УДК 620.91/98+221.311:681.3.06

В.В. Твердяков

ПОМІЧНИК ДИСПЕТЧЕРА З РЕГУЛЮВАННЯ РІВНІВ НАПРУГИ У ВУЗЛАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ З ВИКОРИСТАННЯМ РЕГУЛЮВАЛЬНИХ СИСТЕМНИХ ЕЛЕМЕНТІВ

Розроблено програмний комплекс, що забезпечує виконання необхідної кількості розрахунків усталених режимів та виконує ранжирування залучення засобів регулювання напруги у прилеглій мережі для регулювання напруги на проблемній підстанції. Оцінюється ефективність та економічність залучення засобів регулювання напруги на тій чи іншій підстанції.

Під час роботи енергосистем на окремих підстанціях виникає необхідність підвищення або зниження напруги з метою забезпечення допустимих рівнів напруги у споживачів. За відсутності на цих підстанціях джерел реактивної потужності або недостатнього регулюючого діапазону до регулювання напруги мають бути залучені регулюючі можливості (засоби регулювання напруги) на прилеглих підстанціях.

Автором статті розроблено програму, що забезпечить виконання необхідної кількості розрахунків усталених режимів та виконає ранжирування залучення засобів регулювання напруги у прилеглій мережі для регулювання напруги на проблемній підстанції. Розрахунки усталених режимів виконано послідовно, в першу чергу з залученням засобів регулювання на прилеглих підстанціях, при необхідності залучено засоби регулювання на більш віддалених підстанціях (електростанціях). Оцінюється ефективність та економічність залучення засобів регулювання напруги на тій чи іншій підстанції.

На кінцевому етапі технологу або черговому диспетчеру має бути запропоновано ранжируваний перелік підстанцій з засобами регулювання напруги для підтримання необхідних рівнів на проблемній підстанції.

Перш за все передбачено комплекс таких програмних засобів:

алгоритм та програма формування переліку проблемних підстанцій розрахункової електричної моделі ОЕС, де мають місце відхилення напруги за допустимі межі;

алгоритм та програма формування переліку підстанцій (електростанцій) розрахункової електричної моделі ОЕС, засобів регулювання, які можуть бути залучені до регулювання напруги для кожної підстанції;

база даних регулювальних можливостей підстанцій та електростанцій;

методика та програмне забезпечення формування файлу регулюючих діапазонів та ступенів регулювання напруги для підстанцій (електростанцій), що ввійшли до переліку проблемних;

методика та керуючий програмний модуль помічника диспетчера для забезпечення послідовного виконання розрахунків усталених режимів відповідно до визначеного переліку підстанцій. Програмна реалізація аналізу ефективності та економічності пропозицій по регулюванню напруги для кожної проблемної підстанції;

програмний модуль формування спільної таблиці з ранжируваним (за критеріями ефективності та економічності) переліком підстанцій та засобів регулювання напруги для забезпечення допустимих рівнів напруги на проблемних підстанціях.

Програма формування переліку проблемних підстанцій (електростанцій) розрахункової електричної моделі ОЕС, де мають місце відхилення напруги за допустимі межі. Для забезпечення надійності, статичної та динамічної стійкості, а також економічності режимів роботи об'єднаної енергосистеми визначаються контрольні точки (підстанції, електростанції) основної мережі напругою 220 кВ і вище.

У кожній з регіональних енергосистем визначені та контролюються додаткові контрольні точки. Відповідно до чинних нормативних документів контрольні точки мають необхід-

© Твердяков В.В., 2009

ні засоби регулювання напруги і, як правило, в них забезпечуються необхідні рівні напруги. У контрольних точках задаються мінімальні значення напруги, що відповідають 20 % запасу по стійкості, та аварійні значення напруги, що відповідають 8 % запасу по стійкості.

