ЗМІСТ

ВСТУП

1. ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕРЕЖ З ІЗОЛЬОВАНОЇ НЕЙТРАЛЬЮ Й КОМПЕНСАЦІЄЮ ЄМНІСНИХ СТРУМІВ

1.1. Мережі з ізольованою нейтралью

1.2. Компенсація ємнісного струму замикання на землю

2. ДУГОГАСИЛЬНІ РЕАКТОРИ І ЇХНЄ ПРИЗНАЧЕННЯ

2.1. Типи дугогасильних реакторів

2.2. Характеристика типів дугогасильних реакторів

3. ВИБІР ПОТУЖНОСТІ Й МІСЦЯ УСТАНОВКИ ДУГОГАСИЛЬНИХ РЕАКТОРІВ

3.1. Вибір потужності дугогасильних реакторів

3.2. Місця установки дугогасильних реакторів

4. СХЕМИ ВКЛЮЧЕННЯ ДУГОГАСИЛЬНИХ РЕАКТОРІВ І СИГНАЛІЗАЦІЇ

4.1. Схеми включення дугогасильних реакторів

4.2. Підключення ланцюгів сигналізації й контролю роботи дугогасильних реакторів

5. УСТАНОВКА ДУГОГАСИЛЬНИХ РЕАКТОРІВ

6. ПІДГОТОВКА МЕРЕЖІ ДО ВКЛЮЧЕННЯ ДУГОГАСИЛЬНИХ

 РЕАКТОРІВ

7. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ДУГОГАСИЛЬНИХ РЕАКТОРІВ. ВИБІР НАСТРОЮВАННЯ ДУГОГАСИЛЬНИХ РЕАКТОРІВ

7.1. Вибір настроювання дугогасильних реакторів

7.2. Експлуатація дугогасильних реакторів

7.3. Огляди дугогасильних реакторів

8. ВИСНОВКИ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Замикання на землю струмоведучих частин електричних установок є переважним видом ушкодження в мережах всіх напруг. У розподільних мережах 6-35 кВ ці ушкодження становлять не менш 75 % загального числа ушкоджень. У мережах 110 й 220 кВ однофазні ушкодження ізоляції становлять відповідно 80 й 90 %.

Причини виникнення замикань на землю в повітряних і кабельних мережах різноманітні. Вони з'являються внаслідок електричних і механічних ушкоджень ізоляції; дефектів в ізоляторах й ізоляційних конструкціях; забруднень і зволожень ізоляції; обривів проводів і тросів; розривів струмоведучих частин і фаз кабелів у сполучних муфтах при зсувах ґрунту; часткових ушкоджень ізоляції при монтажі й будівництві; часткових розрядів, що різко змінюють напруженість електричного поля на границях між елементами ізолюючих конструкцій, а також у результаті впливів грозових і внутрішніх перенапруг.

Тому способи й засоби підвищення надійності роботи всякої високовольтної мережі повинні бути спрямовані, насамперед, на запобігання аварійних наслідків, які можуть виникнути при розвитку замикань на землю в міжфазні короткі замикання й на підтримку певних експлуатаційних рівнів ізоляції.

Ступінь небезпеки замикань на землю в основному залежить від стану нейтралі мережі, від ефективності заземлення нейтралі, що має безпосереднє відношення до проблеми боротьби з аваріями, а отже, до надійності електропостачання електроенергією споживачів.

Залежно від стану нейтралі у високовольтних мережах застосовуються два способи гасіння електричної дуги, що виникла в місці ушкодження. Один з них розрахований на відключення місця ушкодження й на відновлення діелектричних властивостей ізоляції за час безтокової паузи. Другий - на компенсацію ємнісного струму, що протікає через місце замикання на землю, індуктивними струмами дугогасильних апаратів, які забезпечують самозагасання заземлюючої дуги або її безпечне горіння.

Заземлюючі дуги можуть бути розділені на дві категорії:

1. Дуги, що вільно горять у відкритій атмосфері, - дуги, що розтягуються;
2. Дуги, що горять у якому-небудь ізолюючому або напівпровідному закритому середовищі, - дуги, що не розтягуються.

До першої категорії відносяться дуги, що виникають у результаті перекриттів нормальної, а також ослабленої ізоляції або ізоляційних відстаней при грозових поразках високовольтних ліній, у результаті комутаційних або ферорезонансних перенапруг, при механічних ушкодженнях. До другої категорії відносяться головним чином дуги, що виникають при ушкодженнях у кінцевій або сполучній кабельній муфтах, безпосередньо в кабельній ізоляції, в ізоляції машин і трансформаторів, у дугогасильних камерах вимикачів, що відключають замикання на землю, а також у щілинних дефектах введень й ізоляторів.

Тривале горіння заземлюючих дуг зі струмами, що перевищують критичні значення, може привести до руйнування порцелянових ізоляторів міжфазної ізоляції кабелів або виткової ізоляції трансформаторів і сприяти виникненню коротких замикань.

1. ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕРЕЖ З ІЗОЛЬОВАНОЇ НЕЙТРАЛЬЮ Й КОМПЕНСАЦІЄЮ ЄМНІСНИХ СТРУМІВ

1.1. Мережі з ізольованою нейтралью

При роботі мережі з ізольованої нейтралью (при відключеному дугогасильному реакторі) на нейтралі є напруга несиметрії , обумовлена деякою несиметрією ємностей фаз щодо землі.

Ступінь несиметрії (у відсотках) визначається:

,

де й ;

- струм несиметрії (він протікав би в тому випадку, якби нейтраль мережі мала глухе заземлення).

В відносних одиницях

,

де й - відношення ємностей відповідних фаз до найбільшої ємності .

Якщо несиметрія мережі обумовлена зменшеною ємністю тільки однієї фази, наприклад, фази В, то ступінь несиметрії у відносних одиницях

,

де (прийнято ).

При двофазній несиметрії, наприклад ємності зменшені на двох фазах, ступінь несиметрії

.

З урахуванням навантажених трансформаторів, підключених до мережі, ступеню однофазної й двофазної несиметрій визначаються по виразах:

 та

При цьому повний ємнісної струм мережі залишається незмінним, тому що ємності, що відокремилися від фази, перерозподіляються на фази з первісними ємностями через параметри обмоток навантажених трансформаторів.

Ступінь несиметрії ємностей фаз мережі залежить від розташування проводів на опорах, а також від розподілу конденсаторів високочастотного зв'язку між фазами ліній електропередачі. Несиметрія ємностей фаз мережі може бути обумовлена нерівністю ємностей конденсаторів, установлюваних для захисту обертових машин від грозових перенапруг.

Для повітряних мереж напруга несиметрії звичайно перебуває в межах 0,5-5% Uф .

Для кабельних ліній напруга несиметрії практично дорівнює нулю.

