічного стану СТ ґрунтується на ієрархічному представленні і складається із системи вкладених одна в іншу баз знань меншої розмірності. Інтегральна оцінка ТС здійснюється шляхом агрегування висновків щодо виду і характеру дефекту СТ за результатами окремих випробувань і вимірювань з використанням відповідних баз знань.

В залежності від наявності поточної інформації щодо змінення визначальних ресурсних параметрів функціональних елементів СТ або статистичної інформації про пошкодження окремих елементів і СТ розроблено два типи моделей прогнозування ресурсу працездатності.

Для випадку, коли здійснюється безперервний або періодичний моніторинг визначальних параметрів ТС і окремих елементів СТ, розроблені математичні моделі прогнозування ресурсу їх працездатності, що ґрунтуються на використанні теорії нечітких часових рядів і нечіткого регресійного аналізу.

За наявності статистичних даних по відмовам окремих вузлів СТ даного типу та СТ певного класу напруги або потужності розроблені відповідні математичні моделі та програмне забезпечення, яке дає можливість визначати ймовірність відмови СТ на заданому інтервалі часу, і ґрунтується на використанні як статистичної так і нечіткої інформації, щодо стану об'єкта.

Н.В. Гребченко, д.т.н., проф.; И.В. Бельчев, аспирант; Л.С. Кирова, магистрант
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ПУТЕМ
АНАЛИЗА ВИРТУАЛЬНЫХ ОСЦИЛЛОГРАММ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

На сегодняшний день многочисленные попытки создать селективную защиту от различных видов замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью любой конфигурации не дали ожидаемого результата [1]. Основной причиной этого является сложность учета всех процессов при аварийных режимах. Особенно сложно моделируется электрическая дуга. Однако при наличии осциллограмм тока и напряжения реальных повреждений становится возможным проверить работу и выбрать принцип действия защиты от замыкания на землю.

Известны алгоритмы [2], позволяющие определять вид замыкания (замыкание на землю через переходное сопротивление, через двухполярную дугу, через однополярную перемежающуюся дугу). Сложность определения вида замыкания состоит в том, что параметры напряжения нулевой последовательности зависят от многих факторов. Эти факторы изменяются на протяжении всего времени замыкания, поэтому даже для одного и того же повреждения мгновенные значения напряжения нулевой последовательности двух соседних периодов отличаются. Поэтому для более точного определения вида повреждения предложено использовать всю совокупность его характеристик. Благодаря этому удалось повысить точность работы защиты и сократить время срабатывания, что в дальнейшем позволило использовать программу в реальном времени [2].

Целью работы является разработка принципа построения защиты, который позволит распознавать вид и определять место замыкания на землю.

Для определения места замыкания используется ток нулевой последовательности, а не напряжение $3U_0$. При замыкании на землю в токе нулевой последовательности могут появляться высокочастотные составляющие, а при неустойчивом горении дуги – составляющие подобные высокочастотным, но их частота не стабильна.

Для автоматического выявления этих составляющих требуется высокая частота дискретизации для аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Постоянная работа преобразователя тока и напряжения с такой частотой будет перегружать вычислительные средства, поэтому предложено использовать пусковой орган, который в случае выявления отклонений параметров от нормального режима переводит АЦП на более высокую частоту дискретизации. Т.к. пусковой орган работает на низкой частоте, то это должно учитываться при выборе пускового фактора (ПФ). Традиционно для ПФ используется превышение симметричными составляющими заданных значений.

Разработанный алгоритм состоит из нескольких подпрограмм. Первая часть отвечает за контроль ПФ, вначале осуществляется ввод текущих данных, состоящих из числовых последовательностей мгновенных значений тока, затем осуществляется выявление перехода через ноль для синхронизации уставки, далее производится пуск генератора синусоидального сигнала, где производится сравнение амплитуды с уставкой. При условии превышения амплитуды тока уставки делается вывод о выявлении повреждения. Вторая часть алгоритма фиксирует увеличение частоты АЦП, затем выявляет высокочастотную составляющую и делает вывод о появлении дугового замыкания на землю.

Контроль высокочастотной составляющей в токе нулевой последовательности позволяет определять характер замыкания на землю. Алгоритм реализован на языке программирования C++.

Для проверки правильности работы алгоритма использовались осциллограммы реальных замыканий, приведенных в технической литературе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6–10 кВ и мероприятиях об их совершенствованию. – М.: Энергетик №1 – 2000. – 20–22 с.
2. Базилевич М.В., Сабадаш И.О., Шелепетень Т.М. Автоматическое определение вида замыкания фазы в электрической сети с изолированной нейтралью. – Научные работы ДонНТУ, Донецк – 2004. – №79– 5-10 с.

Н.В. Гребченко, д.т.н., проф.; Бельчев И.В., аспирант; О.В. Колесникова, магистрант
АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВЫЯВЛЕНИЕ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ ПУТЕМ АНАЛИЗА
ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМОВ

Известные принципы построения релейной защиты не всегда обеспечивают необходимое техническое совершенство, особенно в последние годы. Зачастую это обусловлено наличием насыщения электромагнитных трансформаторов тока, что приводит к сильному искажению поступающей в реле информации [1]. Одним из новых принципов построения релейной защиты является автоматический анализ изменения во времени параметров режима электрооборудования. Наиболее информативным считается ток каждой фазы.

Ввиду этого, все более широкое распространение получают устройства релейной защиты и автоматики на микропроцессорной элементной базе. Такие устройства позволяют не только усовершенствовать алгоритмы обработки данных, но и использовать больший, чем это было возможно прежде, объем информации об аварийном состоянии объекта. Благодаря этому можно добиться повышения технического совершенства релейной защиты, а также обеспечить правильную работу в выше указанном режиме [2].

Целью работы является разработка алгоритмов построения систем релейной защиты (РЗ), которые позволят определять повреждения независимо от насыщения ТТ и повысить надежность функционирования РЗ.

Выполнена разработка алгоритма защиты от междуфазных коротких замыканий. В качестве основных контрольных параметров принята к рассмотрению следующая группа параметров режима:

- характер изменения тока во времени в одной или нескольких фазах (увеличение или снижение);
- наличие апериодической составляющей в токах каждой фазы;
- частота тока, соотношение длительностей полупериодов токов соответствующих фаз.

Разработанный алгоритм состоит из нескольких подпрограмм, которые анализируют параметры, указанные выше. Вначале осуществляется ввод текущих данных, состоящих из числовых последовательностей мгновенных значений токов фаз. Первая подпрограмма включает в себя анализ формы входного сигнала, а также расчет и сравнение амплитуд (максимумов) соседних полупериодов. При равенстве амплитуд делается вывод о соответствии исходных данных нормальному режиму. Если же значения соседних амплитуд отличаются, принимается решение о необходимости выполнения проверки на наличие апериодической составляющей в токе. Данный алгоритм реализуется путем определения и сравнения длительностей соседних полупериодов. В случае, если и они не равны, делается вывод о наличии апериодической составляющей в токе. С учетом других факторов делается вывод о возникновении короткого замыкания. Дальнейшие действия по алгоритму связаны с определением параметров короткого замыкания (вид и место короткого замыкания). Но, если соседние полупериоды равны, то скорее всего это нормальный режим.

Алгоритм позволяет на основании анализа комбинаций и диапазонов изменения этих параметров однозначно определять возникновение короткого замыкания и его параметры (в зоне действия или вне ее, так как сам факт возникновения короткого замыкания удастся установить более простыми методами).

Все алгоритмы реализованы на языке программирования C ++.

Для проверки правильности работы алгоритма используются осциллограммы реальных к.з., приведенных в технической литературе.

Предварительный анализ результатов работы алгоритма распознавания аварийных режимов показал, что он правильно выявляет несимметричные и трехфазные короткие замыкания и их параметры.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Афанасьев В.В., Адоньев Н.М., Кибель В.М. И др. Трансформаторы тока.- М.: Энергоатомиздат, 1989. - 416 с.
2. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. –М.:Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

**В.М. Кутін: д.т.н., проф.; О.Є. Рубаненко: к.т.н., доц.; О.О. Горчинський: студент
ДІАГНОСТУВАННЯ СКЛАДНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ НЕПОВНОТИ ВИХІДНИХ
ДАНИХ**

Проведені теоретичні дослідження у сфері діагностування роботоздатності розподільчих електричних мереж довели доцільність застосування нечіткої логіки з метою покращення якості визначення їх технічного стану. Для цієї мети було запропоновано застосовувати комбіновану систему діагностування, яка поєднує у собі постійне відстеження найважливіших параметрів (наприклад, для розподільчої мережі - контроль опору ізоляції, який визначає її стан) з планово-попереджувальними заходами щодо всіх інших елементів мережі.

Характерною особливістю світової енергетики є зростання частки обладнання, яке відпрацювало свій паспортний ресурс. Наприклад, за даними Інституту електроенергетики США EPRI [1], в 1997 р. близько 65 % силових трансформаторів в мережах США відпрацювали більше 25 років. Тому останнім часом все більше уваги приділяється контролю та діагностуванню основного електрообладнання електроенергетичних систем, а також оцінці працездатності кожного виду цього обладнання. Отже, зроблено висновок про актуальність задачі вдосконалення існуючих засобів діагностування, які б забезпечували більшу надійність роботи розподільчої мережі в складних умовах значної зношеності основної частини використовуваного обладнання. [2]

Запропоновано принцип побудови та аспекти практичної реалізації систем діагностування на основі нечіткої логіки, розроблено алгоритм застосування нечіткої логіки на прикладі постійного відстеження стану ізоляції розподільчої електричної мережі.

На відміну від наявної, методологія побудови комбінованої системи діагностування повинна ґрунтуватись на узгодженні та агрегації причинно-наслідкового детермінованого підходу з його стохастичним розвитком, так щоб детермінований підхід врахував аналогові зв'язки, а стохастичний дозволяв побудувати модель зв'язку систем електропостачання з аналоговими і дискретними, лінійними і нелінійними, неперервними і розірваними ланцюгами діагностування.

Комбінована система діагностування перетворює регламентну систему в систему з змінними інтервалами циклів, тому виникає задача оптимізації об'єму та послідовності перевірок деградуючих елементів в кожному діагностичному циклі та розвитку теорії і практики формування локальних критеріїв оцінки працездатності окремих елементів для підвищення вірогідності діагнозу, зменшення кількості накопичуваних дефектів та експлуатаційних витрат. Для створення комбінованої системи діагностування необхідно застосовувати різні ланцюги діагностування: неперервні і розірвані, аналогові і дискретні, лінійні і нелінійні, тому існує задача розробки методології агрегації їх з системами електропостачання в єдиний електротехнічний комплекс з загальним алгоритмом функціонування для забезпечення динамічного керування індивідуальною надійністю систем електропостачання. Поставлена проблема практично вирішується шляхом створення автоматизованого комплексу для визначення технічного стану та пошуку місць несправностей чи відмов, математичного і програмного забезпечення цих процесів. [3]

Теоретичне дослідження показало, що застосування комбінованої системи діагностування із використанням нечіткої логіки є економічно доцільним. Її запровадження дозволить скоротити витрати на відновлення обладнання розподільчих мереж після відмови а також наслідки простою обладнання від недовідпуску електроенергії при аваріях.

- 4) Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.
- 5) О.Є. Рубаненко. Нейро-нечітке моделювання в задачах оперативного діагностування електрообладнання. – Вінниця: ВНТУ
- 6) В.М. Кутін. Комбінована система діагностування систем електропостачання змінного та постійного струму - Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук - Дніпропетровськ, 2002.

Кутін В.М., д.т.н., проф., Стискал В.М., аспірант
МЕТОД РОЗРАХУНКУ ЕЛЕКТРИЧНОГО ПОЛЯ В ЗОНІ ОБСЛУГОВУВАННЯ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ 220-750 КВ

Аннотація - Розроблено метод розрахунку екрануючої дії порталів і опор електроустановок надвисокої напруги.

Annotation - The screening calculation method actions of ultra high voltage electrical installation portals and supports is developed.

Аннотация - Разработан метод расчета экранирующей действия порталов и опор электроустановок сверхвысокого напряжения.

Ключові слова – металева опора, портал, надвисока напруга, еквівалентні заряди, екрануюча дія.

Для конструкцій металевих опор повітряних ліній (ПЛ) і порталів характерне решітчасте виконання елементів, причому при створенні їх використовується різноманітний сортамент металу. У поєднанні з складним геометричним виконання самих опор це викликає певні складнощі розрахунку електричного поля біля опори.

Найбільш зручним для розрахунку полів такого класу слід вважати метод еквівалентних зарядів. Згідно методу еквівалентних зарядів елементи опор ПЛ замінюються круглими стержнями еквівалентного радіусу. Еквівалентні заряди - це розташовані на осях цих стержнів заряджені відрізки з щільністю заряду, що кусково-лінійно змінюється по довжині.

При відносній простоті цей метод дозволяє розраховувати електричне поле достатньо складних просторових конструкцій. Даний метод вимагає невеликі затрати часу на розрахунок і забезпечує необхідний рівень точності.

Загальний аналіз електричного поля поблизу основи опори проведемо на наступному прикладі, вважаючи його першим наближенням до реальної опори ПЛ, що знаходиться в зовнішньому полі. Опору ПЛ замінимо вертикальним провідним стержнем радіусом r і висотою h з напівсферичним заокругленням кінця, що розташований на провідній площині в зовнішньому однорідному, напруженому до площини полі напруженістю E_0 . Розрахунок електричного поля завжди проводиться в точці, що знаходиться на відстані R від осі стержня і на висоті d над провідною площиною.

На основі модифікованого методу еквівалентних зарядів розроблений метод розрахунку електричного поля, який дозволяє максимально врахувати екрануючу дію заземлених металлоконструкцій. На відміну від існуючих, даний метод дозволяє врахувати реальні конструкції порталів і опор при розрахунках електричних полів в електроустановках надвисоких напруг.

1. Колечицкий Е.С. Численный метод расчета осесимметричных электрических полей. – «Электричество», 1972, №7, с. 57-61.

2. Колечицкий Е.С. Филиппов А.А. Расчет электрического поля стержневых зарядов. – «Электричество», 1979, №7, с. 59-62.

3. Миролубов Н.Н. и др. Методы расчета электростатических полей. – Изд. «Высшая школа», М., 1963, 305 с.

4. Кривова Т.И. и др. Нормирование напряженности электрического поля промышленной частоты по порогу болевого раздражения электрическими разрядами. – В кн. «Защита от действия электрических полей и электрического тока в промышленности», М., 1973, с 69-73.

Кутін Василь Михайлович – д.т.н., професор, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра електричних станцій та систем, професор кафедри, тел.: (0432)-598377

Стискал Віталій Миколайович, аспірант, Україна, м. Вінниця, Публічне акціонерне товариство «Вінницяобленерго», інженер, e-mail: styskalvm@ukr.net, тел.: 067 4430530

В.М. Кутін, д.т.н., проф.; О.О. Шпачук, студент
ВДОСКОНАЛЕННЯ ЗАХИСТУ ВІД ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ
СТАТОРА СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Однофазні замикання на землю обмотки статора синхронного генератора становлять близько 70% від усіх пошкоджень, що трапляються на синхронних генераторах. Даний вид замикання супроводжується протіканням в місці замикання незначного струму. Але ємнісний характер даного струму спричиняє горіння дуги в місці замикання, що може призвести до значних руйнувань в статорі генератора. У зв'язку з цим не втрачає актуальності проблема розробки нових та вдосконалення вже існуючих захистів від однофазних замикань на землю.

Запропоновано захист синхронного генератора, який працює у блоці з трансформатором. Захист ґрунтується на комбінованому принципі накладання постійного струму на контрольовану систему через високовольтну обмотку трансформатора напруги і використання енергії попередньо зарядженого конденсатора.

Струм від постійного джерела живлення зворотнопропорційний загальному омичному опору ізоляції фаз обмотки статора відносно землі. В разі виникнення стрибкоподібної зміни активного опору відносно землі відбувається перезаряд попередньо зарядженого конденсатора, максимальне значення струму перезаряду зворотнопропорційне величині омичного опору в місці виникнення шунтувального зв'язку.

Оперативний сигнал формується за допомогою Т – подібного чотириполосника, утвореного двома активними опорами та ємністю. Вхід його підключається до джерела постійного струму, а вихід паралельно ємнісного фільтру, який одним затискачем, через первинну обмотку трансформатора напруги під'єднується до мережі, а другим на землю. При поступовій зміні опору ізоляції струми в активних опорах чотириполосника однакові і пропорційні загальному активному опору мережі відносно землі. Стрибоподібна зміна опору ізоляції викликає розряд ємності. Характер перехідного процесу буде залежати від характеру зміни опору шунтувального зв'язку в місці замикання та параметрів обмотки статора синхронного генератора.

Таким чином запропонований принцип захисту дозволяє виявити як поступову зміну омичного опору ізоляції так і стрибкоподібну, тобто прогнозувати виникнення стійкого однофазного замикання. Захист забезпечує чутливість при виникненні шунтувального зв'язку через опір $R_3 \leq 100 \text{кОм}$.

Можливим шляхом вдосконалення захисту від однофазних замикань на землю в обмотці статора синхронного генератора є створення мікропроцесорного пристрою захисту, який би ґрунтувався на комбінованому принципі накладання сигналу постійного струму та використання енергії попередньо зарядженого конденсатора.

Даний захист контролюватиме три параметри: активний опір ізоляції обмотки статора, ємність обмотки статора відносно землі та перехідний опір в місці замикання на землю. Оскільки ємність обмотки статора відносно землі практично не змінюється впродовж експлуатації, то, фактично, постійно контролюватимуться два параметри: активний опір ізоляції обмотки статора та перехідний опір в місці замикання. Ємність вимірюватиметься при введенні захисту в експлуатацію на конкретному синхронному генераторі. Реалізувавши в програмному забезпеченні захисту відповідні математичні операції маємо змогу отримати значення струму в місці замикання на землю.

Отже, буде здійснюватися непряме вимірювання струму однофазного замикання на землю обмотки статора.

М.В. Кутіна, аспірант

СИСТЕМА КЕРУВАННЯ АВАРІЙНИМ РЕЖИМОМ РОБОТИ ОБРИВУ ПРОВОДУ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

Такий вид пошкодження як обрив проводу в ЛЕП 6-35кВ є дуже небезпечним. При обриві проводу виникає несиметричний режим роботи СЕП, перебої в електропостачанні (втрати від недовідпуску електроенергії). Тривалий несиметричний режим роботи призводить до виходу з ладу двигунів. Обрив проводу виникає на початку, всередині чи вкінці прольоту. В залежності від цього загальна довжина проводу, що лежить на землі коливається в межах від 34 до 42 м. В місці падіння проводу на землю виникає поле розтікання струму, яке може спричинити ураження струмом. Виявити обрив проводу складна задача. В більшості випадків в ПЛІ напругою 6-10 кВ при обриві проводу струми замикання на землю не перевищують 0,3-0,5 А. При таких струмах відбувається згасання дуги і складеться хибне враження про самоусунення однофазного замикання на землю. На такий вид пошкодження не реагують існуючі засоби захисту від однофазних замикань на землю. Запропоновані методи від обриву проводу ефективні лише в радіальних мережах. В мережах з деревоподібною топологією методи та засоби захисту від однофазних замикань на землю не чутливі до такого виду пошкодження як обрив проводу. Пошук місця обриву проводу оперативно виїзною бригадою може тривати близько доби. Тому існує необхідність в створенні нових та вдосконаленні існуючих методів і засобів захисту від обриву проводу в розподільних мережах з деревоподібною топологією напругою 6-35кВ.

Метою роботи є підвищення чутливості захисту від обриву проводу та автоматизація процесу пошуку місця пошкодження в розгалужених розподільних мережах, шляхом вимірювання струму зворотної послідовності до моменту падіння проводу на землю та напруги нульової послідовності після моменту падіння проводу на землю, які виникають на початку лінії, і застосування локаційного методу для пошуку місця пошкодження.

Для визначення чутливості струму та напруги при обриві проводу був проведений аналіз десяти реальних ліній ВАТ «АК Вінницяобленерго», при обриві проводу в різних точках. За результатами досліджень найбільш чутливим до обриву проводу виявився струм зворотної послідовності до моменту падіння проводу на землю та напруга нульової послідовності після моменту падіння проводу на землю. Розраховано час падіння проводу на землю. За результатами дослідження запропоновано захист від обриву проводу з витримкою часу в розгалужених мережах напругою 6-35кВ.

Отримано результати дослідження імпульсної реакції неоднорідностей лінії та її навантаження. Основними неоднорідностями лінії є відгалуження та кабельні вставки. При зондуванні лінії на рефлектограмі поряд із імпульсами відбитими від місця обриву проводу присутні імпульси відбиті від неоднорідностей лінії. Імпульси відбиті від місця відгалуження мають від'ємну полярність. Навантаженням розподільних електричних мереж являються первинні обмотки трансформаторів. Опір трансформаторів носить індуктивний характер, тому імпульс відбитий від кінця лінії додатній. Рефлектограма знята в нормальному режимі роботи після обробки прийнята за еталон. При виникненні обриву проводу зняту рефлектограму порівнюють з еталоном. Форма відбитого імпульсу залежить від характеру та величини опору в місці обриву проводу, але при порівнянні з еталоном імпульси відбиті від місця пошкодження можна виявити. Для зняття рефлектограм найбільше пристосований портативний цифровий рефлектометр РЕЙС-105Р. В ньому реалізована двостороння передача інформації між приладом (системою) і комп'ютером, що дозволяє перенести отримані рефлектограми на комп'ютер, порівняти їх, знайти місце пошкодження та відстань до нього з мінімальною витратою часу. Мінімальна довжина вимірюваної лінії 40 см, максимальна 25 км. Похибка виміру не перевищує 0,2%. Пам'ять рефлектограм на 200 ліній. Вбудована таблиця коефіцієнтів укорочення на 64 лінії.

Система керування створена на основі захисту, який базується на вимірюванні струму зворотної послідовності до моменту падіння проводу на землю і напруги нульової послідовності після моменту падіння проводу на землю та локаційного методу, дозволяє точно і швидко виявити місце обриву проводу в розгалужених повітряних лініях електропередачі напругою 6-35кВ.

**В. В. Кухарчук, д. т. н., проф.; С. Ш. Кацив, к. т. н., доц.
АМПЛІТУДНО-ЧАСТОТНО-ЧАСОВИЙ СПЕКТР
ВІБРОАКУСТИЧНОГО СИГНАЛУ**

Ключові слова: дискретне вейвлет-перетворення, матриця вейвлет коефіцієнтів, масштабний коефіцієнт, коефіцієнт стискання, смуга частот.

Одним з найбільш поширених методів діагностування дефектів гідроагрегата є аналіз спектрального складу його віброакустичного сигналу, оскільки значна кількість дефектів різних вузлів гідроагрегата (наприклад, невірноваженість ротора, дефекти підшипників, порушення гідродинаміки потоку тощо) характеризуються різними спектральними складовими. Для аналізу вібросигналу в широкому діапазоні частот застосовують перетворення зі змінною шириною вікна, тобто вейвлет-перетворення, а оскільки інформація про реальний вібросигнал завжди надходить в дискретному вигляді, то – дискретне вейвлет-перетворення (ДВП) [1].

Результатом ДВП є матриця вейвлет-коефіцієнтів (МВК), графік якої будується в координатах “час – масштабний коефіцієнт”. Для забезпечення можливості діагностування дефектів гідроагрегата, насамперед необхідно визначити – яка смуга частот відповідає кожному з масштабних коефіцієнтів (тобто кожному рядку МВК).

МВК є трикутною матрицею у якій довжина кожного наступного рядку цієї матриці, як правило, зменшується в геометричній прогресії і показником цієї прогресії є коефіцієнт стискання k [2].

Масштабним коефіцієнтом певного рядку МВК природно вважати кількість вейвлет-коефіцієнтів в ньому. Очевидно, що при цілому коефіцієнті стискання k і M рядках, масштабний коефіцієнт останнього рядку МВК дорівнює 1, передостаннього – k , першого k^{M-1} . Довжина стеку вхідного сигналу при цьому дорівнює k^M . У кожного наступного рядка МВК тривалість часового інтервала в k раз більша, ніж у попереднього, а, відповідно до принципу невизначеності Гейзенберга, ширина кожного наступного рядка МВК (ширина смуги частот) в k раз менша, ніж у попереднього.

Позначимо масштабний коефіцієнт i -го рядка, як m_i (прийнемо для зручності нумерацію рядків, починаючи з останнього). Тоді $m_i = k^{i-1}$, а ширина смуги частот i -го рядка повинна бути прямопропорційною m_i .

Визначимо тепер частотний діапазон ΔF отриманого в результаті ДВП частотно-часового спектру віброакустичного сигналу. Нехай частота дискретизації вібросигналу (яка є одним з параметрів вимірювального каналу вібрації) дорівнює F_δ . Тоді, згідно з теоремою Котельнікова-

Шеннона частотний діапазон $\Delta F = \frac{F_\delta}{2}$ і він відповідає сумі всіх масштабних коефіцієнтів m_i ,

тобто є сумою елементів геометричної прогресії $S_m = \sum_{i=1}^M m_i = \frac{k^M - 1}{k - 1}$.

Звідси випливає, що ширина смуги частот i -го рядка – Δf_i , яка відповідає масштабному коефіцієнту m_i , знаходиться як $\Delta f_i = m_i \frac{\Delta F}{S_m} = \frac{F_\delta (k-1) k^{i-1}}{2(k^M - 1)}$. Зрозуміло, що рядок МВК з одним вейвлет коефіцієнтом відповідає найвужчій смузі частот, яка починається з 0.

Список літературних джерел

1. Малла С. Вейвлеты в обработке сигналов / Малла С.; пер. с англ. – М.: Мир, 2005. – 671 с., ил. – ISBN 5-03-003691-1
2. Кухарчук В.В. Аналіз вібросигналів гідроагрегату за допомогою дискретного вейвлет-перетворення з коефіцієнтом стискання 2 / В. В. Кухарчук, С. Ш. Кацив, І. К. Говор, С. О. Биковський // Вісник Інженерної Академії України. – 2011. – №1. – с. 124-129.

М.П. Лабзун, інж. ПЗЕС, В.М. Кутін, д.т.н., проф. ВНТУ
КЕРУВАННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ОПОРНО-СТРИЖНЕВИХ ІЗОЛЯТОРІВ В
ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Велика кількість пошкоджень опорно-стрижневих ізоляторів (ОСІ), вимагає покращення якості контролю технічного стану ОСІ в експлуатації.

Мета роботи полягає у підвищенні рівня вірогідності діагнозу шляхом застосування комплексного методу контролю ОСІ, який передбачає визначення сукупності діагностичних параметрів методу та їх граничні значення, оптимальну послідовність етапів контролю та подальші технічні заходи щодо керування технічним станом ОСІ, в залежності від значень виміряних діагностичних параметрів.

На основі аналізу достовірності виявлення дефектів ОСІ, виконана оцінка ефективності методів контролю та визначено методи, які доцільно використовувати як складові комплексного методу контролю технічного стану ОСІ в експлуатації. До ефективних методів контролю ізоляторів відносяться: візуальний контроль (ВК); контроль засобами інфрачервоної техніки (ТВК); ультразвукова структурометрія та дефектометрія (УЗК); випробування силовими методами, в тому числі з ресстрацією сигналів акустичної емісії (АЕ).

Діагностичними параметрами комплексного методу контролю є: наявність видимих недопустимих дефектів (тріщин, цeku глазури, сколів в ствовій частині); площа та глибина допустимих поверхневих дефектів (відсутність глазури, засмічення, виплавки, тощо); площа поверхневого викришування цементної зв'язки; наявність тріщин фланців; різниця швидкості розповсюдження УЗ-хвиль в небезпечних перерізах та граничної швидкості розповсюдження УЗ-хвиль, при значеннях нижче якої відбувається утворення дефекту відкрита мікроскопічна пористість; наявність донного імпульсу (ДІ) при УЗ-дефектометрії в небезпечних перерізах та армованих частинах ізолятора; сумарна амплітуда та розташування на дефектограмі сигналів відбитих від дефектів, які розташовані в глибинних об'ємах фарфору, в порівнянні з амплітудою ДІ; амплітуда сигналів відбитих від дефектів, які за видом класифікуються як тріщини або зони розтріскування; рівень акустичної емісії при повторному механічному навантаженні на вигин; надлишкова температура поверхні ізолятора її частин; місце розташування локальних нагрівів за висотою ОСІ.

В якості додаткового діагностичного параметра комплексного методу контролю ОСІ в експлуатації рекомендується використовувати глибину проникнення під надлишковим тиском фарбувального розчину вглиб зразків фарфору зруйнованих ізоляторів. Визначено граничні значення швидкості розповсюдження УЗ-хвиль в фарфорі а також граничні значення діагностичних параметрів методу ультразвукової дефектометрії для ізоляторів з різними типами макроскопічних дефектів.

Пропонується система комплексного оцінювання технічного стану ОСІ за результатами контролю, при якій здійснюється розподіл ізоляторів на 3 групи експлуатаційної придатності, що забезпечує можливість оцінювання технічного стану різними методами контролю та дозволяє визначити технічні заходи в подальшому.

Оцінку економічної ефективності комплексного методу необхідно виконувати з врахуванням ймовірності пошкодження іншого обладнання. В кожному конкретному випадку відмов ОСІ, економічні втрати будуть суттєво відрізнятися в залежності від наслідків. Запропоновано метод розрахунку економічного ефекту .

Висновки:

1. Вибрані діагностичні параметри комплексного методу контролю ОСІ в експлуатації та визначені їх граничні значення.
2. Розроблена система комплексного оцінювання технічного стану ОСІ з розподілом на групи експлуатаційної придатності.
3. Визначена методика оцінки економічної ефективності комплексного контролю ОСІ.

С.Н. Лебедка, ассистент

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6 кВ С РАЗЛИЧНЫМИ РЕЖИМАМИ НЕЙТРАЛИ

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) в сетях 6–10 кВ составляют не менее 70 % общего числа повреждений и сопровождаются возникновением бросков емкостных токов и перенапряжений. Степень проявления этих эффектов зависит от ряда факторов – режима нейтрали, протяженности и загрузки сети, начальных условий коммутации, удаленности точек замыканий от источника питания и др.

Разработана математическая модель переходных процессов в электрической сети в фазных координатах. Использование модели для исследования переходных процессов в электрических сетях дает возможность определять перенапряжения и величины токов, воздействующих на оборудование сетей, оценивать эффективность применяемых средств защиты.

В качестве расчетных приняты схемы кабельных сетей г. Сумы, питающиеся от различных подстанций 110/6 кВ, имеющие суммарную протяженность от 10–20 км до 90 км.

Для каждой из схем выполнены расчеты режимов при замыкании фазы на землю, в которых варьировались: режим нейтрали (изолированная, заземленная), способ заземления (через реактор, через резистор), величины сопротивлений реактора и резистора для исследования влияния этих факторов на сопротивления нулевой последовательности, токи замыкания на землю, напряжение смещения нейтрали.

Значения сопротивлений реактора или резистора в нейтрали изменялись от нуля до бесконечности, чем охватывается весь возможный диапазон способов заземления нейтрали – глухозаземленная (при $Z_n = 0$), компенсированная (при $I_n = 0$), с низкоомным и высокоомным заземлением (при $R_n = 100\text{--}600\text{ Ом}$), изолированная (при $Z_n = \infty$). С увеличением сопротивления в нейтрали токи ОЗЗ по модулю снижаются от сотен ампер до единиц и десятков ампер, по фазе изменяются с отстающего до опережающего, напряжение нейтрали увеличивается до фазного.

Сопоставление результатов, относящихся к разным схемам и режимам заземления нейтрали, приводит к следующим выводам:

- уменьшение величины тока замыкания на землю (компенсация) происходит при изменении индуктивного сопротивления в нейтрали специального трансформатора;
- напряжение смещения нейтрали зависит практически только от модуля полного сопротивления Z_n в нейтрали, суммарная протяженность сети на него влияет незначительно;
- в сетях с резонансным заземлением нейтрали наблюдается различие токов в месте замыкания на землю и в месте установки ДГР (в нейтрали сети);
- в сетях с низкоомным заземлением нейтрали (сопротивление резистора, реактора до 100–200 Ом) ток ОЗЗ имеет индуктивный характер, в сетях с высокоомным заземлением (сопротивление резистора, реактора выше 100–200 Ом) ток ОЗЗ имеет емкостный характер;
- зависимость тока ОЗЗ от сопротивления (реактора, резистора) нелинейная, крутая при индуктивных токах и пологая – при емкостных токах.

При заземлении нейтрали через реактор зависимость тока ОЗЗ от сопротивления в нейтрали X_n в окрестностях точки $I_n = 0$ (режима с компенсацией тока ОЗЗ) для схем с длиной линий 20–40 км очень пологая (малым изменениям тока должен соответствовать значительный диапазон изменения X_n), что снижает эффективность применяемых сейчас ступенчато регулируемых и повышает требования к плавно регулируемым ДГР.

При заземлении нейтрали через реактор полная компенсация тока ОЗЗ ($I_n = 0$) достигается при значениях сопротивления $X_n = 100\text{--}600\text{ Ом}$ и в более крутой части характеристики, что также повышает требования к точности и скорости работы ДГР.

Результаты моделирования показали, что установившиеся токи ОЗЗ в сетях с глухим и низкоомным заземлением нейтрали зависят от удаленности точки замыкания от источника, в сетях с высокоомным заземлением и изолированной нейтралью – от протяженности сети, причем при наличии реактора в нейтрали они меньше. В исследованных схемах наблюдается резонанс активного и реактивного сопротивлений сети и сопротивления, включенного в нейтраль.

У.М. Николин, пошукач

ВИКОРИСТАННЯ МАРКІВСЬКИХ МОДЕЛЕЙ У ВИЗНАЧЕННІ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОБУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ

Наявність на території України значної кількості науково обґрунтованих прогнозованих запасів високоякісної нафти з низьким вмістом сірчаних сполук, постійний ріст потреби в нафтопродуктах вимагають подальшого розвитку нафтовидобувної галузі. Перспективним в цьому плані є Східнокарпатський нафтоносний район, а саме Долинські родовища нафти. Однак видобування вуглеводнів Прикарпатських районах супроводжується низкою труднощів, оскільки потрібно враховувати складні геологічні умови родовищ і велику глибину залягання запасів нафти. З цією метою доцільно здійснювати спорудження горизонтально-розгалужених та похило-спрямованих свердловин. Як свідчить світова практика, оптимальним і перспективним способом буріння таких свердловин є електробуріння.

Проте на сьогодні потенційні можливості електробуріння не можуть бути реалізовані повністю через низький рівень надійності бурового обладнання. Для вирішення цієї проблеми необхідно володіти інформацією про показники надійності роботи обладнання, на основі чого приймати раціональні рішення щодо забезпечення та підвищення рівня надійності. З метою визначення основних показників надійності обладнання слід використати моделювання, яке дасть можливість врахувати властивості елементів системи та взаємозв'язок між ними.