У поточних режимах роботи енергосистем на окремих підстанціях може виникати необхідність підвищення або зниження напруги з метою забезпечення допустимих рівнів напруги у споживачів. При відсутності на цих підстанціях джерел реактивної потужності або недостатнього регулюючого діапазону (в т.ч. і за рахунок коефіцієнтів трансформації) до регулювання напруги мають бути залучені регулюючі можливості (засоби регулювання напруги) на прилеглих підстанціях, електростанціях. Як правило, такі недопустимі відхилення напруги у споживачів можуть виникати в ремонтних або післяаварійних схемах (режимах). При плануванні режимів роботи виникає нагальна необхідність виявляти такі ремонтні режими та наявність підстанцій з проблемними рівнями напруги. Таким чином, на період, що планується, необхідно моделювати очікувані електричні режими мережі, адже так необхідна адекватна математична модель режиму роботи енергосистеми. Для кожного рівня оперативно-диспетчерського управління має бути підготовлена відповідна розрахункова модель енергосистеми. Для моделювання усього спектра електричних режимів використовуються моделі електричних режимів за чотири контрольні замірювання, які використовуються для моделювання крайніх електричних режимів: максимального та мінімального навантаження для зимового періоду – контрольне замірювання грудня місяця; максимального та мінімального навантаження для літнього періоду – контрольне замірювання червня місяця.

Технологи та диспетчерський персонал у своєму розпорядженні мають необхідні моделі електричних режимів, що можуть сформувати відповідну бібліотеку електричних режимів. Наявність адекватних математичних моделей режимів роботи енергосистем та ОЕС України та цілого ряду програмних комплексів розрахунку усталених режимів дає змогу виконати необхідні розрахунки ремонтних та можливих післяаварійних режимів.

Таким чином, для виконання поставленої задачі формування переліку вузлів (підстанцій, електростанцій) розрахункової моделі ОЕС, де мають місце відхилення напруги за допустимі межі, необхідно:

1. На розрахунковий період формувати бібліотеку розрахункових режимів роботи ОЕС, яка має містити мінімум два режими – режим максимальних вечірніх навантажень та режим нічного мінімума навантажень. У крайньому випадку це будуть режими контрольних замірювань відповідно для зимового та літнього періодів року. При наявності типових квартальних чи щомісячних режимів бібліотека матиме більш актуалізовані розрахункові моделі. Після успішного впровадження програмного комплексу оцінювання стану бібліотека має включати і 24 режими за попередню добу (та за вихідні дні). Для більш точних розрахунків доцільно враховувати дані прогнозного добового графіка навантаження;

2. З використанням існуючих програмних комплексів виконати розрахунки усталених режимів на розрахунковий період з бібліотеки розрахункових режимів;

3. Для кожного із розрахованих режимів програмними засобами, що мають бути розроблені, сформувати файл повного переліку вузлів з розрахунковими напругами. Розробити окремий файл повного переліку вузлів розрахункової моделі ОЕС, де оперативно мають задаватись верхня та нижня межі допустимих рівнів напруги. Враховуючи, що протягом доби зазначені межі допустимих рівнів напруги різні, таких файлів може бути мінімум два – для режимів максимальних навантажень та для режиму мінімальних навантажень, а в перспективі 24 файла – на кожну годину доби;

4. З повного переліку вузлів програмними засобами, що мають бути розроблені з використанням файлів допустимих меж напруги, мають бути сформовані переліки вузлів, де рівні напруги виходять за допустимі межі.

Програма формування переліку підстанцій (електростанцій) розрахункової моделі ОЕС, засобів регулювання, які можуть бути залучені до регулювання напруги для кожної підстанції. Оперативно-диспетчерське управління режимами роботи як регіональних енергосистем, так і в цілому ОЕС має забезпечувати споживачів електричної енергії не тільки необ-

хідною кількістю електроенергії, а і відповідної якості, у тому числі підтримувати необхідні рівні напруги у споживачів.

Регулювання напруги в основній мережі здійснює диспетчерський персонал шляхом підтримання балансу реактивної потужності в енергосистемі і окремих вузлах, перерозподілу потоків реактивної потужності в електромережах за рахунок генерувальних потужностей, використання регулювання під навантаженням (РПН) потужних автотрансформаторів, вмикання та вимикання шунтуючих реакторів, батарей статичних конденсаторів.