Степінь розстройки компенсації - є відношення реактивної складової струму замикання на землю до ємнісного струму мережі

 %,

де - степінь настроювання компенсації.

Величини й визначаються встановленими настроюваннями компенсації.

Розстройки компенсації виникають по наступних основних причинах:

1. У результаті навмисних відключень або включень ліній без замикання на землю. Ці оперативні дії виробляються за заявками. Швидкість перебудови при цьому не потрібно. Вони становлять 50% загального числа комутацій у мережі.
2. У результаті навмисних відключень або включень ліній при замиканнях на землю в мережі. Ці оперативні дії становлять близько 30%.
3. Внаслідок автоматичних відключень і включень ліній при міжфазних коротких замиканнях - близько 20%.

Аварійно виникши в мережі однофазна або двофазна несиметрія ємностей приводить до зміни ступеня розстройки компенсації убік перекомпенсації відповідно

 й

При включених дугогасильних реакторах на нейтралі з'являється напруга зсуву нейтралі , обумовлена наявністю в мережі напруги несиметрії

.

Степінь зсуву нейтралі .

Коефіцієнт заспокоєння в мережі дорівнює відношенню активної складової струму замикання на землю до повного ємнісного струму мережі

 %.

Для повітряних мереж з нормальним станом ізоляції . При забрудненнях і зволоженнях ізоляції коефіцієнт заспокоєння може збільшиться до 10%.

Для кабельних мереж . Однак, при наявності в мережі кабелів з постарілою ізоляцією величина може досягати 6%.

У мережі через місце ушкодження протікає струм замикання на землю

,

де - додатковий коефіцієнт заспокоєння;

- сумарний опір розтікання зворотних струмів замикання на землю, що складається з опору заземлюючої дуги й опору розтікання струму в землі або в оболонках кабелів.

Опір заземлюючої дуги залежить від величини струму замикання на землю й характеру ушкодження ізоляції.

При горінні заземлюючої дуги відбуваються різкі зміни реактивного навантаження на генераторах. У мережах з більшими ємнісними струмами замикання на землю - це приводить до коливань напруги. Незважаючи на наявність автоматичного регулювання напруги.

При резонансному настроюванні ( ) реактивна потужність залишається такою ж, як і до замикання на землю, тобто замикання на землю не відбиваються ні на споживачах, ні на джерелах живлення.

1.2. Компенсація ємнісного струму замикання на землю

Компенсація ємнісного струму замикання на землю є безконтактним засобом дугогасіння. У порівнянні з мережами, що працюють із ізольованою нейтралью, правильно використана компенсація ємнісних струмів у мережах має наступні переваги:

1. Зменшує струм через місце ушкодження до мінімальних значень, забезпечує надійне дугогасіння й безпека при стіканні струмів у землі;
2. Полегшує вимоги до заземлюючих пристроїв;
3. Обмежує перенапруги, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень 2,5 - 2,6 Uф (при ступені розстройки компенсації 0 - 5 %), безпечних для ізоляції експлуатованого встаткування й ліній;
4. Значно знижує швидкості перенапруг, що відновлюються, на ушкодженій фазі, сприяє відновленню діелектричних властивостей місця ушкодження в мережі після кожного загасання заземлюючої дуги;
5. Запобігає набросам реактивної потужності на джерела живлення при дугових замиканнях на землю, чим зберігається якість електроенергії в споживачів;
6. Запобігає розвитку в мережах ферорезонансних процесів;
7. Забезпечує високу надійність роботи високовольтних ліній без грозозахисного троса;
8. Виключає обмеження по статичній стійкості при передачі потужності по лініях електропередачі.

При компенсації ємнісних струмів повітряні й кабельні мережі можуть довгостроково працювати з фазою, що замкнула на землю.

Принцип компенсації ємнісних струмів замикання на землю показаний на схемі мал.1 (у дійсній мережі до місця замикання на землю струми підтікають по всіх фазах ліній через обмотки навантажених живильних трансформаторів, що живлять, утворюючи крапки токорозділів у мережі й землі).

Розподілені ємнісні й активні провідності мережі рівні відповідно

 і

Струм ДГР (мал. 1,б) виникає в результаті впливу на нього напруги зсуву нейтралі . Він дорівнює

,

де - індуктивність ДГР;

 - опір, еквівалентний активним втратам ДГР.

При доцільно використовуваній компенсації не менш 85% замикань на землю ліквідується в мережі без шкоди для енергопостачання споживачів.

Автоматичне повторне включення в мережах з компенсацією використається лише при виникненні двох - або трифазних коротких замикань, які в цих мережах порівняно рідкі.

2. ДУГОГАСильні РЕАКТОРИ І ЇХНЄ ПРИЗНАЧЕННЯ

2.1. Типи дугогасильних реакторів

Дугогасильний реактор являє собою індуктивність, призначену для гасіння дуги ємнісного струму замикання на землю й обмеження перенапруг при повторних запалюваннях заземлюючої дуги.

По способах регулювання струму компенсації сучасні дугогасильні реактори розділяються на три основних види:

1. З перемиканням відгалужень обмотки;
2. Зі зміною зазорів у магнітній системі;
3. Зі зміною індуктивності підмагнічуванням постійним струмом.

Основні характеристики зазначених дугогасильних реакторів наведені в таблиці 1

2.2. Характеристика типів дугогасильних реакторів

Східчасте регулювання струмів звичайних дугогасильних реакторів здійснюється зміною відгалужень їхніх обмоток. Фірми BBC, AEC виготовляють дугогасильні реактори плунжерного типу, у яких плавна зміна струму здійснюється зміною зазору між сердечниками магнітопроводу. Вони застосовуються в основному для підстроювання компенсації до резонансу. Вартість цих реакторів набагато вище вартості реакторів з перемикачами.

Дугогасильні реактори плунжерного типу мають меншу надійність, чим реактори з перемикачами, тому що сердечники, що переміщаються, утворюючі зазори в магнітопроводі, і пов'язані з ними конструктивні елементи піддаються вібраційним навантаженням при тривалих і багаторазових протіканнях струмів. Тому технічний нагляд за цими дугогасильними реакторами повинен проводиться більш ретельно, ніж за реакторами із зазорами, що не змінюються.

Дугогасильні реактори типу ЗРОМ, виготовлені з розрахунку магнітної індукції 14000 гс, мають прямо пропорційну залежність струму від напруги. Насичення сталі, практично не проявляється при напрузі , коли перемикач установлений на відгалуження найбільшого струму.

Дугогасильні реактори заводу TRO (типу GEUF), що виготовляють при магнітних індукціях 16500 гс, мають трохи гірші характеристики. Внаслідок насичення магнітопроводу в струмі котушки втримуються вищі гармонійні складові (1-1,5%), коли перемикач відгалужень обмотки встановлений на найбільший струм.

Межі регулювання струмів плунжерних дугогасильних реакторів 1:10.