Комплекс електробурового обладнання містить складові, які експлуатуються на поверхні Землі, і складові, які знаходяться безпосередньо в свердловині, тобто занурюване обладнання. На надійність функціонування наземного обладнання впливають в основному чинники довкілля та параметри електричної мережі (середній час напрацювання на відмову складає для станції керування близько 355 год, для бурового трансформатора – 1560 год). Експлуатація занурюваного обладнання відбувається у важких умовах (висока температура оточуючого середовища, постійне перебування в буровому розчині, наявність порід різної твердості тощо), що зумовлює малий ресурс напрацювання на відмову цього обладнання (близько 40 год для пристрою контролю ізоляції та телеметричної системи, 21 год для двигуна електробура, 16 год для кабельної секції).

Оскільки сукупність електробурового обладнання утворює послідовне логічне з'єднання, то відмова хоча б одного елемента спричинить відмову цілої системи. Тобто, якщо змінюється стан одного з елементів, то і система перейде в новий стан. Тому для визначення основних показників надійності електробурового обладнання доцільно використати Марківські моделі. При цьому задаємося певними допущеннями: розглядаємо стаціонарний режим роботи (тобто закон розподілу інтервалів часу між подіями - експоненційний), на початку аналізу система та її елементи перебувають у робочому стані, елементи є ремонтпридатні або можуть бути замінені безпосередньо на бурових установках.

Комплекс електробурового обладнання може перебувати у стані роботи **1** або у стані аварійного простоювання чи відновлення i -го елемента **0_i**. Математичну модель описуємо системою диференціальних рівнянь Колмогорова. Для проведення числових розрахунків використовуємо реальні дані, отримані з аналізу роботи свердловин Прикарпатського УБР. Розв'язки системи рівнянь отримуємо з використанням середовища Mathcad, попередньо ввівши числові значення інтенсивності відмов та відновлень бурового обладнання та зазначивши початкові умови розрахунку, які впливають з допущень.

Отже, основні показники надійності електробурового обладнання були визначені на основі реальних статистичних даних з Долинського нафтового родовища з використанням складеної Марківської моделі. Проведені розрахунки дали можливість отримати залежності ймовірності працездатного стану системи та ймовірностей аварійного простоювання та відновлення i -го елемента від часу.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОГРАНИЧИТЕЛЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Рассмотрены особенности работы ОПН для защиты линейной изоляции ЛЭП. Для подбора оптимальных параметров предлагается использовать моделирование в среде Simulink MATLAB. Описана модель ОПН, которая позволяет корректно воспроизводить защитные характеристики ограничителя при разных формах импульсных воздействий.

Розглянуто особливості роботи ОПН для захисту лінійної ізоляції ЛЕП. Для вибору оптимальних параметрів пропонується моделювання в середовищі Simulink MATLAB. Описано модель ОПН, яка дозволяє коректно відтворювати захисні характеристики обмежувача при різних формах імпульсних впливів.

Features of work of the metal-oxide surge arresters for line insulation protection are considered. Modelling with use Simulink MATLAB for an optimum choice of arresters parameters are offered. The described model allows correctly to reproduce protective characteristics of the arrester at different waveforms.

Ключевые слова: ограничитель перенапряжений, линия электропередачи, моделирование.

Появление нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) с полимерными корпусами на высокие классы напряжений позволило начать использовать такие аппараты для защиты линейной изоляции ЛЭП, что приводит к существенному повышению надежности эксплуатации линий [1,2]. Высокая механическая прочность, малая масса, повышенная взрывобезопасность позволяют устанавливать такие ограничители непосредственно на опорах линии электропередачи, параллельно гирлянде изоляторов, без усиления конструкции опор.

Для установки на ЛЭП находят применение как просто ОПН, так и ОПН с внешним искровым промежутком. Условия работы на линии ОПН с промежутком и без него существенно отличаются. При грозовом разряде в ЛЭП, в случае ОПН с промежутком, работают только один или два ближайших к точке поражения ОПН. Они должны полностью обеспечить рассеяние энергии разряда. В случае ОПН без промежутка, энергию разряда рассеивают большее количество параллельно включенных аппаратов, что облегчает требование к импульсной энергоемкости каждого ОПН. В свою очередь к ОПН без промежутка более жесткие требования в плане устойчивости работы в нормальном режиме ЛЭП.

При выборе параметров таких ОПН надо учитывать особенности работы по сравнению с типичной установкой на подстанции.

- На линейные ОПН значительно чаще воздействуют токи близких разрядов молнии. Формы и величины этих токов отличаются от параметров токов, набегающих на оборудование подстанций.
- Для выбора импульсной энергопоглощающей способности необходимо учитывать параллельную работу ОПН.
- Особый характер линейной изоляции как объекта защиты (более высокий, по сравнению с подстанционным оборудованием, уровень допустимых грозовых перенапряжений).

Указанные особенности открывают возможности использования на ЛЭП недорогих ограничителей с малой пропускной способностью. Можно сказать, что каждый проект защиты ЛЭП остается уникальным, универсальных методик оптимального выбора ОПН для ЛЭП нет.

Особые условия работы делают актуальным применение для выбора параметров ОПН моделирование, для чего можно использовать пакет Power System Simulink MATLAB. Встроенная Simulink модель ограничителя представляет собой простое нелинейное сопротивление, и не обеспечивает адекватного воспроизведения защитных характеристик при разных по крутизне импульсах тока воздействия. В работе использована модель, основанная на схеме замещения, предложенной рабочей группой IEEE [3]. Параметры модели определяются паспортными параметрами ограничителя.

ЛИТЕРАТУРА

1. Данилов Г.А., Зубков А.С., Боровицкий В.Г., Лошаков Ю.Е. Опыт применения подвесных ограничителей перенапряжения в качестве средства повышения надежности работы ВЛ. // Энергетик., №7 -2010.- С.15-20.
2. Minoo Mobedjina, Lennart Stenstrom Improved transmission line performance using polymer-housed surge arresters.// CEPSE Seminar, Manila, Philippines, October 2000.-pp. 3-8.
3. IEEE Working Group 3.4.11, Modeling of metal oxide surge arresters // IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, № 1.- 1992.-pp. 302-309.

Ю.Л. Саенко д.т.н., профессор; А.С. Попов, аспирант
ФЕРРОРЕЗОНАНСНЫЕ ПРОЦЕССЫ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ И
МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ

Многолетний опыт эксплуатации сетей с изолированной нейтралью показал, что наименее надежным элементом системы электроснабжения являются трансформаторы напряжения контроля изоляции (ТНКИ). По данным, которые приводятся в технической литературе, в Украине ежегодно повреждается 7-12% из всех установленных заземленных трансформаторов напряжения (ТН). Причиной ненормально высокой аварийности ТН является существование в сети феррорезонансных процессов (ФРП).

Возбуждению феррорезонанса в таких сетях зачастую предшествует появление однофазного замыкания на землю (ОЗЗ). После отключения ОЗЗ или самоустранения замыкания начинается процесс разряда емкости сети через заземленные обмотки высокого напряжения (ВН) ТН. В зависимости от соотношения параметров сети этот процесс может носить затухающий и незатухающий характер. Из всех разновидностей ФРП для ТНКИ наибольшую опасность несет субгармонический феррорезонанс, который развивается на частотах 16,6 Гц или 25 Гц. Наличие в спектре напряжения составляющей пониженной частоты ведет к насыщению сердечника ТН, протеканию значительных токов по обмотке ВН и дальнейшему ее термическому разрушению.

ФРП на частотах 50 Гц и выше не представляет опасность для ТНКИ с точки зрения термического воздействия на его обмотки. В тоже время такой режим также следует считать опасным для сети, поскольку он сопровождается появлением напряжения нулевой последовательности и соответствующими перенапряжениями. Кроме того, появление напряжения $3U_0$ в режиме феррорезонанса приводит к ложной сигнализации об ОЗЗ и тем самым вводит в заблуждение оперативный персонал подстанции.

Наиболее известным и простым способом подавления феррорезонанса является включение резистора 25 Ом в обмотку разомкнутого треугольника. При этом нелинейная индуктивность шунтируется относительно малым активным сопротивлением, в феррорезонансном контуре создаются дополнительные активные потери и устойчивый процесс срывается. В современной технической литературе не существует однозначного мнения об эффективности такого подхода в борьбе с феррорезонансом. Результаты моделирования, полученные нами на математической модели, показали, что установки резистора 25 Ом зачастую хватает для срыва ФРП. Однако, по нашему мнению, не следует расценивать это мероприятие как основное в борьбе с феррорезонансом. Данное решение может быть вполне приемлемо в качестве профилактической меры предотвращения феррорезонанса или в случае ограниченных финансовых возможностей.

Одним из решений проблемы феррорезонанса стала разработка антирезонансных ТНКИ. На сегодняшний день отечественной промышленностью освоено производство антирезонансных ТН таких типов как: НАМИ, НАМИТ, НАЛИ. Результаты расчетов, полученные нами на математической модели, опыт эксплуатации этих ТН и результаты исследований других авторов позволяют утверждать, что все серийно выпускаемые антирезонансные ТНКИ подвержены явлению феррорезонанса. В первую очередь это обусловлено наличием электрической связи между обмотками ВН и землей. Из всех вышеуказанных моделей наиболее предпочтительной по нашему мнению является ТН типа НАМИ. Данная модель имеет трехстержневую конструкцию и не подвержена субгармоническому феррорезонансу. Другие модели состоят из трех однофазных ТН, подобно ТНКИ традиционного исполнения, и при недостаточной чувствительности встроенной защиты они могут вступить в субгармонический феррорезонанс.

Предотвращение возбуждения ФРП возможно в том случае, если предупредить процесс разряда емкости сети через нелинейную индуктивность ТН. Этого можно достичь путем изменения режима нейтрали сети. Например, в случае резистивной или резонансно-заземленной нейтрали нелинейная индуктивность будет зашунтирована сопротивлением в нейтрали сети, и после возникновения возмущений в контуре нулевой последовательности емкость сети будет разряжаться не через ТН, а через сопротивление в нейтрали сети. Также к одному из решений проблемы феррорезонанса следует отнести применение безиндуктивного контроля изоляции сети, т.е. применение делителей напряжения в качестве датчиков о фазном напряжении. При этом обмотки ВН ТНКИ не будут связаны с землей, и ФРП возбуждаться не будет.

**В.М. Кутін: д.т.н., проф.; О.Є. Рубаненко: к.т.н., доц.; С.В. Мисенко, інж.
ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ
ВИМИКАЧІВ**

В наш час в Україні парк вимикачів значно поповнився великою кількістю закордонних вимикачів різних конструкцій і виробників. Однак в експлуатації все ще знаходяться вимикачі вітчизняного та російського виробництва, термін експлуатації яких перевищує 25 років.

За цих умов зростає роль засобів діагностування, однак визначення їх технічного стану унеможливується різноманітністю конструкції та різними вимогами виробників.

Тому актуальною є задача вдосконалення методів та засобів оцінки технічного стану, як застарілих так і нових вимикачів [1,2].

Зараз, для визначення часових характеристик вимикачів, широко використовуються прилади «Рекон», ПКВ, «АРВВН», для визначення опору ізоляції – мегомметри, наприклад ЭС0202, Fluke E6-24, ЦС0202, для визначення перехідного опору контактів – Ф4104-М1, ИКС-5, для визначення опору електромагнітів включення та відключення - міст постійного струму – Р333, 4136 МО, ЕР331, для визначення сили натискання пружин - ПКСН -1 та інші.

Проведенні дослідження свідчать про те, що в процесі експлуатації повітряних вимикачів може погіршуватись стан пружин дугогасильних камер та повітряноповнених відділювачів, рухомих контактів. Має місце вигорання фарфорових ізоляторів, зношення ламелей та відкручування нерухомих контактів, що призводить до збільшення перехідного опору струмопровідного контуру. Найбільша кількість відмов оливних вимикачів пов'язана з роботою привода. Це призводить до невиконання команд на вмикання та вимикання, а також до непередбаченого вмикання. В період з 1997 по 2007 роки в Україні було зафіксовано 62 відмови елегазових вимикачів різних виробників. Їх відмови пов'язані з несправністю блоків вимкнення, приладів сигналізації тиску, замикання вторинних кіл привода РЛК-220.

Саме ці види дефектів можуть виявлятися шляхом контролю швидкісних характеристик. Зараз, такий контроль частіше використовується на оливних вимикачах, а на інших типах вимикачів його використання обмежено конструктивними особливостями контрольованого обладнання.

Тому запропоновано контролювати швидкість зміни параметрів тестових високочастотних сигналів під час спрацювання повітряних та елегазових вимикачів. Врахування цих параметрів на різних частотах дозволяє підвищити точність контролю, з метою якісного виявлення вищезгаданих дефектів на початковій стадії їх розвитку.

Проведенні випробування показали, що наприклад, для відділювача повітряного вимикача ВВШ-110 кВ, струм в контролюваному контакті і джерела тестового сигналу частотою 4,5 МГц та амплітудою 5 вольт змінюється нелінійно від 570 мА до 2,2 мА під час руху контактів з замкненого стану до максимально розімкнутого при активному опорі, що був послідовно приєднаний до контактів відділювача – 9 кОм.

За допомогою запропонованого методу є можливість контролювати зміну швидкості і прискорення рухомих контактів під час роботи вимикача без використання традиційних сенсорів лінійного та кутового руху, що робить цей метод більш універсальним, та дає можливість діагностувати не лише масляні, а і повітряні та елегазові вимикачі різних виробників, значно спрощуючи процедуру приєднання сенсорів до елементів вимикача [3].

1) Рубаненко О.Є. Мікропроцесорні пристрої контролю часових характеристик повітряних вимикачів високої напруги / О.Є. Рубаненко, О.І. Гуменюк // Новини енергетики. – 2004. - № 10. – с. 50-56.

2) Мокін Б.І., Грабко В.В. Моделі та системи технічної діагностики високовольтних вимикачів. - Вінниця : УНІВЕРСУМ, 1999. -74 с.

3) Лежнюк П.Д. Розширення можливостей мікропроцесорних пристроїв контролю характеристик вимикачів. /О.Є. Рубаненко, Ю.В. Антонюк// В кн: Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету Кременчук, КДПУ. 2004. №2(25), С. 119-121.

ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ВЕЛИЧИНИ ВНУТРІШНЬОГО ОПОРУ ТРАНСФОРМАТОРА СТРУМУ НА РЕЗУЛЬТАТ ВИБОРУ ПЕРЕРІЗУ ЖИЛ ВТОРИННИХ КІЛ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

При виборі перерізу жил кабелю вторинних кіл трансформаторів струму (ТС) одним з вихідних параметрів для розрахунку є внутрішній опір трансформатора струму. Але при проведенні тендерних закупівель можуть бути закуплені трансформатори струму інших типів ніж ті що враховувались при проектуванні і відповідно у них буде інше значення величини внутрішнього опору. Постає питання про те як впливає зміна величини внутрішнього опору трансформатора струму на величину допустимого навантаження вторинних кіл і відповідно на переріз жил вторинних кіл трансформаторів струму.

Відповідно до вимог міждержавного стандарту ГОСТ 7746-2001 для забезпечення нормальної роботи ТС має працювати на лінійній частині кривої намагнічування, тобто до точки вольт-амперної характеристики напруга у якій визначається за формулою:

$$U = I_{2\text{ном}} \cdot K \cdot \sqrt{(R_2 + Z_{2\text{ном}} \cdot 0,8)^2 + (Z_{2\text{ном}} \cdot 0,6)^2}, \quad (1)$$

де

$I_{2\text{ном}}$ — номінальний вторинний струм, А;

K — номінальна гранична кратність обмотки для захисту;

R_2 — опір вторинної обмотки постійному струму, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ — номінальне вторинне навантаження, Ом.

Виходячи з умови неперевикнення напругою намагнічування при максимальному струмі КЗ номінальної напруги намагнічування можна знайти залежність опору навантаження від опору вторинної обмотки ТС з наступної рівності:

$$I_{2\text{ном}} \cdot K \cdot \sqrt{(R_2 + Z_{2\text{ном}} \cdot 0,8)^2 + (Z_{2\text{ном}} \cdot 0,6)^2} = I_{\text{КЗmax}} \cdot \sqrt{(R_2 + Z_{\text{наб}} \cdot 0,8)^2 + (Z_{\text{наб}} \cdot 0,6)^2}, \quad (2)$$

Відповідно паспортних даних трансформаторів струму 110кВ величина внутрішнього опору вторинної обмотки коливається в межах від 0,25 до 0,8 Ом в залежності від виробника і типу ТС.

На об'єкті, що реконструюється встановлено ТС з коефіцієнтом трансформації 600/5 і номінальною граничною кратністю - 20 крат. Після проведення реконструкції максимальний струм КЗ на шинах 110кВ зростає до 19800 А і на нових приєднаннях будуть встановлені ТС з коефіцієнтом трансформації 1000/5 і номінальною граничною кратністю - 20 крат. Для обох трансформаторів струму було проведено перевірочні розрахунки, які показали, що:

- при перевищенні номінальної кратності в 1,65 раз при збільшенні внутрішнього опору від 0,25 Ом до 0,8 Ом значення допустимого навантаження зменшується на 36,29 %.

- при кратності близькій до номінальної при збільшенні внутрішнього опору від 0,25 Ом до 0,8 Ом значення допустимого навантаження змінюється лише на 0,456 %.

Висновки

За результатами проведених розрахунків виявлено наступні закономірності:

а) при крайностях максимальних струмів КЗ близьких до номінальної, величина допустимого вторинного навантаження демонструє досить низьку чутливість до зміни величини опору вторинної обмотки ТС і тому при виконанні розрахунків за таких умов точне значення величини опору вторинної обмотки не потрібне.

б) при крайностях максимальних струмів КЗ, що значно перевищують номінальну величина опору вторинної обмотки суттєво впливає на величину допустимого навантаження і відповідно на вибір перерізу жил вторинних кіл трансформаторів струму.

НАДІЙНІСТЬ І ЯКІСТЬ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ В ЕКСТРЕМАЛЬНИХ ТА БАГАТОСТАДІЙНИХ ПРОЦЕСАХ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКОГО ВИРОБНИЦТВА

Вступ. Відомі публікації з різних напрямків роботи електротехнічних комплексів (ЕТК) [1]. Однак, залишаються нерозробленими методи забезпечення надійності і якості функціонування ЕТК в критичних та багатостадійних процесах з визначенням їх кількісних характеристик [2].

З оголошеного зрозуміло, що винесена в заголовок назва публікації є достатньо актуальною. Особо актуальність підвищується у зв'язку складності досліджуваних процесів. Тут ЕТК є компонентами різних структурних та параметричних утворень, де необхідно оптимізувати їх якісні та кількісні характеристики [3].

Мета публікації. Запропонувати і розробити інструментарій підходів дослідження роботи електротехнічних комплексів (ЕТК) в екстремальних та багатостадійних процесах визначення якісних і кількісних характеристик надійності їх функціонування.

Основний результат дослідження. Для оцінки надійності функціонування ЕТК введемо необхідні кількісні ймовірнісно-статистичні характеристики.

В якості кількісних оцінок безвідмовності використаємо ймовірності відсутності відмови, ймовірність відмови, інтенсивності відмов, напрацювання на відмову [2].

Оцінкою ймовірності відсутності відмови $P(t)$ назвемо ймовірність того, що при визначених умовах експлуатації ЕТК в межах заданої продовжності роботи відмова не виникає. Оцінкою ймовірності відмови $Q(t)$ – ймовірність, що при цих же умовах впродовж заданого проміжку часу відмова виникає. Стани справності ЕТК (наявність відмови) є несумісними і протилежними подіями. Тоді оцінка ймовірності відсутності відмови і оцінка ймовірності відмови пов'язані між собою залежністю

$$P(t) + Q(t) = 1 \quad (1)$$

згідно визначенню

$$P(t) = R(T \geq t); \quad Q(t) = R(T \leq t) \quad (2)$$

Тут R – символ оцінок ймовірності будь-якої події;

T – час роботи ЕТК до відмови; t – час роботи ЕТК, для якого визначається надійність.

Функцією розподілення оцінок ймовірності $F(x)$ випадкової величини ξ назвемо оцінку ймовірності того, що величина ξ прийме значення менше, чим деяка величина x , тобто

$$F(x) = R(\xi < x) \quad (3)$$

Звідсіля слідує, що функція ймовірності відмови $Q(t)$ аналогічна функції розподілення часу роботи ЕТК до відмови.

З самого початку цієї публікації ми використовуємо поняття оцінок, але при використанні прямої бази статистичних оцінок емпірична ймовірність

$$P_e(t) = \frac{N_o - n(t)}{N_o} \quad (4)$$

а емпірична ймовірність відмови $Q_e(t)$, як відношення

$$Q_e(t) = \frac{n(t)}{N_o} \quad (5)$$

Тут N_o – кількість функціонуючих ЕТК; $n(t)$ – кількість ЕТК, що мали відмови за час t .

Отримані статистичним підходом значення емпіричних ймовірностей відсутності відмови $P_e(t)$ та відмови $Q_e(t)$ мають свої розбіжності з теоретичними оцінками. Зі збільшенням кількості ЕТК, що випробовуються $P_e(t)$ та $Q_e(t)$ збігаються відповідно до $P(t)$ і $Q(t)$.

Початок умови статистичних оцінок $P_e(t)$, $Q_e(t)$ визначимо таким чином, що при $t=0$ ЕТК зберігає свої вихідні характеристики і задовольняє необхідним вимогам до неї, тобто

$$P_e(0) = 1; \quad Q_e(0) = 0 \quad (6)$$

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ З ВРАХУВАННЯМ РЕСУРСУ ОБЛАДНАННЯ ЗАСОБАМИ НЕЙРО-НЕЧІТКОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Одним з шляхів підвищення ефективності процесу розв'язування оптимізаційних задач великої розмірності в електроенергетиці є використання засобів нейро-нечіткого моделювання. До таких задач, наприклад, відноситься задача оптимального керування нормальними режимами електроенергетичних систем (ЕЕС).

Задача автоматичного оптимального керування режимами ЕЕС формулюється таким чином:

$$\mathbf{u}(t) = -\pi \mathbf{y}(t), \quad (1)$$

$$\mathbf{u}(t) \in \mathbf{M}_u, \quad (2)$$

де $\mathbf{u}(t)$ – вектор керування; $\mathbf{y}(t)$ – вектор спостережуваності; π – коефіцієнти зворотного зв'язку, які за своїм змістом є критеріями подібності; $\mathbf{M}_u$ – область допустимих оптимальних значень $\mathbf{u}(t)$.

Критерії подібності в (1) визначаються з умов оптимальності нормальних режимів ЕС. При цьому задача оптимізації режимів ЕЕС ставиться:

$$F(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^{m_1} a_i \cdot \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \Rightarrow \min \quad (3)$$

Задача оптимального керування потоками потужності в ЕЕС полягає в тому, щоб підтримувати значення F^* у встановленій зоні нечутливості δF^* . Для цього при виході з неї здійснюються керуючі впливи трансформаторами. Для підвищення ефективності керування потоками потужності в ЕЕС з метою зменшення втрат потужності необхідно виявляти реальні можливості трансформаторів з регулюванням під навантаженням (РПН), оцінюючи чутливість втрат потужності до змін їх коефіцієнтів трансформації. Однак ефективність реалізації керуючих впливів обмежується технічним станом силових трансформаторів, а саме їх регулювальних пристроїв. Для підвищення ефективності використання трансформаторів з РПН в ЕЕС при формуванні керуючих впливів необхідно також враховувати їх технічний стан та залишковий ресурс. З врахуванням сказаного в задачі оптимізації режиму ЕЕС критерій оптимальності може бути встановлено такий [3]:

$$F = \Delta P + P(\delta U) + P(\omega) + \sum_{i=1}^q \Pi_{Ti}, \quad (4)$$

де ΔP – сумарні втрати активної потужності в ЕЕС; $P(\delta U)$ – потужність, еквівалентна збитковій споживачів через не оптимальність якості напруги; $P(\omega)$ – потужність, еквівалентна збитковій внаслідок недовідпуску електроенергії, який викликаний відмовами трансформаторів, зокрема відмовами пристроїв РПН; Π_{Ti} – штрафна функція, що вводиться для врахування залишкового ресурсу трансформаторів та вартості перемикачів з огляду на наближення терміну капітального ремонту; q – кількість трансформаторів, які регулюються.

Необхідність врахування Π_{Ti} зумовлена тим, що близько 65% трансформаторів в Україні, Росії, в мережах США [4] пропрацювали понад 25 років.

$$\Pi_{Ti} = k_{1,i} \cdot V_{\text{рем},i} \cdot \left[1 - \left(k_{\text{рес},i} \cdot e^{1-k_{\text{рес},i}} \right)^{k_{2,i}} \right] / V_{\text{тран.ел.ен.}},$$

де $k_{1,i}$, $k_{2,i}$ – коефіцієнти, які враховують умови проведення капітального ремонту та заміну найбільш вартісних вузлів, $k_{\text{рес},i}$ – коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора, $V_{\text{рем},i}$ – середня вартість капітального ремонту трансформатора, $V_{\text{тран.ел.ен.}}$ – вартість транзиту електричної енергії (послуг електропостачального підприємства).

Задача ускладнюється тим, що частина з параметрів контролюється безперервно, а інші параметри визначаються періодично. За таких умов виправданим є використання математичного апарату нечіткого моделювання.

Кутін В. М., д.т.н., проф., Ілюхін М. О., аспірант
СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З
ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Виконано аналітичний огляд системи технічного обслуговування та ремонту (ТО і Р) РМ промисловості і агропромислового комплексу в Україні та за кордоном, методів та засобів технічного діагностування для визначення технічного стану РМ та місця їх несправності, номенклатури діагностичних параметрів. Встановлено, що для такої складної системи як РМ, недоцільно призначати одну й ту ж стратегію проведення відновлювальних дій. Для кожного елемента, блока повинна вибиратись своя стратегія з урахуванням її впливу на забезпечення показників якості електропостачання. Це потребує поєднання принципово різних методів діагностування, кожен з яких вирішує відповідну локальну задачу забезпечення індивідуальної надійності РМ, кінцевий результат (цільову функцію) можна отримати коли існує зв'язок між множиною різних методів діагностування.

Метою роботи є створення діагностичного забезпечення процесу динамічного керування індивідуальною надійністю розподільних мереж під час їх експлуатації на основі комбінованих методів діагностування для підвищення рівня надійності і безпеки та високої ефективності їх використання за призначенням.

Доведено, що через комбіновану систему діагностування забезпечується динамічне керування технічним станом розподільних мереж для підвищення надійності і безпеки її експлуатації. Комбінована система діагностування створена за новим принципом перевірок, коли передбачається процедура оцінки технічного стану системи електропостачання за сигналом неперервного контролю узагальнюючого діагностичного параметру, перевірки діагнозу більш точними методами періодичного контролю, пошуку місця несправності автоматизованими методами, перевірки попередньо визначених для даного циклу діагностування елементів РМ за критерієм мінімуму витрат на експлуатацію і вибору стратегії ремонтно-обслуговуючих дій за результатами контролю параметрів технічного стану, наробітком на відмову та відмовами.

Керування технічним станом відображено моделлю у вигляді структурного інформаційного графа системи з стохастичними зворотними зв'язками. Побудову структурного інформаційного графа здійснено на основі узгодження взаємопов'язаних детермінованого та стохастичних аналізів, коли основним є детермінований підхід, а стохастичний - його розвитком. В основу детермінованого підходу покладено уявлення про інформаційну зміну сигналів системи керування, що визначають вихідний ефект функціонування РМ. Стохастичний підхід буде модель зв'язку РМ з ланцюгами керування. Ефективність системи оцінюється ймовірністю випадкового вихідного потоку РМ – коефіцієнтом готовності. Запропоновано метод визначення коефіцієнта готовності РМ для комбінованої системи діагностування.

Запропоновано як узагальнюючий діагностичний параметр використовувати динамічну характеристику активного опору ізоляції РМ відносно землі з метою виявлення несправностей ізоляції окремих її елементів неруйнуючими методами. Діагностична модель роботоздатності ізоляції РМ побудована на основі комбінованого опису, коли одночасно використовується як непараметричне так і параметричне відтворення моделі РМ. Спочатку визначалась перехідна характеристика – струм витікання через шунтувальний зв'язок і напруга дотику до корпусу заземленого обладнання. Як обмеження вихідних характеристик використовувались параметри безпеки. Кількість станів обмежено випадками симетрії ізоляції окремих фаз і граничного стану несиметрії виходячи з умов електробезпеки. Умови роботоздатності і запас роботоздатності визначені у вигляді залежності гранично допустимого активного опору ізоляції мережі від її величини до моменту утворення шунтувального зв'язку при заданих величинах напруги та ємності мережі.

Вибрана сукупність контрольованих показників, розроблені алгоритм, програмне забезпечення та отримані кількісні характеристики умов роботоздатності ізоляції мережі для РМ 0,4; 6, 10, 20, 35 кВ.

ЗАСТОСУВАННЯ РЕЛЯЦІЙНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ ТЕХНІЧНИМ СТАНОМ ЕЛЕКТРИЧНОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

Електрична розподільна мережа – складний, розподілений в просторі електротехнічний комплекс, елементи якого мають як однорідну, так і неоднорідну структуру. Кожен елемент розподільної мережі та і сама мережа в цілому характеризується цілим рядом параметрів. Наприклад, ізоляція ліній електропередач може характеризуватись такими параметрами, як активні та реактивні провідності окремих фаз мережі відносно землі, як електрична міцність ізоляції, що є інтегральним показником технічного стану ізоляції і т.д. Ці параметри можуть бути визначені як шляхом їх безпосереднього вимірювання, так і шляхом обчислень при вимірюванні інших параметрів та застосуванні відомих математичних моделей. Іншими словами, існує скінченна множина параметрів, які необхідно визначати для керування технічним станом електротехнічного комплексу.

Таким чином, для керування технічним станом розподільної мережі (РМ) необхідно багаторазово вирішувати задачу великої розмірності – аналіз значної кількості вимірюваних та обчислюваних параметрів, що характеризують зміну технічного стану (діагностичних ознак). Для вирішення даної задачі, застосовуються, як правило, методи, що накладають на множину контрольованих параметрів та умов дослідження велику кількість обмежень для спрощення аналізу та розбиття складної багатомірної задачі на більш прості, придатні для розв'язання відомими методами. Також для підвищення достовірності діагнозу необхідно враховувати і ряд інших факторів: вплив режиму роботи, зовнішнього середовища, експлуатаційних умов, аварій і т.п. Це ще більше ускладнює задачу та призводить до неоднозначності отримуваних результатів.

Тому для спрощення задачі прийняття оптимальних рішень в умовах значної кількості інформації про об'єкт керування слід застосовувати реляційну модель, а саме, представлення усієї інформації про об'єкт у вигляді структурно зв'язаної накопичувальної бази даних з автоматичним керуванням її наповненням (СКБД). Крім самої інформації про об'єкт керування та параметри, що його характеризують, в базі даних мають бути присутні інші два рівні інформації – це структурна модель взаємозв'язків інформації, що формується на початковому етапі створення інформаційної системи в результаті аналізу властивостей об'єкту керування. Іншим рівнем є алгоритмічна модель у вигляді набору правил та типових схем для розв'язання основної задачі та видачі інформації користувачу інформаційної системи у потрібному вигляді для аналізу та прийняття рішень (для процесу керування). Алгоритмічна модель має бути гнучкою та універсальною для можливості внесення змін та розширення в результаті накопиченого досвіду керування, а також для врахування інших обставин, що виникли в процесі керування. Структурну модель бажано реалізовувати одразу продуманою до кінця із закладеною можливістю подальшого розширення. Внесення змін в структурну модель (окрім розширення) є небажаним, так як порушуються вже усталені зв'язки між різними видами інформації, які не завжди вдається достовірно відновити (через складність задачі), що призводить до непередбачуваних помилок в обробці даних та знижує показники функціонування інформаційної системи.

Запропонований підхід дозволяє в першу чергу впорядкувати отримувану інформацію про об'єкт керування – технічний стан РМ. На наступному етапі застосовуються методи, що широко використовуються в експертних системах – це реалізація алгоритмів та схем вирішення основної задачі у вигляді пов'язаних розрахункових блоків, блоків ідентифікації станів, блоків видачі результатів у графічному та числовому виразах, а також у вигляді рекомендацій щодо подальших дій над об'єктом керування.

Відмінністю від експертних систем тут є універсальність, більші масштаби обробки інформації та повніше представлення результатів для користувача інформаційної системи. Під цим слід розуміти те, що інформаційна система на базі реляційної моделі дозволяє обробити та проаналізувати значно більші обсяги різнотипної інформації, що безпосередньо не є визначальною, але може впливати на процес прийняття рішень про керування технічним станом. До такої інформації в контексті поставленої задачі слід віднести відмови систем збору інформації про об'єкт керування, технологічні порушення, зміну режиму роботи та схеми РМ, аварії, вплив погодних умов, і це все з прив'язкою до фактору часу, що є тут особливо важливим моментом.

СЕКЦІЯ 3

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ І ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

М. Й. Бурбело , д.т.н., проф.; М. В. Девятко , аспірант

АНАЛІЗ УМОВ КЕРУВАННЯ СИМЕТРУВАЛЬНИМИ ПРИСТРОЯМИ ЗА ДВОКРАТНОЇ НЕСИМЕТРІЇ В РОЗПОДІЛЬНІЙ МЕРЕЖІ

Одним із напрямків зменшення несиметрії напруги в розподільних мережах є встановлення спеціальних симетрувальних пристроїв (СП). Симетрувальні пристрої поділяються на такі види: повздовжні СП, що з'єднують трифазну мережу з навантаженням, і поперечні СП, які вмикаються в трифазну мережу паралельно з несиметричним навантаженням. Найбільш ефективними для симетрування навантажень розподільних мереж енергопостачальних компаній є компенсаційні СП поперечного типу. Компенсаційні СП можуть бути з трьома або з двома смісними елементами. Їх порівняно легко реалізувати керованими.

За багатократної несиметрії навантажень критерій симетрування полягає в мінімізації напруг зворотної послідовності в усіх вузлах навантажень розподільної мережі

$$U_{2(k)} \rightarrow \min, \quad k = 1, \dots, n, \quad (1)$$

де $U_{2(k)}$ – напруга зворотної послідовності у вузлі k .

В [1] запропоновано критерій, який полягає в мінімізації втрат потужності в розподільній мережі, зумовлених струмами зворотної послідовності :

$$\Delta P_2 \rightarrow \min. \quad (2)$$

Водночас за багатократної несиметрії навантажень відсутнє обґрунтування вибору умов формування вектора провідностей секцій конденсаторних батарей у разі застосування критерію (2).

Для реалізації критерію (2) з метою збільшення або зменшення впливу компенсаційних СП на суміжні вузли у відому умову симетрування навантажень вводиться коефіцієнт k_2 :

$$\begin{aligned} b_{BC} &= \frac{1}{3} [(b_1 - b_{ex}) - 2k_2 b_2]; \\ b_{CA} &= \frac{1}{3} [(b_1 - b_{ex}) + k_2 b_2 - \sqrt{3} k_2 g_2]; \\ b_{AB} &= \frac{1}{3} [(b_1 - b_{ex}) + k_2 b_2 + \sqrt{3} k_2 g_2], \end{aligned} \quad (3)$$

де k_2 – коефіцієнт, що характеризує ступінь симетрування навантажень.