Виходячи з того, що проблемні підстанції з точки зору допустимих рівнів напруги можуть бути у будь-якому регіоні залежно від реальних режимів роботи енергосистем та можливих ремонтних (післяаварійних) схем, виникає необхідність для кожного вузла розрахункової схеми (підстанції, електростанції) визначити засоби та обсяги можливостей регулювання напруги.

З урахуванням наведених вище обґрунтувань формування переліку підстанцій (електростанцій) розрахункової електричної моделі ОЕС, засобів регулювання, які можуть бути залучені до регулювання напруги для кожної підстанції, має враховувати такі принципи:

1. Мають бути сформовані два переліки. Перший – максимально повний з максимально можливими засобами регулювання напруги в ОЕС. Другий – актуалізований для конкретного розрахункового періоду;
2. Переліки, що формуються, мають повністю відповідати переліку всіх вузлів розрахункової моделі ОЕС, у тому числі шини високої та середньої напруги підстанцій. Переліки мають містити всі трансформаторні гілки;
3. Оскільки розрахункова модель може видозмінюватись, розширятись або звужуватись (але зберігається спадкоємність), перелік вузлів також повинен мати можливість змінюватись, у тому числі має бути можливість вилучати окремі вузли або добавляти нові вузли у будь-якому місці переліку;
4. Вузли-електростанції мають містити наступну інформацію: діапазон регулювання реактивної потужності при використанні усіх установлених блоків; кількість усіх установлених (потужність, значення шунта) шунтуючих реакторів та батарей статичних конденсаторів (БСК), що мають вимикачі для їх комутації, та ступені регулювання реактивної потужності (при їх наявності);
5. Вузли підстанції мають містити інформацію про кількість усіх установлених (потужність, значення шунта) шунтуючих реакторів та БСК, що мають вимикачі для їх комутації, та ступені регулювання реактивної потужності (при їх наявності);
6. Переліки мають містити автотрансформатори (трансформаторні гілки розрахункової схеми) з наданням повного діапазону регулювальних можливостей коефіцієнтів трансформації (РПН та ТПР).

При актуалізації переліку підстанцій (електростанцій) розрахункової електричної моделі ОЕС, засобів регулювання, які можуть бути залучені до регулювання напруги для кожної підстанції, необхідно:

- визначити наявний склад генерувальних блоків, а відтак уточнити регулювальний діапазон по реактивній потужності, що може бути використаний у розрахунковому періоді;
- уточнити стан роботи шунтуючих реакторів, БСК (відключені в розрахунковій моделі знаходяться в ремонті чи в резерві);
- визначити фактичне значення коефіцієнта трансформації РПН та ТПР, виявити можливість та доступний діапазон регулювання.

База даних регулювальних можливостей підстанцій, електростанцій у складі «Помічника диспетчера по регулюванню рівнів напруги у вузлах енергосистеми з використанням регулюючих системних елементів». Ключовим питанням розробки програмного комплексу «Помічника диспетчера» є формування бази даних засобів та регулювальних можливостей підстанцій, електростанцій та ліній електропередач та їх можливостей по регулюванню рівнів напруги у вузлах енергосистеми.

Для реалізації зразка програмного комплексу помічника диспетчера формується повна база даних, необхідна для нормального функціонування комплексу.

В базу даних внесена інформація, яка необхідна при регулюванні напруги у вузлах енергосистеми по генераторах електростанцій, по коефіцієнтах тансформації для АТ 750/330 кВ, по шунтуючих реакторах у мережі 750 кВ та лініях електропередач 330 кВ. Інформація складається з постійних даних, що коригуються один раз на місяць і даних телевимірів, які постійно оновлюються.