Дугогасильні апарати з автоматичним настроюванням повинні мати межі регулювання струму 30%.

Приводи перемикачів відгалужень дугогасильних реакторів ЗРОМ й BHS перебувають на кришці бака, що є недоліком.

Дугогасильні реактори GEUF й інших іноземних фірм мають штурвальні приводи з фіксаторами положення. Це полегшує процес їхньої перебудови. Іноземні фірми виготовляють також реактори, перемикачі яких мають моторні приводи для дистанційного керування.

Для живлення ланцюгів контролю й сигналізації дугогасильні реактори, як правило, мають сигнальні обмотки. Деякі типи реакторів (наприклад, GEUF) мають убудовані трансформатори струму.

Тривала робота мереж 3-60 кВ із ізольованої нейтралью допускається при ємнісних струмах замикання на землю, не перевищуючі наступні значення:

Таблиця 2

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Напруга мережі, кВ  | 6 | 10 | 15-20 | 35 і вище |
| Ємнісний струм замикання на землю, А | 30 | 20 | 15 | 10 |

 Зазначені значення струмів відповідають вимогам Правил технічної експлуатації. Однак дослідження небезпеки впливу заземлюючих дуг і перенапруг, а також досвід експлуатації показали, що в мережах 6 й 10 кВ доцільно застосовувати дугогасильні реактори тоді, коли ємнісні струми замикання на землю досягли відповідно 20 й 15 А.

У блокових схемах генератор - трансформатор (на генераторній напрузі), а також у мережах 3-35 кВ із підвищеними вимогами до безпеки обслуговування встаткування дугогасильні реактори застосовуються, якщо ємнісні струми замикання на землю досягнуть 5А.

У мережах 110 й 150 кВ, а також на окремих, не захищених тросом лініях цих напруг допускається застосування компенсації ємнісних струмів замикання на землю, якщо ефективне заземлення нейтрали економічно й технічно недоцільно.

Компенсація ємнісного струму замикання на землю особливо ефективна на територіях з погано провідними ґрунтами, де практично неможливо й економічно недоцільне виконання заземлюючих пристроїв, що забезпечують безпеку, селективність дії релейного захисту і грозозахист, а також тоді, коли система з ефективно заземленою нейтралью незастосовна за умовами електромагнітних впливів ліній високої напруги на відповідальні лінії зв'язку й автоблоковані ланцюги залізниць.

Межа ефективності компенсації ємнісного струму визначається по гранично припустимій активній складовій, що прийнята рівної 20А, однакової для всіх мереж, оскільки градієнти найбільшої робочої фазної напруги, градієнти гасіння й запалювання заземлюючої дуги для ізоляційних відстаней мереж 3-150 кВ практично однакові.

Гранично припустимі ємнісні струми замикання на землю, при яких компенсація ще є ефективним засобом, що забезпечує надійне гасіння заземлюючої дуги, визначаються по формулі

Величини цих струмів наведені в таблиці 3.

Таблиця 3

Гранично припустимі ємнісні струми замикання на землю в мережах з компенсацією.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Номінальна напруга мережі, кВ | Коефіцієнт заспокоєння, % | Граничний ємнісної струм, А |
| 3-6 | 5 | 400 |
| 10-20 | 4 | 500 |
| 35 | 3 | 700 |
| 110 | 2 | 1100 |
| 150 | 1,5 | 1300 |

Поділ мереж на частини з метою зменшення активної складової струму замикання на землю не змінює якостей компенсації ємнісних струмів.

3. ВИБІР ПОТУЖНОСТІ Й МІСЦЯ УСТАНОВКИ ДУГОГАСильнИХ РЕАКТОРІВ

3.1. Вибір потужності дугогасильних реакторів

Вибір потужності й місця установки ДГР повинні виконуватись з урахуванням конфігурації мереж, можливих розподілів мережі на частини, можливих аварійних режимів, впливів на лінії зв'язку й автоблокіровочні ланцюги залізниць.

Потужність ДГР вибирається по величині повного ємнісного струму замикання на землю мережі й підраховується по формулі

,

де n - коефіцієнт, що враховує розвиток мережі в найближчі 5 років. Приблизно n = 1,25.

Вибір потужності з більшими запасами може привести до неповного використання дугогасильних реакторів й утруднити установку найбільш доцільних настроювань. Малі запаси потужності можуть привести до необхідності роботи мережі при режимах недокомпенсації, при яких можливі появи небезпечних напруг зсуву нейтралі.

Потужності дугогасильних реакторів вибираються такими, щоб ступеня струмів компенсації відгалужень дозволили встановлювати, повну компенсацію ємнісного струму мережі при можливих конфігураціях мережі й відключеннях окремих ліній.

Приклади:

1. У мережах 6 й 10 кВ із ємнісними струмами замикання на землю 100-150 А доцільно встановлювати по два ДГР: для мереж 6 кВ 175 й 350 кВа й для мереж 10 кВ 300 й 600 кВа.

Дугогасильні реактори більших потужностей варто встановлювати лише в тому випадку, якщо ємнісні струми мережі досягають величини 200 А.

1. У мережах 35 кВ ДГР, потужність яких перевищує 500 кВа (наприклад, ЗРОМ -1100/35), варто встановлювати тільки в тому випадку, якщо повний ємнісної струм наближається до 100 А и перевищує цю величину. У мережах з меншими ємнісними струмами (близько 50А) доцільно встановлювати два дугогасильних реактори по 500 кВа кожен.

Одночасно з розвитком мереж і збільшенням ємнісних струмів замикання на землю повинно передбачатися відповідне збільшення потужності ДГР.

3.2. Місця установки дугогасильних реакторів

Дугогасильні реактори повинні встановлюватися, як правило, на живильних вузлових підстанціях, пов'язаних з компенсуючою мережею не менш чим трьома лініями. Установка їх на тупикових підстанціях неприпустима, тому що неповнофазні режими живлення трансформатора із ДГР, що виникають через обрив проводів на живильній лінії, приводять до неповнофазної компенсації ємнісних проводимостей фаз мережі індуктивними проводимостями ДГР. При цьому зсув нейтралі може досягти небезпечних величин.

У ділянках кабельних мереж 3-10 кВ із малопотужними, але відповідальними споживачами й малопотужним резервним живленням, а також у малонагружених розподільних мережах 110-220 кВ компенсація ємнісних зарядних струмів відповідними індуктивними струмами застосовується тоді, коли за рахунок ємнісної зарядної потужності джерела живлення (живильні генератори, трансформатори) можуть мати неприпустимі перевантаження. Ці перевантаження підраховуються по формулі

 ,

де - номінальна потужність джерела харчування, кВа;

 і - коефіцієнти відповідно для кабельної й повітряної ліній;

 і - струм, що намагнічує і номінальний струм джерела харчування.

Трифазна потужність індуктивностей для компенсації ємнісної зарядної потужності мережі визначається за виразом

.