На основі аналізу застосування умов (2) встановлено, що за несиметрії напруги джерела залежність напруги зворотної послідовності у вузлі, в якому передбачено регулювання СП, може не мати мінімуму. Водночас мінімум залежності втрат активної потужності, зумовлених струмом зворотної послідовності, не зміщується у разі несиметрії напруги джерела живлення. Отже, застосування критерію (3) забезпечує інваріантність оптимального рішення до несиметрії напруги джерела живлення.

Для керування СП з метою симетрування навантажень двох споживачів, за невеликої їх електричної віддаленості, мінімум втрат потужності можна фіксувати за мінімумом потужностей зворотної послідовності з урахуванням співвідношення активних опорів цих ділянок.

В залежності від характеру несиметричних навантажень, а також співвідношення опорів ділянок лінії оптимальне значення коефіцієнта k_2 може змінюватися. Водночас коефіцієнт k_2 рекомендовано вибирати в діапазоні $k_2 = 0,8 \dots 1,2$. Встановлення СП краще здійснювати біля споживача з більшим рівнем несиметрії, що дозволить компенсувати несиметричні спотворення обох споживачів за меншого значення коефіцієнта k_2 .

Показано, що за двократної несиметрії навантажень застосування критерію мінімуму втрат потужності в розподільній мережі забезпечує інваріантність оптимального рішення до несиметрії напруги джерела живлення.

Список літературних джерел

1. Бурбело М. Й. Аналіз цільових функцій симетрування навантажень за багатократної несиметрії / М. Й. Бурбело, М. В. Кузьменко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2010. – № 6. – С. 43–47.

**М.Й. Бурбело, д.т.н., проф.; М.В. Никитенко, аспірант; Ільчук Ю.В.
ВИМІРЮВАЛЬНІ КАНАЛИ ДЛЯ УСТАНОВОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ
ПОТУЖНОСТІ ТА СИМЕТРУВАННЯ ШВИДКОЗМІННИХ НАВАНТАЖЕНЬ**

Динамічна компенсація реактивної потужності є широко поширеною технологією взаємодії джерел і споживачів електроенергії, спрямованою на забезпечення нормальних рівнів напруги, зниження аварійності основного обладнання, підвищення надійності електропостачання споживачів. Часто споживання реактивної потужності по фазах неоднакове, тому одночасно необхідно вирішувати проблему несиметрії навантажень, які спричиняють появу несиметрії напруг в електричній мережі, значення якої є нормованим згідно діючих стандартів.

В [1...4] розроблено швидкодіючі вимірювальні канали для отримання інформації про параметри несиметричних трифазних навантажень, при побудові яких використано підхід, що оснований на отриманні поточних значень активної та реактивної потужності $\underline{S} = P + jQ$, а також активної та реактивної умовних потужностей зворотної послідовності $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ на ковзному інтервалі часу тривалістю пів періоду ($T/2$) із застосуванням ортогональної системи напруг і струмів

$$\begin{aligned} P(t) &= \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_{\alpha} i_{\alpha} + u_{\beta} i_{\beta}) dt; & P_2(t) &= \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_{\alpha} i_{\alpha} - u_{\beta} i_{\beta}') dt; \\ Q(t) &= \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_{\alpha}' i_{\alpha} + u_{\beta} i_{\beta}) dt; & Q_2(t) &= \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_{\alpha}' i_{\alpha} + u_{\beta} i_{\beta}') dt, \end{aligned} \quad (1)$$

де u_{α}, u_{β} – ортогональні складові напруги; i_{α}, i_{β} – ортогональні складові струму; u_{α}', u_{β}' – перетворення Гільберта ортогональних складових напруги; i_{β}' – перетворення Гільберта ортогональної складової струму. Ортогональні складові напруги та струму формуються на основі лінійних напруг і струмів:

Вирази (1) можна спростити шляхом виключення перетворення Гільберта із застосування ортогональних складових миттєвих активної та реактивної потужностей

$$\begin{aligned} P_2(t) &= \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (p_{\alpha}(t) - p_{\beta}(t + T/4)) dt; \\ Q_2(t) &= \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (q_{\alpha}(t) + q_{\beta}(t + T/4)) dt, \end{aligned} \quad (2)$$

На рис. 1 зображено залежності $p_{\alpha}(t), p_{\beta}(t), p_{\beta}(t + T/4), P(t), P_2(t)$, а на рис. 2 – $q_{\alpha}(t), q_{\beta}(t), q_{\beta}(t + T/4), Q(t), Q_2(t)$. Формування складових $P(t), P_2(t), Q(t), Q_2(t)$ здійснюється за формулами (3), (4).

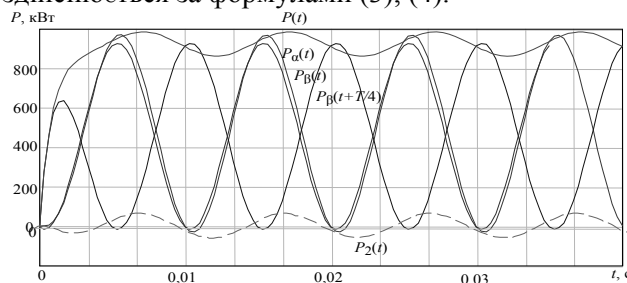


Рис. 1. Формування складових $P(t), P_2(t)$

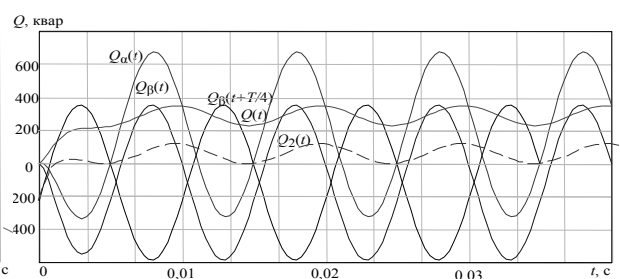


Рис. 2. Формування складових $Q(t), Q_2(t)$

Запропоновано алгоритм для побудови вимірювального каналу параметрів несиметрії трифазних навантажень, в основу принципу дії якого покладено інтегрування миттєвих потужностей на ковзному інтервалі часу тривалістю пів періоду. Запропонований вимірювальний канал має достатню стійкість і характеризується відсутністю перегулювання в перехідних режимах.

МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ВУГІЛЬНОЇ ШАХТИ.

Результати прогнозування використовуються для вирішення важливих технічних та економічних завдань, пов'язаних з діяльністю підприємства. При складанні угоди з постачальником електричної енергії споживач надає постачальнику відомості про розмір очікуваного споживання електроенергії. Перевищення установленого ліміту відпуску електроенергії дозволяє постачальнику здійснювати обмеження електропостачання, що може суттєво вплинути на виробничий процес. При перевищенні договірних значень споживання електроенергії та потужності ціна електроенергії подвоюється. Для того, щоб уникнути можливих перевищень встановленого обсягу електроспоживання, необхідно прогнозувати значення витрат енергії із заданою точністю. Якщо прогноз електроспоживання свідчить про його збільшення у майбутньому, то при складанні договору з постачальником електроенергії необхідно планувати додаткові витрати енергії.

Прогнозування електроспоживання в залежності від обсягу виробництва продукції необхідно здійснювати також для оцінки енергоефективності виробничого процесу. Питомі норми електроспоживання є важливими показниками, що контролюються державними органами. Тому прогнозні оцінки повинні відповідати існуючим нормам. Крім того, показники питомого енергоспоживання характеризують загальний стан енергозбереження на підприємстві.

Основним параметром, що визначає рівень витрат енергії в процесі вуглевидобутку є обсяг вугілля, отриманого в заданий період часу. Інтерес представляють дані щомісячного видобутку вугілля (x_i) і відповідні значення щомісячних витрат енергії (y_i). Фіксує ці значення, для n місяців можна побудувати лінійну регресійну залежність і на її основі здійснювати прогнозування, виходячи із очікуваного в майбутньому обсягу місячного видобутку вугілля (x_r).

Точність прогнозу місячного енергоспоживання шахти залежить від меж довірчого інтервалу. Розташування меж залежить від значень t - розподілення, а також оцінки дисперсії прогнозу S_r . В свою чергу ці змінні залежать від кількості n урахованих при формуванні статичної вибірки x_i , y_i місяців роботи шахти. Змінюючи значення n , можна впливати на точність прогнозу. Звідси виникає необхідність дослідження залежності точності прогнозу від значення n . Це дозволить підбирати таке значення n , що забезпечує максимальну точність (вузький довірчий інтервал). Практичне застосування запропонованого підходу передбачає збільшення терміну спостережень з одного року ($n=12$) до декількох років ($n=24, 36, 48$ і т.д.). Можливість об'єднання статистичних даних декількох років повинна супроводжуватись перевіркою їх однорідності.

Пропонується здійснювати послідовне об'єднання вибірок з нарощуванням кількості спостережень n і одночасною перевіркою однорідності даних.

Запропонована методика прогнозування електроспоживання вугільної шахти полягає у наступному:

1. Формують вихідні дані для розрахунку (щомісячні показники видобутку вугілля та відповідні значення електроспоживання в декількох минулих роках).
2. Об'єднують дані щорічних вибірок і відсівають спостереження, що різко виділяються від інших.
3. Будують регресійні залежності і визначають довірчі інтервали для прогнозованих значень електроспоживання:
 - користуючись даними попереднього року (відносно року, для якого здійснюється прогноз);
 - користуючись даними декількох минулих років з перевіркою результатів спостережень на однорідність.
4. Вибирають для прогнозу регресійну залежність, що забезпечує його максимальну точність.

На основі прикладу розрахунку встановлено, що дані для побудови регресійної залежності, отримані існуючими на шахті засобами обліку електроспоживання та обсягу видобутку вугілля, забезпечили точність прогнозу електроспоживання в межах 7-10%.

На основі методики розроблено комп'ютерну програму для виконання відповідних розрахунків і представлення результатів досліджень в формі, прийнятній для вирішення завдань гірничого підприємства.

**АНАЛИЗ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ НА ЛИНИЯХ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ**

Линии сверхвысокого напряжения являются источником электромагнитных колебаний высокой частоты, которые значительно влияют на человека и экологическую обстановку. В связи с этим возникла проблема исследования, расчета и ограничения высокочастотных электромагнитных колебаний на линиях электропередачи.

Источниками электромагнитных колебаний на ВЛ являются: коронный разряд на проводах, частичные разряды и корона на изоляторах, пробой или перекрытие дефектных изоляторов, корона на линейной арматуре и распорках расщепленной фазы, искрение в плохих контактах линейной арматуры, распорках и между изоляторами.

Частичные разряды и корона возникают на тех изоляторах, падение напряжения на которых достаточно велико. Известно, что распределение напряжения на длинной гирлянде изоляторов очень неравномерное. На ближних к проводу изоляторах линий 500 и 750 кВ падение напряжения достигает 30–40 кВ на один элемент. Применение защитных экранов и приближение нижних изоляторов к проводам расщепленной фазы снижает напряжение на этих изоляторах до такой величины, при которой уровень помех от изоляторов становится относительно небольшим.

Коронный разряд на проводах ВЛ возникает вследствие высокой напряженности поля на их поверхности. Уровни радиопомех изменяются в широком диапазоне в зависимости от времени года и метеорологических условий на трассе линии электропередачи, что объясняется непосредственной зависимостью помех от начального напряжения короны. В хорошую погоду повышенная интенсивность помех чаще наблюдается в летнее время, когда плотность воздуха ниже, чем зимой. Результаты измерений показали, что величина помех пропорциональна интенсивности осадков. При сильном дожде и ветре помехи резко возрастают. Наиболее высокие уровни помех регистрируются в начале выпадения дождя или мокрого снега. Затем, когда провод полностью увлажнился, уровень помех изменяется слабо, а коэффициенты затухания мало отличаются друг от друга. После прекращения осадков уровень помех снижается вследствие очищения провода от пыли. Помехи при сухом снеге и изморози примерно одинаковы и меньше, чем во время дождя. Густой и влажный туман с точки зрения помех эквивалентен слабому дождю. Повышенные уровни радиопомех также характерны для участков трассы линий электропередачи, проходящих в промышленных районах с интенсивными загрязнениями.

Экспериментальные исследования также показали, что в тех случаях, когда трасса линии проходит в высокогорных районах на отметках от 1 000 до 2 000 м, при напряженностях электрического поля на поверхности провода $(15-17) \times 10^2$ кВ/м создаются помехи, соизмеримые по уровням с помехами от линий, эксплуатирующихся при амплитудных значениях напряженности электрического поля $(20-22) \times 10^2$ кВ/м, но проходящих на отметках до 500 м.

Для снижения поверхностной напряженности поля линии проектируют с расщепленными фазами и увеличивают диаметры проводов. Что приводит к увеличению суммарной поверхности провода и соответственно числа источников стримерной короны. Это явление должно было бы вызвать увеличение уровня радиопомех. Однако наличие соседних составляющих приводит к подавлению радиопомех от каждого из проводов вследствие индуктирования в соседних проводах токов, направленных против тока возникшего возмущения электромагнитного поля (электромагнитная экранировка). Суммарный эффект двух этих явлений и определяет независимость уровня радиопомех от числа составляющих проводов в фазе. Увеличение числа одинаковых составляющих проводов в фазе связаны с очень большими затратами. Поэтому ограничение поверхностной напряженности поля и, следовательно, уровня помех от линии обычно выполняется до некоторого предела, при котором радиопомехи от линии не превышают нормированного уровня. Необходимость дальнейшего снижения напряженности поля определяется экономическим расчетом, учитывающим потери энергии, возникающие при коронном разряде.

Дать количественную теоретическую оценку величины напряженности электромагнитных полей, вызываемых коронным разрядом, затруднительно, ввиду трудностей анализа источников разряда. Необходимо создать математическую модель позволяющую рассчитывать электрические поля создаваемые источниками высокочастотных колебаний на линиях сверхвысокого напряжения.

М.О. Головатюк, к.т.н., доц.; Ю.Ю. Півнюк, студент
ВПЛИВ ВИЩИХ ГАРМОНІК НА ЯКІСТЬ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Однією з актуальних проблем в енергетичній галузі держави є проблема якості електроенергії. В сучасних розподільних електричних мережах значного поширення набули навантаження, вольт- або вебер-амперні характеристики яких нелінійні. Зазвичай такі навантаження називають нелінійними. До їх числа відносяться насамперед різного роду вентиляльні перетворювачі, установки дугового і контактного електрозварювання, електродугові сталеплавильні (ЕДСП) і руднотермічні печі, газорозрядні лампи, силові магнітні підсилювачі та трансформатори, однофазні замикання на землю через дугу, короткі замикання та електроприймачі, у конструкціях яких з метою раціонального перетворення енергії та вигідності керування, використовуються силові напівпровідникові перетворювачі, які приводять до суттєвих спотворень струмів і напруг у системі живлення. Ці навантаження споживаючи з мережі струм, крива якого є синусоїдальною, а за рахунок їхнього характеру нелінійності спотворюють форму синусоїди, тобто в результаті виникають спотворення кривої напруги мережі або, іншими словами, несинусоїдальні режими – ці споживачі є генераторами вищих гармонік.

Несинусоїдальні режими несприятливо позначаються на роботі силового електроустаткування, систем релейного захисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку. Виникаючі в результаті дії вищих гармонік економічні втрати обумовлені, головним чином, погіршенням енергетичних показників, зниженням надійності функціонування електричних мереж і скороченням терміну служби електроустаткування. Варто також не забувати про проблему мало реалізованих ефективних і доступних засобів оцінки якості електроенергії в електричних мережах.

Тому, проблема оперативного аналізу несинусоїдних режимів у системах електроспоживання при наявності змінних нелінійних характеристик навантажень є актуальною і вимагає розроблення та застосування на практиці більш ефективних методів і підходів, що дозволять вирішити проблему подавлення вищих гармонік в електричних мережах.

Головатюк М.О. – к.т.н., доцент, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра електричних станцій та систем, доцент кафедри.

Півнюк Ю. Ю. – Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, студент, e-mail : pivnjuk-jurijj@rambler.ru.

Н. В. Голубцов, к.т.н., доц.; О. В. Фёдоров, д.т.н., проф.
АСПЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ

Рассмотрены проблемы управления процессами перевода систем энергоснабжения и энергопотребления на энергосберегающее функционирование. Проанализированы показатели перехода к энергосберегающему электроосвещению и предложены методы динамической оптимизации переходных процессов.

Ключевые слова: энергосбережение, источники света, управление, переходный процесс, колебания, пространство состояний, динамическая оптимизация.

Энерго- и ресурсосберегающие технологии и нетрадиционная энергетика стали важнейшими приоритетами развития энергетики и экономики, как в рамках отдельных государств, так и в глобальном масштабе. Причины этого обусловлены ограниченностью сырьевых и энергетических ресурсов. Учитывая, что в последние десятилетия количество потребляемой человечеством энергии удваивается примерно за каждые 15 лет, все очевидней становится невозможность обеспечивать в дальнейшем прогресс цивилизации экстенсивным развитием энергетики и экономики в целом. Перевод таких динамических систем как энергоснабжение и энергопотребление на энергосберегающее функционирование возможен только через переходные процессы. В теории систем переходные процессы рассматриваются с момента приложения внешнего воздействия до некоторого установившегося значения во временной области.

Параметрами переходного процесса являются: колебательность, перерегулирование, длительность, установившаяся ошибка и др. Примером переходного процесса служит замена традиционных источников света (ИС) - ламп накаливания (ЛН) на сравнительно более энергоэффективные ИС – компактные люминесцентные лампы (КЛЛ). Одной из причин колебательности этого переходного процесса, по нашему мнению, является распространение информации о содержании в КЛЛ вредной для человека и окружающей среды ртути (2-6 мг в одной лампе). Колебательности способствуют и контраргументы о том, что наоборот, ЛН косвенно служат более серьезными «поставщиками» в атмосферу вредностей, чем КЛЛ, поскольку приводят к сжиганию большего количества угля при производстве электроэнергии. Другими возмущающими воздействиями в системе управления энергоэффективностью электрического освещения, влияющими на колебательность и прочие показатели переходного процесса могут быть: низкое качество КЛЛ и частые случаи выхода их из строя задолго до истечения обещанных производителями сроков и, наоборот, успехи в модернизации и повышении качества КЛЛ; неполная совместимость КЛЛ с существующей инфраструктурой освещения (регуляторами яркости, датчиками движения, фотоэлементами, таймерами, выключателями с подсветкой и др.), вызывающая необходимость работы КЛЛ в нештатном режиме; отсутствие для населения, предприятий и организаций бесплатного, простого и удобного доступа к системе утилизации КЛЛ и необходимость больших затрат на создание такой системы; результаты прогнозов о появлении в ближайшие годы на энергетическом рынке более совершенных ИС, чем КЛЛ, например, светодиодных ИС. Среди практически бесконечного числа возможностей осуществления переходных процессов необходимо найти оптимальную по выбранному критерию. Решение задачи динамической оптимизации предполагает отыскание оптимальной стратегии управления процессом. При такой постановке задача может быть интерпретирована пространством состояний.

Динамическая оптимизация в пространстве состояний может формулироваться, например, как поиск оптимального вектора управляющего сигнала с сохранением вектора состояния $x(t)$ максимально близко к заданному вектору $w(t)$. Для решения этой задачи может использоваться принцип максимума Понтрягина, принцип динамического программирования, вариационный метод Эйлера-Лагранжа.

Голубцов Н. В. – к.т.н., доцент, Россия, г. Нижний Новгород, Нижегородский военный институт инженерных войск, кафедра электроснабжения, доцент кафедры, e-mail: nvg4@ya.ru, тел. дом.: 8 (83145) 38994

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

О.Д. Демов доц., к.т.н.; О.В. Слободянюк; О.П. Паламарчук

ДЕКОМПОЗИЦІЯ ФУНКЦІЇ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ВІД РЕАКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА ОСНОВІ ФОРМУЛИ ТЕЙЛОРА

Зменшення втрат електроенергії в електричних мережах можна досягти за рахунок компенсування реактивної потужності (КРП) в них. Основою існуючих методів розрахунку КРП в цих мережах є підхід, який базується на проведенні таких розрахунків для всієї електричної мережі одночасно. Розв'язувати задачу в такій послідовності складно, оскільки:

- 1) електрична мережа є системою, в якій її частини можуть приймати рішення відповідно до своїх інтересів окремо від інших частин;
- 2) розв'язання задачі в цілому потребує значних затрат на збір інформації.

Отже, з однієї сторони, виникають техніко-економічні складності розрахунку КРП одночасно для всієї мережі, а з іншої – існує певна незалежність частин електричної мережі при такому розрахунку. Це спонукає до розділення електричної мережі при розв'язанні задачі КРП на частини (декомпозиції електричної мережі). Декомпозиція мережі потребує декомпозиції функції показника компенсації реактивної потужності. Таким показником в більшості випадків є зниження втрат активної потужності.

Розглянуто декомпозицію функції зниження втрат для довільної електричної мережі, яка задана матрицею вузлових активних опорів $\mathbf{R}$. Ця функція залежить від величини вектора зміни реактивних навантажень $\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{Q} - \bar{\mathbf{Q}}$, де $\bar{\mathbf{Q}}, \mathbf{Q}$ - відповідно вектори реактивних навантажень мережі до і після зміни.

Зміна координат вектора $\bar{\mathbf{Q}}$ на величину $\Delta \mathbf{Q}$ зумовлює приріст функції величини втрат $\Delta P(\mathbf{Q})$ від вектора реактивних навантажень $\mathbf{Q}$ на величину $\delta P(\mathbf{Q})$, яку можна знайти за допомогою формули Тейлора:

$$\delta P(\mathbf{Q}) = (\nabla P(\bar{\mathbf{Q}}))^T \cdot \Delta \mathbf{Q} + \frac{1}{2} \cdot \Delta \mathbf{Q}^T \cdot \nabla^2 \cdot (\Delta P(\bar{\mathbf{Q}})) \cdot \Delta \mathbf{Q}, \quad (1)$$

де $\nabla P(\bar{\mathbf{Q}})$ - вектор-стовпчик перших похідних від функції $\Delta P(\mathbf{Q})$ за змінними координат вектора реактивних навантажень Q_i , $\nabla P(\bar{\mathbf{Q}}) = \left[\frac{\partial P}{\partial Q_1} \dots \frac{\partial P}{\partial Q_i} \right]$; $\nabla^2 (\Delta P(\bar{\mathbf{Q}}))$ - симетрична матриця порядку $N \times N$ других часткових похідних від функції $\Delta P(\mathbf{Q})$ за змінними Q_i , знайдених в точці $\bar{\mathbf{Q}}$.

Відповідно (1) при установленні в усіх вузлах мережі конденсаторних установок (КУ) одержимо слідуєче зниження втрат

$$\delta P(\mathbf{Q}) = \frac{1}{U_n^2} \cdot \left(2 \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Q_{ki} Q_j R_{ij} + \sum_{i=1}^n Q_{ki}^2 R_{ii} \right) + \frac{1}{U_n^2} \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Q_{ki} Q_{kj} R_{ij},$$

(2)

де R_{ii} - вхідний опір i -го вузла; R_{ij} - взаємний опір i -го та j -го вузлів; Q_{ki} - потужність КУ, установлених в i -ому вузлі; U_n - номінальна напруга мережі; Q_j - реактивне навантаження j -го вузла; $i, j = 1, \dots, n$; $j \neq i$; n - кількість вузлів в мережі.

Вираз (2) ділить функцію $\delta P(\mathbf{Q})$ на дві складові: перша - зниження втрат активної потужності, зумовлене тільки потужністю Q_{ki} ; друга складова $\delta P(Q_{ki}, Q_{kj})$ враховує зниження втрат активної потужності, зумовлене спільною дією КУ Q_{ki} і Q_{kj} . Таке ділення є декомпозицією функції зниження втрат і його можна використовувати при системному управлінні КУ та розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах, що дозволяє, порівняно з існуючими методами, зменшити об'єм вхідної інформації.

**Демов О. Д., к. т. н., доцент; Миндюк А.Б., магістратка Бандура І. О., асистент
КОМПЕНСАЦІЯ ВТРАТ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ТРАНСФОРМАТОРАХ
10/0,4 КВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ**

Значну частину реактивних навантажень розподільних мереж енергопостачальних компаній (ЕК) становлять втрати реактивної потужності в трансформаторах підстанцій 10/0,4кВ, які створюють значні втрати електроенергії у вказаних мережах і тому виникає доцільність їх компенсації.

Ефективність цієї компенсації показана на прикладі елементарної мережі з реактивним навантаженням Q і втратами реактивної потужності в трансформаторах мережі ΔQ . При установленні високовольтних конденсаторних батарей (КБ) в цій мережі питоме зниження втрат в інтервалі $(Q; Q - \Delta Q)$ більше цього зниження в інтервалі $(\Delta Q; Q)$ в 31,5 раз.

Розглянуто розв'язання задачі для магістральної розподільної мережі ЕК. При установленні в i -ому вузлі високовольтних КБ потужністю Q_{ki} одержимо наступне зниження втрат в розподільній та живлячій мережах

$$\delta P_i = \frac{1}{U_n^2} [R_{ii}(2Q_i Q_{ki} - Q_{ki}^2) + 2Q_{ki} \sum_{j=1}^{i-1} Q_j R_{ij}] + \sigma Q_{ki} - \sigma Q_{ki} Q + \frac{\delta}{2} Q_{ki}^2, \quad (1)$$

де R_{ii} - вхідний опір i -го вузла, R_{ij} - взаємний опір i -го j -го вузлів; Q_i, Q_j - реактивні навантаження i -го та j -го вузлів; Q - реактивне навантаження мережі; σ, δ - відповідно перша і друга похідні від функції втрат в живлячій мережі по змінній величині реактивного навантаження розрахункової мережі; $i, j = 1, \dots, n; j \neq i; n$ - кількість вузлів в мережі.

З формули (1) видно, що установлення КБ потужністю Q_{ki} в різних вузлах дає різну величину δP_i . Це дає можливість вибрати таке місце установлення КУ, яке забезпечує найбільше зниження втрат $\delta P_i^{\max}$. Для магістральної мережі максимальне зниження втрат досягається при установленні КБ в найбільш віддалених електрично вузлах. Тобто послідовність вузлів, в яких доцільно установлювати КБ, повинна бути такою: 1, 2, ..., n .

Сумарне максимальне зниження втрат $\delta P_{\Sigma}^{\max}$ при установленні КБ сумарною потужністю Q_{km} в m вузлах визначиться як

$$\delta P_{\Sigma}^{\max} = \sum_{i=1}^m \delta P_i^{\max}. \quad (2)$$

де $\sum_{i=1}^m Q_{ki} = Q_{km}$; m - кількість вузлів, в яких установлюють КУ.

Відповідно (1) і (2) побудовано траєкторію оптимального впровадження високовольтних КБ для компенсації реактивних втрат в трансформаторах 10/0,4 кВ, яка показує максимальне зниження втрат при заданій потужності КБ.

Проведені дослідження показали, що:

- втрати реактивної потужності в трансформаторах 10/0,4 кВ створюють значні втрати електроенергії в розподільних та живлячих мережах ЕК, що зумовлює доцільність їх першочергової компенсації.

- установлення високовольтних КБ для компенсації втрат реактивної потужності в трансформаторах 10/0,4 кВ забезпечує значне зниження втрат електроенергії при мінімальному терміну окупності цих КБ.

О.І. Дорошенко, к.т.н., доц.; Д.С. Попов, аспірант

ЩОДО ОПТИМІЗАЦІЇ РЕАКТИВНОГО НАВАНТАЖЕННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Відомо, що добре відлагоджена компенсація реактивного навантаження систем електропостачання (СЕП) споживачів електроенергії є універсальним, комплексним засобом підвищення ефективності і якості електропостачання: зменшення активних втрат, збільшення пропускної спроможності електричних мереж та підвищення якості напруги не тільки власних мереж, але й мереж електропостачальних організацій. При цьому, як справедливо визначено в [1]: "...при рыночной экономике критерием поведения каждого участника рыночной системы являются собственные, эгоистические интересы, движущей силой – конкуренция, а фундаментальным принципом рыночных отношений – равноправная экономическая справедливость:..."

Порівняння двох варіантів ПКРН (базового і нового) в СЕП, які приводяться до відповідності за фактором активних втрат в системі, проводиться у такій послідовності [2]. У якості критерію для порівняння економічної ефективності варіантів приймаються річні приведені затрати, грн/рік

$$Z_i = e_a K_i + C_i, \quad (1)$$

де e_a - коефіцієнт річних відрахувань від капітальних витрат на амортизацію, що за умови строку служби 10 років, приймається на рівні $e_a = 0,1$ в.о.; C_i - експлуатаційні річні витрати проекту на ремонт, обслуговування та на оплату втрат електроенергії, грн/рік.

Проект ПКРН, що приймається, повинен бути фінансово оцінений. При цьому визначається:

1. Річна вигода від здійснення нового проекту, грн/рік

$$B = (C_B - C_{aB}) - (C_H - C_{aH}), \quad (2)$$

де C_{aB} і C_{aH} - щорічні амортизаційні відрахування на реновацію обладнання базового та нового проектів, відповідно, в.о.

2. За умови постійності річної вигоди від здійснення нового проекту ($B = const$), чистий дисконтований прибуток (ЧДП) нового проекту, грн

$$\text{ЧДП} = B \left(\frac{1 - (1 + e_D)^{-T}}{e_D} \right) - K_0, \quad (3)$$

де e_D - сумарний коефіцієнт річних відрахувань, в.о./рік

$$e_D = e_a + e_p + e_o + e_{KP}; \quad (4)$$

T - період протягом якого досліджують економічність нового проекту, за звичаєм, приймається $T = T_{OK}$, років; $K_0 = K_H$ - капітальні витрати нового проекту на початку дослідження його економічності, грн.

3. Індекс дохідності нового проекту, що підкреслює його привабливість (перш за все для інвестора), в.о.

$$ID = \frac{\text{ЧДП}}{K_0}. \quad (5)$$

До запровадження приймається проект ПКРН, у якого $ID \geq 0$.

Література

1. Зорин В.В. Концепция компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях / В.В. Зорин // Промэлектро. – № 3. – 2005. – С. 24 – 26.
2. Экономическое обоснование внедрения на промышленных предприятиях энергосберегающих технологий и оборудования / Г.Я. Вагин, Н.Н. Головкин, Е.Б. Солнцев, А.А. Лямин // Промэлектро. – 2005. – № 4. – С. 46 – 59.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Уменьшение потерь активной электроэнергии, обусловленных перетоками реактивных мощностей, является реальной эксплуатационной технологией энергосбережения.

В 1997 г. была введена “Методика расчета платы за перетоки реактивной мощности”, чтобы стимулировать установку компенсирующих устройств (КУ) предприятиями. В соответствии с ней плата за потребление и генерацию реактивной электроэнергии состоит из трех составляющих: основная плата за потребление и генерацию реактивной энергии (П1), надбавка за недостаточное оснащение электрической сети потребителя КУ (П2) и скидка платы при участии потребителя в оптимальной суточной регуляции режимов сети (П3). Основная плата П1 состоит из платы за потребление реактивной энергии и штрафа за ее генерацию во время ночного спада нагрузки. Величина штрафа в три раза превышает плату за потребление реактивной энергии.

Однако, “Методика...” не дает прямых указаний по расчету величины мощности КУ. Надбавка П2 ограничивается значением граничного коэффициента мощности $\cos\varphi_m = 0,97$ ($\tan\varphi_m = 0,25$). Его значение даже выше принятого в 70 годы прошлого века «Указаниях по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях» наибольшего $\cos\varphi = 0,95$.

В литературе приведены различные рекомендации по выбору мощности компенсирующих устройств: по фактической активной мощности потребителя в часы максимума нагрузки в энергосистеме P_{ϕ} , по максимальной активной мощности потребителя P_m , по средней активной нагрузке P_{cp} , из условия компенсации $0,6 P_m$ и по методике Новосибирского завода конденсаторов.

В работе выполнен их сравнительный анализ для 5 подстанций (выбраны БК) реального участка электрических сетей, в том числе и по экономическим показателям – составляющих платы за перетоки реактивной энергии, инвестиций, амортизационных отчислений. В таблице приведены плата за реактивную энергию и суточная ее генерация в часы ночных провалов нагрузки.

Таблица – Генерация реактивной энергии ночью и годовая плата после установки КУ

Условия выбора КУ	Суточная генерация Q в часы 23-6, Мвар·г		Годовая плата за потребление и генерацию Q, т.грн
	зима	лето	
по P_{ϕ}	1,83	3,43	422,97
по $0,6P_m$	24,9	39,6	651,57
по P_m	1,6	2,9	414,45
по P_{cp}	0	0	579,10
по методике Новосибирского завода	0,1	0,4	653,21

Оснащение КУ ($Q_{кп}/P$) изменяется в широких пределах – от 0,19 до 0,43 квар/кВт при выборе по P_{ϕ} , 0,28 – 0,36 квар/кВт при выборе по P_m , 0,29 – 0,34 квар/кВт при выборе по P_{cp} . Значения $\tan\varphi_{пот}$ изменяется от 0,19 до 0,31 при средневзвешенном 0,22 (по P_{ϕ}), от 0,24 до 0,39 при средневзвешенном 0,29 (по P_m и по P_{cp}). Анализ экономических показателей показал, что наиболее экономически выгодно выбирать мощность БК по P_m или P_{ϕ} , - они дают наименьший срок окупаемости инвестиций (0,58 и 0,6 года).

Кану-Чуквума Угочуква Удочукву - Украина, г.Донецк, Донецкий национальный технический университет, кафедра электрических систем, магистр, e-mail: yugo_wealth@yahoo.com тел: 0504226810

А.В. Волошко, к.т.н., доцент, Т.Н. Лутчин, аспирант
ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ ПАРАМЕТРОВ ВЕЙВЛЕТ -
ПРЕОБРАЗОВАННЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Реализована возможность определения формы графиков электрических нагрузок, включая нахождения количества и оценочной величины пиков путем нормализации вейвлет – преобразованных исходных значений.

Реалізована можливість визначення форми графіків електричних навантажень, враховуючи знаходження кількості та приблизної величини піків шляхом нормалізації вейвлет – перетворених початкових значень.

Possibility of determination of form of charts of the electric loading is realized; including being of amount and evaluation size of peaks by normalization of wavelet –transformation reference values is realized.

Ключевые слова: вейвлет – преобразование, графики электрических нагрузок, нормализация.

Цель работы. Повысить информативность нормализованных параметров графиков электрических нагрузок (ГЭН), используя вейвлет – преобразование к значениям реальных ГЭН.

Материалы и результаты исследований. Исследование проводилось на основании часовых значений энергопотребления за сутки в режимный летний день для топливной, машиностроительной, химической и нефтехимической, пищевой и строительной промышленности Украины.

