

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Протоколом Технічної ради
АТ «Хмельницькобленерго»
№ 4 від 23 жовтня 2025 року

Технічна політика АТ «Хмельницькобленерго» у сфері побудови електромереж 110-0,4 кВ

ЗМІСТ

Задачі реконструкції, модернізації електричних мереж АТ «Хмельницькобленерго»	3
Вимоги до побудови електричних мереж, технологічні і компонувальні рішення	4
Вимоги до вибору системи напруги	4
Принципи побудови мережі 110 кВ	5
Принципи побудови мережі 0,4-10(20) кВ	8
Технологічні і компонувальні рішення мережі 110 кВ	13
Вимоги до обладнання та елементів мережі	19
Розподільні пристрої 35-110 кВ і 10(20) кВ	19
Загальні вимоги до КРПЕ 110 кВ	20
Вимикачі 35-110 кВ	21
Роз'єднувачі 35-110 кВ	23
Вимикачі 10(20) кВ	23
Силові трансформатори для ПС 35-110 кВ	24
Трансформатори власних потреб і ТП 10(20) кВ	25
Вольтододавальні трансформатори	27
Вимірювальні трансформатори	27
РЗА і НА	27
Загальні положення	28
Нові пристрої РЗА	28
Пристрої компенсації реактивної потужності	29
Заземлення нейтралі мереж 10(20)-35 кВ	30
Системи оперативного струму	30
Обмежувачі перенапруг	31
Власні потреби підстанцій	32
Системи безпеки об'єктів	32
Екологічні вимоги при проектуванні, будівництві та експлуатації електромережевих об'єктів АТ «Хмельницькобленерго»	32
Енергозбереження	33
Вимоги до побудови систем оперативно-технологічного управління	34
Загальні вимоги до систем ОТУ	34

Вимоги до Автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСКТП)	34
Вимоги до Автоматизованої системи оперативно-технологічного управління (АСОТ)	35
Перспектива розвитку	35
Науково-технічні та експериментальні роботи	36
Діагностика	37
Впровадження нових видів електрообладнання, конструкцій і матеріалів («пілотні» проекти)	37
Система контролю реалізації технічної політики	37
Зміни, які мали би бути відображені в законодавстві України	38

Задачі реконструкції, модернізації електричних мереж АТ «Хмельницькобленерго».

Ця Технічна політика є основоположним документом, що визначає стратегічний вектор технологічного розвитку Акціонерного товариства «Хмельницькобленерго» (далі – Товариство). Вона формулює єдиний комплекс технічних вимог, стандартів та управлінських рішень, спрямованих на забезпечення надійного, безпечного та ефективного функціонування розподільних електричних мереж (РМ) в умовах сучасних викликів та відповідно до національної енергетичної стратегії. Попередні задачі модернізації були зосереджені на вирішенні нагальних операційних проблем, таких як зниження технічних та комерційних втрат електроенергії, зменшення тривалості аварійних перерв в електропостачанні та забезпечення базової керованості мереж. Однак, сучасні умови, визначені Енергетичною стратегією України на період до 2050 року та Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року, вимагають фундаментального перегляду цих завдань. Відбувається стратегічний перехід від реактивного усунення недоліків до проактивного формування гнучкої, стійкої та інтелектуальної енергетичної інфраструктури. Цей перехід означає зміну самої ролі Товариства: від традиційного оператора системи розподілу, що забезпечує односпрямований потік енергії, до оператора сучасної енергетичної платформи, здатної керувати складними, двонаправленими потоками, інтегрувати розподілені енергетичні ресурси (DER) та забезпечувати високий рівень стійкості до зовнішніх загроз, зокрема воєнних. Відповідно, інвестиційна філософія зміщується від простої заміни застарілого обладнання до впровадження комплексних рішень, що підвищують рівень цифровізації, автоматизації та безпеки мережі. Це не просто модернізація, а фундаментальна зміна філософії управління, що має на меті перехід від «сліпої» мережі, де персонал реагує на аварії постфактум, до «розумної» мережі, яка є спостережуваною, керованою, прогнозованою і здатною до самовідновлення.

З урахуванням вищезазначеного, основними цілями та завданнями технічної політики Товариства є:

- підвищення рівня стійкості РМ за рахунок розгалуженості мережі, впровадження сучасних схем резервування та фізичного захисту критично важливих об'єктів, включно з лінійними, від зовнішніх загроз, у тому числі воєнного характеру;

- підвищення рівня безпеки постачання споживачам шляхом резервування трансформаторної потужності та пропускної здатності елементів мережі, а також ефективного використання приєднаних до РМ джерел з виробництва, зберігання електроенергії;

- створення технічних умов для дотримання заданих обсягів графіків обмежень і аварійних відключень споживачів, а також для функціонування протиаварійних систем зниження навантаження;

- підвищення надійності та ефективності роботи РМ за рахунок істотного підвищення керованості всіх елементів мережі, автоматизації процесів локалізації пошкоджень та відновлення електропостачання;

- підвищення ефективності експлуатації РМ за рахунок оптимізації головних схем електричних з'єднань, зниження технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) та

витрат на власні потреби, а також підвищення достовірності обліку електроенергії;

- подолання тенденції фізичного та морального старіння основних фондів РМ шляхом їх планомірної реконструкції та технічного переоснащення на основі сучасного, енергоефективного обладнання;

- комплексна автоматизація підстанцій (ПС), упровадження та розвиток сучасних систем автоматичної діагностики і моніторингу технічного стану основного обладнання, пристроїв релейного захисту і автоматики (РЗА) та інженерних систем.

- розвиток інформаційної та телекомунікаційної інфраструктури, підвищення спостережуваності електричної мережі та якості інформаційного обміну з іншими суб'єктами ринку електричної енергії;

- створення технічних умов для інтеграції в РМ об'єктів розподіленої генерації, зокрема з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), та установок зберігання енергії (УЗЕ);

- Сприяння розвитку зарядної інфраструктури для електричних транспортних засобів;

- удосконалення технологій експлуатації, технічного обслуговування і ремонтів (ТОіР), зокрема шляхом переходу до обслуговування за технічним станом та розширення практики виконання робіт під напругою.

- забезпечення високого рівня професійної підготовки експлуатаційного і ремонтного персоналу з урахуванням впровадження нових технологій та інноваційного устаткування;

- мінімізація впливу на навколишнє середовище під час нового будівництва, реконструкції, експлуатації та ремонту об'єктів РМ;

- зниження не менш ніж на порядок збитків енергопостачальних компаній від стихійних пошкоджень елементів мережі (особливо, повітряних ліній) і збитків споживачів від аварійних перерв в розподілі їм електроенергії (зменшення тривалості перерв в розподілі електроенергії споживачам);

- виключення можливості електротравматизму через недосконалість розподільних мереж;

- забезпечення достатньої керованості мережами, автоматичної діагностики їх елементів, контролю режимів розподілу електроенергії;

- забезпечення жорсткості електромережі до рівня напруги $U_{\text{роб}} \pm 2,5\%$ при коливаннях навантаження від 0 до $S_{\text{ном}}$.