Індуктивності, що компенсують, включаються за схемою трикутника. Вони можуть встановлюватися розосереджено на споживчих підстанціях з боку вищої напруги або для їхнього підключення можуть бути використані трансформатори з дугогасильними реакторами (рис. 2).

4. СХЕМИ ВКЛЮЧЕННЯ ДГР І СИГНАЛІЗАЦІЇ

4.1. Схеми включення ДГР

Дугогасильні реактори підключаються до нейтралі трансформаторів або генераторів роз'єднувачами (мал. 3 «Типові схеми підключення дугогасильних реакторів до нейтралей трансформаторів й обертових електричних машин»). Ізолююче введення реактора, призначене для заземлення, з'єднується із загальним заземлюючим контуром через трансформатор струму.

Нульова шина, до якої підводять нейтралі силових трансформаторів або генераторів, що працюють на мережу з компенсацією ємнісного струму, і установка однополюсних роз'єднувачів виконуються з урахуванням всіх вимог відносно відстаней і розташувань, які пред'являються до встаткування даного класу напруги. Оцінка термічної стійкості ошиновки реактора здійснюється виходячи із тривалого протікання подвоєної суми найбільших струмів що підключають ДГР. У схемі на мал. 3, а передбачена можливість підключення двох ДГР до нейтралі кожного із трансформаторів, якщо один з них відключений від мережі за якимись причинами.

У схемі на мал. 3, б потужність кожного дугогасильного реактора обрана з розрахунку компенсації ємнісного струму замикання на землю мережі, що живить від відповідної секції шин. Для підключення дугогасильних реакторів використані трансформатори зі схемою сполучення обмоток зірка - трикутник.

Роз'єднувач між нейтралью трансформатора й ДГР установлюється для його відключення й включення при необхідності змінити настроювання. Установка цього роз'єднувача обов'язкова, тому що відключення ненавантаженого трансформатора з дугогасильним реактором роз'єднувачем Р може привести до виникнення перенапруг у мережі.

Дугогасильні реактори можуть підключаться до нейтралей генераторів або синхронних компенсаторів. При цьому повинні бути вжиті заходи, що запобігають спрацьовуванню захисту генератора (компенсатора) при замиканнях на землю в мережі або ж при виникненнях у ній якої-небудь несиметрії проводимостей фаз на землю. Це досягається пропущенням заземлювальної шини дугогасильного реактора через магнітопровід ТНП (мал. 3, в та г) або ж виконанням схеми диференціального захисту від замикань на землю. На магнітопровід ТНП установлюється додаткова обмотка, що включається в ланцюг трансформатора струму, через який протікає струм ДГР.

У схемі блоку генератор - трансформатор (мал. 3, д) дугогасильний реактор встановлюється безпосередньо біля генератора (в осередку висновків генератора). Для таких дугогасильних реакторів застосовуються спрощені схеми контролю й сигналізації.

4.2. Підключення ланцюгів сигналізації й контролю роботи ДГР

Для підключення ланцюгів сигналізації й контролю роботи ДГР використаються його трансформатор струму й сигнальна обмотка.

Трансформатор струму, що включається в ланцюг реактора, повинен вибиратися по струму, що перевищує найбільшу величину струму компенсації на 10-15%.

У вторинний ланцюг трансформатора струму ТТ (мал. 4) включається амперметр, що реєструє, Ар і струмове реле Т. До контактів останнього підключається проміжне реле П з нормально розімкнутими контактами. До двох пар контактів підключається плюс постійного струму для живлення ланцюга, з'єднаного зі схемою центральної попереджувальної сигналізації ЦПС (дзвінок), і приведення в дію телефонного лічильника Сч. До першої пари контактів підключається ланцюг пульсуючого плюса (якщо він є) для сигнальної лампи. До сигнальної обмотки ДГР підключається без запобіжників ланцюг сигнальних ламп, установлюваних безпосередньо біля роз'єднувача (дві лампи беруться на випадок ушкодження однієї з них). До цієї обмотки підключається вольтметр V. Амперметр, вольтметр, сигнальну лампу й лічильник бажано встановлювати на окремій панелі щита керування для того, щоб черговий персонал міг без утруднення спостерігати виникнення й стежити за протіканням замикання на землю.

Якщо в мережі відбудеться короткочасне замикання на землю тривалістю один-два напівперіода, то схема, що працює від струмового реле, може не пустити в хід елементи сигналізації й замикання виявиться непоміченим. Однак амперметр, що реєструє, запише короткочасне протікання струму компенсації, на що персонал зверне увагу при черговому огляді.

На випадок тривалого відключення від мережі генератора або синхронного компенсатора за якимись причинами (для огляду або капітального ремонту) у схемі підключення ДГР повинна бути передбачена можливість перемикання їх з одного генератора (синхронного компенсатора) на інший. Наявність на нейтралі ЭДС третьої гармоніки (яка в окремих випадках досягає 5% величини фазної напруги промислової частоти) не має практичного значення для компенсації ємнісного струму.

Якщо ДГР підключений до нейтралі генератора, що працює в блоці з трансформатором, то схема сигналізації може складатися з одного вольтметра з відбійною стрілкою, підключеного до сигнальної обмотки реактора.

У мережах з компенсацією ємнісних струмів припустиме застосування такої селективної сигналізації замикань на землю, для якої не було потрібно б порушення встановленого настроювання дугогасильних апаратів і зниження ефективності компенсації ємнісних струмів, наприклад, штучно створюваними струмами через місце ушкодження.

Генератори, що працюють безпосередньо на мережі з компенсацією ємнісних струмів, і електродвигуни, що живляться від таких мереж, повинні мати селективну сигналізацію замикання на землю, що вказує ушкодження ізоляції статора.

Відключення генератора або електродвигуна із замиканням на землю статорної обмотки виконується персоналом після вживання заходів по перерозподілу навантажень, підтримці або безаварійному припиненню технологічного процесу.

Відключення електродвигунів від дії релейного захисту замикань на землю допускається у випадках, якщо є 100% - ний обертовий резерв.

5. УСТАНОВКА ДУГОГАСильнИХ РЕАКТОРІВ

Дугогасильні реактори повинні встановлюватися в розподільних пристроях таким чином, щоб були забезпечені зручні й безпечні умови для спостереження за рівнем масла, показаннями термометрів, газовим реле, а також для відбору проб масла й проведення оперативних дій по перемиканнях відгалужень. На відкритих підстанціях висоту фундаменту дугогасильного реактора бажано мати такий, щоб нижня крайка порцеляни ізоляторів була розташована над рівнем планування на висоті не менш 2,5 м, тому що при цьому відпадає необхідність установки окремих огороджень. Фундамент повинен підніматися над рівнем гравійного засипання не менш чим на 10 см. При твердій ошиновці відстань у світлі між підведенням до ДГР, нульовою шиною й іншими струмоведучими частинами або заземленими частинами повинна бути не менш величин, наведених нижче (табл. 4).