При использовании минимаксной нормализации к значениям реальных ГЭН можно выявить только местонахождение провала либо пика уровня энергопотребления. Отметим, что частота появления граничных значений минимального и максимального уровней энергопотребления, которая соответствует, 0 и 1 не совпадает. Для определения следующего провала либо пика осуществляется поиск или повторяется расчет без учета предыдущих граничных показателей.

Для повышения информативности параметров ГЭН используется вейвлет – анализ при выявлении пиков и провалов энергопотребления, а также разброса нагрузки, за счет формирования вектора признаков ГЭН. В вейвлет – спектре, сформированном на основе вейвлет – пакетов, усредняется мощность рассчитанных вейвлет – коэффициентов (аппроксимирующих и детализирующих) в пределах каждой субполосы разложения ($k_{m,n}(i)$) [1], где m – шаг разложения; n – порядковый номер вейвлет – коэффициента на определенном шаге разложения.

Далее проводится нормализация вейвлет – коэффициентов, но за счет наличия отрицательных величин в исследуемой выборке данных выполняется процедура суммирования, а не вычитания. В результате расчета определено, что каждый первый вейвлет – коэффициент равен 1, а минимальное значение каждой выборки обязательно соответствует позиции четвертого вейвлет – коэффициента.

Отметим, что максимальное отклонение нормализованных значений свойственно машиностроительной промышленности, где четко просматривается наличие двух пиков с резкими перегибами. Сопоставив результаты нормализации вейвлет - преобразованных и начальных значений ГЭН можно утверждать: чем больше величина нормализованного четвертого вейвлет – коэффициента отклоняется от -1, тем выше вероятность разброса нагрузки.

Выводы. Используя аппарат вейвлет – преобразования можно не только определить форму ГЭН, а и выявить количество пиков и их величину, а также провести предварительную оценку разброса нагрузки ГЭН.

Перечень литературных источников

1. Дворников С. В. Метод распознавания на основе вейвлет – пакетов/ С. В. Дворников, А. М. Сауков. - Научное приборостроение, 2004. – т. 14, №1. – С. 57 – 65. – Библиогр.: с. 60.

Волошко А.В. – к.т.н., доцент, Украина, г. Киев, Институт энергосбережения и энергоменеджмента НТУУ «КПИ», кафедра электропотребления, т.(050)-221-01-32.

Лутчин Т.Н. – аспирант, Украина, г. Киев, Институт энергосбережения и энергоменеджмента НТУУ «КПИ», кафедра электропотребления, т.(067)-135-53-53.

Ратушняк Г.С., к.т.н., проф.; Ободянська О.І. аспірант

ШЛЯХИ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОЗПОДІЛЬЧИХ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ

Напрямки енергозбереження визначаються технічним станом розподільчих газопроводів і споруд на них, який характеризує безпечну і надійну їх експлуатацію. Особливо це є визначальним для газових мереж амортизаційний термін яких закінчився.

До основних критеріїв – факторів впливу на впровадження енергозберігаючих заходів та засобів відносяться науково-технічний рівень проектних рішень (помилки у гідравлічних розрахунках, помилки у динамічних розрахунках, механічна надійність труб), якість будівельно-монтажних робіт (механічні пошкодження при транспортуванні та монтажу газопроводів, якість зварних стиків, стан антикорозійного ізоляційного покриття, відхилення фактичних значень від проектних) та технічні умови експлуатації системи (стан металу, технічне зношення елементів, технічний рівень обслуговуючого персоналу, планово-запобіжні огляди і ремонти газопроводів)

З метою розробки заходів та засобів з енергозбереження при експлуатації розподільних газових мереж з врахуванням вище наведених факторів впливу було використано метод оцінки ризику виникнення аварій в системах газопостачання на основі методів теорії надійності. Для виявлення причинно-наслідкових зв'язків між випадковими подіями, які приводять до аварії та оцінки ризику використано ймовірнісний метод аналізу "дерева відмов" (Fault Tree Analysis). Узагальнене дерево відмов дозволяє аналізувати різні сценарії розвитку аварії й оцінювати ймовірність їх виникнення на газових розподільчих мережах, що допомагає передбачити необхідні засоби та заходи з енергозбереження для попередження небажаних ситуацій на газопроводах. В результаті використання методу "дерева відмов" можна визначити фактори впливу, які характеризуються найбільшим ризиком, і застосувати до них відповідні організаційно-технологічні управлінські заходи з енергозбереження.

З метою запобігання проблем, які виникають під час аварії в складних багатофакторних газових розподільчих мережах використано методи Парето та ABC-аналізу, що дозволило встановити пріоритетність факторів впливу, та виявити використання з яких енергозберігаючих засобів необхідно починати діяти. Після використання методу Парето стало ясно, що найбільш впливовим фактором на технічний стан газових розподільчих мереж та на виникнення аварійних ситуацій на них є стан металу газопроводу, тому він є ключовим фактором і підлягає розгляду в першу чергу. Під час експлуатації сталених газопроводів доводиться стикатися з явищем руйнування їх під дією агресивного навколишнього середовища. Безпечна та надійна робота підземних металевих газопроводів і запобігання їх руйнуванню унаслідок корозії досягається за рахунок реалізації комплексу організаційно-технологічних та технічних заходів з енергозбереження, які розробляються за результатами дослідження впливу блукаючих струмів на підземні металеві конструкції при проектуванні, будівництві та експлуатації за різних умов. За результатами аналізу вимірювання поляризаційних потенціалів на підземних сталевих газопроводах визначають ступінь корозійності та передбачають заходи та засоби із забезпечення надійної роботи газової мережі з врахуванням шляхів з енергозбереження.

Забезпечення надійної і безпечної роботи газових мереж і запобігання їх руйнуванню внаслідок корозії досягається за рахунок реалізації комплексу засобів з енергозбереження, найважливішим з яких є активна протидія негативним процесам за допомогою електрохімічного захисту. Поширеним способом електрохімічного захисту на протяжних ділянках газопроводів є встановлення по трасі через 7-10 км потужних установок катодного захисту з використанням глибинних анодних заземлювачів. Для їх виготовлення запропоновано матеріал з металонасиченої суміші до складу якого входить заповнювач – металеві окатиші або зола-винесення. За рахунок даного матеріалу реалізується один із заходів енергозбереження при експлуатації газових розподільчих мереж, так як винесення металу при наявності корозійних зон відбувається не зі сталеві труби газопроводу, а з глибинного анодного заземлювача. Недотримання заходів та засобів з енергозбереження на газових розподільчих мережах може призвести до пошкодження споруд елементів системи газопостачання, що може стати причиною пожеж, вибухів, виходу з ладу та знешкодження коштовного обладнання, травмування та загибелі людей.

Г. С. Ратушняк, к.т.н., професор, Анохіна К. В., аспірант

ЕНЕРГООЩАДНІ КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНІ СХЕМИ ВИРОБЛЕННЯ БІОГАЗУ

Енергоощадність в конструктивно-технологічних схемах вироблення біогазу досягається за рахунок зменшення витрат теплоти з біогазової установки в навколишнє середовище завдяки використанню теплоізоляційних матеріалів, а також за рахунок повторного використання теплоти продуктів процесу біоконверсії за допомогою теплообмінників.

Энергосбережение в конструктивно-технологических схемах выработки биогаза достигается за счет уменьшения расхода теплоты из биогазовой установки в окружающую среду благодаря использованию теплоизоляционных материалов, а также за счет повторного использования теплоты продуктов процесса биоконверсии с помощью теплообменников.

Energy-saving in design and technology schemes of biogas production is achieved by reducing the cost of heat from the biogas plant into the environment through the use of insulation materials, and by reusing heat products bioconversion process using heat exchangers.

Ключові слова: біоконверсія, енергоощадність, біогаз, біогазова установка, теплота, теплообмінник, теплоізоляція.

Запропоновано енергоощадні конструктивно-технологічні схеми вироблення біогазу. Важливим аспектом стабільності теплового режиму в біогазовій установці є підігрівання субстрату в ній. Втрати теплоти з біогазової установки у зовнішнє середовище повинні бути мінімальними для забезпечення оптимального процесу бродіння, що забезпечує енергоощадність процесу біоконверсії. Тому з метою підвищення енергоефективності запропоновані конструкції біогазових установок з різними видами утеплювачів [1, 2]. У зв'язку з цим важливим енергоощадним заходом є теплоізоляція стінок біогазової установки від коливань температур навколишнього середовища. Втрати теплової енергії при різних режимах бродіння залежить від температури навколишнього середовища. Згідно чисельного експерименту встановлено, що при кріофільному режимі анаеробний процес, який протікає в БГУ при від'ємних температурах та термічному опорі, що рівний одиниці, є неефективним [3]. При кріофільному режимі тепловтрати огорожуючих конструкцій біогазової установки досягають 20...35 Вт. Для мезофільного режиму при від'ємних температурах і термічному опорі, який рівний одиниці, вони досягають величини 45...65 Вт. Найбільш суттєві тепловтрати при термофільному режимі та при температурі -20 °C можуть досягати величини 75 Вт. Це свідчить про те, що Енергоощадність процесу біоконверсії може бути забезпечена шляхом підвищення термічного опору огорожуючих конструкцій, використовуючи теплоізоляційні матеріали із підвищеним термічним опором [3].

Теплота вихідної газової суміші та відпрацьованої біомаси є ефективним джерелом енергії, що повторно використовується для технологічних процесів всередині біогазової установки. Такі енергоощадні системи забезпечуються використанням теплообмінника, використання якого дозволяє утилізувати теплоту із ефективністю понад 50%.

Список літературних джерел

1. Ратушняк Г. С. Энергосберегающие восстанавливаемые источники теплоснабжения: навч. посібник/ Г. С. Ратушняк, В. В. Дведжула, К. В. Анохіна. – Вінниця: ВНТУ, 2010. – 170 с.
2. Ткаченко С. Й. Теплообмінні та гідродинамічні процеси в елементах енергозабезпечення біогазової установки/С.Й. Ткаченко, Д.В. Степанов. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 132 с.
3. Ратушняк Г. С. Тепловтрати в біогазових установках при різних температурних режимах анаеробного бродіння/ Г. С. Ратушняк, К. В. Анохіна// Вісник ВПІ. – 2008. – №4. – С. 20-24.

Ратушняк Г. С. – к.т.н., професор, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, директор Інституту будівництва, теплоенергетики та газопостачання, завідувач кафедри Теплогазопостачання, тел. 598-357.

Анохіна К. В. – Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра Теплогазопостачання, аспірант, e-mail: anohinakatya@i.ua

АЛГОРИТМІЗАЦІЯ ОПТИМІЗАЦІЙНИХ ЗАДАЧ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

На практиці частіше зустрічаються нелінійні залежності ніж лінійні. Методи нелінійного програмування (НП) застосовують для вибору оптимальних розв'язків при плануванні, розвитку і експлуатації енергосистем. За допомогою математичних методів створюють оптимальні паливно-енергетичні баланси, виявляють шляхи найбільш економічного розвитку енергосистем, здійснюється економічно-оптимальний розподіл навантаження між електростанціями і т.д.

Універсального методу розв'язання нелінійних задач не існує. Це пояснюється тим, що математична модель має множину розв'язків, яка в загальному випадку не є опуклою, або кількість крайніх точок нескінченна. У зв'язку з цим методи НП розробляються під спеціальні класи задач.

До таких задач відноситься і оптимальна компенсація реактивної потужності.

Запропоновано математичні моделі та алгоритми розв'язку типових задач компенсації реактивної потужності в схемі електропостачання.

Вибір оптимальної потужності компенсувальних пристроїв за дисконтованими витратами. В заданій схемі електропостачання потрібно визначити потужність компенсувальних пристроїв (КП) у вузлах схеми, виходячи із умови мінімуму дисконтованих витрат (вартість встановлення даних пристроїв і витрат активної потужності в схемі, витрати на експлуатацію, плата за реактивну електричну енергію).

Цільова функція дисконтованих витрат включає капіталовкладення на встановлення КП, експлуатаційні витрати та вартість витрат активної електроенергії в схемі, плату за перетоки реактивної електроенергії.

Для розв'язання задачі вибрано **метод покоординатного спуску**. Визначено часткові похідні цільової функції по змінних, прийнято початкові наближення, визначено значення цільової функції та її часткові похідні.

Розподіл заданої потужності компенсувальних пристроїв між вузлами схеми. Для заданої схеми електропостачання потрібно розподілити КП сумарною потужністю Q між вузлами схеми. Критерій оптимальності – мінімум витрат активної потужності в мережі.

Дану задачу пропонуються розв'язати методом **невизначених множників Лагранжа**.

Згідно поставленої задачі сформульована цільова функція витрат та обмеження на сумарну потужність КП. Записана функція Лагранжа, визначено її часткові похідні по всіх змінних і прирівняно до нуля. Із системи лінійних рівнянь визначено потужності КП та величину множника Лагранжа. Згідно з виразом цільової функції розраховано мінімальні витрати активної потужності в схемі електропостачання.

Визначення оптимального вузла встановлення КП (задача з двійковими змінними). Необхідно визначити оптимальний вузол встановлення однієї конденсаторної батареї, заданої потужності Q_K , в схемі електропостачання. Критерій оптимальності – мінімум витрат активної потужності в схемі. Для розв'язку даної задачі введено двійкові змінні δ_1 , δ_2 і δ_3 , які визначають наявність, або відсутність КП у вузлі схеми. Сформульована цільова функція і обмеження. Оскільки, КП може бути встановлений тільки в одному вузлі, сума двійкових змінних повинна дорівнювати 1. Дана задача може бути розв'язана одним з методів НП.

Вибір оптимальної потужності КП у вузлі схеми (задача з дискретними змінними). Необхідно вибрати оптимальну потужність КП у заданому вузлі схеми із наявних потужностей, для забезпечення мінімуму витрат активної потужності в схемі. В даному прикладі маємо одну дискретну змінну – потужність КП у вузлі, яка може приймати певні дискретні значення. Кожному значенню дискретної змінної поставлено у відповідність двійкову змінну δ_1 , δ_2 , δ_3 .

Цільова функція - це сумарні витрати потужності в схемі.

Обмеження визначається наступною умовою: оскільки дискретна змінна (потужність КП) може мати тільки одне значення, то сума двійкових повинна дорівнювати 1.

Висновки: запропоновані математичні моделі і алгоритми можуть бути використані інженерами у виробничій практиці та аспірантами і науковцями у своїх дослідженнях.

**Н. В. Голубцов, к.т.н., доц.; О. В. Фёдоров, д.т.н., проф.
АСПЕКТЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ**

Рассмотрены проблемы управления процессами перевода систем энергоснабжения и энергопотребления на энергосберегающее функционирование. Проанализированы показатели перехода к энергосберегающему электроосвещению и предложены методы динамической оптимизации переходных процессов.

Ключевые слова: энергосбережение, источники света, управление, переходный процесс, колебания, пространство состояний, динамическая оптимизация.

Энерго- и ресурсосберегающие технологии и нетрадиционная энергетика стали важнейшими приоритетами развития энергетики и экономики, как в рамках отдельных государств, так и в глобальном масштабе. Причины этого обусловлены ограниченностью сырьевых и энергетических ресурсов. Учитывая, что в последние десятилетия количество потребляемой человечеством энергии удваивается примерно за каждые 15 лет, все очевидней становится невозможность обеспечивать в дальнейшем прогресс цивилизации экстенсивным развитием энергетики и экономики в целом. Перевод таких динамических систем как энергоснабжение и энергопотребление на энергосберегающее функционирование возможен только через переходные процессы. В теории систем переходные процессы рассматриваются с момента приложения внешнего воздействия до некоторого установившегося значения во временной области. Параметрами переходного процесса являются: колебательность, перерегулирование, длительность, установившаяся ошибка и др. Примером переходного процесса служит замена традиционных источников света (ИС) - ламп накаливания (ЛН) на сравнительно более энергоэффективные ИС – компактные люминесцентные лампы (КЛЛ). Одной из причин колебательности этого переходного процесса, по нашему мнению, является распространение информации о содержании в КЛЛ вредной для человека и окружающей среды ртути (2-6 мг в одной лампе). Колебательности способствуют и контраргументы о том, что наоборот, ЛН косвенно служат более серьезными «поставщиками» в атмосферу вредностей, чем КЛЛ, поскольку приводят к сжиганию большего количества угля при производстве электроэнергии. Другими возмущающими воздействиями в системе управления энергоэффективностью электрического освещения, влияющими на колебательность и прочие показатели переходного процесса могут быть: низкое качество КЛЛ и частые случаи выхода их из строя задолго до истечения обещанных производителями сроков и, наоборот, успехи в модернизации и повышении качества КЛЛ; неполная совместимость КЛЛ с существующей инфраструктурой освещения (регуляторами яркости, датчиками движения, фотоэлементами, таймерами, выключателями с подсветкой и др.), вызывающая необходимость работы КЛЛ в нештатном режиме; отсутствие для населения, предприятий и организаций бесплатного, простого и удобного доступа к системе утилизации КЛЛ и необходимость больших затрат на создание такой системы; результаты прогнозов о появлении в ближайшие годы на энергетическом рынке более совершенных ИС, чем КЛЛ, например, светодиодных ИС. Среди практически бесконечного числа возможностей осуществления переходных процессов необходимо найти оптимальную по выбранному критерию. Решение задачи динамической оптимизации предполагает отыскание оптимальной стратегии управления процессом. При такой постановке задача может быть интерпретирована пространством состояний. Динамическая оптимизация в пространстве состояний может формулироваться, например, как поиск оптимального вектора управляющего сигнала с сохранением вектора состояния $x(t)$ максимально близко к заданному вектору $w(t)$. Для решения этой задачи может использоваться принцип максимума Понтрягина, принцип динамического программирования, вариационный метод Эйлера-Лагранжа.

Голубцов Н. В. – к.т.н., доцент, Россия, г. Нижний Новгород, Нижегородский военный институт инженерных войск, кафедра электроснабжения, доцент кафедры, e-mail: nvg4@ya.ru, тел. дом.: 8 (83145) 38994

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

Т.М.Червінська, аспірант
СИСТЕМА КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНИМИ НАВАНТАЖЕННЯМИ ПРИ
НЕСИМЕТРИЧНІЙ НАПРУЗІ

Ввімкнення батареї статичних конденсаторів (БСК) симетричного виконання в електричних мережах з несиметричною напругою супроводжується зростанням рівня несиметрії та потребує використання пристрою керування, який дозволив би уникнути небажаних режимів, коли порушуються відповідні вимоги ГОСТ 13109-97.

Практична реалізація розробленої математичної моделі та алгоритму, наведених в [1], для керування реактивною потужністю за допомогою БСК із врахуванням їх впливу на несиметрію і відхилення напруги можлива в пристрої прийняття керуючого рішення.

Метою роботи є підвищення ефективності керування реактивними навантаженнями в умовах несиметричної напруги шляхом створення моделі автоматичної системи прийняття рішення.

Моделю системи прийняття керуючого рішення з компенсації реактивної потужності відтворена в системі Matlab Simulink і складається із наступних блоків: блок вихідних даних, блок розрахунку початкових умов, блок прийняття керуючого рішення. До вихідних даних системи прийняття рішення належать модулі та аргументи фазних напруг, реактивна потужність навантаження, опори струмам прямої, зворотної і нульової послідовностей, допустимі значення реактивної потужності, фазної напруги, коефіцієнтів несиметрії напруги по зворотній та нульовій послідовності, потужності секцій БСК, які відповідають номінальній напрузі.

Розроблена модель системи прийняття керуючого рішення використана для пасивного експерименту, який проведений за результатами експериментальних досліджень, отриманих на одній з ТП Бершадського РЕМ ПАТ АК «Вінницяобленерго», зроблено порівняльний аналіз результатів керування реактивними навантаженнями за допомогою БСК за моделлю наведеною в [1] (випадок 2) та за моделлю, яка не враховує обмеження на значення показників несиметрії і відхилення напруги (випадок 1). Проведено статистичний аналіз на відповідність вимогам ГОСТ 13109-97 зазначених показників.

У випадку 1 реактивна потужність в лінії живлення підприємства після ввімкнення БСК не перевищує значення, що відповідає секції з найменшою потужністю. У випадку 2 приймається рішення щодо ввімкнення БСК із врахуванням рівня несиметрії та відхилення напруги лише у 60% випадків (111 із 186 випадків), із них у 75% (83 із 111 випадків) вектор керування співпадає із отриманим у випадку 1.

Для вихідного режиму 62% значень коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності до ввімкнення знаходились в нормально допустимих межах, а 38% - в гранично допустимих. Для випадку 2 співвідношення значень, природньо, залишиться таким же. У випадку 1 лише 47% значень залишаються в нормально допустимих межах, решта 53% - в гранично допустимих. Значення коефіцієнта несиметрії напруги по нульовій послідовності для вихідного режиму, а також для випадків 1 та 2 знаходиться в нормально допустимих межах за ГОСТ 13109-97.

Аналіз отриманих результатів свідчить, що керування реактивною потужністю при несиметричній напрузі за математичною моделлю наведеною в [1] дозволяє забезпечити допустимі значення коефіцієнтів несиметрії напруги по зворотній та нульовій послідовностям і допустимі відхилення напруги. Якщо вихідний режим характеризується порушеннями норм ГОСТ 13109-97 для деяких моментів часу, то за результатами керування числові значення відповідних показників якості електроенергії залишаються незмінними.

Література

1. Терешкевич Л.Б. Математична модель керування реактивною потужністю в електричних мережах з несиметричною напругою / Л.Б. Терешкевич, Т.М. Червінська // Вісник Кременчуцького Державного університету імені Михайла Остроградського. – 2010. - №3(62) Частина 1. – С. 161 – 164.

Червінська Т. М. – аспірант, м.Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, тел.: (096)-4669377, e-mail: chervinskatom@rambler.ru

**ЕНЕРГЕТИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПЛЕКСНОГО НАВАНТАЖЕННЯ В
НЕСИМЕТРИЧНИХ РЕЖИМАХ**

Розглянуто модель фізичної подібності комплексного навантаження, що складається з короткозамкнутого асинхронного електродвигуна і активних приймачів – ламп розжарювання і побутових приладів. Побудовано залежності зміни опорів окремих фаз машини від несиметрії напруг і від навантаження електродвигуна.

Ключові слова: асинхронний електродвигун, несиметричний режим, напруга прямої послідовності, напруга зворотної послідовності, активна і реактивна потужність, модель фізичної подібності, побутова навантаження.

Комплексне сільськогосподарське навантаження складається з асинхронних електродвигунів головним чином приводів робочих сільськогосподарських машин і механізмів, та активних приймачів електроенергії – побутових приладів та освітлення. При розрахунках несиметричних режимів в електричних мережах взагалі і в сільських мережах зокрема не враховуються зміни в величинах споживаного навантаження активної і реактивної потужностей, викликаних одночасним зниженням напруги прямої послідовності і дією напруги зворотної послідовності. Облік споживаної потужності проводиться за статичними характеристиками, побудованим для симетричних режимів.

Між тим дослідження показали, що при несиметрії напруг споживана комплексним навантаженням активна і реактивна потужності помітно відрізняються від прийнятих за звичайними статичними характеристиками (при відповідному рівні напруги в симетричному режимі напруги прямої послідовності).

Численні досліди показали, що безпосередньо для електродвигунів або для груп споживачів, у складі яких частка короткозамкнених асинхронних електродвигунів значна, встановлення точного аналітичного зв'язку між опорами фаз і несиметрією напруг практично неможливе. Як приклад вкажемо на експериментально зняті залежності опорів фаз електродвигуна марки АІР90 LB2 потужністю 4 кВт, навантаженого на 50% і 100%, від ступеня несиметрії підведеної системи напруги (в межах 0 – 18%) і величини напруги прямої послідовності

При значній частці асинхронних електродвигунів енергетичні характеристики комплексного навантаження слід визначати експериментально в умовах експлуатації або на моделі фізичної подібності, для визначення загального споживання електроенергії в сільському господарстві слід враховувати сільськогосподарські підприємства, ремонтні майстерні, лісопиліні і т. д., а також освітлення і різні комунально-побутові електричні навантаження в громадських будівлях, житлових будинках і в інших сільських споживачів.

На основі статистичних даних було створено модель фізичної подібності комплексного навантаження, що складається з короткозамкнутого асинхронного електродвигуна потужністю 5,5 кВт (двигун АІР112М4 5,5 кВт, 1430 об/хв) і активних приймачів – ламп розжарювання і побутових приладів. На моделі були проведені численні дослідження роботи навантаження з різним співвідношенням між потужностями двигуна і активних приймачів при різних ступенях несиметрії підведених напруг першого і другого видів.

Експериментальна перевірка показала, що при відношенні $\frac{P_{осв}}{P_{дв}} = 0,27$ при ступені несиметрії напруг на затискачах навантаження близько 7,5% і напрузі прямої послідовності, що дорівнює 90% від номінального, відносне споживання комплексним навантаженням активної потужності перевищує приблизно на 8 – 9%, а реактивної – на 13 – 14% відповідне споживання в симетричному режимі при такій же зниженій до 90% від номінальної напрузі.

Висновки

Неврахування несиметрії підведених напруг в мережі призводить до досить помітної помилки в оцінці енергетичних характеристик комплексного сільськогосподарського навантаження. Запропоновані рівняння дозволяють з достатньою для практики точністю оцінити дійсні величини потужностей, які споживаються навантаженням, при можливих в експлуатаційних режимах мереж 0,38/0,22 несиметриях напруг.

М. Й. Бурбело, д.т.н., проф.; Ю. П. Войтюк, аспірант; Л. М. Мельничук, аспірант
ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ СПОЖИВАЧІВ

Визначення втрат електричної енергії в мережах енергопостачальних компаній ґрунтується на використанні так званих універсальних графіків навантаження за тривалістю [1]. Однак втрати в лініях живлення споживачів і в самих розподільних мережах споживачів значно перевищують розрахункові втрати. Це пояснюється значно більшою нерівномірністю графіків навантажень в цих мережах.

Для врахування нерівномірності добового графіка навантаження промислових та непромислових підприємств, комунально-побутового та змішаного навантажень під час теоретичних та практичних досліджень доцільно використовувати бета-розподіл [2, 3]. Густина бета-розподілу можна подати у вигляді

$$f(P) = \frac{\Gamma(\gamma + \eta)}{\Gamma(\gamma)\Gamma(\eta)} \frac{(P - P_{\min})^{\gamma} (P_{\max} - P)^{\eta}}{(P_{\max} - P_{\min})^{\gamma + \eta + 1}},$$

де $\Gamma(z)$ – гамма-функція Ейлера $\Gamma(z) = \int_0^1 \ln^{z-1} \left(\frac{1}{x} \right) dx$; γ, η – параметри розподілу, або

$$f(P) = \frac{(\gamma + \eta + 1)!}{\gamma! \eta!} \frac{(P - P_{\min})^{\gamma} (P_{\max} - P)^{\eta}}{(P_{\max} - P_{\min})^{\gamma + \eta + 1}}.$$

З використанням останнього виразу можна визначити двомодальні густини розподілу навантаження

$$f(P) = \frac{(\gamma + \eta + 1)!}{2 \cdot \gamma! \eta!} \frac{(P - P_{\min})^{\gamma} (P_{\max} - P)^{\eta}}{(P_{\max} - P_{\min})^{\gamma + \eta + 1}} + \frac{(\gamma + \eta + 1)!}{2 \cdot \gamma! \eta!} \frac{(P - P_{\min})^{\eta} (P_{\max} - P)^{\gamma}}{(P_{\max} - P_{\min})^{\gamma + \eta + 1}}.$$

Квадрат коефіцієнта форми за будь-якого розподілу навантаження визначають із співвідношення

$$K_{\phi.a}^2 = \frac{\int_{P_{\min}}^{P_{\max}} P^2 f(P) dP}{\left(\int_{P_{\min}}^{P_{\max}} P f(P) dP \right)^2}.$$

Змінюючи значення параметрів бета-розподілу γ, η , можна більш точно підібрати моделі річних графіків навантажень, а отже, і більш точно визначити втрати електроенергії.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 – 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних втрат електроенергії. (ГНД 34. 09. 104 – 2003). – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2004. – 115 с.
2. Казанцев В. Н. Методы расчета и пути снижения потерь энергии в электрических сетях. Учебное пособие / В. Н. Казанцев. – Свердловск: Изд-во Уральського політехнічного інститута ім. С. М. Кірова, 1983. – 84 с.
3. Клебанов Л. Д. Вопросы методики определения и снижения потерь электрической энергии в сетях / Л. Д. Клебанов – Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1973. – 70 с.

П.Д. Лежнюк, д.т.н., проф.; Н.В. Семенюк
ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗРАХУНКІВ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ Й
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІД ТРАНЗИТНИХ ПЕРЕТОКІВ

У статті проведено огляд існуючого інформаційного забезпечення та запропоновано методику адресного визначення втрат активної потужності в передаючій системі, спричинених транзитом потужності до навантаження кожного з споживачів.

Ключові слова: адресність втрат, втрати потужності, неоднорідність, оптимальні втрати, додаткові втрати, транзитні перетоки.

В часи існування єдиної енергосистеми зниження втрат в електромережах було спільною задачею підвищення економічності роботи енергосистеми, і цей підхід, в принципі, актуальний і сьогодні – позаяк не кожне локальне зниження втрат в мережі підвищує економічність роботи енергосистеми у цілому. Але в умовах ринкового формування цін на електроенергію критерії оптимального функціонування різних суб'єктів ОРЕ можуть навіть суперечити один одному. В умовах переходу до двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії на перший план виходять задачі отримання максимального прибутку від продажу електроенергії, або мінімум затрат на енергоносії, які використовуються для виробництва, передачі і розподілу електроенергії, мінімум ціни на електроенергію.

До галузевого інформаційного забезпечення постають нові вимоги – встановлення адресності і перетоків електроенергії, і технологічних втрат на її передачу; вироблення якісно нових підходів до оперативного керування та оптимізації технологічних процесів в частині передачі електричної енергії.

Показано, що оглянуте коло задач можна вирішити за умови виділення **R**-матриці економічних вузлових опорів схеми та **A**-матриці додаткових вузлових опорів схеми, які складаються зі значень вхідних і загальних опорів ланцюгів схеми у вигляді:

$$\square = M_T^{-1} \left(R_g - R_g \cdot \left(N_T \cdot (N \cdot R_g \cdot N_T)^{-1} \cdot N \cdot R_g \right) \right) M^{-1} \quad (1)$$

$$A = (-G_k \cdot H)_T G_k (-G_k \cdot H) \quad (2)$$

де R_g , X_g - діагональні матриці опорів віток, M – перша матриця з'єднань, N – друга матриця з'єднань, $H = B_k (N R_g X_g^{-1} - R_k X_k^{-1} N) X_g M^{-1}$, відповідно G_k , B_k , R_k , X_k – характеристики провідності та опору контурів мережі.

Форми запису (1), (2) дають можливість проаналізувати та точно визначити оптимальні та додаткові (спричинені неоднорідністю) втрати активної потужності в передаючій системі, спричинені транзитом потужності до навантаження кожного з споживачів, через задавальні струми у вітках, – тобто, без розрахунку усталеного режиму та обчислення струмів у вітках мережі.

Наведено формули для визначення сумарних оптимальних та додаткових втрат потужності, та для визначення оптимальних та додаткових втрат активної потужності, спричинених перетіканням потужності до будь-якого k-того вузла передаючої мережі.

Розглянуті питання дають можливість фізично обґрунтованого підходу до розрахунку оптимальних та додаткових втрат потужності й електроенергії від транзитних перетоків, підвищенням ефективності функціонування електричних мереж при умові можливості прослідковування транзитів поставки електроенергії від конкретного поставника до конкретного споживача, а також відповідного інформаційного забезпечення поставлених задач.

М.О.Головатюк, к.т.н., доцент; Л.М.Ткачук, к.е.н., доцент

ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНІЧНІ ТА ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ОЦІНКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Електроенергетика України, яка є складовою частиною народногосподарського комплексу, забезпечує електроенергією всі її галузі у вигляді споживання електроенергії як продукції так надання послуг в сфері життєдіяльності населення. Тому електрична енергія повинна задовольняти вимогам по забезпеченню економічності, ергономічності та естетичності технологічних процесів, пов'язаних із реалізацією її споживання.

Електрична енергія, як продукція енергоринку, при її транспортуванні до безпосереднього її споживання може часткового змінюватися як за величиною (відхилення напруги), так і по формі синусоїди (коефіцієнт несинусоїдальності), а також по величині та фазі в трифазній мережі (несиметрія). В процесі споживання електроенергії проходять зміни показників якості електричної енергії, за рахунок впливу електроспоживачів з нелінійною характеристикою навантаження – проходить генерація вищих гармонік, які і спотворюють форму синусоїди, а також несиметричного навантаження в трифазній мережі призводить до несиметрії напруг, як по модулю, так і по фазі. Крім цих факторів варто відзначити взаємний вплив показників якості електричної енергії одного на інший, які можливо виразити в імовірносному виразі ефективності технічної системи при передаванні та електроспоживанні електричної енергії.

Моніторинг та оперативний аналіз якості електричної енергії у вузлах електроспоживання із подальшими рекомендаціями як організаційних заходів, так і технічному забезпеченню цих показників при їх економічному обґрунтуванні та реалізації забезпечить якісне та надійне електропостачання та електроспоживання.

Як відомо, ефективність – інтегральна характеристика спроможності системи, спрямована на виконання поставленої перед нею задачі. Тому оцінки показників якості електричної енергії, алгоритмічна їх обробка із послідуною реалізацією технічних методів та засобів з забезпечення обґрунтованих показників якості електричної енергії при отриманні при цьому технічного і економічного ефекту завжди була, є і буде актуальною задачею.

Запропоновано як узагальнюючі фактори, що відображають економічність, ергономічність та естетичність технологічних процесів при споживанні електричної енергії, при змінному характері показників якості електричної енергії, їх вплив на виробничу, соціально-побутову сферу, так і проаналізовані та розроблені критерії ефективності та її «проекції» в просторі критеріїв функціонування в технічних системах.

Головатюк М. О. – к.т.н., доцент, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет. кафедра електричних станцій та систем, доцент кафедри.

Ткачук Л. М. – к.е.н., доцент, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет. кафедра підготовки менеджерів, доцент кафедри

В.В. Кулик, к.т.н., доц.; О.В. Лонська, аспірант
ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРООЩАДНИХ ЗАХОДІВ В РОЗПОДІЛЬНИХ
МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ НЕЧІТКИХ МНОЖИН

Останнім часом через ряд причин, як технічних, так і економічних, технологічні витрати електроенергії (ТВЕ) в окремих розподільних електричних мережах (ЕМ) є досить суттєвими. Таким чином, постала нагальна необхідність у запровадженні технологічних та організаційних електроощадних заходів саме в даних мережах. З цією метою розробляються та запроваджуються автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Сучасний рівень розвитку телеінформаційних технологій дозволяє забезпечити високу технічну ефективність наявних АСКОЕ в задачах інформаційної підтримки розроблення заходів зі зменшення втрат в ЕМ.