1. Вимоги до побудови електричних мереж, технологічні і компоновальні рішення.

1.1. Вимоги до вибору системи напруги.

Напругу об'єктів електромереж змінного струму вибирають відповідно до шкали номінальної напруги згідно з стандартом ДСТУ ІЕС 60038:2015. Вибір ступенів напруги в електромережах треба здійснювати в процесі розроблення схем перспективного розвитку АТ «Хмельницькобленерго» за результатами ТЕО з урахуванням зростання електричних навантажень на перспективу та потреб у мережевому резервуванні.

При новому будівництві електромереж, а також їх комплексній реконструкції,

необхідно мінімізувати кількість ступенів напруги та об'єктів електромереж, які зв'язують електричні мережі та належить до різних систем номінальної напруги.

Система розподілу має забезпечувати транспортування електричної енергії від мережевих об'єктів ОСП та РУ електричних станцій до кінцевих споживачів використовуючи не більш ніж дві (три при належному обґрунтуванні) трансформації: 110 (150) кВ/35 кВ; 20 кВ; 10 (6) кВ/0,4 кВ.

Завданням технічної політики розвитку електромереж є поступове переведення, за потреби, напруги 35 кВ на напругу 110 (150) кВ та напруги 6 кВ на напругу 10 кВ, 20 кВ. Кінцевим результатом такого переведення має бути використання напруги 35 кВ, як системи середньої напруги та експлуатація лише тих ЛЕП 35 кВ, що живлять трансформатори 35 кВ/0,4 кВ у разі технічної можливості та економічної доцільності їх експлуатації.

Не дозволяється будувати нові ЛЕП 35 кВ, нові ПС з використанням напруги 35 кВ, за винятком технологічних мереж енергоємних споживачів та виробників електричної енергії. Не дозволяється реконструкція ЛЕП 35 кВ та заміна силових трансформаторів 110 (150) кВ/35 кВ з метою збільшення пропускної спроможності та потужності обмотки 35 кВ.

Нові приєднання до мережі 35 кВ дозволяються лише в обсягах існуючих резервів пропускної спроможності та трансформаторної потужності джерела живлення 35 кВ.

На перехідному етапі допускається створення та обмежена тривалістю завершення всього комплексу робіт з розбудови системи напруги 20 кВ експлуатація об'єктів (елементів мережі) з трансформацією 35 кВ/20 кВ та/або 10 кВ/20 кВ відповідно до схеми перспективного розвитку електромереж.

Споруджувані магістральні ПЛ середньої напруги, які передбачені перспективною схемою розвитку електромереж і плануються надалі експлуатуватися на більшій номінальній напрузі, повинні мати конструкцію опор, яка дає змогу надалі переводити їх на вищий ступінь номінальної напруги без істотних додаткових витрат.

КЛ, що прокладаються у вузлі електромереж і відповідно до схеми перспективного розвитку мають бути переведено на напругу 20 кВ, необхідно прокласти з використанням силового кабелю на напругу 20 кВ.

У разі порівняння варіантів схем розвитку електромереж з різними ступенями номінальної напруги, які мають однакові витрати, або витрати, що відрізняються в межах 10 %, пріоритет треба віддавати варіанту розвитку мереж з вищою середньою напругою електромереж.

1.2. Принципи побудови мережі 110 кВ.

В якості основної мережі АТ «Хмельницькобленерго» визначені мережі напругою 110 кВ.

Встановлюються наступні максимальні довжини повітряних і кабельних ліній електропередачі в залежності від класу напруги і щільності населення (для щільно населених районів/для районів з малою щільністю населення):

- для ПЛ-110 кВ – до 35 км;

- для КЛ-110 кВ – до 20 км;
- для ПЛ 35 кВ – до 20 км;
- для КЛ 35 кВ – до 10 км.

Збільшення довжини ліній в порівнянні з вищенаведеними даними допускається за наявності техніко-економічного обґрунтування.

При будівництві нових або реконструкції існуючих ПС вибір схем РУ 10 кВ, 20 кВ та 110 кВ має здійснюватися згідно з вимогами ПУЕ.

Новозбудовані (реконструйовані) ПС 110 кВ повинні відповідати таким вимогам:

- застосування цифрової інформаційно-технологічної системи та засобів керування, в яких усі процеси інформаційного обміну між елементами, а також із зовнішніми системами здійснюються відповідно до протоколу, визначеного у вимогах ДСТУ IEC/TR 61850-1:2018;
- забезпечення дистанційного керування комутаційними апаратами схеми основних з'єднань ПС та контролю її обладнання з інтеграцією в АСКТП;
- можливість функціонування ПС без постійного обслуговуючого персоналу; компактність і комплектність;
- забезпечення резервування каналів зв'язку для передавання сигналів керування та контролю за станом електроустаткування на диспетчерський пункт РМ;
- сумісність із діючим устаткуванням РМ;
- застосування сучасних пристроїв РЗА;
- застосування селективного захисту від однофазних замикань;
- застосування переважно обладнання з терміном експлуатації не менш ніж 30 років і яке не потребує виконання капітального ремонту протягом цього терміну;
- обладнання тимчасовим інженерним (фізичним) захистом силових трансформаторів 110 (150) кВ відкритих ПС від осколкових уражень;
- низьке споживання електроенергії на власні потреби; зниження вимог до обсягу регламентних робіт із ТОіР;
- забезпечення зручності при проведенні огляду, ТОіР;
- забезпечення безпеки експлуатації, ТОіР, екологічної та пожежної безпеки.

Будівництво ПС має здійснюватися в наступному виконанні:

- в міських РМ закриті ПС;
- в сільських РМ переважно відкриті ПС.

У разі будівництва (повної реконструкції) ПС 110 кВ треба застосовувати силові трансформатори одиничною потужністю не вищою ніж 63 МВА – для ПС 110 (150) кВ. Застосування на ПС 110 кВ трансформаторів потужністю більше 63 МВА повинно бути обґрунтоване.

При побудові ПС 110 кВ слід обирати схему з двома або більше силовими трансформаторами. Допускається будівництво ПС 110 кВ з одним силовим трансформатором за умови 100 % резервування потужності по стороні середньої напруги.

При проєктуванні ПС допустиме розрахункове перевантаження силових трансформаторів у N-1 режимі повинно відповідати 120 % від номінальної

потужності, а завантаження силових трансформаторів на ПС у нормальному режимі не може перевищувати 60 % від номінальної потужності.