База даних по електростанціях включає в себе всі потужні ТЕС, АЕС та ПЕС, які мають систему телевимірювання. Частина з цих електростанцій бере участь у виконанні графіка напруги. Ці електростанції виділяються в окрему групу. Для кожної електростанції у базі даних вказані станційні номери блоків генераторів, номери вузлів у розрахунковій електричній схемі, до яких прив'язані ці блоки, і номери телевимірювань активної потужності по кожному блоку вказаних вище даних, які є постійними.

Додатково по кожному блоку надається наявна реактивна генерація для мінімального та максимального значень.

Для електростанцій, які належать до контрольних пунктів по регулюванню напруги, задаються номер вузла у розрахунковій електричній схемі і величина напруги відповідно заданому графіку напруги для контрольних пунктів.

Величини наявної реактивної потужності блоків і напруги в контрольних пунктах графіка напруги для мінімального та максимального споживання ОЕС України коригуються один раз на квартал.

База даних по коефіцієнтах трансформації для АТ 750/330 кВ включає номери пограничних вузлів у розрахунковій електричній схемі, номери крайніх положень анцапф окремо для РПН і окремо для ТПР. Ця інформація постійна. Змінною є інформація по телевимірах для положень РПН, ТПР і перетоків по АТ активної і реактивної потужностей.

База даних для шунтуючих реакторів включає в себе номер вузла електричної схеми ОЕС України, якому належить шунтуючий реактор, найменування підстанції до якої підключена ЛЕП 750 кВ.

База даних ЛЕП-330 кВ має перелік ліній, які можуть бути використані при включенні чи відключенні для зниження чи підвищення напруги в мережі. Номери вузлів початку і кінця вказаних ліній застосовуються у розрахунковій схемі. Згідно з даними ліній формуються значення активного і реактивного режимів. Для цього задаються номери телевимірювань по перетоках активної і реактивної потужностей у лінії електропередачі 330 кВ.

Програма забезпечення формування файла регулюючих діапазонів та ступенів регулювання напруги для підстанцій (електростанцій), що ввійшли до переліку проблемних. Для регулювання напруги в енергосистемі необхідно мати джерела реактивної потужності та засоби регулювання.

Для ведення режиму по напрузі в енергосистемі існують такі основні засоби і можливості:

- наявна реактивна потужність електростанцій системи і окремих генераторів;
- регулювання напруги з допомогою трансформаторів і автотрансформаторів;
- вмикання і відмикання шунтуючих реакторів;
- і, як крайній випадок, вмикання і відмикання ліній, котрі можуть бути використані для підвищення або пониження напруги у мережі.

Такий порядок використання наведених вище факторів, що впливають на напруги у вузлах, закладено у методику та програмне забезпечення помічника диспетчера як основний. Відновлення напруги у проблемних вузлах може здійснюватись від різних факторів при різних розподіленнях активної і реактивної потужності, що передається по елементах енергосистеми. Залежно від цього втрати потужності можуть бути більшими або меншими. З цієї точки зору у більшості випадків доцільніше постачати енергію споживачеві з найменшими втратами потужності від найближчої електростанції найближчим шляхом.

Таким чином, для виконання поставленої задачі процедура формування рішення повинна включати у себе наступне.

При відхиленні напруги у проблемному вузлі або у декількох вузлах за допустимий діапазон (останній має бути заданий) у поточному або у розрахунковому ремонтному режимі оцінюється можливість його відновлення до значення, що вимагається, котре вказується конкретно або таким вважається допустимий діапазон. За вказівкою диспетчера (технолога) або автоматично обирається вузол з найбільшим за модулем відхиленням, і визначається запас реактивної потужності кожної електростанції у енергосистемі ОЕС України, до якої входить проблемний вузол. Електростанції з мінімальним вільним наявним діапазоном реактивної потужності у даному циклі розрахунків участі не беруть.