Баланс електроенергії в ЕМ може бути записаний таким чином:

$$W_{\text{надх}} = W_{\text{відп}} + (\Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{о}} + \Delta W_{\text{ком}}), \quad (1)$$

де $W_{\text{надх}}$ – надходження електроенергії в електричну мережу; $W_{\text{відп}}$ – відпуск електроенергії споживачам; $\Delta W_{\text{т}}$ – технічні втрати в елементах ЕМ; $\Delta W_{\text{вп}}$ – витрати електроенергії на власні потреби підстанцій; $\Delta W_{\text{о}}$ – недооблік електроенергії, що зумовлений інструментальними похибками її вимірювання; $\Delta W_{\text{ком}}$ – комерційні втрати.

Впровадження нормування ТВЕ, як способу оцінювання ефективності експлуатації ЕМ і якості планування та впровадження електроощадних заходів призвело до того, що зусилля персоналу енергопостачальних компаній були направлені на зниження рівня нетехнічних втрат, причому, часто, шляхом штучного збільшення корисного відпуску електроенергії. Таким чином, протягом 2005-2008 років понаднормативні ТВЕ були знижені практично до нуля. Технічні втрати $\Delta W_{\text{т}}$, є вагомою складовою балансу електроенергії (1), зниження якої дає можливість подальшого підвищення економічності експлуатації ЕМ.

Технічна складова втрат залежить від поточкорозподілу в ЕМ, а, отже, від розподілу навантаження між споживачами електричної енергії. Оскільки даний фактор є великою мірою невизначеним, то з метою розроблення й оцінювання заходів зі зменшення втрат було залучено засоби теорії нечітких множин та аналізу чутливості втрат електроенергії в ЕМ. Формування нечіткого представлення втрат електроенергії виконується на підставі оцінювання інтервалів невизначеності втрат. Останні обмежуються втратами $\Delta W_{\text{т}}^{\text{о}}$ за оптимального розподілу навантаження (нижня межа інтервалу), та втратами $\Delta W_{\text{т}}^{\text{сп}}$, визначеними за пропорційного розподілу навантажень в ЕМ (середньоквадратичне значення).

Було встановлено, що збільшення відпуску електроенергії споживачам викликає підвищення чутливості втрат $\Delta W_{\text{т}}$ до характеру розподілу навантаження споживачів і, таким чином, пониження одиничних альфа-рівнів функцій належності нечітких множин технічних втрат електроенергії. Вплив неповноти вихідної інформації може бути співмірним з розрахунковими втратами електроенергії, що ускладнює оцінювання ефективності заходів зі зменшення. Однак, для значної кількості ЕМ чутливість $\Delta W_{\text{т}}$ є незначною, тобто характер їх завантаження майже не впливає на точність оцінювання балансу електроенергії (1). Тобто ефективність електроощадних заходів для таких ЕМ можна оцінювати на підставі умовно-детермінованих значень.

На підставі виконаних досліджень, використовуючи апарат аналізу чутливості та засоби теорії нечітких множин, вдосконалено метод оцінювання ефективності варіантів електроощадних заходів для розподільних електричних мереж, зокрема засобів компенсації реактивної потужності, що проявляється у врахуванні неповноти вихідної інформації та дозволяє забезпечити більш обґрунтоване формування заходів зі зменшення втрат в ЕМ. Використовуючи метод багатокритеріального аналізу, який базується на методі аналізу ієрархій Сааті та теорії прийняття рішень Белмана-Заде вдосконалено метод оптимізації послідовності впровадження електроощадних заходів, що дозволяє розв'язувати проблему зниження технічної складової витрат електроенергії у розподільних мережах 10(6) кВ.

Розроблені алгоритми формування інформаційної підтримки планування заходів зі зменшення втрат електроенергії в електричних мережах 10(6) кВ дозволяють обґрунтовано підвищити їх технічну ефективність та знизити капітальні витрати, пов'язані з їх впровадженням.

МЕТОД ВРАХУВАННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЗАДАЧАХ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ

Основною задачею електроенергетичної системи є забезпечення надійного постачання якісною електроенергією споживачів, які під'єднані до неї.

ЯЕ забезпечується спільними діями усіх суб'єктів електроенергетики у виконанні своїх зобов'язань. Вони відповідають перед споживачами за невиконання або неналежне виконання своїх зобов'язань по відповідних договорах, у тому числі за надійність постачання їх якісною електричною енергією відповідно до технічних регламентів і вимог ГОСТ 13109-97.

Проте на сьогоднішній день основні техніко-економічні проблеми електроенергетики полягають у недостатньому фінансуванні на модернізацію та оновлення всього електроенергетичного господарства, що в першу чергу призводить до постачання електроенергії незадовільної якості. Це є наслідком фінансової обмеженості електропостачальних компаній, перед якими постає задача раціонального розподілу коштів з метою вибору пріоритетних ділянок реконструкції й модернізації обладнання. Оцінювання ефективності реконструкції необхідно будувати виходячи зі зміни якості функціонування по відношенню до всіх споживачів з врахуванням їх особливостей (вимог до надійності і якості електропостачання), тому що своєю роботою вони безпосередньо впливають на якість, надійність і режими роботи системи електропостачання. Саме тому потрібно враховувати якість електричної енергії в задачах оптимального керування режимами роботи всієї ЕЕС.

Під час практичних розрахунків якості функціонування суттєвим є вирішення питання щодо тих показників якості електричної енергії, які безпосередньо впливають на споживача.

Процес зміни параметрів робочого режиму в ЕЕС є, як правило, випадковим. Це пов'язане насамперед з випадковим характером зміни навантажень і відповідним випадковим характером зміни показників якості електроенергії. У цих умовах для оцінки відповідності ПЯЕ вимогам ГОСТ 13109-97 застосовують ймовірностно-статистичний метод контролю ЯЕ.

Для визначення відповідності значень ПЯЕ вимогам ГОСТ 13109-97 проводять їх вимірювання й статистичну обробку. Оцінку ненормованих ПЯЕ (провали напруги, перенапруги, імпульси) проводять за результатами тривалих спостережень і їх реєстрації за допомогою спеціалізованих засобів вимірювання.

Статистична обробка результатів вимірювання нормованих ПЯЕ полягає в побудові функцій розподілу ПЯЕ. Засоби вимірювань дозволяють виміряти частоту потрапляння значень ПЯЕ в певний інтервал на всьому діапазоні можливих значень. Така добова функція розподілу у формі гістограми наведено на рис. 1.1. Гістограма вимірювань K_U , K_{2U} , K_{0U} , $K_{U(n)}$ (перша група) показано на рис. 1.1, а, для δU і Δf (друга група) – на рис. 1.1, б.

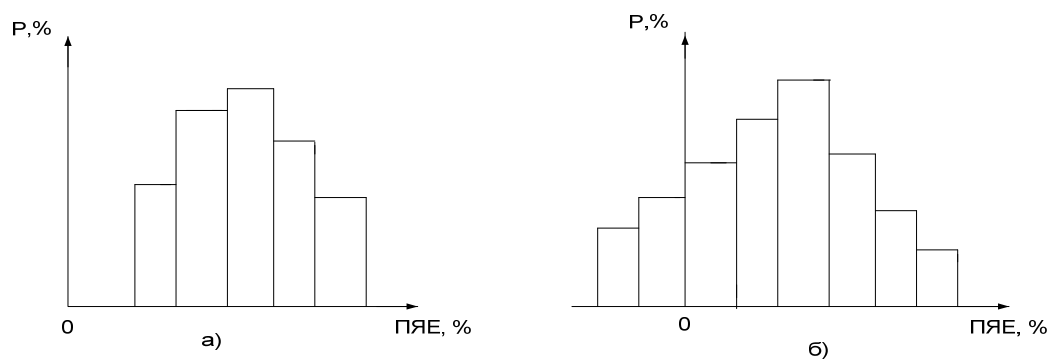


Рис. 1.1. Приблизний вид гістограм розподілу ПЯЕ на добовому інтервалі вимірювань

Даний метод використовується для визначення інтегрального показника якості функціонування, у визначенні якого головну роль відіграє якість електричної енергії.

Варто зазначити, що від якості електричної енергії безпосередньо залежить, як надійність так і якість функціонування всієї електроенергетичної системи.

МОЖЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ВІТРОГЕНЕРАТОРІВ ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ПІДЗЕМНИХ ВИРОБОТКАХ ШАХТ

Вступ. Однією з нагальних проблем вітчизняної гірничо-металургійної промисловості – головного наповнення ВВП України, є тенденція щорічного збільшення споживання електричної енергії та стрімким в зв'язку з цим ростом цін на собівартість продукції. В зв'язку з цим, все актуальнішим стає збільшення обсягів отримання енергії за рахунок використання поновлювальних джерел, особливо енергії вітру, яка у вітрових електричних установках перетворюється в електричну.

Мета роботи. Обґрунтування доцільності використання вітрогенераторів для виробництва електроенергії в підземних виробках шахт.

Матеріали та результати досліджень. Аспекти використання енергії вітру в реальних природних умовах наземного ландшафту активно досліджуються і втілюються в проектні роботи різних підприємств.

В даній роботі розглядається можливість використання енергій висхідних потоків вентиляцій підземних вироботок.

Дослідження показали, що швидкість висхідного потоку вентиляції в підземних вироботках шахт 8...12 м/с при постійному напрямі. Такої швидкості потоку повітря достатньо для генерації певного обсягу електричної енергії вітроустановкою.

Як відомо, у вітрових двигунів є дві основні класифікаційні ознаки: по-перше, у горизонтальній чи у вертикальній площині лежить вісь обертання ротора його вітрового колеса, а по-друге, непорушно прикріплені лопаті вітрового колеса до основи чи у них є можливість повертатись відносно площини його обертання на певний кут.

Як з'ясувалось, в сучасному парку вітрових електричних станцій використовуються як вертикально осьові вітростанції так і горизонтально осьові ВЕУ [1, 2], при чому більшість впроваджених в експлуатацію варіантів побудови ВЕУ, мають вітрові двигуни з горизонтальною віссю обертання ротора вітрового колеса. Більше того, значна кількість авторів стверджують, що такий варіант вітрового двигуна має більшу перспективу і уникають можливості використання вітрових двигунів з вертикальною віссю обертання ротора вітрового колеса. Але з цим твердженням, яке, фактично, уже набуло статусу постулату, не можна погоджуватись, в аналізуючому напрямку, виходячи із ряду міркувань, які приведено нижче.

Передача потужності у горизонтальноосьових вітрових електростанціях відбувається від вітроколеса до генератора через редуктор (мультиплікатор) на генератор. У таких установок є необхідність орієнтації на вітер, та створення складної системи керування для цього, складність конструкції лопаті (необхідне її скручування), складність обслуговування генератора, розміщеного у гондолі. Крім того, часто у таких установок необхідною є наявність механізму повороту лопастей та системи керування ним. Також необхідною є система керування орієнтацією вітрового колеса на вітер. Така значна і складна механічна система знижує надійність, підвищує періодичність технічного обслуговування, знижує строк роботи вітроустановки [3, 4].

Цих недоліків позбавлені ВЕУ з вертикальною віссю обертання. Такі ВЕУ можна використовувати без механічного регулювання кутів нахилу лопастей, вони не потребують штормового захисту, мають більш безпечну та надійну конструкцію, не потребують системи орієнтації на вітер, спрощується механічна трансмісія.

Виходячи з результатів цих досліджень є сенс будувати системні ВЕУ з вітровими двигунами для підземних умов саме з вертикальною віссю обертання ротора вітрового колеса.

Висновки. Розробка і реалізація в практику роботи шахт даної вітроустановки дозволить здійснювати від неї живлення ряду енергоприймачів електричної енергії.

Список використаної літератури

1. Мимокоянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные генераторы: состояние, проблемы, перспективы // Электричество. – 1994. – № 3. – С. 1 – 8.
2. Мокін Борис Іванович. До питання вибору вітрових двигунів і електричних генераторів вітрових електричних станцій / Б.І.Мокін, О.Б.Мокін, О.А.Жуков // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2007. – №6. – С.52–62.
3. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 200 с.

Карлик Є.П. аспірант
ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ПОДАЛЬШОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ
«ПІВДЕННО-ЗАХІДНА – 2» ПОЛТАВСЬКОГО ГЗК

Вступ. Аналіз ситуації щодо становища підприємств гірничо-металургійного комплексу свідчить про те, що реальні перспективи для нарощування збуту гірничо-металургійної продукції мають тільки ті підприємства, які матимуть можливість поставляти свою продукцію на світові ринки. Утримання на високому рівні якості випускної продукції потребує постійного оновлення, як методів так і засобів виробництва. Різкі зміни у кількості випущеної продукції прямо пропорційні змінам у електропостачанні та електроспоживанні підприємства. Для запобігання та уникнення таких перепадів в електроспоживанні необхідно оптимізувати та спланувати завантаженість електротехнічного обладнання. Одним з прерогативних напрямків на Полтавському ГЗК, типового представника енергоємного підприємства, є енергозбереження [1].

Мета роботи. Аналіз режимів роботи у ході енергетичного дослідження підстанції гірничо-збагачувального комбінату.

Матеріали та результати досліджень. Надійність, гнучкість, економічність та безпечність систем електроживлення кар'єрів в значній мірі залежать від використаного електрообладнання. Ріст виробничих потужностей кар'єра і одиничних гірничо-транспортних машин висувують на передній план питання принципіально нових видів електромережевого обладнання, обладнання пристроями мережевої автоматики і дистанційного управління. Технічні труднощі економічної і безпечної подачі напруги від кар'єрної мережі до пересувних машин обумовлюють пошук найбільш доцільного вирішення цього питання [2, 3].

Об'єктом енергетичного дослідження обрано понижуючу підстанцію ВАТ «ПолтавськогоГЗК». Було проведено енергетичне обстеження підстанції (п/ст) ПС 35/10-6кВ Полтавського ГЗКа. Ціль енергетичного обстеження – загальна оцінка стану п/ст, режими експлуатації основного електрообладнання, а також функціональні можливості системи комерційного обліку.

Виходячи з цілей обстеження були поставлені і вирішені наступні задачі:

1. Візуальне обстеження п/ст.
2. Оцінка стану і режими експлуатації основних елементів п/ст.
3. Режими роботи і завантаження силових трансформаторів.
4. Стан комерційного обліку електроенергії (наявність і типи лічильників, режими роботи трансформаторів струму і напруги).
5. Отримані показники якості електричної енергії, які були зафіксовані приладом «Енергомонітор» у режимний день 09.04.2010р.

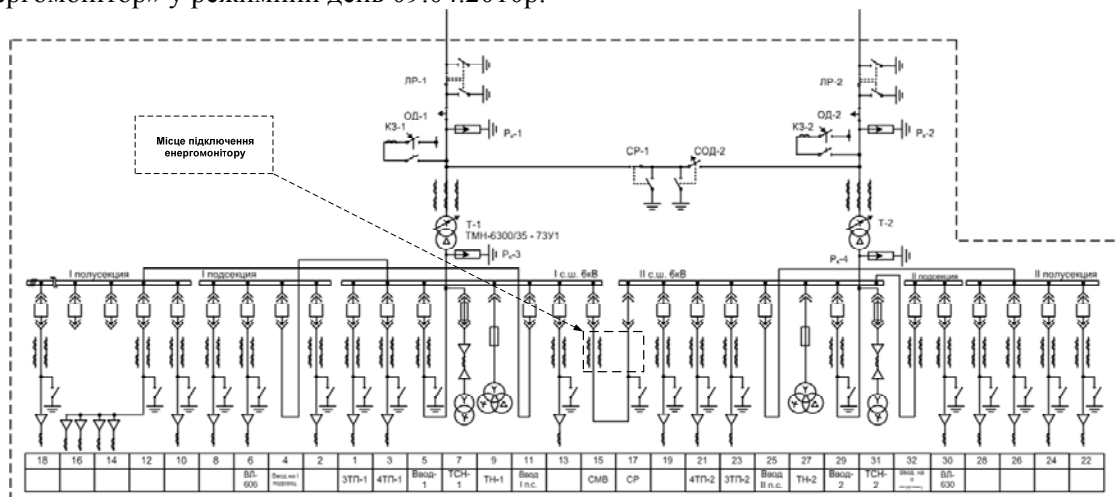


Рисунок 1 – Однолінійна схема електричних з'єднань п/ст. «Південно-західна – 2»

Для відповідного рівня навантаження трансформаторної підстанції, необхідна перекомутація енергоспоживачів ГЗК від інших підстанцій.

1. Горденко В. И. Энергоснабжение комбината // Горный ж. – 2000. – №4. – с. 29–30.
2. Самохохин Ф.И. Электрооборудование и электроснабжение открытых горных работ / Самохин Ф. И., Маврицын А. М., Бухтояров В. – М.: Недра, 1988г. – 306 с.
3. Васильева А.А. Электрическая часть станций и подстанций. – Москва: Энергоатомиздат. 1990г.

Г.С. Ратушняк, к.т.н., проф.; Р.В. Степанковський, аспірант
ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІ ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ БАГАТОФАЗНИХ ПОТОКІВ В
АЕРОДИНАМІЧНИХ СИСТЕМАХ

Вдосконалення регулювання робочих параметрів аеродинамічних мереж визначає енергетичну ефективність даних мереж та виробництва в цілому. Проектування та експлуатація аеродинамічних систем у жорсткий економічний період ставить вимоги щодо підвищення енергоефективності систем, зменшення капіталовкладень. Найбільш суттєвий вплив на втрати енергії в аеродинамічних системах мають місцеві опори робочого середовища. Складність розрахунків опорів робочого середовища в регулюючих пристроях зумовлена наявністю в них виникнення вихроутворення та турбулентності. Вдосконалення регулювання робочих параметрів аеродинамічних систем визначає енергетичну ефективність даних систем та виробництва в цілому [1].

Застосування регулюючих пристроїв у вигляді звичайних та конусних діафрагм, шиберів не забезпечує якісне регулювання витрати повітря аеродинамічних мереж. [2].

Аналіз дослідження свідчить про необхідність створення дросельного пристрою, який би дозволив зменшити інтенсивність вихроутворення. Запропоновано конструкцію дросель-клапана з чотирма незалежно-працюючими автоматизованими органами керування (рис.1) [3].

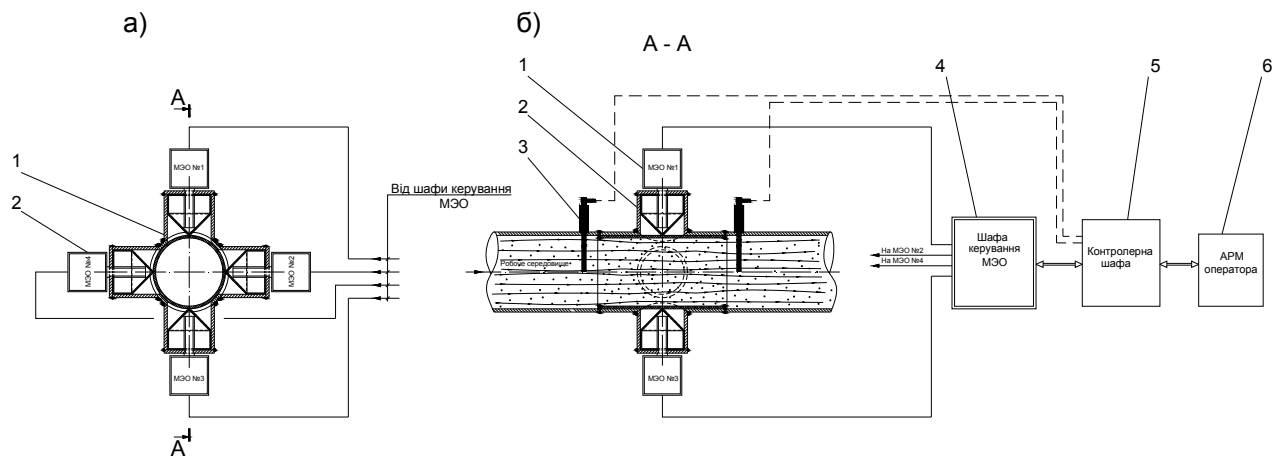


Рис.1 – Регулювання ділянки аеродинамічної мережі із застосуванням дросель-клапана з чотирма незалежно-працюючими автоматизованими органами керування

а) – дросель-клапана в неробочому режимі; б) – розріз А-А; 1 – корпус; 2 – механізм виконуючий електричний однообертовий (МЭО); 3 – диференційні датчики; 4 – шафа керування МЭО; 5 – контролерна шафа; 6 – автоматизоване робоче місце оператора.

Регулювання аеродинамічної мережі із застосування дросель-клапана з чотирма незалежно-працюючими автоматизованими органами підвищить енергоефективність функціонування аеродинамічних мереж.

Список літературних джерел

1. Альтшуль А.Д. Гидравлика и аэродинамика (основы механики жидкости). Учебное пособие для вузов. Изд. 2-е, перераб. и доп./ А.Д. Альтшуль, П.Г. Киселев. - М.: Стройиздат, 1975. – 323 с.
 2. Талиев В.Н. Аэродинамика вентиляции: Учеб. Пособие для вузов / В.Н. Талиев. – М.: Стройиздат, 1979. – 295 с., ил.
 3. Патент 44940 UA, МПК F16K 7/00, B08B 15/00. Дросельний пристрій / Степанковський Р.В., Ратушняк Г.С. - № u200903248; Заявл. 06.04.2009; Опубл. 26.10.2009, Бюл.№20 – 8 с.
- Ратушняк Г. С.** – к.т.н., професор, Україна, м. Вінниця, ВНТУ, кафедра ТГП, директор ІнБТЕГП, завідувач кафедри, тел.: (0432) 465204.
- Степанковський Р. В.** - Україна, м. Вінниця, ВНТУ, кафедра ТГП, аспірант, e-mail: stepankovskyy@rambler.ru, тел.: (097) 3300887

В.Г. Молибог, магистр
ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО
СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Потери электроэнергии в электрических сетях (ΔW) – важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор работы системы. Он свидетельствует о проблемах, требующих решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей. В конкретных задачах по снижению ΔW в электрических сетях и электрооборудовании необходимо соответствующее научное технико-экономическое обоснование, к которому относятся расчеты экономической эффективности и технологической целесообразности каждого мероприятия.

В условиях рыночной экономики в литературе предлагается новый критерий экономической оценки мероприятий, направленных на снижение ΔW – критерий изменения текущей стоимости ΔNPV . Ряд авторов утверждают, что т.к. инвестиции обеспечиваются за счет всех потребителей, то их обоснование должно выполняться по критерию общественной (социально-экономической эффективности), т.е. формально так же как и при плановой экономике – по критерию дисконтированных приведенных затрат или сроку окупаемости.

В работе выполнена оценка этих критериев на примере расчета экономической эффективности установки компенсирующих устройств (батарей конденсаторов БК) на 5 подстанциях реального участка электрических сетей. Мощность БК выбиралась, исходя из среднесуточного значения тангенса нагрузки в зимние и летние сутки. Потери активной мощности и электроэнергии определялись на основе расчета режима максимальной нагрузки сети. Расчет платы потребителя за перетоки реактивной энергии выполнялся по «Методике расчета платы за перетоки реактивной электроэнергии между энергоснабжающей организацией и ее потребителями». Учитывая состояние коммутационной аппаратуры, участок сети распадается на две подсхемы N1 и N2.

В таблице приведены результаты расчета экономической эффективности по указанным выше критериям. В таблице приняты обозначения: **ИВ** – инвестиции, **А** – эксплуатационные расходы, **$B_{\Delta W}$** – стоимость потерянной электроэнергии, **П** – плата за перетоки реактивной энергии, **З** – приведенные затраты, **Э** – экономический эффект, **$\Delta \Phi$** – экономическая эффективность, **Т** – срок окупаемости.

Таблица – Расчет экономической эффективности

Под- схема	Вари- ант	Исходные данные				Критерий				
		ИВ т.грн.	А, т.грн. год	$B_{\Delta W}$, т.грн. год	П т.грн. Год	Приведенные затраты			Т, год	ΔNPV, т.грн.
						З, т.грн. год	Э, т.грн. год	$\Delta \Phi$, %		
N1	без БК	0	0	1337,094	556,43	1893,5	-		-	-
	с БК	291,05	41,911	1358,387	158,523	1631,6	261,9	13,8	0,87	-123,6
N2	без БК	0	0	105,395	138,107	243,5	-		-	-
	с БК	60,188	8,667	107,524	89,711	205,9	37,6	15,4	1,6	-38,2

Согласно критерию приведенных затрат и сроку окупаемости, установка БК на ПС экономически выгодна. Так как ΔNPV для обеих подсхем имеет отрицательное значение, то установка БК нецелесообразна. Разные результаты можно объяснить тем, что в одном из вариантов (исходная схема без БК) нет инвестиций. В работе выполнены также расчеты по выбору оптимальной конфигурации сети по указанным критериям. Получены одинаковые результаты.

Таким образом, критерий ΔNPV можно использовать при проектировании сетей, а приведенные затраты – при ее реконструкции.

Молибог В.Г. – Украина, г.Донецк, Донецкий национальный технический университет, кафедра электрических систем, магистр, e-mail: molybog_v@rambler.ru, тел: 0990211407

А. В. Гадай, к.т.н., доц.; Р.В. Ждань, магістр, В. О. Гадай, студент
КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ РЕГУЛЬОВАНИХ ЕЛЕКТРОПРИВОДІВ
БУРОВИХ УСТАНОВОК

Робота електробура Е164-8МР [1] та помпових агрегатів [2] бурової установки супроводжується значними коливаннями обертового моменту. Динамічні процеси, що виникають у неусталених режимах роботи такого обладнання призводять до суттєвого відхилення значень енергетичних характеристик від оптимальних, а це у свою чергу потребує ґрунтовних методів їх дослідження та обробки результатів для підвищення ефективності буріння свердловин. Для цього необхідно визначити вплив різкозмінного моменту двигуна на енергетичні характеристики та компенсацію реактивної потужності.

В [3] для аналізу енергетичних процесів під час перехідних процесів асинхронних електроприводів введено поняття поточних значень активної та реактивної складових спектрального опору і провідності, а також спектральної провідності, для визначення якої використано умови еквівалентності між складовими спектральних опорів та провідностей.

Вирішенням проблеми підвищення якості електроенергії в системі постачання бурової установки, що містить електроприводи з напівпровідниковими перетворювачами, є застосування СТК. У результаті повної компенсації реактивної потужності засобами СТК із заданими параметрами графік споживання потужності електробура Е164-8МР набув наступного вигляду (рис. 1). При цьому значення споживаного приводом струму дещо зменшується, у порівнянні з величиною до компенсації.

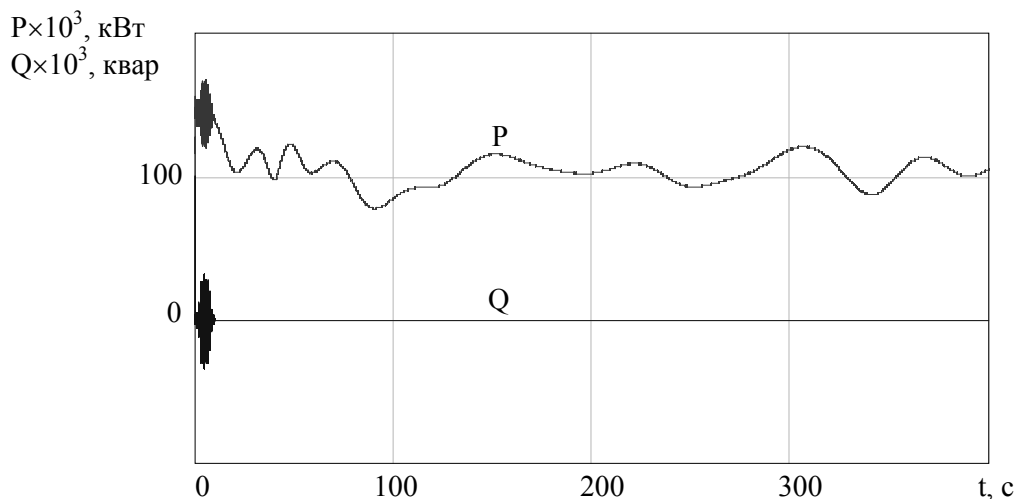


Рис. 1. Динаміка зміни поточних значень активної та реактивної потужностей після динамічної компенсації реактивної потужності

Застосування пристроїв СТК з керуванням за реактивною провідністю $b_K(t)$ забезпечує повну компенсацію реактивної потужності регульованих електроприводів бурових установок із різкозмінним навантаженням.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Гладь І. В. Підвищення надійності електробурового обладнання / І. В. Гладь, М. Й. Федорів // Гірничі електромеханіка та автоматика. – 2006. - №1(76).
2. Харченко Є.В. Експериментальні дослідження динаміки помпового агрегату бурової установки / Є.В. Харченко, Р.А. Ковальчук // Наук. вісн.: зб. наук.-техн. пр. / Нац. лісотехнічн. ун-т України. – Л., 2007. – Вип. 17.5. – С. 202-210.
3. Бурбело М. Й. Динамічна компенсація реактивної потужності в пускових режимах електроприводів. Монографія. / М. Й. Бурбело, А. В. Гадай – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2010. – 104 с.

О.В. Бабенко, к.т.н.; С.А. Мусійчук, магістрант

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ РЕГУЛЮВАННЯ СИМЕТРУВАЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ЗА НЕСИМЕТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Несиметрія напруги згідно ГОСТ 13109-97 є одним з важливих показників якості електроенергії.

В роботі ставиться завдання розроблення математичних моделей керування симетрувальним трансформатором із схемою з'єднання обмоток «трикутник/зигзаг», з інформативними параметрами для керування – напругою вторинної обмотки трансформатора і врахування впливу струму несиметричного навантаження.

Умова симетрування напруги з врахуванням струмів в лінії запишеться у вигляді

$$-3 \cdot \underline{K}_2 \cdot \dot{U}_{1V} - 3 \cdot e^{-j60^\circ} \underline{K}_1 \cdot \dot{U}_{2V} = 0, \quad (1)$$

де $\underline{K}_1 = -\frac{1}{3}(k_A + k_B + k_C)$; $\underline{K}_2 = -\frac{1}{3}(k_A + ak_B + a^2k_C)$ – комплексні коефіцієнти передавання трансформатора, тут k_A, k_B, k_C – коефіцієнти трансформації, що враховують половину витків вторинної обмотки; $\dot{U}_{1V} = \dot{U}_{1B} - \dot{I}_{1L} \frac{\underline{Z}_K}{3}$; $\dot{U}_{2V} = \dot{U}_{2B} - \dot{I}_{2L} \frac{\underline{Z}_K}{3}$, тут $\dot{U}_{1B}, \dot{U}_{2B}$ – напруги прямої та зворотної послідовностей первинної обмотки трансформатора; $\dot{I}_{1L}, \dot{I}_{2L}$ – комплексні лінійні струми прямої та зворотної послідовностей на стороні високої напруги симетрувального трансформатора; $\underline{Z}_K$ – опір короткого замикання трансформатора, що враховує половину витків вторинної обмотки і еквівалентний опору короткого замикання трансформатора із з'єднанням обмоток за схемою «трикутник/зірка з нульовим проводом».

Величини $\dot{U}_{1V}$ та $\dot{U}_{2V}$ є інформативними параметрами сторони високої напруги трансформатора, безпосереднє вимірювання яких є складним, оскільки вимагає використання вимірювальних трансформаторів напруги. Пропонується їх отримати з системи рівнянь

$$\begin{cases} -3e^{j60^\circ} \underline{K}'_1 \cdot \dot{U}_{1V} - 3\underline{K}'_3 \cdot \dot{U}_{2V} = \dot{U}_{1H} \\ -3\underline{K}'_2 \cdot \dot{U}_{1V} - 3e^{-j60^\circ} \underline{K}'_1 \cdot \dot{U}_{2V} = \dot{U}_{2H} \end{cases}, \quad (2)$$

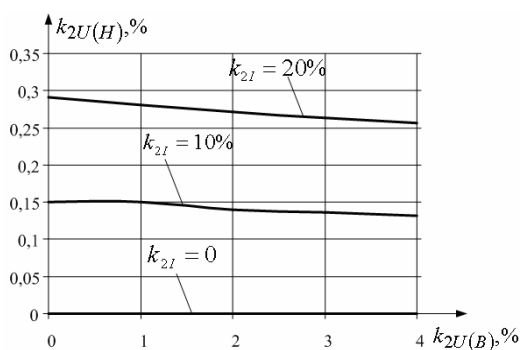
для чого необхідно визначити напруги прямої та зворотної послідовностей (відповідно $\dot{U}_{1H}$ та $\dot{U}_{2H}$) на стороні низької напруги трансформатора. В системі рівнянь (2) $\underline{K}'_1, \underline{K}'_2, \underline{K}'_3$ –

комплексні коефіцієнти передавання трансформатора на момент регулювання, тут

$$\underline{K}'_3 = -\frac{1}{3}(k_A + a^2k_B + ak_C).$$

Результати математичного моделювання відповідно до умови (1) за несиметричного навантаження, що характеризується коефіцієнтом зворотної послідовності струму $k_{2U} = (I_2/I_1) \cdot 100\%$, де I_1 та I_2 – діючі значення струмів відповідно прямої та зворотної послідовності навантаження, подано на рис.

Математичне моделювання показало, що симетрувальний трансформатор, за використанням інформативних параметрів – напруг прямої та зворотної послідовностей вторинної обмотки, забезпечує ефективне зниження несиметрії напруги в мережі споживачів.



Залежність коефіцієнта зворотної послідовності напруги вторинної обмотки симетрувального трансформатора $k_{2U(H)}$ від несиметрії напруги первинної обмотки $k_{2U(B)}$.

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ ПОЛТАВСКОГО ГОРНО-ОБОГАТИТЕЛЬНОГО КОМБИНАТА ОТНОСИТЕЛЬНО ТАРИФОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖАЮЩЕЙ КОМПАНИИ

Введение. Предприятия горнорудной отрасли Украины, являясь крупнейшими потребителями энергоресурсов и электрической энергии, имеют значительный потенциал для реализации мероприятий по оптимизации работы своих производственно-технологических подразделений с целью повышения эффективности использования потребляемой энергии и минимизации излишнего ее потребления [1].

Цель работы. Повышение эффективности использования электрической энергии горнорудными предприятиями, на примере «Полтавского ГОКа», за счет рационального распределения во времени работы производственных мощностей без ущерба для технологических процессов.

Материалы и результаты исследования. Полтавский горно-обогатительный комбинат (ПГОК), будучи абонентом северной энергосистемы Украины и «Харьковоблэнерго» в частности, производит закупку электроэнергии у ГП «Енергоринок», что в свою очередь означает ежедневную смену тарифа на потребляемую электрическую энергию (рис.1) [2].

Но не смотря на указанную зависимость, график потребления электрической энергии ПГОКа (рис.2) [3] имеет высокие показатели коэффициентов неравномерности ($K_n=0,91$) и заполнения ($K_z=0,96$) [4], а следовательно не имеет ярко выраженных перепадов, указывающих на подстройку процессов производства под тарифы энергоснабжающего предприятия.