Під час проектування ПС треба передбачати:

- заземлювальні пристрої, які забезпечують вирівнювання потенціалу на території та заземленому устаткуванні ПС;
- захист від прямих ударів блискавки та проникнення імпульсів перенапруги у вторинні кола;
- заходи щодо унеможливлення електромагнітного впливу первинних кіл і устаткування на вторинні кола;
- вибір трас і способів прокладання силових кабелів і кабелів вторинних кіл на відкритій частині ПС і в будинках на підставі розрахунків допустимого рівня електричних завад для вторинних кіл;
- додаткові заходи із забезпечення електромагнітної сумісності (у тому числі вплив статичної електрики);
- вимоги заводів-виробників щодо електромагнітної сумісності обладнання, яке закладається.

При будівництві (реконструкції) ПС мають бути застосовані наступні інженерні системи:

- систему охоронної сигналізації;
- систему охоронного відеоспостереження;
- систему пожежної сигналізації та автоматичну систему пожежогасіння відповідно до вимог НД.

При реконструкції ПС має бути передбачено комплексний підхід до заміни обладнання об'єкта.

До підстанцій напругою 110 кВ, які будуються, допускається приєднувати не більше 4-х ліній електропередачі 110 кВ. Збільшення числа приєднань можливо при додатковому обґрунтуванні (розвиток мережі 110 кВ, необхідність технологічного приєднання великого споживача).

На стороні високої напруги при проектуванні вузлових підстанцій напругою 110 кВ повинні застосовуватися одинарні системи шин, які секціонуються. Подвійні і обхідні системи шин 110 кВ застосовуються тільки при окремому обґрунтуванні.

При проектуванні прохідних ПС рекомендуються до застосування схеми «місток з вимикачами в колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (схему 110-4). Допускається застосування найпростішої схеми ліній 110 кВ «два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній» (110-2) для живлення двотрансформаторних ПС в тупиковому режимі. Всі схеми підстанцій повинні вибиратися на підставі проектної документації та відповідного техніко-економічного розрахунку.

Розвиток мережі повинен здійснюватися шляхом зменшення числа відгалужувальних ПС на одній ПЛ. При цьому число підключених до цих відгалужень ПС на одній транзитній ПЛ не повинно перевищувати трьох, з подальшим розвитком мережі і зниженням їх кількості.

При проектуванні реконструкції та будівництва електричної мережі пред'являються такі вимоги:

– мережеве резервування з автоматичним введенням резервного живлення від різних підстанцій або з різних шин однієї підстанції, що має 2-сторонє незалежне живлення, як схемного рішення підвищення надійності електропостачання;

– мережним резервуванням повинні бути забезпечені всі підстанції напругою 110 кВ;

– не допускається приєднання споживачів категорії з надійності електропостачання вище III тільки до однієї однотрансформаторної підстанції або до трансформаторної підстанції з одною живильною лінією, яка не має мережевого резервування на повну приєднувану потужність;

– формування системи електропостачання споживачів за умови одноразового мережевого резервування;

– не допускається приєднання до електричної мережі струмоприймачів замовників, внутрішня схема яких не дозволить забезпечити відповідну категорію струмоприймачів щодо надійності електропостачання;

– для особливої групи струмоприймачів повинно бути передбачене резервне (автономне) джерело живлення, що встановлює замовник.

В якості основних ліній у мережах 110 кВ слід застосовувати взаємно резервовані лінії електропередачі 110 кВ з автоматичним введенням резервного живлення від різних підстанцій або з різних шин однієї підстанції, що має 2-сторонє незалежне живлення.

При будівництві лінії електропередачі напругою 0,4-110 кВ слід застосовувати принцип переважного спорудження або цілком у кабельному, або в повітряному виконанні. Спорудження кабельно-повітряних ліній електропередачі допускається за окремим обґрунтуванням (перевірка узгодженості вхідних та вихідних опорів ділянок ЛЕП).

1.3. Принципи побудови мережі 0,4-10 (20) кВ.

Основна мета розвитку мереж 0,4-20 кВ – забезпечення надійного, якісного та безпечного електропостачання споживачів із врахуванням зростання навантажень, інтеграції відновлюваних джерел енергії та цифровізації енергосистеми.

Вибір класу напруги розподілу електроенергії повинен здійснюватися в процесі розробки Схем перспективного розвитку мереж Товариства, на основі аналізу зростання перспективних електричних навантажень.

Максимальне використання досвіду влаштування електромереж «Укрзалізниці», її типових проєктів.

При плануванні реконструкції ділянок мереж, будівництво нових електромережних зон, будівництві нових вузлових центрів живлення повинен здійснюватися перехід на більш високі класи середньої напруги (з 10 кВ на 20 кВ).

До розробки Схем перспективного розвитку електричних мереж напругою 10 кВ питання переведення мереж середньої напруги на більш високий клас напруг має вирішуватися в окремій частині проєкту у вигляді відповідного техніко-економічного обґрунтування.

Встановлюються такі максимальні довжини повітряних і кабельних ліній

електропередачі в залежності від класу напруги і щільності населення:

- для ПЛ (КЛ) 10 (20) кВ – 10 км;
- для ПЛ (КЛ) 0,4 кВ – не більше 0,3 км від центру живлення до найбільш віддаленої **точки**. У міській і сільській місцевості протяжність ПЛ (КЛ) варіюється в залежності від типу конструкції ТП, які використовуються.
- в населених пунктах надається перевага спорудженню кабельних ліній 0,4-10 (20) кВ.

Збільшення довжини ліній в порівнянні з вищенаведеними даними допускається за наявності техніко-економічного обґрунтування.

Розділення довгих, існуючих ліній електропередачі здійснюється шляхом перерозподілу з іншими ПЛ 10 кВ.

На стороні низької напруги ПС 110/10 (20) кВ повинні застосовуватися одинарні системи шин 10 (20) кВ, які секціонуються. Застосування обхідних систем шин, як правило, не допускається. В окремих випадках можливе застосування обхідних систем шин у складі систем плавки ожеледі.

Вимоги до побудови електричних мереж:

- формувати систему електропостачання споживачів з умови одноразового мережевого резервування;
- для особливої групи струмоприймачів повинно бути передбачено резервне (автономне) джерело живлення, що встановлює замовник/споживач.

При новому будівництві, розширенні і реконструкції мереж напругою 10(20) кВ необхідно розглядати варіанти проектних рішень мережі з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор, з автоматичною компенсацією ємнісних струмів, або переважно нейтраллю, заземленою через резистор.

Основним принципом побудови мереж ПЛ 10 (20) кВ слід приймати магістральний принцип, який передбачає побудову (формування) магістральних ліній електропередачі у розгалуженій мережі між двох центрів живлення (секціонувальний пункт з автоматичним включенням резерву) із забезпеченням встановлених вимог до параметрів якості електричної енергії всіх споживачів в зоні дії магістралі при відключенні одного з центрів живлення (післяаварійний режим). Магістральні лінії 10 (20) кВ повинні бути виконані проводом одного перерізу на опорах підвищеної механічної міцності і підвісних ізоляторах, оснащені автоматичними секціонувальними пунктами виконаних на опорах (реклоузери). Допускається, за наявності техніко-економічного обґрунтування, встановлення замість автоматичного секціонувального пункту, секціонувального пункту роз'єднувачах.