Таблиця 4

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Номінальна напруга, кВ | 35 | 60-110 |
| Відстань у світлі, см | 40 | 110 |

 При гнучкій ошиновці ці відстані повинні бути збільшені з урахуванням зближення шин під дією вітру, температури або ожеледі.

Роз'єднувачі для підключення ДГР до нейтралей трансформаторів доцільно встановлювати біля ДГР на окремих колонах або на кронштейнах колон трансформаторних порталів (мал. 5).

Для ДГР повинні влаштовуватися маслоприймачі на 20% об'єму масла, що втримується в апараті.

В осередках дугогасильних апаратів закритих розподільних пристроїв допускається установка трансформаторів струму й роз'єднувачів. Дугогасильні реактори, призначені для компенсації ємнісних струмів мережі генераторної напруги, що підключають до нейтралей генераторів, можуть встановлюватися в камерах висновків генераторів.

В осередках розподільних пристроїв, що мають виходи у вибуховий коридор, допускається установка дугогасильних реакторів з кількістю масла до 600 кг без маслозбірних пристроїв. При установці ДГР із об'ємом масла більше 600 кг у камерах розподільного пристрою, розташованих у першому поверсі, дверях які відкриваються назовні, повинні бути виконані маслозборні пристрої у вигляді приямка або порога у дверному прорізі. Ці маслозборні пристрої повинні вміщати 20% об'єму масла ДГР.

У камерах закритих розподільних пристроїв при наявності під реактором маслоприймача, перекритого решіткою, шар гравію на решітці повинен бути не менш 250 мм.

Включення в експлуатацію ДГР повинно виконуватись після внутрішнього огляду, випробувань і перевірок в обсязі робіт, проведених під час капітальних ремонтів.

Випробування підвищеною напругою промислової частоти ізоляції обмоток, що компенсують, ДГР виконується в тому випадку, якщо заземлююче введення має повну ізоляцію, що відповідає лінійному введенню. Сигнальна обмотка при випробуванні заземляється.

Іспитова напруга повинна дорівнювати 1,5-кратній лінійній напрузі ( ).

Якщо ДГР не має паспорта, то перед його включеним в експлуатацію крім указаних вище випробувань повинне бути проведено вимір дійсних струмів компенсації на всіх відгалуженнях при номінальній й підвищеній на 20% напрузі. Крім того, для таких реакторів бажане зняття залежності струмів на всіх відгалуженнях зміни напруги від 0,5 до 1,3 Uф.

6. ПІДГОТОВКА МЕРЕЖІ ДО ВКЛЮЧЕННЯ ДУГОГАСильнИХ РЕАКТОРІВ

Мережа, призначена для роботи з компенсацією ємнісних струмів замикання на землю, повинна мати ступінь несиметрії ємностей фаз щодо землі не менш 0,75%. Якщо ступінь несиметрії перевищує зазначену величину, зниження її досягається вирівнюванням ємностей фаз землі щодо землі, що виконується на підставі схеми мережі із зазначеними на ній розташуваннями проводів фаз А, В, С і тросів на опорах кожної лінії, конденсаторів високочастотного зв'язку й конденсаторів для захисту обертових машин від грозових перенапруг. На схемі повинні бути зазначені також місця розподілів мережі на частині, якщо це передбачено експлуатацією.

Для розрахунків необхідно мати величини й фазні положення напруг несиметрії, обмірювані безпосередньо в мережі й на її ділянках. У мережах 60 кВ і нижче вирівнювання ємностей фаз щодо землі здійснюється зміною положення фаз ліній на шинах підстанцій, уведеннях ліній, опорах, де зроблені відгалуження від ліній, у прольотах між опорами з різними розташуваннями проводів (мал. 6). Наприклад, на лініях 35 кВ із горизонтальним розташуванням проводів у місці вирівнювання ємностей одна П-образна опора заміняється одностійною опорою із трикутним розташуванням проводів, кутом убік проведення крайньої фази, положення якої в суміжних прольотах не змінюється. Висота підвіски проведення цієї фази повинна рівнятися висоті підвіски проводів на суміжних П-образних опорах. Як показано на рис. 6, а, провода що міняються місцями крайньої (А) і середньої (В) фаз переходять із горизонтального у вертикальне й знову в горизонтальне положення.

Зміну положення фаз можна виконати також при переході від схеми підвіски проводів «бочкою», зворотної або прямої «ялинки», або ж від вертикального розташування до горизонтального розташування, як це показано на мал. 6, б, в, г, д. При цьому відстані між проводами в прольотах не менше ніж на опорі.

Конденсатори, встановлювані для захисту від грозових перенапруг обертових машин, повинні підбиратися з врахуванням допустимої несиметрії ємностей фаз мережі щодо землі, тобто ступінь несиметрії їхніх ємностей (СА, СВ, СС) повинна задовольняти вимозі

,

де й .

На довгих лініях 110 й 150 кВ вирівнювання ємностей фаз виконується на транспозиційних опорах.

Оскільки вирівнювання ємностей фаз мережі виконується взаємною заміною положення проводів фаз на лініях, де довжина в км, на якій необхідно зробити взаємну заміну положень проводів фаз А та В, визначається по різниці питомих ємностей.

Якщо для вирівнювання ємностей фаз необхідно поміняти місцями провода фаз А и В, то

а фаз С и В

До вирівнювання ємностей фаз мережі необхідно приступати завчасно, коли ємнісний струм замикання на землю досяг половини значення, зазначеного в табл. 2, щоб вчасно введення в експлуатацію дугогасильних апаратів обсяг робіт по вирівнюванню ємностей був би мінімальним. Тому, коли ємнісний струм замикання на землю мережі досягає зазначеної величини, неприпустимо довільне підключення до шин живильних підстанцій фаз знову високовольтних ліній.

Для того щоб уникнути наступних зайвих витрат при перефазировці ліній, при проектуванні розвитку мережі необхідно враховувати величину й фазу ступеня несиметрії ємностей фаз щодо землі вже працюючої мережі, до якої проектується підключення нових ліній. Дані про ступінь несиметрії можуть бути отримані безпосередніми вимірами або розрахунками.

Найвигіднішим приєднанням фаз нової лінії до фаз діючої мережі є таке, при якому результуючий ступінь несиметрії має найменшу величину при трьох можливих приєднаннях.

Вирівнювання ємностей фаз мережі перефазировкою конденсаторів варто робити тільки тоді, коли ступінь несиметрії ємностей перевищує 15%.

Для запобігання мимовільних зсувів нейтралі в цих мережах у ланцюг обмотки кожного трансформатора напруги контролю ізоляції повинне бути включене активний опір 25 Ом, розрахований на тривале протікання струму 4 А.