У випадку наявності резерву за реактивною потужністю у однієї або декількох станцій даної енергосистеми здійснюється послідовний розрахунок режиму (з допомогою програми розрахунку усталених режимів або інших програм, виконуючих аналогічні розрахунки) для кожної з цих станцій. При цьому визначаються втрати потужності для кожного розрахунку. Якщо одна або декілька станцій відновлюють напруги у проблемних вузлах до значення, що вимагається, то виводяться всі отримані результати для прийняття рішення технологом або диспетчерським персоналом, виходячи або з втрат потужності, або з будь-яких інших міркувань.

У випадку, якщо вичерпані всі резерви за наявною реактивною потужністю електростанцій енергосистеми, що розглядається, то додаються у розрахунок електростанції прилеглих енергосистем. Прилеглі енергосистеми обираються довільно або попередньо ранжуються за якою-небудь ознакою: загальної наявної реактивної потужності, кількості електростанцій і тому подібне. Далі розрахунки здійснюються таким чином, ніби сусідня є "своєю" і повторюються розглянуті вище цикли. Якщо якісь електростанції не впливають на покращення ситуації у проблемних вузлах (наприклад, напруга не змінюється або змінюється у межах раніше визначеного діапазону), то останні з розрахунків виключаються. Далі розрахунки здійснюються для інших прилеглих енергосистем, і отримані результати виводяться для прийняття рішень.

У випадку досягнення межі по наявній реактивній потужності для електростанцій даної енергосистеми і недосягнення необхідного результату по нормалізації напруги розглядається кілька варіантів послідовно взаємодіючих станцій (у першу чергу залучаються найбільш ефективні електростанції з урахуванням мінімального зростання втрат потужності, отриманих у попередньому циклі). При позитивному результаті отримані дані виводяться для прийняття рішень.

У випадку, якщо вичерпані всі можливості по наявній реактивній потужності електростанцій своєї і прилеглих енергосистем, розглядаються можливості відновлення напруги з допомогою використання РПН і ТПР АТ 750/330 кВ. Для цього виконані з урахуванням наявної реактивної потужності розрахунки вводяться послідовно автотрансформатори своєї і прилеглих енергосистем і шляхом послідовної зміни коефіцієнтів трансформації визначаються розрахунковим способом напруги у проблемних вузлах. При цьому всі наведені вище значення в частині допусків і виключення з розрахунків, що не впливають істотно на результат елементів, враховуються. Отримані результати виводяться для прийняття рішень.

Якщо вичерпані всі згадані вище можливості по відновленню напруги у проблемних вузлах, розглядається можливість вмикання і вимикання шунтуючих реакторів 750 кВ. У цьому випадку береться вихідна розрахункова схема і здійснюється вимикання і вмикання шунтуючих реакторів (залежно від ситуації) своєї енергосистеми, якщо вони є, і далі послідовно реактори прилеглих енергосистем. У кожному випадку після вимикання або вмикання реакторів 750 кВ виконується весь ланцюг дій, починаючи з використання наявної реактивної потужності електростанцій енергосистеми або енергосистем, де є проблемні вузли.

Для забезпечення зазначеної технології виконання необхідних розрахунків усталених режимів розрахункова модель доповнена наступними файлами:

- файлом регулюючих діапазонів реактивної потужності для всіх електростанцій, при цьому передбачена можливість оперативного коригування значень регулюючого діапазону;

- файлом регулюючих діапазонів коефіцієнтів трансформаторів як по поздовжній, так і по поперечній складовій для АТ 750/330 кВ, АТ 750/500 кВ, АТ 500/220 кВ, АТ 400/330 кВ, АТ 400/220 кВ та АТ 220/150 кВ;

- файлом шунтуючих реакторів, що мають засоби оперативної комутації;

- файлом переліку ПЛ 220–750 кВ, що можуть вимикатись для зниження напруги в окремих регіонах ОЕС України.

Програма забезпечення послідовного виконання розрахунків усталених режимів відповідно до визначеного переліку підстанцій. За допомогою програмного комплексу "КОСМОС" та відповідного програмного забезпечення для визначеного розрахункового періоду виконується розрахунок усталеного електричного режиму.