У мережах з кабельними лініями 10 (20) кВ слід застосовувати 2-променеву або кільцеву схему. Вибір схеми побудови слід здійснювати на підставі техніко-економічного аналізу.

У мережах 10 (20) кВ слід застосовувати два види автоматичного включення резерву (АВР):

- мережевий АВР в пункті АВР, що з'єднує дві лінії, які відходять від різних підстанцій 35-110 кВ або різних секцій шин 10 (20) кВ однієї підстанції напругою 35 - 110 кВ;

– місцевий пункт АВР для включення резервного вводу на шини високої напруги підстанцій 10 (20)/0,4 кВ або розподільних пунктів 10 (20) кВ після зникнення напруги на робочому вводі і його відключення;

– для відповідальних споживачів необхідно встановлювати пристрої АВР безпосередньо на вводі 0,4 кВ та 10 (20) кВ.

Для обмеження струмів відключення між силовими трансформаторами і РУ 10 (20) кВ можуть бути встановлені реактори. До установки можуть прийматися схеми як із загальним реактором на 2-4 лінії і вимикачем на кожній з них, так і окремі реактори для однієї лінії. Установка реакторів повинна мати техніко-економічне обґрунтування.

Вибір центра живлення при модернізації та реконструкції електромереж 10 (20)-0,4 кВ має здійснюватися за результатами вимірів струмів та напруги у режимні дні (на основі визначення фактичних центрів навантажень та рівнів напруг в вузлах та у споживачів).

При розрахунку потужності джерела живлення враховувати коефіцієнт запасу потужності, виходячи з аналізу програм соціально-економічного розвитку області.

Відпрацювання нових технологій в модернізації схем електропостачання проводити при реалізації пілотних проектів.

Винесення приладів обліку для будь-яких споживачів за межі будівлі, або території споживача, для забезпечення безперешкодного доступу до приладу обліку та контролю.

Живлення кабельними лініями електропередач:

– в містах та населених пунктах із щільною забудовою будівель передбачити будівництво трансформаторних підстанцій в центрі навантаження;

– безпосередньо біля трансформаторних підстанцій встановлювати розподільний щит з обліком для споживачів, які будуть підключені до цих розподільчих щитів;

– від розподільчого щита обліку біля трансформаторних підстанцій будівництво кабельних ліній до кожного відокремленого споживача;

– встановлювати підстанції переважно стовбового типу;

– максимально використовувати у споживачів зонний облік.

Зокрема, шляхи вирішення зазначених вище завдань виглядають такими:

1. Розширити обсяги застосування систем адресного надання послуги з розподілу, як з використанням розвантажувальних підстанцій 10 (20)/0,4 кВ, так і ліній 0,4 кВ підземної прокладки (діелектричні кабельні системи) з оптимізованими перерізами проводів по довжині лінії.

Другий варіант у порівнянні з першим має незаперечні переваги: окрім істотно вищих рівнів надійності, безпеки, комерційної захищеності при однакових значеннях втрат енергії і напруги капітальні вкладення в лінію 0,4 кВ ДКС нижче на 25%, ніж за варіантом з розвантажувальними підстанціями.

2. У схемах КТП і розподільних щитів 0,4 кВ адресного постачання, передбачати підключення конкретних споживачів через «свої» комутаційні апарати та прилади обліку електричної енергії. Підстанцій оснащувати: засобами контролю

режиму перетворення, передачі та споживання енергії, діагностики обладнання, включаючи живлячі лінії, передачі диспетчеру мережі відповідної інформації, а також пристроями компенсації реактивної потужності (автоматично регульованими конденсаторними батареями).

3. Розширити використання високоомного резистивного заземлення нейтралі мережі 10 (20)кВ (опір резистора становить 50-100% від величини ємнісного опору мережі). При зазначеному заземленні нейтралі внутрішні перенапруги, джерелом яких є перекидні однофазні замикання на землю, обмежуються до величини не більше 2,4 фазної напруги.

Цей фактор сприяє надійній експлуатації сухих силових трансформаторів та кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену, а також обмеженню тривалості однофазного замикання, часто з найбільш небезпечними обривами проводів і подвійними замиканнями на землю, до декількох секунд.

4. Одним з найважливіших завдань управління мережею 10(20)/0,4 кВ вважати контроль і підтримку необхідних рівнів напруги у споживачів. Безпосередньо в мережі останнього ступеня трансформації цілком можливо взагалі відмовитися від застосування тих чи інших регуляторів напруги, за винятком пристроїв компенсації реактивної потужності. Функція регулювання напруги в цих мережах повинна повною мірою забезпечуватися силовими трансформаторами живлячих підстанцій 110/10(20) кВ. З цією метою прийнятні два варіанти її вирішення. Перший – відновлення і налагодження надійного функціонування РПН згідно з економічно обґрунтованим, раціональним регламентом напруг і урахуванням залишкового ресурсу працездатності РПН. Другий – дооснащення регульовальними автотрансформаторами підстанцій 110 кВ, де РПН не забезпечують необхідний режим регулювання, і підстанцій 35 кВ, де встановлені трансформатори з ПБЗ.

Залежність втрат та струму холостого ходу все того ж силового розподільного трансформатора від напруги (U) на його вході різко нелінійна. Наприклад, перевищення напруги (U) щодо номінальної (U_n), всього на 5% ($U/U_n = 1,05$) веде, в середньому, до збільшення втрат х. х. на 15-20% і струму холостого ходу в 1,5-1,8 рази в порівнянні з зазначеними в його паспорті значеннями. У разі $U/U_n = 1,1$ втрати й струм х.х. збільшуються, відповідно, на 50% і в 4 рази. (Найбільша робоча напруга електрообладнання мереж 3-20 кВ дорівнює 120% U_n !). Таке зростання втрат та струму х. х. – наслідок розрахунку трансформатора за номінальним значенням напруги (6 або 10 кВ), коли в мережі він експлуатується при напругах порядку 1,05 і навіть 1,1 U_n . При цьому в години нічного мінімуму косинус кута навантаження мережі падає до 0,5 і нижче.

5. Частково питання оснащення підстанцій розподільних мереж силовими трансформаторами з поліпшеними характеристиками можуть бути вирішені за допомогою організації в ОСР (централізовано) робіт з реконструкції трансформаторів, які вичерпали ресурс придатності, що підлягають ремонту або списанню та утилізації у вигляді металобрухту. Така реконструкція (замість капітального ремонту з збереженням економічно збиткових, колишніх параметрів) зводиться до кількох обов'язкових операцій, що задовольняє головній вимозі:

втрати потужності холостого ходу і короткого замикання не повинні перевищувати значення, властиві трансформаторам вітчизняного (СНД) виробництва останніх 2-3 років.