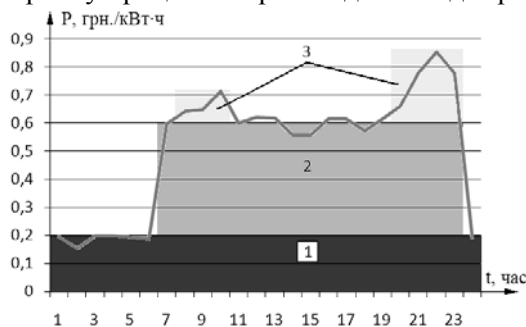


Рисунок 1 – Усредненный график зависимости тарифов ГП «Енергоринок» на электроэнергию от времени суток за апрель-май 2011 года:
1 – базовый тариф; 2 – полупиковый тариф;
3 – пиковый тариф

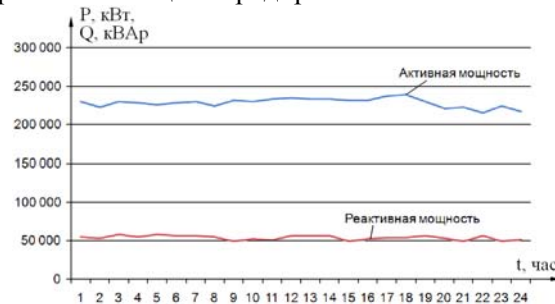


Рисунок 2 – Почасовой график потребления активной и реактивной энергии всеми цехами ПГОКа за режимный день (16.06.2010 г.)

В идеальном случае, по мнению авторов, оптимизация времени работы производственных мощностей ПГОКа должна заключаться в создании обратной зависимости времени работы к тарифам электропоставляющего предприятия, но в первую очередь – разгрузке производственных мощностей в пиковые промежутки времени, с переносом работы оборудования на базовый и полупиковый тарифные периоды.

Выводы. Перераспределение времени работы менее значительных производственных агрегатов и машин на тарифы с меньшей стоимостью электроэнергии позволит получить практически мгновенный экономический эффект от данного мероприятия и при этом не создать негативного влияния на объемы выпускаемой продукции и технологический процесс в целом.

Список литературных источников

1. Самойлович И.С., Синчук О.Н., Панасенко Н.В., Ксендзов В.В. Электроэнергетика карьеров с циклично-поточной технологией. – К.: «АДЕФ-Украина», 2010. – 210 с.
2. Официальный сайт ГП «Енергоринок» // <http://www.er.gov.ua/>
3. Официальный сайт компании «Ferrexpo» // <http://www.ferrexpo.com/>
4. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с.

Ю.А.Шулє, асистент

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ З ВИКОРИСТАННЯМ R/S-АНАЛІЗУ ЧАСОВИХ РЯДІВ

Для вивчення хаотичних процесів, таких як, наприклад, споживання електроенергії може бути використаний показник Херста, що дозволяє визначити хаотичність або стохастичність аналізованого процесу. Історія створення методології R/S- аналізу починається з середини XX -го століття, коли гідролог Херст, пропрацювавши майже 40 років над проектом Нільської греблі, завершував обробку часових рядів об'ємів стоку річок. Коли Херст вирішив перевірити припущення про те, що ці ряди підкоряються нормальному закону, він в результаті дав нам нову статистику - показник Херста (H). Цей показник має широке застосування в аналізі часових рядів завдяки своїй чудовій стійкості. Він містить мінімальні припущення про систему, що вивчається, і може класифікувати часові ряди. Також він може відрізнити випадковий ряд від не випадкового, навіть якщо випадковий ряд не нормально розподілений. Херст виявив, що поведінка у більшості показників часових рядів природних систем не підкоряється нормальному закону. Херст ввів безрозмірне відношення за допомогою ділення розмаху R на стандартне відхилення спостережень S. Цей спосіб аналізу став називатись методом нормованого розмаху (R/S-аналізу). Херст показав, що більшість природних явищ підкорюються «зміщеному випадковому блуканню» - тренду з шумом. Величина коефіцієнта H характеризує відношення сили тренда (детермінований фактор) до рівня шуму (випадковий фактор). Сила тренда і рівень шуму можуть бути оцінені тим, як змінюється нормований розмах з часом, або, іншими словами, на скільки величина H перевершує 0,5. У класичному вигляді цей показник може бути отриманий із співвідношення $(R/S) = (\alpha N)^H$, R – максимальний розмах досліджуваної величини; S – її середньоквадратичне відхилення; N – час досліджень (або об'єм вибірки), α – деяка постійна; H – показник Херста.

Однією з основних фрактальних характеристик часового ряду є колір шуму, який відповідає цьому ряду на тому або іншому часовому відрізку. Значення $H > 0,6$ - «чорний колір» шуму. Чим більше значення, тим більша трендостійкість властива відповідному проміжку часового ряду. При значеннях H значно більших 0,5 досліджуваний часовий ряд є персистентним або трендостійким, тобто таким, що підтримує поточну тенденцію (якщо ряд зростає протягом деякого періоду, то досить ймовірно, що він збереже цю тенденцію деякий час в майбутньому). Така трендостійкість поведінки підсилюється при наближенні H до 1,0. Коли H наближається до 1,0, ряд стає менш зашумленим та має більше послідовних спостережень з однаковим знаком. Спадкоємність синергетичних і класичних статистичних методів забезпечується при $H > 0,9$.

Значення H в інтервалі $0,5 \pm 0,1$ (0,4 - 0,6) - «білий шум», який відповідає хаотичній поведінці часового ряду, «максимальній хаотичності» і, відповідно, найменшій надійності прогнозу або найменшій прогнозованості. Ряди з властивостями «білого шуму» характеризуються «повною непередбачуваністю», їм властиві циклічність, часта зміна трендів, що супроводжується втратою персистентності.

Значення H в інтервалі $0,3 \pm 0,1$ (0,2 – 0,4) - область «рожевого шуму». «Рожевий шум» говорить про властиву даному відрізку часового ряду властивість антиперсистентності: таким, що не підтримує поточну тенденцію. Значення H в інтервалі 0-0,1 являє собою область «коричневого шуму», який відповідає максимальній фрактальній розмірності часового ряду і повній невизначеності у відношенні прогнозованості. Випадковий процес із H в інтервалі 0-0,1 відповідає броунівському випадковому процесу, для якого відсутні ефекти пам'яті або мають місце процеси, в яких тренд відсутній.

Пропонується використовувати показник Херста для прогнозу значень електричних навантажень у поєднанні з нейронними мережами. Аналізуючи значення часового ряду і розраховуючи значення H будемо спостерігати в області якого шуму знаходиться відповідний проміжок. Якщо це «чорний колір» шуму, то будемо продовжувати спостереження і розрахунки показника Херста, якщо ж це область «білого», «рожевого» або «коричневого шуму», будемо виконувати прогноз за допомогою нейронних мереж.

СТВОРЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ ФОРМИ ВВЕДЕННЯ ДАНИХ

Як показує практика, для проведення розрахунків усталених режимів роботи великої кількості електричних мереж, існує проблема введення вихідних даних. До таких даних відносяться: марки проводів або кабелів ліній електропередачі, марки трансформаторів на трансформаторних підстанціях, дані про топологію схеми та дані про навантаження у вузлах мережі. При виконанні розрахунків на персональному комп'ютері (ПК) за допомогою завчасно розробленого алгоритму, саме введення даних про електричні мережі вимагає посиленої уваги, зосередженості та великої кількості часу, оскільки електричні мережі можуть бути значно розгалужені (мати велику кількість ліній електропередач (ЛЕП) та вузлів), лінії електропередачі можуть бути виконані різними марками кабелю або проводу, та на різних трансформаторних підстанціях встановлені трансформатори різних марок. Все це вимагає для кожної марки проводу, кабелю або трансформатора знаходити в довіднику відповідні значення.

Таким чином виникає задача спрощення введення вихідних даних про електричні мережі. Для полегшення введення даних та значної економії часу було створено автоматизовану форму введення даних про електричні мережі (далі форма) в Microsoft Excel. Після заповнення цієї форми дані з неї можливо імпортувати до будь-якої іншої програми.

Для введення інформації про вітки мережі та навантаження вузлів необхідно певним чином пронумерувати вузли та вітки мережі. Для автоматизованого пошуку даних про вітки електричної мережі використовується заздалегідь підготовлена база даних. Вона включає в себе довідникові дані про питомі активні та реактивні опори для всіх марок проводів та кабелів та всі довідникові дані про всі марки трансформаторів. Для полегшення навігації користувача по формі на робочому аркуші заблоковані для зміни всі комірки крім тих, що необхідні для вводу.

Ввід даних починається з першої вітки. Курсор знаходиться на комірці «Початковий вузол», в яку користувач повинен внести номер цього вузла. Поряд відображується підказка про те, що число, що вводиться в цю комірку повинно бути цілим додатнім. Якщо ж користувач введе значення що не задовольняє цим вимогам з'явиться повідомлення про помилку та буде запропоновано спробувати ще раз, при цьому подальший процес введення даних буде заблоковано. Перевірка правильності вводу даних реалізована за допомогою вбудованої в Microsoft Excel функції перевірки даних. Після введення номеру початкового вузла курсор переміщується на сусідню комірку, в яку необхідно ввести номер кінцевого вузла вітки. Далі курсор переміщується в комірку «Конструктивне виконання вітки». Від нього буде залежати звідки будуть вибиратися дані про вітку. В цю комірку користувач повинен внести, те, що з себе представляє відповідна вітка: Кабель, Провід, Трансформатор. Для полегшення вводу це реалізовано за допомогою вибору відповідного значення з випадаючого списку. Це також реалізовано за допомогою функції перевірки даних Microsoft Excel. Після вибору конструктивного виконання вітки курсор переміщується в комірку «Марка». Цей вибір також реалізовано за допомогою випадаючого списку, але значення в цьому списку будуть залежати від значення комірки конструктивного виконання вітки. Наступне значення що заповнює користувач – довжина вітки. В цю комірку заводиться довжина ЛЕП в км, причому це значення повинно бути додатнім. Ця умова контролюється автоматично перевіркою правильності вводу даних. Від довжини лінії залежить опір вітки схеми. Якщо значення конструктивного виконання вітки «Трансформатор», то значення комірки «Довжина лінії» ігнорується. Після вводу довжини лінії автоматично розраховується активний та реактивний опори вітки. Втрати холостого ходу активної та реактивної потужності на вітці автоматично розраховуються тільки в тому випадку, якщо значення комірки «конструктивне виконання вітки» є «Трансформатор». Після заповнення інформації про вітки в формі в стовпці № вузла автоматично прописуються номери вузлів схеми підряд. Також автоматично виконується перевірка на правильну топологію схеми. При неправильному вводі даних про топологію схеми на аркуші з'являється повідомлення про помилку. Активна та реактивна потужність вузлів заповнюється користувачем вручну. Після заповнення формі файл зберігається, після чого дані з нього можна імпортувати до інших програм, наприклад до MathCad.

Запропоновано автоматизовану форму введення даних, що дозволяє значно полегшити та прискорити процес вводу даних про розгалужену електричну мережу та автоматично дозволяє уникнути технічних помилок при введенні. А використання для її створення Microsoft Excel, що встановлений на більшості ПК дозволяє не використовувати додаткове програмне забезпечення.

О.Ю.Лозинський, д.т.н., проф., Я.С.Паранчук, д.т.н., проф.,

В.І.Мороз, д.т.н., доц., Р.Я.Паранчук, к.т.н.

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ДУГОВИХ ПЕЧЕЙ ЗА УЗАГАЛЬНЕНИМ КРИТЕРІЄМ ПРОДУКТИВНОСТІ НА ОСНОВІ НЕЧІТКИХ РЕГУЛЯТОРІВ

Запропоновано стратегію оптимізації режимів плавлення в дугових сталеплавильних печах. Обґрунтовано структуру системи керування, структуру та алгоритм синтезу вектора керування.

Ключові слова: дугова сталеплавильна піч, оптимізація, адаптація, синтез, критерій, продуктивність.

Електрометалургія України є однією з базових галузей економіки держави. Значна частина її продукції – а це високолеговані сплави та прецизійних сплавів широкого асортименту, експортується, що приносить вагомому частку валютних надходжень у бюджет держави. Це висуває жорсткі вимоги до собівартості, енергоємності та якості її металопродукції. Нажаль, за цими показниками Україна поступається промислово розвиненим країнам світу і проблема їх поліпшення є важливою та актуальною.

Одним з ефективних та дієвих підходів на шляху її вирішування є реалізація стратегій адаптивного оптимального керування режимами плавлення в дугових сталеплавильних печах (ДСП) – потужних електротехнологічних агрегатах, де виплавляється зазначена електрометалургійна продукція.

Метою дослідження є розроблення стратегій оптимального керування режимами плавлення за нелінійним узагальненими функціоналами максимуму продуктивності ДСП, що комплексно враховує продуктивність, питомі витрати електроенергії, коефіцієнт потужності і дисперсію струмів дуг.

Для реалізації зазначених стратегій розроблено ієрархічну координатно-параметричну багатоконтурну структуру, якій властиві розширені функціональні можливості з реалізації адаптивного багатокритеріального оптимального керування режимами плавлення в ДСП змінного струму [1,2].

На верхньому рівні розробленої ієрархічної системи керування функціонує підсистема нечіткого виводу, яка на основі нечітких регуляторів виконує оперативний синтез вектора керування, складовими якого є залежність штучної зовнішньої характеристик дугової печі, ступінь напруги пічного трансформатора та уставка за напругою дуги підсистеми регулювання положення електродів.

Оперативний синтез вектора керування виконується на основі неперервного контролю струмів I_δ та напруг U_δ дуг, коефіцієнта інтенсивності нагрівання футерівки $k_{if} = F(I_\delta, U_\delta)$, коефіцієнта потужності печі $\cos \varphi$, дисперсії напруг на дугах D_{U_δ} , спожитої активної енергії W , номера поточної стадії плавлення n_c та температури футерівки T_f . У функції цих координат виконується коригування апріорно синтезованого загальносистемного вектора керування і реалізується, тим самим, процес екстремального керування потужністю дуг (продуктивністю дугової печі). Оперативне керування потужністю дуг виконується з врахуванням чинних на кожній технологічній стадії плавлення обмежень, що накладаються на електричні координати режиму плавлення, технологічні та конструктивні параметри ДСП та показники електротехнологічної ефективності процесу плавлення.

Список літературних джерел

1. Лозинський О.Ю., Лозинський А.О., Паранчук Р.Я., Паранчук Я.С. Система оптимального керування технологічним процесом в дугових сталеплавильних печах // Науково-практичний журнал "Новини науки Придніпров'я", Дніпропетровськ, Днепр-VAL, №3-4, 2008. – С.95-98.
2. Паранчук Р.Я. Система багатокритеріальної адаптивної оптимізації електротехнологічної ефективності плавлення сталей в дугових сталеплавильних печах на основі принципів нечіткого керування. // Экология и промышленность, №3(24), 2010. – С.79-84.

Лозинський О. Ю. – д.т.н., професор, Україна, м. Львів, Національний університет "Львівська політехніка", кафедра електроприводу, завідувач кафедри, тел. (032)-258-26-20.

Паранчук Я. С. – д.т.н., професор, м.Львів, Національний університет "Львівська політехніка", кафедра електроприводу, професор кафедри, E-mail: uparanchuk@yahoo.com.

Мороз В. І. – д.т.н., доцент, м.Львів, Національний університет "Львівська політехніка", кафедра електроприводу, професор кафедри, E-mail: vmoroz@lp.edu.ua, тел. (032)-258-26-20.

МЕТОДОЛОГІЯ АНАЛІЗУ ТА КОРЕГУВАННЯ ВПЛИВУ ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИХ ТАРИФІВ НА КОНФІГРАЦІЮ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ

Попит споживачів на електричну потужність та енергію в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України має нерівномірний характер, що особливо негативно впливає на формування та покриття добових графіків її електричного навантаження. Водночас, структура генеруючих потужностей ОЕС не відповідає тим співвідношенням базових і пікових потужностей, які є необхідними для ефективного регулювання добових графіків навантаження енергосистеми.

На сьогоднішній день в Україні єдиним ринковим засобом економічного управління попитом на електричну потужність є тарифи на електроенергію, диференційовані за періодами часу (далі – диференційовані тарифи), які певною мірою залучають споживачів до «режимної» взаємодії з енергосистемою, стимулюючи їх до вирівнювання добових графіків навантаження ОЕС.

Не зважаючи на постійне збільшення кількості споживачів електричної енергії, що розраховуються за диференційованими тарифами, а також на зростання обсягів їх річного електроспоживання, застосування цих тарифів протягом останнього часу практично не призвело до помітного покращення конфігурації добових графіків електричного навантаження енергосистеми.

За останнє десятиріччя структура споживання електричної енергії суттєво змінилася, проте підходи до формування диференційованих тарифів на електроенергію з часу їх введення у дію залишились майже незмінними. Діючи в Україні диференційовані тарифи на електроенергію потребують удосконалення і подальшого розвитку. Основою для цього повинен стати періодичний аналіз результатів використання диференційованих за періодами часу тарифів на електричну енергію та їх коригування.

Аналіз результатів впливу диференційованих тарифів на конфігурацію сумарного графіку навантаження енергосистеми слід здійснювати принаймні щорічно. При цьому, процес аналізу включає три основних етапи:

- ✓ аналіз достатності впливу диференційованих за періодами часу тарифів на конфігурацію графіка навантаження енергосистеми;
- ✓ оптимізація впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми;
- ✓ періодичне корегування диференційованих за часом тарифів.

Аналіз достатності впливу диференційованих тарифів на конфігурацію графіка навантаження енергосистеми в цілому можна здійснювати шляхом визначення відповідних коефіцієнтів впливу, а також застосування статистичного критерію Фішера.

Суть етапу оптимізації впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми полягає в формуванні такого графіка попиту на потужність «дифтарифних» споживачів, який забезпечував би максимально можливе вирівнювання графіка навантаження енергосистеми, за умови незмінності попиту на потужність всіх інших споживачів та існуючого діапазону регулювання навантаження «дифтарифних» споживачів.

Коригування меж та тривалості встановлених зон доби слід здійснювати за результатами аналізу достатності впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність графіка навантаження енергосистеми протягом доби, а також на підставі оптимізації впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми.

Скориговані тарифні коефіцієнти можуть встановлюватись на основі ретроспективного статистичного аналізу змін попиту споживачів, що були викликані попередніми змінами відповідних тарифних коефіцієнтів.

СЕКЦІЯ 4

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИМИ СИСТЕМАМИ

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ І СТРУКТУРА ПРИСТРОЮ ДІАГНОСТИКИ ГАЛЬМІВНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОВОЗА

В роботі використано пропорційну залежність між величиною виходу штока гальмівного циліндра та рівнем зносу гальмівної колодки тягового вантажного електровоза. Виведено закон руху штока гальмівного циліндра. Для цього використано наступні залежності:

$$p(t) = P_y (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}), \quad (1)$$

$$F = p \cdot \pi R_n^2, \quad (2)$$

$$v(t) = \frac{1}{m} \int_0^t p(t) \cdot \pi R_n^2 dt, \quad (3)$$

$$x(t) = \int_0^t v(t) dt, \quad (4)$$

$$\begin{aligned} x(t_k) &= \frac{\pi R_n^2 P_y}{m} \int_0^{t_k} \left(t - \tau (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) \right) dt = \frac{\pi R_n^2 P_y}{m} \left(\frac{t^2}{2} - \tau (t + \tau \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}) \right) \Bigg|_0^{t_k} = \\ &= \frac{\pi R_n^2 P_y}{m} \left(\frac{t_k^2}{2} - \tau \left(t_k + \tau \cdot e^{-\frac{t_k}{\tau}} \right) + \tau^2 \right) \end{aligned} \quad (5)$$

Зі збільшенням величини виходу штока гальмівного циліндра збільшується час спрацювання гальмівної важільної передачі (ГВП), що є основним виконуючим елементом гальмівної системи локомотива.

Вимірюючи час спрацювання гальмівної важільної передачі, можна судити про величину виходу штока гальмівного циліндра, і, як наслідок, можна судити про ступінь зношення гальмівної колодки. Для цього необхідно мати інформацію про час спрацювання гальмівної важільної передачі (власне, час доторкання колодки до бандажа колеса електровоза). Задля цієї мети пропонується використати цифровий таймер, який запускатиметься одночасно з увімкненням гальмівної системи, а виключатиметься сигналом з тензометричного сенсора, розміщеного на башмаку гальмівної важільної передачі.

Рівняння залежності зносу гальмівної колодки від часу спрацювання гальмівної важільної передачі матиме вигляд:

$$r(t) = k \cdot t_{\text{спр}}. \quad (6)$$

На основі розробленої математичної моделі запропоновано структурну схему пристрою та алгоритм його роботи.

Запропонований пристрій дозволить постійно отримувати інформацію про стан гальмівної колодки електровоза та вчасно здійснювати заміну останньої при досягненні її товщиною критичного рівня зносу, що допоможе уникнути небезпечних аварійних ситуацій.

**Б.І. Мокін, акад. НАПНУ, д.т.н., проф.; О.Б. Мокін, к.т.н., доц.; В.П. Базалицький магістр.
ОЦІНКА ПОТУЖНОСТІ, ЯКА МОЖЕ БУТИ ОТРИМАНА З ВІТРОВОГО ПОТОКУ,
СТВОРЮВАНОГО РУХОМ ЗАЛІЗНИЧНОГО ПОТЯГУ**

В роботі здійснена оцінка потужності, яку можна відібрати вітроелектротехнічною установкою, розташованих поряд, від вітрових потоків, що створюються внаслідок руху потяга. Авторами висувається ідея використання даних потоків, з метою забезпечення повернення частини енергії, використаної транспортним засобом, у вигляді електроенергії.

З цією метою, проведено кількісну оцінку потужності вітрових потоків, які створює залізничний потяг під час руху. Було використано експериментальні залежності, визначені американською залізничною асоціацією, що показують характер дії потяга на розташований поряд об'єкт. В експерименті, потяг проходив повз розташований поряд вагон, з розміщеними на ньому тензодатчиками, на швидкості 130 миль/год.

Для представлення емпіричної залежності її було розбито на ділянки (рис. 1), та описано кусково-аналітичною функцією, коефіцієнти якої були визначені за методом найменших квадратів.

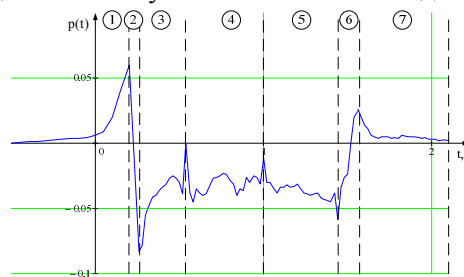


Рис. 1 Графік експериментальної залежності $p(t)$ розбитий на відрізки

Інтегруючи отриману залежність за часом проходження потяга поряд з об'єктом, було визначено сумарний тиск на даний об'єкт. Підставивши отримане значення в залежність для визначення потужності вітроелектротехнічної установки знайдено потужність, яку можна відібрати від вихорових потоків, створених потягом.

З метою універсалізації даної залежності, було розраховано коефіцієнти зміни потужності та часу проходження повз ВЕУ у функції швидкості, та побудовано графік залежності кількості виробленої потягом енергії у функції швидкості (рис 2).

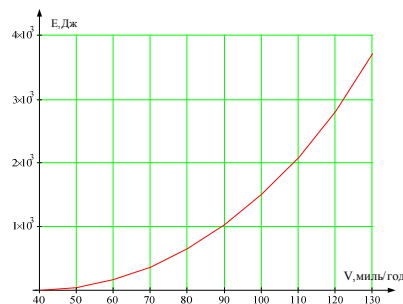


Рис.2 Графік залежності кількості виробленої потягом енергії у функції швидкості

Отримана залежність зміни тиску від швидкості руху потяга, що починаючи з швидкостей 70-80 км/год питома потужність, яку створює потяг, має економічно значимі величини, такі швидкості широко використовуються для руху потягів в нашій країні. Тому застосування ВЕУ розміщених поряд з залізничними коліями є доцільним.

Мокін Борис Іванович – акад. НАПНУ, д.т.н., професор, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра "Відновлювальної енергетики та транспортних електричних систем і комплексів, професор кафедри, тел.: (0432) 598-223

Мокін Олександр Борисович – к.т.н., доцент, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра "Відновлювальної енергетики та транспортних електричних систем і комплексів, завідувач кафедри ВЕТЕСК, тел.: (0432) 598-223

Базалицький Вадим Павлович – магістр, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, тел.: 093 03 14 790

О. Б. Мокін, к.т.н., доц., О. Д. Фолюшняк, магістр

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ В ПРОСТОРІ ЛІНГВІСТИЧНИХ ЗМІННИХ УМОВ НЕ ПЕРЕВЕРТАННЯ ЕЛЕКТРОМОБІЛЯ НА ПОВОРОТІ ДОРОГИ

При проходженні поворотів дороги колісним транспортним засобом, в тому числі електромобілем, необхідно забезпечити максимальну безпеку водія та пасажирів. Це стає можливим завдяки проходженню повороту із оптимальною, для даних дорожніх умов, швидкістю. Тому розроблено математичну модель в просторі лінгвістичних змінних умов не перевертання електромобіля на повороті дороги.

Швидкість проходження повороту електромобілем (V) визначається такими основними показниками: кутом повороту коліс (x_1), який пропорційний радіусу повороту, станом дорожнього покриття (x_2), який визначається коефіцієнтом зчеплення, та зношеністю шин (x_3), яка визначається їх пробігом. Очевидно, що конкретне значення цих показників не є чітко визначеним, тому виникає необхідність оперувати такими категоріями як більше, менше, що дає можливість використовувати математичний апарат нечітких множин. В подальшому зазначені показники використані як лінгвістичні змінні нечіткої моделі.

Структура дерева логічного висновку (рис. 1) побудована таким чином, що спочатку визначається ймовірність перевертання електромобіля на поворотах дороги (d), яка в подальшому використовується для визначення швидкості проходження повороту електромобілем (V). Оскільки, при визначенні параметра d важливо знати поточну швидкість руху електромобіля (x_4) перед входженням в поворот дороги, то дану лінгвістичну змінну також слід ввести в нечітку модель.

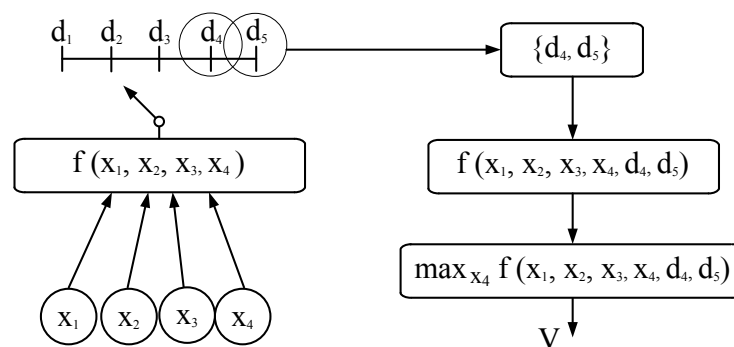


Рис. 1. Дерево логічного висновку

Функції нечіткого логічного висновку визначення ймовірності перевертання та швидкості проходження поворотів електромобілем:

$$d = f(x_1, x_2, x_3, x_4),$$

$$V = f(x_1, x_2, x_3, x_4, d_4, d_5).$$

Реалізація математичної моделі в просторі лінгвістичних змінних умов не перевертання електромобіля на повороті дороги дозволяє визначати оптимальну швидкість проходження повороту електромобілем в даних дорожніх умовах.

Мокін Олександр Борисович – к.т.н., доц., Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра відновлюваної енергетики та транспортних електричних систем і комплексів, завідувач кафедри, e-mail: abmokin@gmail.com, тел.: (0432)-598223.

Фолюшняк Олена Дмитрівна – магістр, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра електромеханічних систем автоматизації в промисловості і на транспорті, e-mail: kla_vier@mail.ru, тел.: (0432)-598167.

І.В. Бальзан, аспірант
МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ ПРИСТРІЙ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ
ОБМОТОК СИЛОВОГО МАСЛЯНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

В роботі пропонується алгоритм та структура пристрою в мікропроцесорному виконанні. Даний пристрій на основі вимірних значень обчислює за тепловим старінням залишковий робочий ресурс ізоляції обмоток силового масляного трансформатора в нормальному режимі роботи і в режимі перевантаження.

В работе предложен алгоритм и структура устройства в микропроцессорном исполнении. Данное устройство на основании измеренных значений рассчитывает по тепловому старению остаточный рабочий ресурс изоляции обмоток силового масляного трансформатора в нормальном режиме работы и в режиме перегрузки.

The algorithm and structure of the device in microprocessor execution is offered in this paper. The given device on the basis of the measured values counts a residual working resource of isolation of windings of the power oil transformer on thermal aging in a normal operating mode and in a mode of an overload.

Ключові слова: силовий масляний трансформатор, залишковий робочий ресурс, алгоритм, мікропроцесорний пристрій.

Відомо, що силові масляні трансформатори мають свій певний гарантійний безаварійний термін служби, який нормується в [1]. Трансформатори займають ключове місце у передачі електричної енергії від електричних станцій до споживачів. Відповідно від надійності роботи трансформаторів залежить і надійність електропостачання. Надійність роботи силових трансформаторів переважно залежить від параметрів режиму роботи та від впливу зовнішніх факторів. Зокрема, від режиму навантаження силового трансформатора залежить нормативний термін експлуатації ізоляції його обмоток, що визначається температурним режимом роботи.

У нормальному режимі роботи трансформатора витрачання залишкового ресурсу ізоляції обмоток силового масляного трансформатора обчислюється за допомогою рівняння Монтзінгера [2].

У режимі перевантаження процес теплового старіння ізоляції обмоток силового трансформатора значно пришвидшується у порівнянні із нормальним режимом експлуатації. Швидкість старіння залежить від величини перевантаження, навантаження, яке передувало початковій режиму перевантаження, значення температури обмоток трансформатора і температури навколишнього середовища. Слід зазначити, що навіть у випадку коли трансформатор після режиму перевантаження відключається процес теплового старіння не припиняється до повного охолодження трансформаторного масла.

Очевидно, що обчислення залишкового робочого ресурсу силового масляного трансформатора виконується по складній математичній моделі, а тому для її реалізації необхідно застосувати обчислювальний пристрій.

Для визначення залишкового робочого ресурсу обмоток силового масляного трансформатора розроблено структуру мікропроцесорного пристрою та алгоритм роботи. Пристрій на основі вимірних значень напруги, струму, температури верхніх шарів трансформаторного масла та температури навколишнього середовища обчислює залишковий робочий ресурс обмоток. Мікропроцесорний пристрій реалізовано на базі мікроконтролера AT90S8515 фірми Atmel. Даний мікроконтролер дозволяє по розробленому алгоритму обчислювати залишковий робочий ресурс обмоток силового масляного трансформатора. У випадку наближення до критичної межі ресурсу мікроконтролер передає сигнал по локальній мережі у диспетчерський пункт управління.

1. ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
2. Пат. 57767 України, М. кл. G 01 R 31/06. Пристрій для вимірювання спрацювання обмоток силового масляного трансформатора / В.В.Грабо, В.В.Грабо, І.В.Бальзан - u201010340; Заявл. 25.08.10; Опубл. 10.03.11; Бюл.№5. – 6 с.

Бальзан Ігор Вікторович – Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра електромеханічних систем автоматизації в промисловості і на транспорті, аспірант, e-mail: igor.balzan@gmail.com, тел.: (0432) 59 81 67.

РЕВЕРСИВНАЯ СИСТЕМА ВОЗБУЖДЕНИЯ БЕСКОНТАКТНОГО СИНХРОННОГО КОМПЕНСАТОРА

Цель работы: разработка реверсивной бесконтактной системы возбуждения (БСВ) синхронного компенсатора (СК) с простейшим устройством управления вращающимися тиристорами.

Разработаны комбинированный способ управления реверсивным тиристорным преобразователем (ТП), принципиальная схема реверсивной БСВ СК и устройство управления ТП на базе одной управляющей машины синхронного типа.

На рис. 1 приведена принципиальная электрическая схема бесконтактного синхронного компенсатора (БСК): СК – основная электрическая машина явнополюсного типа; СВ – синхронный возбудитель; УМ – управляющая машина; ТН, ТТ – трансформаторы напряжения и тока; АРВ – автоматический регулятор возбуждения; ВЧ – вращающаяся часть; ДТ – датчик тока возбуждения СК; ТП1, ТП2 – прямой и обратные блоки реверсивного тиристорного преобразователя; БУ1, БУ2 – блоки управления ТП.

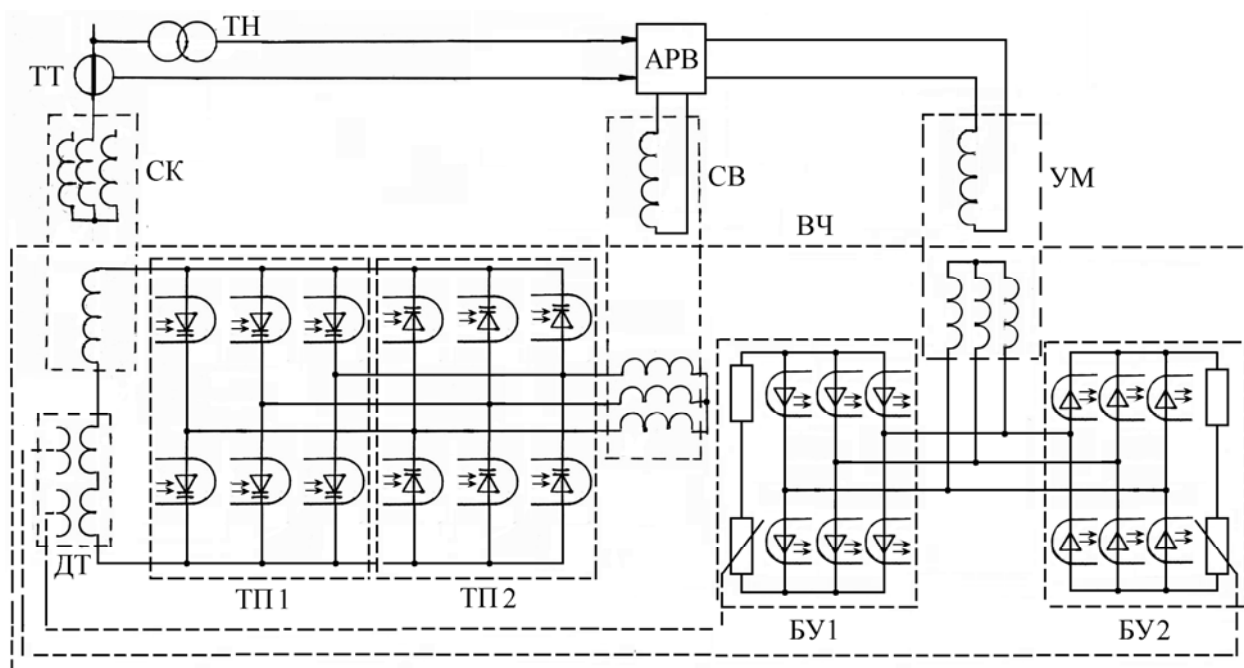


Рис. 1 Принципиальная электрическая схема БСК

Обмотка возбуждения СВ подключена к реверсивному источнику постоянного тока. Трехфазная (или многофазная) обмотка якоря СВ подключена к входу реверсивного ТП, выход которого подключен к обмотке возбуждения СК.