Після перефазировок ПЛ необхідно перевірити наявність трансформаторів струму на однакових фазах. На приєднаннях мережі трансформатори струму можуть не встановлюватися тільки на однаковій фазі.

7. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ДУГОГАСильнИХ РЕАКТОРІВ. ВИБІР НАСТРОЮВАННЯ ДУГОГАСильнИХ РЕАКТОРІВ

7.1. Вибір настроювання ДГР

 При виборі настроювання ДГР повинні задовольнятися дві основних вимоги:

1. При замиканні на землю через місце ушкодження повинен протікати мінімальний струм, по можливості представляющий собою лише активну складову струму замикання на землю, і струми вищих гармонік, які не можуть бути скомпенсовані.

2. Зсув нейтралі при нормальному й аварійному станах не повинне приводити напруга фаз щодо землі до величин, небезпечним для ізоляції.

У мережах всіх напруг дугогасильні реактори, як правило, повинні мати резонансне настроювання компенсації. Допускаються настроювання з перекомпенсацією, при яких реактивні складові струмів замикання на землю не перевершують 5А та ступеня розстройки не перевищують 5%, де й - дійсні величини реактивних складових ємнісних струмів замикання на землю мережі й струмів дугогасильних реакторів.

У мережах 35 кВ і вище при ємнісних струмах замикання на землю не менш 15 А можна допускати трохи більші ступені розстройки, але не перевищуючі 10%.

У мережах 6, 10, 15 кВ, якщо встановлені дугогасильні реактори мають більшу різницю струмів суміжних відгалужень, тимчасово допускається мати настроювання, при яких реактивна складова струму замикання на землю не більше 10 А.

При відсутності замикання на землю в мережі допускається напруга зсуву нейтралі не більше 0,15 Uф й більше цієї величини – до 0,3 Uф протягом 1 години.

Найбільший зсув нейтрали 1,72 Uф виникає у випадку, якщо від однієї фази мережі відбудеться відділення проводу довжиною 60 км.

Гранична довжина лінії повинна бути перевірена також з обліком підключених до неї навантажених трансформаторів. Цей варіант розрахунку виконується для ступеня максимального зсуву нейтралі при резонансному настроюванні ( ).

Якщо в мережі лінії граничних довжин відсутні, то небезпечні зсуви нейтралі при неповнофазних режимах живлення (обриви проводів, перегоряння запобіжників) виникнути не можуть. У такій мережі робота з недокомпенсацією безпечна. Якщо ж у мережі з недостатньою потужністю дугогасильних апаратів є довгі лінії, то обриви проводів на ділянках довжиною (рахуючи з боку живлення) можуть привести до небезпечних зсувів нейтралі мережі. Тимчасово до поповнення потужності, що компенсує, на цих ділянках повинен бути посилений експлуатаційний нагляд за станом проводів і з'єднувачів.

Крім того, доцільно підібрати лінію такою довжиною, автоматичне виділення якої на окреме живлення приводило б до резонансного настроювання компенсації або перекомпенсації в іншій мережі з появою в ній напруги зсуву нейтралі, що перевищує 0,3 Uф.

Недокомпенсація припустима у схемі блоку генератор - трансформатор, тому що в ній виникнення несиметрії ємностей фаз щодо землі практично не можливо, за винятком випадку, коли у трансформаторній групі блоку виведена з роботи одна фаза для ремонту (при неповнофазному режимі роботи трансформаторної групи).

Результати вибору настроювань для різних схем сполучення мережі повинні бути оформлені у вигляді таблиці (табл. 5).

Таблиця 5

Настроювання дугогасильних реакторів

мережі \_\_\_\_\_\_\_кв\_\_\_\_\_\_\_енерго

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Схема сполучення мережі | Ємнісний струм , А | Настроювання ДГР | Струм замикання на землю , А | Ступінь розстройки  |
| №1 | №2 | №3 |
| № відгалуження | Струм, А | № відгалуження | Струм, А | № відгалуження | Струм, А |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Незалежно від способу визначення ємнісного струму й струму ДГР обране настроювання компенсації відносно найменшого струму замикання на землю повинно перевіряться виміром цього струму при металевому замиканні на землю фази мережі. Одночасно осцилографуванням магнітоелектричним осцилографом доцільно оцінити складові вищих гармонік у струмі замикання на землю й час , необхідний для відновлення напруги до нормальної фазної напруги мережі після відключення замикання на землю.

Оперативні дії з дугогасильними реакторами виконуються тільки за вказівкою чергового диспетчера енергосистеми або мережного району.

Зміни настроювання дугогасильних реакторів виконуються в наступному порядку:

1. Черговий диспетчер робить вибір настроювання у зв'язку зі зміною конфігурації мережі або поділом її на частини. Після цього він дає вказівку черговому персоналу електростанцій або підстанцій, на яких установлені ДГР, про зміну настроювань.

2. Черговий персонал по сигнальних пристроях на щиті й у ДГР, а також по відсутності гулу в реакторах переконується у відсутності в мережі замикання на землю.

3. ДГР відключається від мережі роз'єднувачем.

4. Черговий персонал встановлює обране відгалуження, і ДГР підключається роз'єднувачем до мережі.

Якщо відгалуження сигнальної обмотки дугогасильного реактора не виведені на його перемикач, то для забезпечення надійної роботи сигналізації ДГР при зміні його настроювання, необхідно змінити підключення сигнальної обмотки перестановкою кінця сигнального ланцюга з одного незаземленого низьковольтного введення на іншому, відповідному встановленому положенню перемикача відгалужень.

7.2. Експлуатація ДГР

Для перекладу дугогасильного реактора з одного трансформатора або генератора на інший необхідно зробити спочатку відключення реактора, а потім включити його на інший трансформатор або генератор.

Перемикання відгалужень без відключення дугогасильного реактора від мережі роз'єднувачем не допускається за умовами безпеки, тому що під час перемикання не виключається ймовірність виникнення замикання на землю й поява на реакторі фазної напруги мережі. Перемикання відгалужень без відключення від мережі й при замиканні на землю припустимо тільки для спеціальних підстроюваних реакторів, що мають пристрій автоматичного швидкодіючого перемикання під струмом.

Відключення або включення роз'єднувача ненавантаженого трансформатора, до нейтралі якого підключений дугогасильний реактор, виконується лише після відключення реактора, тому що неодночасність розмикання або замикання контактів роз'єднувача може привести до появи небезпечних перенапруг у мережі, що виникають внаслідок неповнофазної компенсації ємностей фаз щодо землі.

Для підтримки настроювань компенсації, може використатися часткова або повна автоматизація компенсації ємнісних струмів. Часткова автоматизація полягає в автоматичному вимірі розстройки компенсації. При цьому підстроювання до резонансу виконується експлуатаційним персоналом.

Повна автоматизація полягає в автоматичних вимірах розстройки й перебудовах індуктивностей дугогасильних апаратів.