Її сутність полягає в тому, що потужність силового трансформатора знижується на один ступінь. Наприклад, ТМ-160/10 випуску 1970 року, підлягає заміні (або пошкоджений в експлуатації), реконструюється в ТМр-100/10. Зменшується перетин дроту обмоток, збільшується кількість їх витків. У обмотках високої напруги, як варіант, виводяться два, щодо нульового, регульовальні відгалуження (+5%, -5%). А трансформатори ТМр для використання в мережах, де жорстко виконується регламент оптимальних напруг, взагалі не комплектуються ПБЗ. Доповнивши активну частину обмоткою, з'єднаною в трикутник, - знижується на порядок величина опору нульової послідовності і забезпечується достатня симетрія напруг на виводах 0,4 кВ в режимах нерівномірного навантаження фаз трансформатора. Розподільні трансформатори, включаючи і 10(20)/0,4 кВ, з додатковою, з'єднаною в трикутник (симетруючою), обмоткою вигідно замінюють трансформатори з групами трикутник-зірка і зірка-зигзаг. Вони простіше у виготовленні, надійніші в експлуатації, забезпечують працездатність автоматичних вимикачів в ощадливому режимі відключення однофазних коротких замикань в мережі 0,4 кВ, не порушуючи при цьому безпосереднього зв'язку обмотки НН із заземлюючим пристроєм підстанції. Використання групи зірка-зірка-трикутник(с) дозволяє спростити створення трансформаторів 10/0,4 кВ, в яких на перспективу переводу мережі 10 кВ на 20 кВ була б можливість нескладного перемикавання первинної обмотки з 10 на 20 кВ (така можливість заздалегідь передбачається особливою конструкцією трансформатора).

З урахуванням всіх складових вартості таких робіт витрати на їх виконання орієнтовно в два рази нижче ціни нових трансформаторів відповідної потужності при однаковому терміні подальшої експлуатації і практично рівних втратах енергії. Використання реконструйованих трансформаторів доцільно також і на діючих підстанціях, які не мають перспективи (мінімум на наступні 10 років) зростання максимального навантаження понад 40% від потужності раніше встановленого трансформатора. У цьому випадку зниження сумарних втрат в результаті однієї заміни (160 на 100 кВА) складе не менше 1500 кВт * год (при номінальній напрузі) щорічно. А загальний економічний ефект від реконструкції і заміни 10 тисяч трансформаторів потужністю 63-250 кВА за 25 років їх майбутньої експлуатації, орієнтовно, перевищить 250 млн. гривень.

Обґрунтування пропонованої реконструкції трансформаторів виходить з ряду обставин і можливостей ефективного витрачання матеріальних та фінансових ресурсів з кінцевою метою мінімізації втрат в мережах 10 (20) / 0,4 кВ, забезпечивши належну якість електропостачання споживачів. Це:

- максимальне навантаження силових розподільних трансформаторів, переважно, складає лише 20-30% їх встановленої потужності;

- повсюдна заміна морально застарілих трансформаторів на нові вимагає капітальних вкладень, які за попередньою оцінкою, в два рази перевищують витрати на пропоновану реконструкцію. До того ж не вирішує проблеми втрат

холостого ходу, пов'язаної з режимними відхиленнями напруги на вході трансформатора;

– у реконструйованих трансформаторах створюється запас по індукції і втратах холостого ходу при відхиленнях напруги в межах 1,0 - 1,075 Ун; різниця у вартості втрат електроенергії за нормативний термін експлуатації (6,7 року) морально застарілого і реконструйованого трансформаторів (зрозуміло, враховуючи неминуче підвищення вартості електричної енергії), здебільшого, окупає відповідні витрати.

6. Запропонувати зміни нормативних документів (у разі необхідності узгодити з Держстандартом України), розпорядчих документів на основні параметри нових і тих, що знаходяться в експлуатації силових трансформаторів: втрати холостого ходу і короткого замикання, наявність і число ступенів ПБЗ, опір нульової послідовності та пов'язані з ним рекомендовані групи з'єднань обмоток.

Врахувати вхідні та вихідні опори різних ділянок електромережі та забезпечувати їх узгодження (забезпечити дослідження цієї проблеми та підготувати рекомендації для проектних та експлуатаційних організацій).

1.4. Технологічні і компонувальні рішення мережі 110 кВ.

Для ПС 110 кВ:

– створення підстанцій з дистанційним керуванням і контролем без постійного обслуговуючого персоналу;

– компактність, комплектність і високий ступінь заводської готовності;

– комплексна автоматизація, що забезпечує створення інтегрованої системи управління технологічними процесами з підсистемами релейного захисту та автоматики, комерційного обліку електроенергії, моніторингу стану обладнання, діагностики та управління обладнанням;

– забезпечення цифровими каналами зв'язку для передачі сигналів управління і інформації про стан електрообладнання на диспетчерський пункт, в тому числі, диспетчерськими голосовими каналами;

– низьке споживання електроенергії на власні потреби і зниження обсягу регламентних робіт з технічного обслуговування і ремонту;

– зручність проведення огляду, технічного обслуговування і ремонту;

– безпека експлуатації, технічного обслуговування і ремонту;

– екологічна безпека.

Вимоги в частині електромагнітної сумісності:

– виконання заземлюючих пристроїв, що забезпечують вирівнювання потенціалу на території і заземленому обладнанні підстанцій;

– установка захистів від прямих ударів блискавки і проникнення імпульсів перенапруги у вторинні ланцюги;

– виконання компонування підстанцій з урахуванням електромагнітного впливу первинних ланцюгів і устаткування на вторинні ланцюги і мікропроцесорні пристрої;

– виконання розрахунків рівнів електричних наведень і перешкод, допустимих для застосовуваного електрообладнання при виборі трас і способів

прокладки силових кабелів і кабелів вторинних кіл на відкритій частині підстанцій і в будівлях;

- при необхідності ухвалення додаткових заходів щодо забезпечення ЕМС, в т.ч. по виключенню впливу статичної електрики;
- врахування вимог заводів-виробників з електромагнітної сумісності на вживане обладнання;
- скорочення площ підстанцій шляхом оптимізації схемно-компонувальних рішень.

Компонувальні рішення ПС:

- застосування закритих розподільних пристроїв 110 кВ, в тому числі, модульного виконання, за наявності техніко-економічного обґрунтування;
- застосування екологічно безпечних маслозбірних пристроїв з вандалозахищеними кришками;
- управління та моніторинг пристроїв обігріву кімрок КРУН і обладнання ВРП по каналах ТУ та ТС.
- влаштування кімнат відпочинку та санітарно-побутових умов, відео спостереження, сигналізації.