Обмотка возбуждения УМ подключена к источнику постоянного тока с неизменной величиной напряжения. Обмотка якоря УМ подключена к блокам управления ТП.

В БСК применены оптотиристоры. Блоки управления ТП – трехфазные мостовые выпрямители, собранные на управляющих светодиодах оптотиристоров. Последовательно с нагрузкой выпрямителей подключены реле с управлением по величине тока возбуждения СК.

Управление тиристорами осуществляется по исходной переключающей функции частоты ЭДС якоря УМ и по величине тока возбуждения СК. Принят комбинированный способ управления ТП, при котором совместное управление встречно включенными тиристорами осуществляется при токе возбуждения, меньшем тока уставки, а раздельное – в других случаях.

Экспериментальные исследования моделей БСВ СК полностью подтвердили теоретические предпосылки.

А.О. Панич, ст.викл.; М.С. Косенко, студент
ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ РОБОЧОГО ХОДУ ЕЛЕКТРОПРИВОДА
ЛЕТУЧОЇ ПИЛИ

Летучі пили (ЛП) використовуються в технологічних лініях для мірного порізу довгомірних матеріалів, що рухаються. Оброблюваними виробами, наприклад, можуть бути труби, сортовий прокат, гнуті профілі, деревні плити. Летуча пила має у своєму складі декілька виконавчих механізмів, серед яких важливе місце займає несучий орган (НО). Електропривод НО працює з високою частотою вмикань і характеризується великими витратами електроенергії в перехідних процесах, до нього пред'являються численні вимоги щодо виконання жорстких технологічних обмежень. Робочий цикл електроприводу НО містить періоди робочого та зворотного ходу. Раніше сформульована задача ресурсозберігаючого керування приводом НО у вигляді задачі оптимізації, з якої в результаті подальших досліджень виділено задачу мінімізації енерговитрат. Для виконання вимог за точністю мірного порізу, які враховані в задачі ресурсозберігаючого керування приводом НО, необхідно забезпечити підвищення керованості процесу руху НО та точності прогнозування часових інтервалів шляхом обмеження на певному рівні величини похідної моменту (ривка). Обмеження похідної моменту, окрім того, дозволяє підвищити надійність та термін служби обладнання ЛП через зменшення динамічних навантажень в приводі, однак при цьому подовжується тривалість перехідних процесів, збільшується шлях переміщення НО порівняно з такими для випадку з нескінченною похідною моменту. У [1] отримані аналітичні вирази для визначення тривалості ділянок діаграм перехідних процесів приводу НО та робочого циклу ЛП в цілому з урахуванням похідної моменту, з використанням яких виконана оптимізація величини ривка у приводі НО, яка звелася до задачі вибору його найменшого значення, за якого не відбувається суттєвого збільшення тривалості пускогальмівних режимів та шляху переміщення НО. Беручи до уваги результати попередніх досліджень слід зауважити, що при обмеженні похідної моменту безперечно змінюються й енерговитрати у приводі. Таким чином, актуальною є задача дослідження залежності енерговитрат в електроприводі НО летучої пили від величини похідної моменту за часом та вибору її оптимального значення за критерієм мінімуму енерговитрат.

Метою роботи є оптимізація параметрів робочого ходу електропривода несучого органа ЛП. Вона полягає у дослідженні впливу прискорення та похідної моменту на енерговитрати в приводі та визначенні їх оптимальних значень щодо зменшення енерговитрат.

За результатами попереднього аналізу діючих ЛП прийнято, що привід НО обладнаний двигуном постійного струму з незалежним збудженням, магнітний потік двигуна не змінюється та дорівнює номінальному, момент опору постійний. Визначена математична модель електроприводу НО летучої пили, обраний та описаний закон керування. Досліджений вплив похідної моменту за часом на енерговитрати в електроприводі НО летучої пили за робочий хід. В подальшому розгляді задача зведена до дослідження енерговитрат при розгоні. Визначено, що оптимальним стосовно мінімізації енерговитрат при розгоні приводу НО є рух з максимально можливим значенням похідної моменту. Сформульована та вирішена задача знаходження такої граничної величини похідної моменту, при суттєвому збільшенні якої вже не відбувається помітного зменшення величини, обчислене її значення для конкретного прикладу. Отримані результати можуть бути використані для існуючих та розроблюваних електроприводів несучих органів летучих пил, а також машин зі схожими законами руху.

В.С. Костишин, д.т.н, проф.; П.О. Курляк, асистент
ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІЧНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРОПРИВОДНИХ
ВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ ЗА ДОПОМОГОЮ ЇХ КОМП'ЮТЕРНО-
ОРІЄНТОВАНИХ BOND GRAPH МОДЕЛЕЙ

Для проведення дослідження динамічних режимів роботи електроприводного відцентрового насосного агрегату (ЕВНА), його необхідно розглядати, як складний технічний об'єкт, що складається із взаємопов'язаних підсистем різної фізичної природи, а саме: електричної, механічної та гідравлічної. На сьогоднішній день у світовій практиці досить рідко застосовують комплексний підхід для дослідження та моделювання ЕВНА, як системи в цілому. Традиційно складові пристрої ЕВНА моделюють окремо різними методами, внаслідок чого процес дослідження динамічних режимів роботи електроприводів стає надто трудомістким. Тому виникає необхідність розроблення ефективних комп'ютерно-орієнтованих моделей ЕВНА такими методами моделювання, які б не вимагали спеціальних навиків в області програмування та давали можливість аналізувати взаємовплив складових підсистем різної фізичної природи.

Одним із найбільш ефективних методів моделювання, який оперує з уніфікованим поняттям енергопереносу та енергоперетворення у підсистемах різної фізичної природи є комп'ютерно-орієнтований метод Bond Graph, який базується на законах збереження енергії та принципах багатопортового моделювання. Таким чином до будь-якої підсистеми застосовується єдина система понять і позначень. За допомогою високорівневих продуктів автоматизованого комп'ютерного моделювання з Bond Graph моделі автоматично отримують та розв'язують системи диференціальних рівнянь, що описують поведінку об'єкту дослідження.

В даній роботі представлена комплексна Bond Graph модель ЕВНА, яка об'єднує створені авторами раніше підмоделі асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором та відцентрового насосу. Для відображення взаємозв'язку між підмоделями встановлено енергетичний зв'язок згідно балансу механічної і гідравлічної потужностей, який описується рівнянням Ейлера для гідравлічних машин та запропоновано блок перетворення необертової системи координат в обертову. Крім того удосконалено підмодель асинхронного двигуна, яка дає змогу враховувати насичення головного магнітопроводу та ефект витіснення струму в роторі, що особливо актуально при дослідженні перехідних режимів роботи.

За допомогою комплексної Bond Graph моделі ЕВНА проведено дослідження динамічних режимів роботи нафтоперекачувального насосного агрегату магістрального трубопроводу «Дружба» при номінальному навантаженні та проведено порівняння одержаних результатів моделювання із результатами заводських випробувань.

Використання комп'ютерно-орієнтованих Bond Graph моделей для дослідження динамічних режимів ЕВНА дає можливість значно спростити та прискорити процес аналізу і прогнозування режимів роботи агрегатів з метою наступного синтезу оптимальних законів керування ними.

Підвищення ефективності функціонування електроприводних насосних агрегатів за рахунок достовірної оцінки стану їх ККД, економічно обґрунтованого вибору енергетичного обладнання у відповідності до вимог технологічного процесу та реалізації енергооптимальних режимів їх роботи безумовно призведе до заощадження значних енергоресурсів.

В. І. Мороз, д. т. н., доц.; І. Ф. Снітков; Б. М. Харчишин, к. т. н., с. н. с.
МІКРОКОНТРОЛЕРНЕ керування БЕЗКОНТАКТНИМ ДВИГУНОМ ПОСТІЙНОГО
СТРУМУ ЯК МЕТОД РЕАЛІЗАЦІЇ ОПТИМАЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ
КОНСТРУКТИВНИХ МАТЕРІАЛІВ

Розглянуто особливості використання мікроконтролерного керування силовими драйверами статорних обмоток трифазного двигуна з постійними магнітами для реалізації оптимального використання конструктивних матеріалів.

Рассмотрены особенности использования микроконтроллерного управления силовыми драйверами статорных обмоток трехфазного двигателя с постоянными магнитами для осуществления оптимального использования конструктивных материалов.

The features of the using of microcontroller power management stator windings drivers of three-phase motor with permanent magnets was revised for optimum use of construction materials.

Ключові слова: безконтактні двигуни постійного струму, електричні машини, електропривод, мікроконтролери, оптимальне використання.

Розвиток силової та мікроелектроніки призвів до нових принципів створення електричних машин. Як приклад, можна навести розвиток безконтактних двигунів постійного струму (БДПС), поява яких викликана здешевленням за одночасного збільшення можливостей напівпровідникової техніки та вдосконаленням конструктивних матеріалів, зокрема, появі потужних малогабаритних постійних магнітів на основі NdFeB.

Специфікою побудови БДПС є наявність безконтактного комутатора статорних обмоток, стан якого визначається поточним положенням ротора, прикладеною до статорних обмоток напругою і механічним навантаженням на роторі. Дискретне керування напівпровідниковим комутатором (драйвером обмоток) здійснюється відповідним контролером, який, у простішому випадку, для генерації керуючої послідовності для драйвера використовує сигнал давача положення ротора, або, в складнішому випадку, здійснює за вимірюваними параметрами (значення наведеної ЕРС на статорних обмотках, струм через обмотки тощо) ідентифікацію поточного положення ротора. Особливістю роботи драйвера є формування 6-точкової (зі зсувом 60 ел. град.) дискретної послідовності обертового магнітного поля статора двигуна, що робить допустимим зсув моменту комутації драйвера у межах $\pm 30^\circ$ для пошуку оптимального моменту комутації з огляду на поточне навантаження.

Використання керованого мікроконтролером драйвера дало змогу реалізувати оптимальне з точки зору ефективного використання конструктивних матеріалів керування трифазним двигуном з постійними магнітами, використаного в розробленому та виготовленому на замовлення Федерального космічного агентства Росії в СКБ електромеханічних систем Національного університету "Львівська політехніка" моментному безконтактному двигуні ДБМ 160-2 для малогабаритної квантово-механічної системи.

Мороз Володимир Іванович – д-р техн. наук, доцент, м. Львів, Національний університет "Львівська політехніка", кафедра електроприводу і автоматизації промислових установок, професор кафедри, E-mail : vmoroz@lp.edu.ua, тел. (032)-258-26-20.

Снітков Ігор Філатович – м. Львів, Національний університет "Львівська політехніка", СКБ електромеханічних систем, зав. лаб. НДЛ-68 СКБ ЕМС, E-mail : snt68@polynet.lviv.ua, тел. (032)-258-24-41.

Харчишин Богдан Михайлович – канд. техн. наук, с. н. с., м. Львів, Національний університет "Львівська політехніка", спеціальне конструкторське бюро (СКБ) електромеханічних систем, пров. н. с. лаб. НДЛ-68 СКБ ЕМС, E-mail : snt68@polynet.lviv.ua, тел. (032)-258-24-41.

МОДЕЛЮВАННЯ МЕХАНІЧНИХ ВТРАТ У РОБОТІ ЕЛЕКТРОПРИВОДНОГО ВІДЦЕНТРОВОГО НАСОСА

Електроприводні відцентрові насоси (ЕВН) є одними із найпоширеніших механізмів у промисловості держави. Такі агрегати споживають значущу частину електричної енергії, що виробляється генераторами. В міру того, що ЕВН задіяні у водозабезпеченні питною водою населених пунктів та при транспортуванні нафти та нафтопродуктів по магістралях, до них ставлять жорсткі вимоги, щодо енергоекономічності їхньої роботи та надійності виконання поставлених перед ними функціональних завдань. Кожне із цих завдань напряду залежить від енергетичних втрат, як в електроприводі так і в гідравлічній машині. При великих втратах в цих машинах знижується коефіцієнт корисної дії (ККД), інтенсивніше зношуються робочі частини виконавчих органів, в наслідок чого появляються дефекти, які приводять до підвищення рівня вібрації. Такий стан речей безумовно зменшує надійність та термін експлуатації. Економічність роботи ЕВН залежить перш за все від відповідності характеристик електроприводу та відцентрового насоса. В багатьох випадках точки оптимальної роботи електричної та гідравлічної машин далекі одна від одної. Це обумовлено неправильним підбором машин, які працюють в парі або незнання поведінки енергетичної характеристики робочої машини на всьому діапазоні зміни навантаження. Це можливо зробити за допомогою математичного моделювання.

Відомо, що ЕВН працює із результирующим ККД, який визначається, як добуток всіх ККД. Як бачимо, невірне врахування ККД хоча б однієї із взаємозв'язаних у виробничому процесі машин призводить до неадекватної оцінки енергоефективності всього ЕВН. В свою чергу втрати потужності відцентрового насоса, які характеризує ККД мають три складові: механічні, гідравлічні та об'ємні. Кожен із видів цих втрат спричинений фізичними зусиллями під час роботи ЕВН. Гідравлічні та об'ємні втрати відцентрових насосів детально вже вивчені. Що не можна сказати про стан відображення механічних втрат у цих машинах. В деяких наукових працях питанням механічного ККД нехтують або приймають близьким до одиниці на всьому інтервалі навантажень. Це в свою чергу подає недостовірний стан речей у енергетичних перетвореннях при транспортуванні рідин. Тому мною було змодельовано залежність механічних втрат відповідно до зміни навантаження на робочому колесі одноступеневих відцентрових насосів. В результаті були отримані та побудовані розрахункові залежності механічних, гідравлічних та об'ємних втрат ЕВН що призначений для встановлення на магістральних нафтопроводах типу НМ-7000-210 та порівняні із експериментально знятими енергетичними характеристиками.

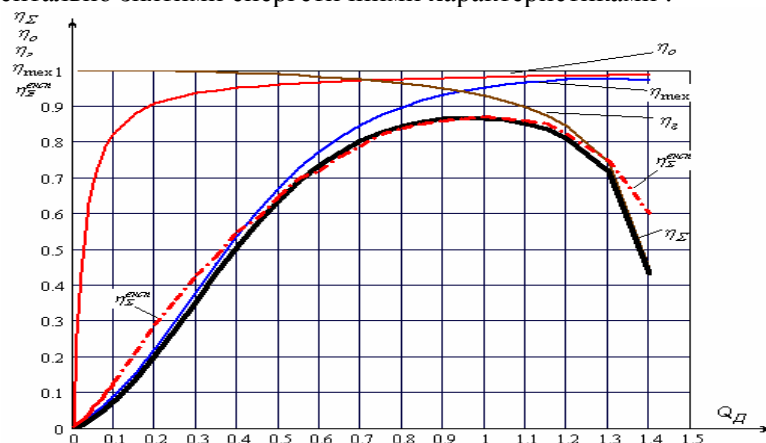


Рис.1 - Сімейство енергетичних залежностей для насоса НМ-7000-210

Отже, отримані результати математичного моделювання механічних втрат ЕВН адекватні до експериментально знятих. Ці результати дадуть змогу точніше оцінити ефективність енергетичних перетворень у відцентрових насосах і вибрати оптимальний режим роботи для кожної електрогідравлічної пари.

М.Я. Островерхов, к.т.н., доц.; М.П. Бурик, аспірант
ОПТИМІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ КОНЦЕПЦІЇ
ЗВОРОТНИХ ЗАДАЧ ДИНАМІКИ В ПОЄДНАННІ З МІНІМІЗАЦІЄЮ ЛОКАЛЬНИХ
ФУНКЦІОНАЛІВ МИТТЄВИХ ЗНАЧЕНЬ ЕНЕРГІЙ

Однією з проблем практичного застосування законів керування координатами електроприводів, отриманих на підставі методів класичної теорії автоматичного керування, є необхідність наявності повної та достовірної інформації про структуру й параметри математичної моделі об'єкта керування, тому що ці закони за своєю природою є компенсаційного типу, що обумовлено досягненням функціоналом якості абсолютного мінімуму в ході оптимізації [1]. У результаті для забезпечення заданої якості керування потрібні точні значення параметрів об'єкта, а при їхній зміні – додаткові алгоритми ідентифікації або адаптації, що підвищує складність і громіздкість системи керування. Вказані проблеми електромеханічних систем та електропривода можна вирішити на основі концепції зворотних задач динаміки в поєднанні з мінімізацією локальних функціоналів миттєвих значень енергій.

Бажана якість керування замкнутого контуру при застосуванні концепції зворотних задач динаміки задається за допомогою диференційного рівняння наступного виду [2]

$$\frac{d^n z}{dt^n} + \sum_{i=0}^{n-1} \gamma_i \frac{d^i z}{dt^i} = \sum_{j=0}^m \beta_j \frac{d^j x^*}{dt^j} \quad (1)$$

Коефіцієнти рівняння γ_i та β_j визначають характер та тривалість перехідного процесу вихідної координати z при русі по заданій траєкторії x^* . При цьому функція x^* є диференційована за часом необхідну кількість разів, а порядок правої частини рівняння менший за ліву, тобто $m < n$. Порядок рівняння (1) вибирається рівним чи на одиницю вище порядку рівняння об'єкта керування.

Методика синтезу законів керування координатами електромеханічних систем на основі концепції зворотних задач динаміки викладається на прикладі керування кутового положення маси. Рух маси в узагальненому вигляді описується рівнянням другого порядку

$$J\ddot{\varphi} = f(\varphi, \dot{\varphi}, u), \quad (2)$$

де J – момент інерції; φ , $\dot{\varphi}$, $\ddot{\varphi}$ – положення, кутова швидкість та прискорення; u – функція керування; f – диференційована та однозначна функція.

Пошук закону керування здійснюється шляхом мінімізації функціоналу, який характеризує енергію прискорення

$$G(u) = \frac{J}{2} [\ddot{z}(t) - \ddot{\varphi}(t, u)]^2 \quad (3)$$

В результаті мінімізації за градієнтної схемою першого порядку отримується закон керування, який не містить параметрів об'єкта керування, як

$$u(t) = k(\dot{z} - \dot{\varphi}); \quad \dot{z} = \gamma_0 \int_0^t (x^* - \varphi) dt - \gamma_1 \varphi \quad (4)$$

Представлений метод синтезу законів керування координатами електромеханічних систем на основі концепції зворотних задач динаміки в поєднанні з мінімізацією локальних функціоналів енергій руху забезпечує високу якість керування в статичному режимі та в перехідному режимі в умовах параметричних та координатних збурень. Для побудови структури регуляторів не потрібна детальна математична модель об'єкта керування.

Список літературних джерел

1. Башарин А.В. Управление электроприводами: Учебное пособие для вузов / Башарин А.В., Новиков В.А., Соколовский Г.Г. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. Отд-ние, 1982 – 392 с
2. Крутько П.Д. Робастно устойчивые структуры управляемых систем динамической точности. Алгоритмы и динамика управления движением модельных объектов // Изв. РАН. ТиСУ. – 2005 – С.120 – 140.

М.О. Островерхов, аспірант

НЕПРЯМЕ ВЕКТОРНЕ КЕРУВАННЯ ЛІНІЙНИМ АСИНХРОННИМ ДВИГУНОМ ІЗ
ВРАХУВАННЯМ ВПЛИВУ КІНЦЕВИХ ЕФЕКТІВ

Традиційно для керування лінійними асинхронними двигунами застосовуються скалярні закони керування, які володіють властивістю нечутливості до варіації електромагнітних параметрів двигуна, в тому числі обумовлених кінцевими ефектами. Проте у високодинамічних задачах застосування скалярних алгоритмів значно обмежене через відсутність замкнених контурів регулювання електромагнітних величин, які визначають тягове зусилля двигуна. Ефективно вирішувати такі задачі дозволяють векторні методи керування, за умови точності математичної моделі двигуна. Метою роботи є розробка методу непрямого векторного керування із врахуванням ослаблення основного магнітного потоку машини внаслідок дії кінцевих ефектів.

Електромагнітні процеси в ЛАД подібні обертовим машинам, тому при їх аналізі зазвичай розглядається обертовий аналог ЛАД:

$$\omega = \frac{\pi}{\tau} v \quad (1)$$

де τ – полюсний крок ЛАД, v – швидкість вторинного елемента, ω – кутова частота ротора обертового аналога ЛАД.

Динамічна модель потокозчеплення обертового аналога ЛАД у синхронній із магнітним полем машини системі координат d-q має вигляд :

$$\frac{d\psi_{2d}}{dt} + \frac{R_2}{L_2} \psi_{2d} - \frac{L_m \cdot R_2}{L_2} i_{1d} - \omega_2 \psi_{2q} = 0, \quad \frac{d\psi_{2q}}{dt} + \frac{R_2}{L_2} \psi_{2q} - \frac{L_m \cdot R_2}{L_2} i_{1q} + \omega_2 \psi_{2d} = 0 \quad (2)$$

При ідеальній орієнтації по вектору потокозчеплення ротора обертового аналога ЛАД, приймаючи задане значення потокозчеплення ротора $\psi_{2d} = \psi^* = const$, в усталеному режимі справедливі співвідношення:

$$\psi_{2q} = 0, \quad \frac{d\psi_{2q}}{dt} = 0, \quad \frac{d\psi_{2d}}{dt} = 0 \quad (3)$$

На основі рівнянь (2), враховуючи (3) отримуємо співвідношення, на основі яких можна побудувати систему керування із незалежним регулюванням потоку та моменту ЛАД:

$$\psi_2 = L_m i_{1d}, \quad \omega_2 = \frac{L_m R_2}{\psi_2 L_2} i_{1q}, \quad M = \frac{L_m}{L_2} \psi_2 i_{1q} \quad (4)$$

Положення вектора потокозчеплення визначається як:

$$\theta_1 = \int (\omega_2 + \omega) dt \quad (5)$$

Внаслідок розімкненості індуктора у вторинному елементі виникають вихрові струми, обумовлені різкою зміною магнітного стану частин вторинного елемента, які входять та виходять із зони індуктора. Дані явища отримали назву кінцевих ефектів. Для врахування їх впливу було застосовано модель Данкана:

$$L_m = L_{m0}(1 - f(Q)), \quad f(Q) = \frac{1 - e^{-Q}}{Q}, \quad Q = \frac{l R_2}{v L_2} \quad (6)$$

де L_{m0} – індуктивність намагнічування при нульовій швидкості, l – довжина індуктора.

Для регулювання потокозчеплення ротора необхідна інформація його величину. Застосуємо спостерігач Акатсу-Кавамура для оцінки потокозчеплення ротора, який описується наступним рівнянням:

$$\frac{d\psi_2}{dt} = \frac{1}{T_1} (\psi_2^* - \psi_2) + \frac{L_2}{L_m} (u_1 - R_1 i_1 - \sigma L_1 \frac{di_1}{dt})$$

де T_1 – стала часу статора, ψ_2^* – задане значення потокозчеплення ротора, σ – коефіцієнт розсіювання.

С.М. Пересада, д.т.н., проф., С.С. Димко, аспірант
ПОРІВНЯЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ АЛГОРИТМІВ КЕРУВАННЯ МОМЕНТОМ
АСИНХРОННОГО ДВИГУНА ТРОЛЕЙБУСА

Вступ. На сьогоднішній день, широке застосування в якості привідних двигунів, що використовуються на міському електротранспорті, знайшли асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором. Це пов'язано, в першу чергу, з їх високою надійністю, невисокою ціною та простотою обслуговування, а також з розвитком силової електроніки, що дозволяє створювати надійні перетворювачі здатні реалізувати алгоритми керування практично будь-якої складності. У зв'язку з цим актуальним є питання вибору закону керування привідним двигуном транспортного засобу на електричній тязі який міг би забезпечити високі показники якості керування при підвищеній енергоефективності електромеханічного перетворення енергії.

Метою даної роботи є проведення порівняльного дослідження алгоритмів керування моментом асинхронних двигунів для транспортної задачі на основі привідного двигуна тролейбуса ElectroLAZ-20 [1].

Результати експериментальних досліджень. Особливістю роботи транспортних засобів є те, що більшу частину технологічного циклу складає режим руху з усталеною швидкістю. Момент, який розвиває привідний двигун, в такому режимі складає 15-25 % від номінального значення. Саме тому використання енергоефективних алгоритмів керування, що базуються на регулюванні магнітного потоку, може дати суттєвий економічний ефект.

В роботі представлені результати порівняльного дослідження наступних алгоритмів керування асинхронним двигуном:

- векторне керування моментом [3];
- векторне керування моментом з максимізацією співвідношення момент-струм статора [2];
- частотне керування моментом [4].

Під час тестування привідному двигуну необхідно було відпрацювати задану траєкторію моменту, для проходження дистанції 200 м зі швидкістю 5 км/год, що відповідає режиму автономного ходу тролейбуса при живленні від акумуляторних батарей. Іншим режимом, що досліджувався, було проходження транспортним засобом дистанції 1000 м зі швидкістю 23 км/год, що близька до номінальної швидкості привідного двигуна.

Аналізуючи отримані результати можна зробити висновок, що алгоритми векторного керування забезпечують асимптотичне відпрацювання заданої траєкторії моменту на відміну від алгоритму частотного керування. Порівняння графіків повної потужності, що споживається двигуном, показало, що використання алгоритму векторного керування моментом асинхронних двигунів із максимізацією співвідношення момент-струм статора, дозволяє отримати економію споживання електричної енергії на рівні 45 % порівняно з класичним законом векторного керування при забезпеченні однакових показників якості керування моментом.

Висновки. Як показали результати досліджень, найкращим серед представлених законів керування виявився алгоритм векторного керування моментом двигуна з максимізацією співвідношення момент-струм статора при роботі в діапазоні швидкостей до номінальної швидкості привідного двигуна. Використання даного алгоритму дозволяє значно зменшити споживання електричної енергії привідним двигуном тролейбуса.

Список використаної літератури:

- [1]. http://laz.ua/ru/prod/5/21/teh_char/
- [2]. Пересада С.М., Димко С.С. Прямое векторное управление моментом асинхронных двигателей с максимизацией соотношения момент-ток: теория и результаты тестирования. // Электротехнические и компьютерные системы. – 2011 – Принято к публикации.
- [3]. S. Peresada and A. Tonielli, High-performance robust speed-flux tracking controller for induction motor // Int. Journal of Adaptive Control and Signal Processing. –2000. –Vol. 14. –pp.177-200.
- [4]. Пересада С. М., Ковбаса С. М., Бовкунович В.С., Управление моментом и потоком асинхронного двигателя без использования информации о токах статора // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету імені М. Остроградського. –2008. –С. 88 – 92.

О.Н. Синчук, д.т.н., проф.; Д.А. Шокарёв, старш. преп.;

Е.И. Скапа, студент; И.О. Синчук, к.т.н., доцент

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ СТРУКТУРА И СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЯГОВЫМ АСИНХРОННЫМ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ ДЛЯ ДВУХОСНЫХ ЭЛЕКТРОВОЗОВ

Введение. На шахтах и подземных рудниках Украины эксплуатируются более 3,5 тысяч контактных и аккумуляторных электровозов 20 типов, которые объединяются в ряд рудничных типов [1]. Существующие типы рудничных электровозов обладают неэффективными видами тяговых электроприводов постоянного тока с контактно-резисторной системами управления в которых теряется до 45 % потребляемой электровозом во время движения энергии [2,3]. Помимо этого эксплуатация контактных типов электровозов в подземных выработках шахт, сопряжены с повышенной опасности поражения горнорабочих электрическим током при несанкционированном прикосновении их к контактному проводу, который в местах погрузки (разгрузки) электровозосоставов располагается на доступной для прикосновения высоте (около 2м.) [2]. В результате этого 75% электротравм в подземных выработках происходят именно по этой причине и все они т.е. 100% со смертельным исходом. В свою очередь, аккумуляторные типы электровозов являются весьма дорогими в том числе и в эксплуатации, поэтому их используют исключительно в шахтах опасных по газу и пыли т.е. категорично взрывоопасных. Исследования путей решения проблемы, в т.ч. автором позволили сделать выводы, что выходом из данного положения для рудничных и др. шахт является изъятие КП в местах погрузки (выгрузки) полезных ископаемых. Анализ современных зарубежных и отечественных исследований в этом направлении позволил автору утверждать, что эффективным может быть на данном этапе развития элементной базы, разработка нового типа электровозов - контактно-аккумуляторного, который в главных откаточных выработках будут работать в контактном режиме питания – питание от КС а в ортах заездах - от тяговой аккумуляторной батареи (ТАБ).

Цель работы: повышение энергоефективности и электробезопасности эксплуатации электротехнических комплексов двухосных рудничных электровозов путем использования новой структуры управления тягового асинхронного электропривода при двухрежимном питании: контактная сеть – аккумуляторная батарея.

Материал и результаты исследования. Управление тяговыми асинхронными двигателями (ТАД) осуществляется по законам частотного регулирования, что позволяет обеспечивать постоянство тока и момента ТАД [4]. Однако реализация частотной характеристики в двухсистемном электровозе при питании от источников напряжения разного уровня ведет к расхождению условий реализации ШИМ напряжения, т.е. требуется дополнительное исследование проблемы. Часть проблем, связанных с применением векторной с ожидаемым уровнем синусоидальности при ШИМ напряжения, решается применением альтернативной схемы тягового электропривода.

Выводы: 1. Выполнен анализ альтернативной схемы тягового асинхронного электропривода; обосновано применение однофазных инверторных IGB транзисторных мостов в трехфазном преобразователе и соединение обмоток двигателя «открытым треугольником»;

2. Обосновано применение метода непосредственного формирования ШИМ напряжения по заданному закону в альтернативной схеме преобразователя.

3. Исследованы формы интегральных кривых огибающих импульсы напряжения, получаемых в результате ШИМ напряжения по законам синусоиды и трапеции.

Список литературных источников

1. Дебелый В.Л. Основные направления развития шахтного локомотивного транспорта / В.Л. Дебелый, Л.Л. Дебелый, С.А Мельников // Уголь Украины. – 2006. – №6. – С.30-31
2. Синчук О.Н. Системы управления шахтным электровозным транспортом / О.Н. Синчук, Э.С. Гузов, Н.И. Шулин, П.К. Саворский. – К.: Техніка, 1985. –198 с.
3. Волотковский С.А. Рудничная электровозная тяга / Волотковский С.А. – М.: Недра, 1981. – 389 с.
4. Синчук О.Н. Комбинаторика преобразователей напряжения современных тяговых электроприводов рудничных электровозов / О.Н. Синчук, И.О. Синчук, Н.Н. Юрченко, А.А. Чернышов, О.А. Удовенко, О.В. Пасько, Э.С. Гузов. Научное издание. – Київ: ІЕДНАУ, 2006. – 252с.

Ю.В. Шевчук, аспірант
АЛГОРИТМ ТА ПРИСТРІЙ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ДІЙСНОГО
МЕХАНІЧНОГО ГАЛЬМІВНОГО МОМЕНТУ ТРАМВАЙНОГО ВАГОНА
НА МАРШРУТІ

Пропонується алгоритм та мікропроцесорна структура пристрою для визначення дійсного механічного гальмівного моменту трамвайного вагона на маршруті, шляхом співставлення параметрів першого (електричного) та третього (механічного) етапів гальмування.

Предлагается алгоритм и микропроцессорная структура устройства для определения действительного механического тормозного момента трамвайного вагона на маршруте, путем сопоставления параметров первого (электрического) и третьего (механического) этапов торможения.

The algorithm and microprocessor structure of the device to determine the actual mechanical torque on the tram route, by comparing the parameters of the brake first (electric) and third (mechanical) stages of the tram braking.

Ключові слова: дійсний гальмівний момент, діагностування, алгоритм, мікропроцесорний пристрій.

В процесі експлуатації одиниць електрорухомого складу можна зазначити, що значна частка дорожно-транспортних пригод за участю трамваїв стаються через несправність тієї чи іншої системи гальмування, які експлуатуються в жорстких умовах і не захищені від дії навколишнього середовища. Тому існує необхідність їх діагностування та підвищення надійності функціонування. Питанню діагностування гальмівної системи трамвая присвячено багато робіт, зокрема [1], де автори розв'язують задачу визначення рівня зносу гальмівної накладки та зазорів механічного привідного тракту.

Система гальмування трамвайного вагона вважається справною за умови, що гальмівний шлях трамвайного вагона при початковій швидкості 20 км/год на чистих сухих рейках за умов службового гальмування не повинен перевищувати 12 м, у разі екстреного гальмування - 5,5 м, за цих же умов, але з початковою швидкістю для трамвайних вагонів 40 км/год - відповідно 45 та 21 м. [2]

Під час охолодження двигунів на поверхню гальмівних барабанів та гальмівних накладок може попадати волога у вигляді снігу або дощу, крім того на гальмівну поверхню можливе попадання мастильних матеріалів, також після планово-попереджувальних ремонтів вузлів механічного гальма існують випадки встановлення накладок із перекосом, що в свою чергу приводить до відсутності номінального гальмівного моменту при номінальній силі притискання, що не дозволяє однозначно визначати гальмівний момент, який створюється на валу кожного двигуна шляхом розрахунку через сили притискання гальмівних колодок до барабана. Тому в роботі пропонується алгоритм та пристрій для визначення параметрів механічного гальмування, зокрема дійсного механічного гальмівного моменту, згідно математичної моделі, представлені в роботі [3]. Пристрій складається із сенсорів струму тягових двигунів, сенсора напруги на пуско-гальмівному реостаті, сенсора визначення тестової ділянки, екрану, клавіатури та мікроконтролера Atmega8535. Робота пристрою здійснюється на прямолінійній горизонтальній ділянці діяльні шляху на всіх трьох етапах гальмування.

3. Пат №17392 А1 Україна, МПК В60Т17/22. Пристрій для контролю зношення гальмівних накладок / Мокін Б.І., Грабко В.В., Розводюк М.П., Шевчук Ю.В. - u200604094; Заявл. 13.04.2006; Опубл. 15.09.2006, Бюл. №9. – 3 с.
4. Правила експлуатації трамвая та тролейбуса. Затв. Наказом Держжитлокомунгостпу України №103 від 10.12.96р. Зареєстровано в Мінюсті України №66/1870 від 19.03.97р. Введено в дію з 16.03.97р. – К.: Держжитлокомунгосп, 1997. -104с.
5. Шевчук Ю. В. Визначення дійсного гальмівного моменту трамвайного вагона на маршруті / Ю.В. Шевчук // Електротехнічні і комп'ютерні системи. – 2011. - №03 (79). – С.155,156.

Шевчук Юрій Володимирович – Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра електромеханічних систем автоматизації в промисловості і на транспорті, аспірант, e-mail: yuriy_shevchuk@ukr.net, тел.: (0432) 59 81 67.