Часткова або повна автоматизація компенсації доцільна тоді, коли вартість зниження збитків за рахунок автоматизації перевищує або дорівнює витратам на автоматизацію.

Автоматизація потрібна:

1. У всіх кабельних мережах 35 кВ.

2. Повітряних мережах 35 кВ, коли 30% ПЛ мають довжину 25-30 км.

3. У кабельних мережах 6-10 кВ при повному ємнісному струмі не менш 60 А та 20 кабельних лініях, підключених до шин живильних підстанцій.

У повітряних мережах 6-10 кВ автоматизація компенсації не потрібна.

Мережі з ізольованої нейтралью та з компенсацією ємнісних струмів призначені для нормального електропостачання споживачів при наявності в мережі замикання на землю, тривалість якого нормується експлуатаційними міркуваннями залежно від місця й характеру ушкодження, небезпеки поразки струмом людей й імовірності розвитку ушкодження в аварію.

Дії експлуатаційного персоналу по відновленню нормального режиму роботи мережі полягає у визначенні приєднання з ушкодженням і характеру ушкодження, в огородженні або виділенні місця ушкодження, підготовці й проведенні відбудовного ремонту.

Для визначення приєднання з ушкодженням затрачається не багато часу. При цьому використаються всі засоби сигналізації й визначення місця замикання на землю (пристрою селективної сигналізації замикань на землю для визначення ушкодженого приєднання; сигналізація, за допомогою якої визначається ушкоджена ділянка лінії; переносні пристрої й прилади для визначення місця ушкодження на лінії, а також почергові виділення й короткочасні відключення приєднань із використанням АПВ).

Характер ушкодження встановлюється при огляді встаткування розподільного пристрою або лінії.

Операції по відшуканню місця замикання на землю повинні виконуватися по можливості швидко, тому що кожне відключення спричиняє деяку розстройку компенсації в кожній з окремих частин лінії. Переклад якої-небудь лінії із частини мережі із замиканням на землю в частину без замикання збільшує перекомпенсацію в першій, у той час як у другій частині настроювання наближається до резонансного.

Для короткочасного відключення з метою відшукання замикання на землю повинні використатися встановлені на лініях АПВ.

Одночасно з оперативними діями по відшуканню місця ушкодження виконується огляд працюючих дугогасильних реакторів і трансформаторів, до нейтралей яких вони підключені. При огляді записуються початкові показання термометрів ДГР; звертається увага на потріскування усередині бака; у схемі первинного ланцюга перевіряється відсутність коронування, іскріння контактів; оглядається газове реле з метою виявлення в ньому повітря або газу; перевіряється робота світлової сигналізації в роз'єднувачах.

За приладами встановлюється ретельне спостереження. Про кожну зміну показань, пов'язану з оперативними діями по відшуканню в мережі ушкодженої лінії або ж зі зміною стану ушкодження, доповідається черговому диспетчерові.

Якщо відшукання замикання на землю затягується або за умовами навантаження лінія з ушкодженням не може бути виведена в ремонт, то після двогодинної роботи із замиканням на землю необхідно вести ретельне спостереження за температурою верхніх шарів масла ДГР, записуючи показання термометра через кожні 30 хв.

При зазначених обставинах допускається підвищення температури верхніх шарів масла до 100 °С.

У випадку якщо ДГР установлені на підстанціях без обслуговуючого персоналу, аварійна бригада після відшукання місця ушкодження повинна негайно зробити огляд дугогасильних реакторів, звернувши увагу на показання відбійних стрілок приладів і термометрів.

Після відключення місця ушкодження оперативний персонал повинен записати показання термометрів дугогасильних реакторів, ввести в дію звукову й перевірити світлову сигналізації, поставити в робоче положення вказівні реле, зняти стрічки із приладів, що реєструють, і записати на них час, струм або напругу й поставити у вихідні положення відбійні стрілки приладів.

Короткочасні пробої ізоляції на землю варто враховувати, тому що вони свідчать про можливості стійкого замикання на землю. Приєднання, на яких селективно діючою сигналізацією виявлені короткочасні пробої ізоляції, повинні бути відключені для позачергової профілактики й визначення місця ушкодження.

7.3. Огляди дугогасильних реакторів

Огляди дугогасильних реакторів повинні виконуватись в наступний термін:

1. На підстанціях з постійним черговим персоналом у мережах 60-154 кВ один раз на добу, у мережах 35 кВ і нижче не рідше одного разу за три доби;

2. На підстанціях без обслуговуючого персоналу - не рідше одного разу на місяць і після кожного замикання на землю в мережі.

Поточний ремонт ДГР повинен виконуватися один раз у рік (ДГР відключається від мережі).

В об'єм поточного ремонту входять:

1. Огляд ізоляторів, кабельних і шинних підведень. Особлива увага варто обертати на очищення ізоляторів у місцях, підданих дії сольових опадів, цементного й вугільного пилу, кислотних парів, перевірка відсутності тріщин ізоляторів і відстаней ошиновки від заземлених частин розподільного пристрою.

2. Перевірка кольорів і рівня масла й долівка його при необхідності.

3. Перевірка маслопоказників.

4. Перевірка повідомленності бака з розширником.

5. Огляд газового реле, цілості ізоляції проводки в тих місцях, через які можливе вилучення масла, випуск повітря з реле.

6. Огляд бака, при якому необхідно переконатися у відсутності течі масла з бака й армировки ізоляторів, якщо буде потреба переміняються ущільнювальні прокладки або підтягуються болти. Зовнішні поверхні бака й розширника очищаються від пилу, бруду й масла, бруд із грязевика розширника спускається, перевіряються справність спускних кранів і заземлюючої ошиновки бака. У випадку виявлення іржі вона зчищається.

7. Підтягування контактів, огляд кабельних муфт і при необхідності доливки в них мастики.

8. Перевірка опору ізоляції силових і сигнальних обмоток щодо корпуса й між обмотками.

9. Перевірка ланцюгів сигналізації й контролю після огляду й чищення, перед самим включенням ДГР.

Всі результати огляду й опис проведених заходів заносяться в документацію дугогасильного реактора.

Періодичне спостереження за маслом у дугогасильних реакторах полягає у випробуванні масла на пробивну напругу, проведенні хімічних аналізів і при необхідності доливці масла.

Відбір проб масла для випробувань виконується в ті ж строки, що й для трансформаторів.

Вимір діелектричних втрат в обмотці разом з введеннями виконується не рідше одного разу в 6 років.

Капітальний ремонт дугогасильних реакторів повинен виконуватись один раз в 12 років.

Перед розкриттям дугогасильного реактора повинен бути зроблений його зовнішній огляд такий, як і при поточному ремонті.

Після виїмки сердечника виконується ретельний огляд обмотки й перемикача відгалужень із метою виявлення слідів перекриттів або розрядів.