При будівництві (реконструкції) ПС 110 кВ має бути застосовано такі технологічні рішення:

- застосування переважно одноповерхових будівель модульного типу з металевим каркасом, який має антикорозійний захист, виконаний методом гарячого цинкування;
- оснащення системами опалення, вентиляції та кондиціонування повітря; влаштування фальшпідлоги для прокладання комунікацій.

Будівництво (реконструкцію) закритих ПС 110 кВ треба здійснювати переважно у одно-двоповерховому виконанні з улаштуванням кабельного поверху.

При реконструкції ПС 110 кВ, обладнання якої знаходиться в будівлях, капітальний ремонт яких є недоцільним, виконується їх демонтаж з наступним будівництвом нових модульних будівель.

При будівництві, реконструкції і технічному переозброєнні підстанцій 110 кВ необхідно застосовувати силові трансформатори одиничною потужністю не вище 63 МВА на підстанціях 110 кВ (збільшення потужності понад зазначених даних повинна мати техніко-економічне обґрунтування).

Силові трансформатори на нових та реконструйованих підстанціях 110 кВ повинні бути оснащені РПН з автоматичними регуляторами напруги.

При реконструкції підстанцій для заміни застарілого електроустаткування слід передбачати обладнання з підвищеною функціональною і експлуатаційною надійністю, екологічною та технологічною безпекою, що дозволяє застосовувати дистанційне управління з віддалених диспетчерських центрів при мінімумі експлуатаційних витрат.

Встановлювати розрядники або обмежувачі перенапруг на всіх відходящих від ПС 35-110 кВ лініях 10 (20) кВ, незалежно від типу опор ПЛ-10 (20) кВ.

Комутаційне обладнання.

Модернізація парку комутаційних апаратів повинна проходити з урахуванням недопущення існуючих недоліків в експлуатації обладнання.

При будівництві (реконструкції) РУ 110 кВ відкритих ПС потрібно:

- застосовувати вакуумні вимикачі 110 кВ, вимикачі 110 кВ з елегазовою або екогазовою ізоляцією – колонкових, бакових (у тому числі з вбудованими ТС), які відповідають стандарту ДСТУ EN IEC 62271-100:2022;
- застосовувати гібридні модулі 110 кВ з елегазовою або екогазовою ізоляцією, які відповідають стандарту ДСТУ EN IEC 62271-203:2024;
- застосовувати роз'єднувачі з електроприводами основних і заземлювальних ножів, горизонтально-поворотного або підвісного типу з одним розривом на полюс, які відповідають стандарту ДСТУ EN IEC 62271-102:2022. Роз'єднувачі повинні мати блокування з вимикачем: електричне, електромагнітне, логічне за необхідністю;
- застосовувати переважно жорстке ошинування 110 кВ; застосовувати металоконструкції, які мають антикорозійний захист, виконаний методом гарячого цинкування;
- застосовувати різні типи збірних залізобетонних і пальових фундаментів для зменшення обсягів (або відмови) виконуваних земляних робіт;
- застосовувати для покриття території ПС матеріали, які запобігають проростанню рослинності;
- застосовувати переважно посилені металеві зварні секційні огорожі для зовнішньої огорожі ПС.

При будівництві (реконструкції) РУ 110 кВ закритих ПС потрібно застосовувати КРУЕ з елегазовою або екогазовою ізоляцією, яка відповідає стандарту ДСТУ EN IEC 62271-203:2024. КРУ з елегазовою ізоляцією мають бути укомплектованими системою моніторингу та діагностики щільності елегазу, з вбудованою системою безперервної сигналізації.

При будівництві (реконструкції) РУ 10–35 кВ ПС потрібно:

- застосовувати закриті РУ 10–35 кВ з вакуумними вимикачами 10 кВ, 20 кВ, 35 кВ, які відповідають вимогам стандарту ДСТУ EN IEC 62271-100:2022;
- застосовувати в РУ 10 кВ, 20 кВ комірки типу «metal-enclosed» (клас експлуатаційної готовності LSC 2В, клас перегородок РМ) з повітряною ізоляцією та викатними елементами касетного виконання для класу напруги 10 кВ, 20 кВ та викатними елементами для класу напруги 35 кВ, які відповідають стандартам ДСТУ EN 62271-1:2018 та ДСТУ EN IEC 62271-200:2022;
- застосовувати жорстке ошинування 10–35 кВ від трансформаторів 110 кВ до РУ 10–35 кВ з зовнішнім ізоляційним шаром або ошинування, виконане кабелем при неможливості виконання жорсткого ошинування.

Модернізація існуючого парку обладнання при реконструкції об'єктів і будівництві ПС нового покоління для АТ «Хмельницькобленерго» повинна проходити відповідно до основних цілей:

- підвищення надійності і наочності первинних схем ПС, схем власних потреб;
- застосування сучасного високоякісного обладнання і як наслідок

збільшення ресурсу при інтенсивній експлуатації;

- використання сучасних засобів управління та захисту;
- підвищення зручності експлуатації і безпеки за рахунок впровадження компактних конструктивних рішень РУ 10-110 кВ;
- підвищення грозостійкості підходів до ПС;
- зниження витрат на експлуатацію.

ЛЕП 35-110 кВ.

Будівництво нових і реконструкцію існуючих ліній електропередачі слід здійснювати на розрахунковий термін служби за елементами ВЛ (не менше 40 років). Для ПЛ, що проходять по лісових масивах, розрахунок ширини просіки проводили з урахуванням перспективи росту дерев основного масиву, або при будівництві використовувати опори, висота яких більша за висоту найвищого дерева лісового масиву.

Вибір конструкцій мережевих об'єктів всіх класів напруги необхідно виконувати з умов:

- мінімуму витрат на їх технічне обслуговування та ремонти;
- можливості проведення технічного обслуговування і ремонту на ПЛ без зняття напруги (горизонтальне розташування проводів, спеціальні типи в'язок, роз'ємні затискачі і т. д.);
- при проходженні ПЛ по території міста та пересіченнях автомобільних та залізничних доріг необхідно використовувати подвійні підвісні гірлянди ізоляторів.

ПЛ 110 кВ, як правило, мають бути захищеними на всій довжині від грозових перенапруги та прямих влучень блискавок грозозахисними тросами.

Для ПЛ напругою 110 кВ потрібно застосовувати:

опори:

- проміжні: залізобетонні центрифуговані, металеві ґратчасті;
- анкерні: металеві ґратчасті;
- металеві багатогранні гнуті опори допускається використовувати в стислих умовах улаштування ПЛ.

фундаменти:

- монолітні залізобетонні (заглиблені, малозаглиблені і поверхневі);
- збірні залізобетонні;
- пальові залізобетонні і металеві (фундаменти із залізобетонних паль і з металевими ростверками, гвинтові палі, палі відкритого профілю тощо);
- ригелі для опор ПЛ 110 (150) кВ.