**ЕНЕРГОВИТРАТИ ЯК КРИТЕРІЙ ВИБОРУ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ
ВІДНОВЛЕННЯ ДЕТАЛЕЙ**

Приведены результаты расчетов по критерию энергозатрат в соответствии от применения прогрессивных способов восстановления деталей машин, которые обеспечивают минимальные затраты на механическую обработку.

Ключові слова: силова електроенергія, електродугове наплавлення, плазмово-дугове напилювання, припуск, витрати на електроенергію, механічна обробка, режими відновлення.

При відновленні поверхонь наноситься шар матеріалу, необхідний для виконання послідуочної механічної обробки (всіх технологічних операцій), який називається припуском. Величина його суттєво залежить від глибини утворюваного дефектного шару, шорсткості нанесеного покриття та спотворень форми.

З метою зменшення сумарних енерговитрат при відновленні поверхонь деталей машин розглянуто два напрямки:

- вибір доцільного способу відновлення з нанесенням необхідного шару покриття;
- формування оптимального технологічного процесу механічної обробки відновлюваних поверхонь за критерієм мінімізації енерговитрат.

Досліджено можливі найбільш прогресивні способи відновлення поверхонь певного типу деталей, які забезпечують необхідні показники якості.

Найбільш розповсюдженим обладнанням, яке використовується при прогресивних способах відновлення, є плазмові установки з середньою потужністю 30 кВт, та наплавні установки типу УД-209М потужністю 10 кВт. Час на напилювання на порядок менший ніж при наплавленні, тому витрати електроенергії на процеси відновлення майже співвідносяться.

Енерговитрати на механічну обробку залежать від трудомісткості технологічного процесу. Вирішальною складовою трудомісткості є основний час, який залежить від кількості операцій. На кількість операцій впливає величина припуску, яка залежить від вказаних вище параметрів. Глибина дефектного шару визначається способом відновлення. Близькими за значеннями до глибини дефектного шару є величина шорсткості. Величина допуску розміру відновленої поверхні та вказані глибина дефектного шару та шорсткість поверхні визначають необхідність виконання певної кількості переходів та операцій. Виконання механічної обробки вимагає використання металорізального обладнання відповідної потужності. Воно споживає електроенергію, витрати на оплату якої залежать від основного (технологічного) часу виконання переходів та операцій.

Оплату силової електроенергії E , що витрачається при відновленні, визначено за формулою:

$$E = S_k \cdot \frac{N_B \cdot \eta_M \cdot T_0}{60 \cdot \eta_C \cdot \eta},$$

де S_k – ціна однієї кВтгодини силової електроенергії, грн.; N_B – встановлена потужність обладнання, кВт; η_M – коефіцієнт завантаження електродвигунів верстатів по потужності ($\eta_M = 0,5 \dots 0,9$); T_0 – основний час виконання операції відновлення, хв.; η_C – коефіцієнт, що враховує втрати в мережі, $\eta_C = 0,96$; η – к. к. д. електродвигунів ($\eta = 0,9 \dots 0,95$).

Проведені дослідження, які дають рекомендації по вибору найбільш доцільних методів відновлення, побудови технологічних процесів механічної обробки після відновлення за величиною мінімальних витрат на електроенергію. Застосування оптимальних, прогресивних методів відновлення, що забезпечують мінімальні значення припусків, дозволяє скоротити основний час механічної обробки та витрати на електроенергію.

М.П. Розводюк, к.т.н., доцент

ДО ПИТАННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ЗА СТАНОМ ІЗОЛЯЦІЇ ОБМОТОК

В роботі розглядається тяговий електродвигун ТЕ022 трамвая КТ-4СУ. Згідно з записами в книгах поломок трамвайного депо Вінницького комунального підприємств "Трамвайно-тролейбусне управління" даний двигун більш за все ремонтують через вихід з ладу якоря, зокрема його обмотки. Це підтверджують і дослідження, виконані в роботі [1].

В попередніх роботах вже були спроби щодо розробки математичних моделей, придатних для діагностування тягового електродвигуна трамвая за станом ізоляції обмотки якоря [2], падінням напруги на ньому та за температурою його обмотки [3] а також розроблені на їх основі структури систем діагностування [2, 4, 5]. А оскільки обмотка збудження (серієсна) двигуна також піддається пусковим та гальмівним струмам, що протікають по обмотці якоря, тому доцільно здійснювати контроль і її в процесі роботи.

Тому задачею дослідження є визначення технічного стану тягового електродвигуна ТЕ022 за станом ізоляції як обмотки якоря, так і обмотки збудження.

Для розв'язання поставленої задачі було проаналізовано особливості функціонування тягового електродвигуна, в тому числі й процеси нагрівання та охолодження його обмоток, а також деталізація причин перемотування обмоток працівниками вінницького трамвайного депо, що дало можливість сформулювати основні етапи дослідження в даному напрямку.

На основі отриманих даних здійснено уточнення математичної моделі визначення технічного стану обмотки якоря тягового двигуна за станом її ізоляції, а також розроблено математичну модель визначення технічного стану обмотки збудження за станом її ізоляції, що дало можливість отримати цілісну математичну модель, придатну для контролю всього електродвигуна за даними показниками. Здійснено синтез структури системи діагностування тягового електродвигуна за станом ізоляції його обмоток на основі запропонованої математичної моделі з використанням секвенційного апарату, для якої побудовано граф функціонування блоку обчислення залишкового ресурсу та його функціональна схема.

Розроблена і структурна схема системи діагностування, реалізована на елементах, що випускаються серійно, а також варіант її мікроконтролерної реалізації, що в подальших дослідженнях дасть можливість врахувати й інші фактори виходу з ладу тягового електродвигуна (наприклад, за станом щітково-колекторного вузла, за перевантаженням).

Список літературних джерел

1. Шевченко А.И. Особенности охлаждения якоря тяговых электродвигателей постоянного тока / А.И. Шевченко, К.Е. Синев // Вісник Кременчуцького державного технічного університету. Випуск 1/2002 (12). – С. 233-235.
2. Мокін Б.І.. Математичні моделі та системи технічної діагностики основних електротехнічних систем міських трамваїв. Монографія / Б.І. Мокін, М.П. Розводюк. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – 126 с.
3. Мокін Б.І. Синтез структури системи технічного діагностування тягових електричних двигунів трамвая / Б.І. Мокін, С.О. Жуков, М.П. Розводюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2004. – №3. – С. 56-62.
4. Пат. 11971 Україна, МПК G07C 3/10. Пристрій для контролю робочого ресурсу електричного двигуна / Мокін Б.І., Грабко В.В., Розводюк М.П.; заявник та патентотримувач Вінницький національний технічний університет. – № u200507040; заявл. 15.07.2005; опубл. 16.01.2006. Бюл. №1.
5. Пат. 16647 Україна, МПК G07C 3/10. Пристрій для контролю електричного двигуна / Мокін Б.І., Грабко В.В., Розводюк М.П., Жуков С.О.; заявник та патентотримувач Вінницький національний технічний університет. – №u200602167; заявл. 27.02.2005; опубл. 15.08.2006. Бюл. №8.

Розводюк Михайло Петрович – к.т.н., доцент, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра електромеханічних систем автоматизації в промисловості і на транспорті, e-mail: rozvodyukmp@mail.ru, тел.: (0432) 598165, 598225.

О.Н. Синчук, д.т.н., проф.; В.О. Черная, ассист.

СЕТИ ПЕТРИ КАК АППАРАТ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕШТАТНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОВЗОВ И ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ

Введение. Процесс эксплуатации тяговых электротехнических комплексов (ТЭТК) сопровождается частым возникновением нештатных ситуаций, которые особенно характерны для электрического оборудования подвижного состава, работающего в условиях подземных выработок. Анализ надежности промышленных электровозов свидетельствует о том, что к наиболее часто повреждаемым узлам тягового подвижного состава (ТПС) относятся тяговые двигатели, электрические аппараты, механическое оборудование [1]. При этом в последние годы прослеживается тенденция к увеличению интенсивности отказов, что свидетельствует об ухудшении состояния ТЭТК в целом.

Повышение технического уровня и улучшение использования оборудования электровозов во многом зависит от средств технической диагностики. Однако, разработке и внедрению подобных систем предшествует этап исследования режимов работы ТЭТК. Одним из наиболее подходящих для исследований режимов работы тяговых единиц и последующего анализа полученных результатов, по мнению авторов, относится метод сетей Петри. Данный метод расширяет причинно-следственные связи взамен временных, что позволяет исследовать структурные особенности действия электротехнических систем [2-3].

Цель работы: исследование нештатных ситуаций в тяговом электротехническом комплексе в процессе его функционирования с помощью метода сетей Петри.

Материал и результаты исследования. Аномальные режимы работы ТЭТК могут быть вызваны различными факторами, а именно коротким замыканием электрической цепи, разрывом электроцепи, отказом одного или нескольких элементов и блоков тягового привода, отклонением параметров от допустимых и т.п. При этом причины и факторы, провоцирующие подобные режимы, связаны между собой и имеют взаимное влияние [1].

Наиболее опасными для всего комплекса оборудования промышленных электровозов оказываются перенапряжения, сверхнапряжения в питающей сети, резкое исчезновение и скачкообразное восстановление напряжения. Рост напряжения в тяговой цепи возможен по различным причинам, к ним относятся многократные импульсы перенапряжений в контактной сети, частичное повреждение фильтрового конденсатора, самоотключение одного из двух преобразователей в тяговой цепи в силу каких либо причин и т.д.

Для ограничения роста напряжения в тяговой цепи предусмотрен IGB транзистор, который при превышении напряжения выше допустимого уровня подключает к фильтровому конденсатору разрядный резистор, создавая дополнительный контур протекания тока, на котором гасится лишняя энергия.

Сверхнапряжение, в отличие от перенапряжений, является неконтролируемым процессом и зависит от тока нагрузки, может возникать при отключении от электропитающей сети потребителей, что приводит к резкому скачку тока у работающих потребителей. Одной из причин импульсов сверхнапряжений в контактной сети является дребезг контакта пантографа с контактным проводом. Для защиты от указанного явления служит ограничитель напряжения. Однако, он имеет ограниченное число срабатываний, поэтому последовательно с ним должен быть включен датчик типа токового, который будет выдавать в систему управления импульс при каждом срабатывании ограничителя. Система управления, в свою очередь, отсчитывая количество импульсов срабатываний и выдает предупредительный сигнал, когда их число приближается к предельному и когда требуется замена ограничителя.

Выводы: 1. Выполнен анализ возможных нештатных режимов работы ТЭТК.

2. Исследованы наиболее опасные аварийные ситуации, возникающие в процессе работы подвижного состава с помощью метода сетей Петри.

3. Предложены сети Петри защиты оборудования ТЭТК от рассмотренных аварийных ситуаций.

Список литературных источников

5. Синчук И. О. Исследование аварийных и псевдоаварийных ситуаций в тяговых электроприводах переменного тока с помощью базовых сетей Петри / Синчук И. О. // Техническая электродинамика. – 2008. – Ч. 4. – С. 76–78.

6. Котов В.Е. Сети Петри / В. Е. Котов – М.: «Наука», 1984. – 158 с.

3. Синчук О.Н., Черная В.О. Сети Петри как аппарат для исследования аварийных режимов в тяговых электротехнических комплексах. Вісник Кременчуцького державного університету імені М. Остроградського. – Кременчук: КДУ, 2010. – Вип. 3/2010 (62), ч. 1. – С. 128-131.

С. М. Бабій, к.т.н., В. В. Петрусь, к.т.н., О. Д. Фолюшняк
ПРИСТРІЙ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ АВТОМАТИЧНИХ АНАЛОГОВИХ КЕРУЮЧИХ
ПРИСТРОЇВ ЕЛЕКТРОПРИВОДА

Незважаючи на значне використання останнім часом електроприводів (ЕП) з мікропроцесорними системами керування, досить поширеними є ЕП з аналоговими та цифро-аналоговими системами керування. Слід зауважити, що суттєвий вплив на якість характеристик ЕП здійснюють саме аналогові блоки керування, які є найбільш чутливими до процесів старіння та різного роду збурень. Саме тому виникає необхідність моніторингу технічного стану ЕП в цілому і, зокрема, автоматичних аналогових керуючих пристроїв (АКП) їх систем керування.

Як відомо, сьогоденний рівень розвитку технічних засобів дозволяє вирішити завдання діагностування автоматичних АКП ЕП за допомогою мікроконтролерів. Основні витрати при розробці таких систем приходяться не на створення апаратної частини контролера, а на розробку алгоритмічного та відповідного програмного забезпечення.

В роботі [1] запропоновано математичну модель діагностування автоматичних АКП ЕП, яка забезпечує виявлення несправностей типу «конституента нуля» та «конституента одиниці», які є ознаками появи на виході і-того автоматичного АКП ЕП відповідно максимально можливого усталеного сигналу та мінімально можливого усталеного сигналу або взагалі його відсутність як такого. Окрім того, модель реалізує алгоритм прискореного пошуку та враховує параметр збоїв по кожному вимірювальному каналу.

В роботі запропоновано структуру пристрою діагностування автоматичних АКП ЕП на базі мікроконтролера АТ mega 128 (рис. 1) та алгоритм його роботи, який реалізує зазначену математичну модель.

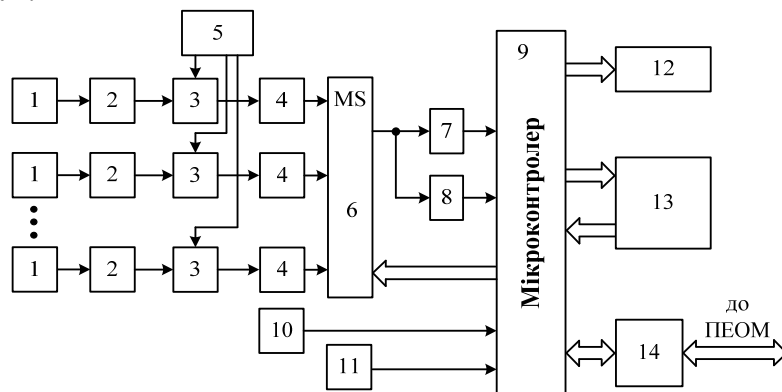


Рис. 1. Структура пристрою діагностування автоматичних АКП ЕП

На рис. 1: 1 – сенсори параметрів; 2 – перетворювачі сигналів; 3 – подільників сигналів; 4 – блоки декрементування; 5 – модель об’єкта діагностування; 6 – мультиплексор; 7 – блок виділення модуля; 8 – блок розпізнання знаку сигналу; 9 – мікроконтролер; 10 – сенсор комутації; 11 – сенсор живлення; 12 – програмований індикатор; 13 – клавіатура; 14 – перетворювач рівнів сигналів.

1. Бабій С. М. Математична модель діагностування автоматичних аналогових керуючих пристроїв електропривода / С. М. Бабій, О. А. Паянок, О. Д. Фолюшняк // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – 2011. – № 2. Режим доступу до журн.: http://www.nbu.gov.ua/e-journals/VNTU/2011_2/2011-2.files/uk/11smbtd_ua.pdf

Бабій Сергій Миколайович – к.т.н., Україна, м. Вінниця, ВНТУ, кафедра ЕМСАПТ, доцент кафедри, e-mail: babij_sm@mail.ru, тел.: (0432)-598167.

Петрусь Віталій Володимирович – к.т.н., Україна, м. Вінниця, ВНТУ, кафедра теплогазопостачання, старший викладач кафедри, e-mail: petrus_vit@mail.ru, тел.: (0432)-598062.

Фолюшняк Олена Дмитрівна – магістрант, Україна, м. Вінниця, ВНТУ, кафедра ЕМСАПТ, e-mail: kla_vier@mail.ru, тел.: (0432)-598167.

Пересада С. М., д.т.н., проф., Ковбаса С. Н., к.т.н., доц.

ВЕКТОРНОЕ БЕЗДАТЧИКОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ МОМЕНТОМ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ С ОРИЕНТАЦИЕЙ ПО ВЕТКОРУ ПОТОКОСЦЕПЛЕНИЯ СТАТОРА

Аннотация. В работе, с использованием второго метода Ляпунова, синтезирован новый алгоритм бездатчикового векторного управления моментом асинхронного двигателя, который базируется на концепции ориентации по вектору потокосцепления статора. Представлены результаты экспериментального тестирования.

Ключевые слова: асинхронный двигатель, векторное управление, бездатчиковое управление.

Введение. Современные асинхронные электроприводы с векторным управлением без измерения механических координат имеют расширенный, по сравнению с частотным управлением, диапазон регулирования угловой скорости и соизмеримую стоимость. Это стало основной причиной их широкого распространения в подавляющем большинстве производственных механизмов со средним уровнем требований к показателям качества регулирования механических координат.

Несмотря на значительное количество публикаций [1] – [4], а также присутствие на рынке множества серийных изделий ведущих производителей электроприводов, проблема бездатчикового векторного управления (БВУ) асинхронным двигателем (АД) до настоящего времени не имеет полного решения. Одним из наиболее актуальных вопросов является снижение чувствительности алгоритмов БВУ к параметрическим возмущениям АД. Повышение свойств робастности алгоритмов векторного управления возможно за счет использования концепции ориентации управления по вектору потокосцепления статора [3], [4]. Целью настоящей статьи является дальнейшее развитие теории векторного управления АД за счет синтеза и экспериментального тестирования нового алгоритма БВУ с ориентацией по вектору потокосцепления статора, который базируется на общетеоретическом результате [5].

Материалы исследования. На основании математической модели электрической подсистемы АД в синхронной системе координат ($d-q$), заданной в виде уравнений (1) в [5] синтезирован алгоритм прямого векторного управления моментом АД без измерения механических координат. Используя второй метод Ляпунова, спроектирован наблюдатель угловой скорости АД, а также доказано свойство асимптотической устойчивости разработанной системы векторного управления. Методом экспериментального тестирования продемонстрированы высокие показатели качества регулирования момента АД и оценки угловой скорости ротора.

Выводы. Представлены результаты синтеза нового алгоритма векторного бездатчикового управления моментом АД на основе концепции прямой ориентации по вектору потокосцепления статора. Разработанный алгоритм обеспечивает асимптотическую обработку заданных траекторий момента и потокосцепления при одновременной асимптотической ориентации по вектору потокосцепления статора. Результаты экспериментального тестирования подтверждают высокие показатели качества регулирования момента, которые являются соизмеримыми с показателями, существующими в системах векторного управления с измерением угловой скорости.

Литература

- [1]. J. Holtz “Sensorless Control of Induction Motor Drives” / J. Holtz // Proc. of IEEE, Vol. 90, No. 8, Aug. 2002, pp.1359 – 1394.
- [2]. M. Montanari. Speed Sensorless Control of Induction Motors Based on Reduced-Order Adaptive Observer / M. Montanari, S. Peresada, C. Rossi and A. Tilli // IEEE Trans. On Control System Technology. –2007.–Vol.15. –No 6. –P. 1049–1064.
- [3]. Xingyi Xu “Implementation of Direct Stator Flux Orientation Control on a Versatile DSP Based Svstem” / Xingyi Xu, and Donald W. Novotny //IEEE Trans. On Industry Applications, Vol. 27. NO. 4, July-August 1991.
- [4]. R. W. De Doncker. “Comparison of Universal Field Oriented (UFO) Controllers in Different Reference Frames” / R. W. De Doncker, F. Profumo, M. Pastorelli, and P. Ferraris // IEEE Trans. On Power Electronics, Vol. IO, NO. 2. March 1995.
- [5]. Пересада С.М. Основанный на принципе пассивности алгоритм обработки момента-потока при косвенной ориентации по вектору потокосцепления статора / Пересада С.М., Ковбаса С.Н., Болотников А.Ю., Бовкунович В.С. // Вестник Кременчугского государственного технического университета, вып. 3 – 2007. – Ч.2. – С.35 – 39.

Толочко О.І., д.т.н., проф.; Бажутін Д.В., аспірант
СИНТЕЗ РЕГУЛЯТОРА ШВИДКОСТІ ДЛЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДА ВІЗКА МОСТОВОГО КРАНУ

Електропривод візка мостового крана з підвішеним до нього вантажем як об'єкт регулювання має досить складну структуру. При цьому використання метода підпорядкованого керування при синтезі регулятора швидкості приводить до ускладнення його структури. Метою даної роботи є спрощення структури регулятора швидкості без погіршення динамічних та статичних властивостей системи.

Характерною особливістю процесів переміщення вантажів є їх розгойдування навколо точки закріплення каната, які впливають на рух візка. При використанні системи керування з послідовною корекцією об'єкт регулювання в контурі швидкості візка з урахуванням впливу на нього коливань вантажу після його лінеаризації матиме передавальну функцію:

$$W_{OP}(p) = \frac{1}{(M+m)p} \cdot \frac{T_1^2 p^2 + 1}{T_2^2 p^2 + 1}, \quad (1)$$

де $T_1 = \sqrt{L/g}$ – стала часу власних коливань математичного маятника довжиною L із нерухомою

точкою підвісу, $T_2 = \sqrt{\frac{LM}{g(m+M)}}$ – стала часу власних коливань маятника масою m та довжиною

L , підвішеного до рухомої платформи масою M . Вона відрізняється від передавальної функції візка без вантажу ланкою, що складається з недемпфованих коливальної та форсувальної ланки 2-го порядку.

Як бачимо, сталі часу додаткової ланки T_1 і T_2 залежать від довжини канату і маси вантажу. Маса вантажу може змінюватися від циклу до циклу, а довжина канату – навіть протягом одного циклу переміщення. Отже, компенсація передавальної функції (1) викликає певні труднощі, оскільки параметри об'єкту регулювання в загальному випадку є невідомими.

В роботі шляхом аналізу ЛАЧХ розімкненого контуру швидкості з параметрами, які відповідають таким реальних кранових установок, доведено, що замість ускладненого регулятора швидкості з передавальною функцією, що компенсує наявність додаткової ланки в об'єкті регулювання з передавальною функцією:

$$W_{PШ}(p) = \frac{(M+m)}{2T_c} \cdot \frac{T_2^2 p^2 + 1}{T_1^2 p^2 + 1}, \quad (2)$$

де T_c – стала часу інтегрування замкненого контуру регулювання струму, можна використати спрощений пропорційний регулятор швидкості зі зменшеним коефіцієнтом підсилення, який можна визначити

$$k_2 = k_1 \frac{T_2^2}{T_1^2} = \frac{M+m}{4T_\mu} \cdot \frac{M}{M+m} = \frac{M}{4T_\mu}, \quad (3)$$

де k_1 – коефіцієнт підсилення регулятора з передавальною функцією (2), k_2 – скоригований коефіцієнт підсилення. Нова ЛАЧХ співпадає з бажаною в області середніх і високих частот, що визначає майже повну ідентичність динамічних властивостей систем.

Дослідження на математичній моделі показали, що обидва регулятора швидкості забезпечують практично однакові показники якості регулювання в такому діапазоні зміни маси вантажу і довжини канату, який значно перебільшує такі показники реальних установок.

Аналогічні дослідження виконані і для астатичної системи регулювання швидкості. Отже, запропонована в даній роботі методика синтезу регулятора швидкості дозволяє суттєво спростити його структуру при незначних відхиленнях в показниках якості регулювання в такому діапазоні значення параметрів об'єкту регулювання, який відповідає даним реальних установок.

В. В. Богачук, к. т. н, доц.; В. Ф. Граняк, магістрант
РОЗРОБКА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДА МАСЛОЗБИВАЧА
БЕЗПЕРЕРВНОЇ ДІЇ З УРАХУВАННЯМ ЗАПІЗНЕННЯ ОТРИМАННЯ ІНФОРМАЦІЇ ПРО
СТАН ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБ'ЄКТА

Ключові слова: вологість, вершкове масло, вміст води, прогнозування стану системи, авторегресія.

Підвищення якості готової продукції переробної промисловості АПК є одним з основних напрямків його розвитку. Вологість, це основний технологічний параметр, що характеризує якість готової продукції [1]. Дотримання заданої вологості за рахунок застосування керованих електроприводів дозволяє забезпечити необхідну якість вершкового масла.

Основною проблемою, що потребує вирішення при експлуатації технологічних ліній на базі маслозбивачів безперервної дії є неможливість отримання інформації про вологість продукту безпосередньо у збивальній камері [2], де вплив на кінцевий параметр вологості даного продукту є найбільш ефективний. Це пов'язано з складністю встановлення первинних датчиків безпосередньо у збивальній камері та незавершеністю технологічного процесу на виході збивача.

В зв'язку з цим пропонується використовувати прогнозуючий принцип стабілізації вологості готового продукту, який передбачає формування керуючого сигналу на основі прогнозування вологості вихідного продукту на час запізнення інформації про параметри об'єкту впливу.

Блок-схема такої системи керування (рис 1) включає операцію отримання інформації про величину технологічного параметру (вологість) вихідного продукту, передачу її в мікропроцесорний числовий перетворювач та видачу керуючого сигналу безпосередньо на СК приводного двигуна. В числовому перетворювачі здійснюється перетворення інформації про вологість вихідного продукту у керуючий сигнал задавача системи, з урахуванням прогнозу стану системи, що компенсує затримку часу на отримання цієї інформації (час переміщення продукту від збивача до сопла шнекового механізму, де розташований сенсор вологості).

У якості давача інформації про вологість продукту, який забезпечує достатньо високу швидкість системи та точність результатів доцільно використовувати полосковий вимірювач вологості [3].

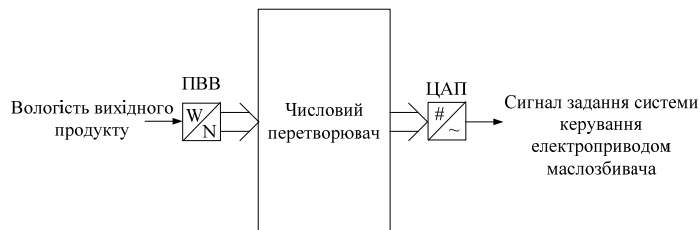


Рисунок 1 – Структурна схема цифрової частини системи керування електроприводом маслозбивача безперервної дії.

У відповідності з викладеним вище, виходячи з принципу простоти математичної інтерпретації, залежність вмісту води в маслі може бути представлена у вигляді системи:

$$\begin{cases} W(t + \Delta) = \phi_1 W(t + \Delta - 1) + \phi_2 W(t + \Delta - 2) + \dots + \phi_p W(t + \Delta - p) \\ W(t + \Delta - 1) = \phi_1 W(t + \Delta - 2) + \phi_2 W(t + \Delta - 3) + \dots + \phi_p W(t + \Delta - p - 1) \\ \dots \\ W(t + \Delta - \tau) = \phi_1 W(t + \Delta - 1 - \tau) + \phi_2 W(t + \Delta - 2 - \tau) + \dots + \phi_p W(t + \Delta - p - \tau) \end{cases} \quad (1)$$

де $W(t)$ – вологість вершкового масла в момент часу t ; p – порядок авто регресії; τ – час затримки між моментом збивання вершків та моментом отримання інформації про вологість виробленого з них вершкового масла; ϕ_i – коефіцієнти авторегресії.

Список літературних джерел:

1. Берлинер М.А. Измерение влажности. Изд. 2-е, переработанное и дополненное. / М.А.Берлинер – М.: Энергия, 1973. – 420 с.
2. Твердохлеб Г.В. Технология молока и молочных продуктов. / Г. В. Тведохлеб, З.Х.Диланян, Л.В.Чиклаева, Г.Г.Шилер – М.: Агропромиздат, 1991. – 463 с.
3. Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах – 2011. Збірник тез доповідей. – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 214 с.

В.В. Грабко, д.т.н., проф., Торрес Едуардо

ПРИСТРІЙ ДЛЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ТРИФАЗНИХ МАСЛЯНИХ ВИМИКАЧІВ

В роботі пропонується структура пристрою для діагностування високовольтних трифазних масляних вимикачів, в якому опосередковано визначається рівень спрацювання комутаційного ресурсу вимикача по кожному полюсу, а також контролюються час ввімкнення та вимкнення вимикача і неодноразовість ввімкнення по кожній фазі вимикача. Здійснена мікропроцесорна реалізація пристрою за розробленим алгоритмом діагностування.

В роботі пропонується структура пристрою для діагностування високовольтних трифазних масляних вимикачів, в якому опосередковано визначається рівень спрацювання комутаційного ресурсу вимикача по кожному полюсу, а також контролюються час ввімкнення та вимкнення вимикача і неодноразовість ввімкнення по кожній фазі вимикача. Здійснена мікропроцесорна реалізація пристрою за розробленим алгоритмом діагностування.

The paper suggests the structure of the device for diagnosing the high voltage three phase oil switch which indirectly determines the exhausting level of its switching resources in each pole, controls the time of its switching on and off as well as the non-simultaneous switching on each of its phases. There had been conducted the micro processing realization of the device following the developed algorithm for diagnosing.

Ключові слова: високовольтний вимикач, залишковий комутаційний ресурс, часові характеристики, мікропроцесорний пристрій.

Відомо, що роботоздатність високовольтних трифазних масляних вимикачів визначається їх технічним станом, який залежить від ряду показників. Одним із важливих параметрів, що характеризують справний стан вимикача, є його залишковий комутаційний ресурс, який визначається в процесі роботи вимикача і залежить від значень комутуваних струмів та особливостей середовища, в якому вони гасяться. Важливими також є час ввімкнення або вимкнення вимикача, неодноразовість ввімкнення по кожній фазі тощо.

Оцінка залишкового робочого ресурсу здійснюється за математичною моделлю, яка передбачає накопичення обчислень спрацювання комутаційного ресурсу при кожній комутації, а тому для визначення ресурсу необхідно застосувати обчислювальний пристрій, який дозволяє також контролювати час комутації та неодноразовість пофазного ввімкнення.

В роботі пропонується пристрій, який задовольняє зазначеним вимогам. Для обчислення комутаційного ресурсу по кожному полюсу трифазного вимикача первинна інформація подається з сенсорів струму та сенсору комутації. Вимірювання часу ввімкнення та вимкнення вимикача, а також неодноразовість ввімкнення по кожній фазі здійснюється за сигналами з сенсорів початку руху та сенсорів струму. Обчислювальний блок реалізований у двох модифікаціях – на базі мікросхем низької ступені інтеграції та на базі мікроконтролера фірми Atmel.

Запропонована схемна реалізація зазначеного пристрою, розроблена структура та алгоритм роботи мікропроцесорного пристрою, який реалізовано на базі мікроконтролера AT90S8535.

Показана можливість розширення функціональних можливостей пристрою щодо одночасного діагностування декількох вимикачів шляхом введення додаткових складових в структуру запропонованого пристрою.

В пристрої передбачено введення, як дистанційно так і на місцевому рівні, ряду параметрів, зокрема допустимої кількості комутацій в перерахунок на комутацію номінального робочого струму, коефіцієнти, що враховують тип трансформаторів струму, допустимий інтервал часових значень процесу комутації тощо.

Грабко Володимир Віталійович, – д.т.н., професор, Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, завідувач кафедри електромеханічних систем автоматизації в промисловості і на транспорті, e-mail: vgrabko@gmail.com, тел.: (0432) 59 81 67.

Торрес Едуардо – Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, студент, e-mail: educranial@hotmail.com, тел.: (0432) 59 81 67.

Мошноріз М. М., к.т.н.

СТРУКТУРНА СХЕМА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ЗАПУСКОМ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ ПРИ РОБОТІ НА ВИПАДКОВИЙ ХАРАКТЕР НАВАНТАЖЕННЯ

Відомі системи [1, 2, 3], які дозволяють забезпечувати певне значення продуктивності насосної станції, що виконується у вигляді насосних агрегатів, які увімкнені паралельно. Ці системи побудовані на забезпечення або певного значення продуктивності станції [3], або певного значення тиску на виході станції [2]. Проте, підходи, запропоновані в [2], не дозволяють забезпечити роботу насосів на випадковий характер споживання (коли потрібне значення продуктивності змінюється випадковим чином), а у [3] не розглядається паралельна робота насосів. Тому не повністю вирішеним залишається питання керування насосами при їх паралельній роботі на випадковий характер водоспоживання.

Мною пропонується використати метод, описаний в [3], але за аналогією з [2] регульованою координатою розглядати тиск на виході насосної станції. Тобто потрібно побудувати систему стабілізації тиску. Це дозволить відійти від графіка водопостачання, який постійно змінюється, а керуючі дії видавати з врахуванням тиску в трубопроводі.

Зобразимо структурну схему системи керування запуском насосних агрегатів при роботі на випадковий характер навантаження (рис. 1).

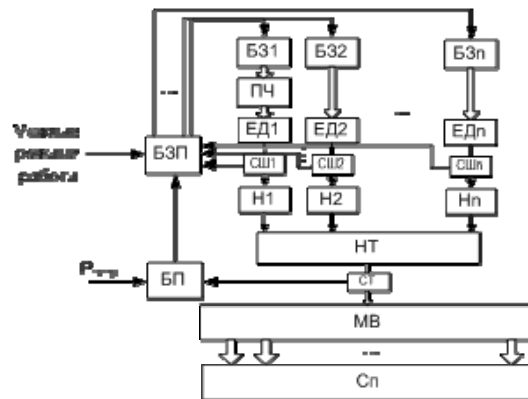


Рис. 1 – Структурна схема системи керування запуском насосних агрегатів при роботі на випадковий характер навантаження

На рис. 1 використано позначення: БЗ – блок запуску; ПЧ – перетворювач частоти; ЕД – електричний двигун; СШ – сенсор швидкості; Н – насос; НТ – нагнітаючий трубопровід; СТ – сенсор тиску; МВ – мережа водопостачання; Сп – споживач; БП – блок порівняння; БЗП – блок завдання пуску; $P_{\text{потр}}$ – потрібне значення тиску.

БП виконує порівняння дійсного значення тиску в трубопроводі з заданим (потрібним). Якщо вони відрізняються, то видається відповідний сигнал на БЗП, який за можливими комбінаціями увімкнених двигунів (можливі режими роботи) видає сигнали на увімкнення чи вимкнення нерегульованих двигунів та сигнал завдання швидкості обертання регульованого. В результаті цього збільшується чи зменшується продуктивність, яку розвиває насосна станція, а відповідно і змінюється тиску в трубопроводі. Зміна продуктивності буде відбуватися до тих пір, поки є різниця потрібно та дійсного значень тисків.

1. Лезнов Б. С. Экономия электроэнергии в насосных установках / Лезнов Б. С. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 144 с.
2. Екстремальні енергозберігаючі електромеханічні системи з асинхронним електроприводом / М. Г. Попович, М. В. Печеник, О. В. Ковальчук, О. І. Кіселичник // Вісник Національного технічного університету "Харківський політехнічний інститут". – 2001. – Вип. 10. – С. 314-318.
3. Мошноріз М. М. Метод та засоби оптимізації роботи електроприводів насосної станції водопостачання: дис. канд. техн. наук: 05.09.03 / Мошноріз Микола Миколайович. – Вінниця: ВНТУ, 2010. – 139 с.

Мошноріз Микола Миколайович – к.т.н., Україна, м. Вінниця, Вінницький національний технічний університет, кафедра електромеханічних систем автоматизації в промисловості і на транспорті, доцент, e-mail: moshnoriz@gmail.com, тел.: (0432)-59-81-67.