При огляді повинна бути звернена увага на:

1. Пружність дерев'яних й електрокартонних прокладок і щільність їхнього кріплення.

2. Цілість і пружність електрокартонних циліндрів.

3. Кріплення обмоток і відводів відгалужень, затягування всіх болтів. Всі ослаблені болтові сполуки повинні бути підтягнуті.

4. Підведення відгалужень до перемикачів силової й сигнальної обмоток. Надійність контактів у всіх положеннях.

5. Стан ізоляторів.

6. Ізоляцію доступних болтів, що стягають сталь сердечників верхнього й нижнього ярма.

Після огляду сердечник й обмотки дугогасильного реактора обмиваються струменем масла.

По закінченні очищення проводяться виміри опору ізоляції обмоток реактора. Одночасно з оглядом й усуненням дефектів повинні бути зроблені роботи в об'ємі поточного ремонту.

Після закінчення зборки дугогасильний реактор заливається маслом, випробуваним в об'ємі скороченого аналізу, перевіряються всі ущільнення.

Бак перевіряється гідравлічним тиском (стовпом масла висотою 0,6 м протягом 15 хв.).

Виконуються наступні виміри:

1. Опору ізоляції обмоток щодо корпуса й між обмотками мегомметром 2500 В.

2. Тангенса кута діелектричних втрат ( не повинен перевищувати 2%).

3. Омічного опору силової обмотки реактора на всіх відгалуженнях, а також випробування цієї обмотки підвищеною напругою промислової частоти (1,5 Uл) протягом 1 хв., якщо заземлююче введення має повну ізоляцію.

Перед включенням дугогасильного реактора в експлуатацію доцільно робити вимір струмів на всі відгалуження при номінальній напрузі.

Об'єм проведених робіт і результати випробування заносяться в документацію дугогасильного реактора.

ВИСНОВки

Найпоширенішим у цей час методом запобігання аварійних наслідків від однофазних замикань у мережах є заземлення нейтралі мереж через настроєні індуктивності, які, зберігаючи переваги мереж з ізольованої нейтралью, покликані поліпшити умови роботи електроустаткування при однофазних замиканнях на землю. Таке поліпшення передбачається за рахунок істотного зниження швидкості відновлення напруги на ушкодженій фазі після загасання дуги й зменшення струму в місці замикання на землю до рівня активної складової й вищих гармонік. Внаслідок цього відбувається мимовільне загасання дуги, а, отже, скорочення об'ємів руйнувань, пов'язаних з термічною дією заземлюючої дуги, а також зниженням кратності перенапруг до безпечної величини, тому що з'являються шляхи для стікання на землю статичних розрядів з ємності елементів мережі здорових фаз. Однак для досягнення таких результатів ступінь розстройки реактора не повинна перевищувати меж .

При установці в мережах 6-35 кВ реактора знижується швидкість відновлення напруги на хворій фазі після загасання дуги. При точному настроюванні реактора в резонанс, час відновлення напруги до номінального становить кілька секунд. За цей час міцність ізоляції в місці ушкодження встигає відновитися. Але цей процес має й негативні сторони, тому що весь цей час на здорових фазах тримається напруга порядку . Відносна тривалість існування таких перенапруг може привести до пробою ізоляції в цих фазах, особливо в старих мережах з поганою ізоляцією.

У реальних мережах настроїти реактор точно в резонанс неможливо, тому що індуктивність реактора регулюється дискретно. Допускається розстройка реактора . При розстройці в 5% напруга, що відновлюється, на ушкодженій фазі має характер биттів. При розстройці більше 25% кратність перенапруг така ж, як у мережах без установки дугогасильного реактора. При цьому кратність перенапруг при перекомпенсації набагато менше, ніж при недокомпенсації.

Із усього розмаїття напрямків роботи з удосконалювання системи компенсації ємнісних струмів на землю до практичної реалізації виявилися прийнятними й одержали широке поширення дугогасильні реактори типу ЗРОМ зі східчастим регулюванням індуктивності реактора й плунжерні дугогасильні реактори із плавним регулюванням індуктивності.

Підбиваючи підсумок, варто сказати, що резистивне заземлення нейтралі - це реальна й розумна альтернатива ізольованої й заземленої через дугогасильний реактор нейтралі. Сказане не означає, що заземлення нейтралі через дугогасильний реактор не має права на існування. Просто в кожному випадку варто зважувати все за й проти й вибирати між резистивним заземленням нейтралі і її заземленням через дугогасильний реактор, виходячи з реальних умов електричної мережі.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила пристрою електроустановок. - М.: Енергоатомвидавн, 1986.
2. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Видав. 15-і. - М., 1996.
3. Евдокунін ГА, Гудилін С.В, Корепанов АА. Вибір способу заземлення нейтралі в мережах 6-10 кВ. - Електрика, 1998, № 12.
4. Вільгейм Р., Уотерс М. Заземлення нейтралі у високовольтних системах. - М.; Д.: ГЕИ, 1959.
5. Абрамович Б., Кабанів С., Сергєєв А., Поліщук В. Перенапруги й електромагнітна сумісність устаткування електричних мереж 6-35 кВ // Новини Електротехніки. - 2002. - N 5(17).
6. Сивокобиленко В.Ф., Лебедєв В.К., Махина Сильва . Аналіз процесів дугових замикань на землю в мережах власних потреб ТЕС й АЕС.-Сб.научн.праць Донгу. Серія: Електротехніка й енергетика, вип.17:Донецьк: Донгу, 2000,с.129-133.
7. Лихачов Ф.А. Перенапруги в мережах власних потреб // Електричні станції. - 1983. - №10.- С.37-41.
8. Лихачов Ф. А. Заземлення на землю в мережах з ізольованої нейтралью й компенсацією ємнісних струмів. М., Енергія, 1971м
 10. Гиря В. И., Петров О. А. Класифікація систем автоматичного регулювання настроювання дугогасильних реакторів.- У кн.: Автоматизація енергосистем й енергоустановок промислових підприємств. Челябінськ: ЧПИ, 1977.
9. Обабков В.К., Никифорів А.П. Точність авто настройки частоти вільних коливань у симетричних мережах з компенсованої нейтралью Електрика, №12, 1996.-С.8-16.
10. Шуїн В.А., Гусенков А.В. Принципи виконання й пристрою захисту й сигналізації замикань на землю для компенсованих мереж 6-10 кВ Релейний захист й автоматика енергосистем-98: Тез. докл. науч.-техн. конф. - М.: РАО й ЦДУ Росії, 1998.- С.166-168.
11. Чайкін В.П., Султанів Г.А., Демченко В.Т., Чайкін В.В. Проблеми міських електричних мереж у сучасних умовах // Матеріали науково-технічної конференції. - Краснодар: Країв. правл. НТО енергетиків й електротехніків, 1999.-С.20-26.