проводи і грозозахисні троси:

- стандартні сталеві алюмінієві проводи;
- компактні проводи у випадках визначених пунктом 2.5.86 ПУЕ;
- грозозахисні троси з оцинкованих дротів з низьколегованої сталі або троси зі сталеві алюмінієвих проводів;
- грозозахисні троси із вмонтованими волоконно-оптичними лініями зв'язку.

ізолятори та лінійна арматура:

- скляні тарілчасті ізолятори;
- полімерні ізолятори з кремнійорганічним захисним покриттям;
- полімерні міжфазні розпірки на ПЛ, які зазнають ожеледного галоупування;
- резонансні гасники вібрації та розпірки, що демпфують;
- пристрої, які запобігають ожеледоутворенню на проводах, вантажо-обмежувачі закручування проводів і пристрої для захисту проводів від налипання мокрого снігу;
- птахозахисні пристрої, які запобігають забрудненню ізоляції;
- лінійну та спіральну арматуру.

Для проходження ПЛ через ліси та посадки, використовувати опори, висота яких забезпечує підвіску проводів вище найвищих дерев, з забезпечення під'їздів лише до опор (досвід Швейцарії).

1.5. Технологічні і компонувальні рішення 0,4-10 (20) кВ. ТП (РП) 10(20)/0, 4 кВ.

Основним напрямком розвитку електричних мереж напругою 10/0,4 кВ в сільській місцевості з метою зниження втрат, збільшення можливості приєднання споживачів та підвищення надійності електропостачання повинно застосовуватися технічне рішення по наближенню пунктів трансформації електроенергії до споживача, шляхом установки розвантажувальних трансформаторних пунктів 10/0,4 кВ.

У населених пунктах, районних центрах, поблизу шкіл, лікарень, інших місць масового перебування населення слід застосовувати малогабаритні комплектні ТП кіоскового типу в бетонній або металевій оболонці з тепловою ізоляцією з повністю ізольованими виходами (проводи, елементи вводів, апаратні затискачі).

В електричних мережах міст слід застосовувати малогабаритні блокові комплектні трансформаторні підстанції, що органічно вписуються в архітектуру населених пунктів, із застосуванням у складі РУ малогабаритних вакуумних вимикачів по стороні 10 кВ. Трансформатори застосовувати сухі з литою ізоляцією або масляні герметичні (останні повинні мати маслоприймач, розрахований на прийом не менше 20% трансформаторного масла трансформатора, з відводом масла в маслозбірник, у разі порушення герметичності) і зниженим рівнем шуму, що дозволить розташовувати КТП в безпосередній близькості до житлових будинків. У даному випадку більш прийнятним є застосування підземних (заглиблених) ТП контейнерного типу.

При реконструкцію мереж 10(20) та 0,4 кВ використовувати практику, яка була застосована при реконструкції електромереж старої частини міста Нетішин Хмельницької області в частині застосування сезонних трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.

КЛ, ПЛ 10(20) кВ.

Основними принципами побудови КЛ напругою 10-20 кВ в містах є застосування петльових або багатопроменевих схем (2 і більше променя) з пов'язаними променями в кільцеву схему (змішані схеми), як правило, з ручним включенням резервної лінії.

У великих містах (з кількістю мешканців 1 млн і більше), а також в мережах 10 кВ об'єктів життєзабезпечення та споживачів 1-ї категорії рекомендується застосовувати 2-променеві схеми з автоматичним включенням резерву.

Побудову мереж в містах від джерел живлення слід здійснювати із застосуванням розподільчих пунктів напругою 10(20) кВ.

Новозбудовані (реконструйовані) КЛ мають відповідати таким вимогам:

- переріз жил кабелю повинен забезпечувати пропускну спроможність КЛ протягом усього періоду експлуатації кабелю, що має становити не менш ніж 40 років;

- гранична довжина КЛ 0,4 кВ повинна бути розрахована такою, що забезпечує вимоги щодо рівня напруги та селективну роботу захисту;

- відгалуження від існуючої КЛ 10 кВ, 20 кВ має здійснюватися улаштуванням ТП або кабельної збірки.

При реконструкції ЛЕП прокладати разом з лініями електропередачі лінії зв'язку (бажано з використанням оптоволокна).

Для захисту від перенапруги ПЛ 10 кВ, 20 кВ треба застосовувати:

- довго-іскрові розрядники (перевага надається ОПН);

- ОПН;

- заземлювачі опор з нормованими значеннями опору заземлення.

Довго-іскрові розрядники на ПЛ можуть встановлюватися:

- для захисту від перенапруги і перепалу проводів на ПЛ із захищеним проводом або СІП;

- на підходах до РУ ПС;

- для захисту ослаблених місць на ПЛ (на ПЛ із дерев'яними опорами, кабельні муфти, місця перетинів);

- у районах з аномально високим числом грозових вимикань.

На ПЛ 10–20 кВ треба застосовувати:

- дистанційно керовані секціонуючі пристрої;

- реклоузери на магістральних ПЛ 10 кВ, 20 кВ для захисту від КЗ, автоматичного та дистанційного керування;

- комутаційні пристрої (лінійні роз'єднувачі, роз'єднувачі-запобіжники та інші пристрої) на відгалуженнях ПЛ для автоматичного відключення пошкоджених ділянок;

- комутаційні пристрої (секціонайзери, тріпсейвери, ф'юсейвери, роз'єднувачі-запобіжники та інші пристрої) на відгалуженнях ПЛ для автоматичного відключення пошкоджених ділянок;

- індикатори пошкоджень для візуального визначення пошкоджень на ПЛ та передачі інформації про пошкодження в АСДТК.

ПЛ 10-20 кВ повинні бути оснащеними (незалежно від параметрів лінії):

- пристрої двократного (як правило) автоматичного повторного вмикання на головному вимикачеві ПЛ;

- захистом від однофазних замикань на землю та міжфазних замикань;

- захистом від обриву проводу.

ПЛ 0,4 кВ.

ПЛ 0,4 кВ повинні бути виконані по радіальній схемі проводами одного перерізу на всій довжині лінії. ПЛ 0,4 кВ виконуються в трифазному 4-дротовому виконанні з застосуванням самонесучих ізольованих проводів. Довжина ліній повинна бути визначена виходячи з умов забезпечення необхідних техніко-економічних показників лінії, якості електроенергії та надійності електропостачання споживачів. Обмежується використання ПЛ у населених пунктах (містах та селищах), перевага надається КЛ.

Для ПЛ напругою 0,4-20 кВ потрібно застосовувати:

опори:

На ПЛ 0,4-20 кВ треба переважно застосовувати залізобетонні та металеві опори. Композитні або дерев'яні опори допускається використовувати в особливих випадках (неможливість використання вантажно-під'ємних механізмів).