Відповідними програмними засобами виконується аналіз рівнів напруги у вузлах (підстанціях та електростанціях) розрахованого усталеного режиму. Перевіряється наявність вузлів, де рівні напруги виходять за встановлені межі. Допустимі межі відхилення напруги від номінальних складають ± 10 чи ± 5 % залежно від класу напруги, для окремих вузлів (підстанцій, електростанцій) можуть оперативно задаватись інші допустимі межі рівнів напруги, наприклад, по забезпеченню стійкості енергосистеми. Програмними засобами формується перелік вузлів (електростанцій), де у розрахунковому режимі задані фіксація напруги та регулюючий діапазон по реактивній потужності, а також перелік вузлів з шунтуючими реакторами. Таблиця з шунтуючими реакторами оперативно коригується, з неї вилучаються шунтуючі реактори, що не мають засобів комутації. Також програмними засобами для розрахункового режиму формується перелік гілок–трансформаторів. Таблиця гілок–трансформаторів також оперативно коригується; для відповідного рівня оперативного управління в таблиці залишаються відповідні трансформатори і для них задаються допустимі межі змін коефіцієнтів трансформації (положення анцапф). Передбачена можливість, коли оперативно-технологічний персонал може задавати бажаний рівень напруги в окремому вузлі, для визначеного вузла у відповідній таблиці вузлів задається бажане допустиме відхилення напруги. Крім того, передбачена можливість оперативного формування переліку ліній електропередач, комутація яких може використовуватись для регулювання напруги.

Кожний вузол (підстанція, електростанція) входить до однієї з енергосистем, що визначається відповідним номером вузла розрахункового режиму. Таким чином, через нумерацію визначається належність проблемних вузлів за напругою та засобів регулювання напруги до однієї з енергосистем. А відтак автоматично встановлюється перелік почергових розрахунків усталених режимів, коли за рахунок почергової зміни фіксації напруги на електростанціях даної енергосистеми досягається визначення їх впливу на напругу проблемного вузла. При необхідності виконуються розрахунки усталених режимів, коли до регулювання напруги залучається комбінація декількох електростанцій. У випадку, коли можливості електростанцій відповідної енергосистеми виявляться недостатніми, до регулювання залучаються послідовно електростанції суміжних енергосистем. Суміжність енергосистем автоматично визначається через нумерацію міжсистемних ліній електропередачі.

Зазначена методика визначення переліку розрахунків усталених режимів через нумерацію вузлів та гілок розрахункового режиму використовується і для залучення до регулювання напруги автотрансформаторів та шунтуючих реакторів.

Цілком природно, що ефективність залучення засобів регулювання буде різною, а також може бути коли окремі засоби матимуть близьку ефективність. Результати розрахунків усталених режимів зберігаються. По завершенню розрахунків усталених режимів, вони аналізуються для оцінки ефективності, що дозволить проранжирувати їх за ефективністю. Крім того, використання програмного комплексу "КОСМОС" дає змогу виконати оцінку економічної ефективності залучення тих чи інших засобів регулювання напруги. Оцінка економічної ефективності визначається зміною розрахункових втрат електроенергії в елементах електричної мережі. Необхідно знайти підходи та розробити програмний модуль фор-

мування спільної таблиці з елементами ефективності та економічності, крім того, пропозиції мають враховувати безпечність для енергосистеми застосування тих чи інших засобів регулювання напруги, з точки зору можливого аварійного вимкнення елементів електричної мережі, та наявність обмеженого ресурсу на комутації.

Разработан программный комплекс, который обеспечивает выполнение необходимого количества расчетов установившихся режимов и выполняет ранжирование используемых способов регулирования напряжения в прилегающей сети для регулирования напряжения на прилегающей подстанции. Оценивается эффективность и экономичность используемых способов регулирования напряжения на той или иной подстанции.

It is developed program complex to use for executing necessary amount of steady regime calculations and to perform ranging having regulating voltage method in neighbouring net for regulating voltage in neighbouring substation. It is valuating affectivity and economics using regulating voltage method for this or that substation.

Надійшла 14.09.2009