Металеві опори та металоконструкції залізобетонних опор повинні мати антикорозійний захист, виконаний методом гарячого цинкування.

На ПЛ 10–20 кВ необхідно використовувати опори зі згинаючим моментом ≥ 50 кН·м, на ПЛ 0,4 кВ при будівництві та реконструкції – опори зі згинаючим моментом ≥ 30 кН·м, при капітальному ремонті та технічному обслуговуванні – опори зі згинаючим моментом ≥ 20 кН·м.

Фундаменти для опор застосовувати монолітні (заглиблені, малозаглиблені, поверхневі), збірні, пальові (залізобетонні або металеві), гвинтові та палі відкритого профілю.

проводи:

На ПЛ 0,4 кВ треба застосовувати провід марки СІП-5нг (AsXSn), капітальний ремонт дозволяється виконувати неізольованим проводом марки А.

На ПЛ 10 кВ, 20 кВ необхідно застосовувати захищений провід марки СІП-3нг з перерізом ≥ 50 мм² (дозволяється виконувати неізольованим проводом марки АС з перерізом ≥ 50 мм²).

У разі проходження ПЛ 10 кВ, 20 кВ у районах з інтенсивними і частими явищами утворення ожеледі, можливими сильними вітрами (починаючи з III району з вітру та ожеледі) та у стислих умовах допускається використання СКЧН.

ізолятори та лінійна арматура:

На ПЛ 10–20 кВ треба застосовувати:

- порцелянові штирьові ізолятори з втулкою для розкочування; полімерні ізолятори (у тому числі опорно-підвісні ізолятори); спіральну арматуру;
- арматуру для монтажу захищеного проводу або повністю ізольованими самонесучими проводами.

На ПЛ 0,4 кВ треба застосовувати лінійну арматуру для монтажу СІП.

Арматура, яка використовується на ПЛ повинна мати антикорозійний захист, виконаний методом гарячого цинкування.

Під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення ПЛ 0,4-20 кВ заборонено застосовувати:

- неізольовані проводи на ПЛ 0,4–20 кВ;
- залізобетонні стояки типів СВ 110-3,5 і СВ 105-3,6 на ПЛ 10–20 кВ та СВ 95-1

і СВ 95-2 для ПЛ 0,4 кВ;

- трубчасті розрядники 6–10 кВ;
- дугозахисні роги на ПЛ із захищеними проводами та повністю ізольованими самонесучими проводами.

2. Вимоги до обладнання та елементів мережі.

2.1. Розподільні пристрої 35-110 кВ і 10(20) кВ.

Технічні вимоги до РУ 35-110 кВ:

- допускаються до застосування РУ відкритого виконання при будівництві підстанцій поза територією міст, підстанцій глибокого вводу (при відсутності вимог споживача до закритого виконання);
- у великих населених пунктах при обмежених умовах або відповідно до вимог архітектури міста РУ 110 кВ виконується закритого типу модульного або контейнерного виконання з установкою КРПЕ (110 кВ) або в блочно-модульному будівлі у вигляді КРУ на вакуумних вимикачах (35 кВ);
- застосування металоконструкцій порталів підвищеної міцності і стійких до корозії, в тому числі, нових матеріалів для захисту будівельних конструкцій від корозії;
- застосування полегшених попередньо-напружених залізобетонних стійок і паль, а також лежнів під обладнання;
- відмова від виконання земляних робіт шляхом застосування різних типів збірних залізобетонних та пальових фундаментів, у тому числі фундаментів з гвинтових паль;
- гнучка або жорстка ошиновка блокової заводської комплектації;
- самодіагностика основного електрообладнання;
- прогресивні технології обслуговування устаткування.

Технічні вимоги до РУ 10 кВ:

- у містах, селищах міського типу, як правило, закрите виконання, в тому числі, з осередками модульного типу на базі вакуумних вимикачів;
- в конструкцій РУ 10(20) кВ вакуумний вимикач повинен забезпечувати функції вимикача і роз'єднувача в єдиному модулі (викатне або висувне виконання);
- в комірках з трансформаторами напруги повинні бути вжиті заходи щодо запобігання резонансних підвищень напруги;
- використання вимірювальних трансформаторів струму з литою або елегазовою ізоляцією, трансформаторів напруги - з литою або масляної ізоляцією, сухих трансформаторів власних потреб;
- гнучка архітектура комірки з компактным і безпечним компонуванням функціональних елементів пристрою;
- оснащення пристроями релейного захисту та автоматики, апаратами телекерування, телесигналізації і приладами для визначення місць міжфазних коротких замикань, однофазних замикань на землю в лініях 10(20) кВ;
- для захисту від дугових коротких замикань усередині шаф КРУ повинні бути передбачені клапанний, теристорний або оптичний дуговий захист.

2.2. Загальні вимоги до КРПЕ 110 кВ.

Комплектні розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією 110 кВ повинні застосовуватися тільки для внутрішньої установки.

Головною вимогою до надійності КРПЕ є вивід в ремонт будь-якого газового об'єму без повного відключення КРПЕ.

З метою виконання вимог з безпеки в КРПЕ повинні бути передбачені другі заземлювальні ножі на системах шин і в розвилці шинних роз'єднувачів (для схеми дві системи шин).

Вимоги до приміщень та технологічного обладнання КРПЕ:

- елегазовий зал повинен, переважно, розташовуватися на відмітці «0», розташування залу нижче за відмітку «0» не допускається;

- ворота в залу КРПЕ повинні забезпечувати можливість транспортування максимальної за габаритами транспортної одиниці в транспортній упаковці і провозу обладнання для випробувань КРПЕ, ворота повинні бути механізованими, герметичними і теплоізолюючими;

- при розташуванні залу КРПЕ на відмітці вище «0» проектом повинен бути передбачений отвір, розміри якого повинні дозволяти транспортування максимальної транспортної одиниці в транспортній упаковці, на відмітці «0» повинен бути забезпечений заїзд вантажної машини під пройом;

- в залі КРПЕ повинна бути встановлена кран-балка, що перекриває всю площу залу, в тому числі і пройом. Вантажопідйомність кран-балки повинна відповідати максимальній масі транспортної одиниці елегазового обладнання, яке буде встановлено в залі КРПЕ.

У будівлі підстанції повинні бути передбачені такі приміщення:

- приміщення для зберігання балонів з елегазом (площа не менше 8 м²) з витяжною вентиляцією;

- приміщення для зберігання запасних частин та пристосувань площею не менше 10 м²;

- приміщення для ремонтного і налагоджувального персоналу площею не менше 30 м² з природним і штучним освітленням.

В приміщенні повинен дотримуватися температурний режим. Допуск по висоті розташування закладних деталей для установки полюсів комірок повинен відповідати допускам, вказаним в технічному описі та інструкції з експлуатації на відповідний тип елегазових комірок.

У залі КРПЕ повинно бути встановлено кілька щитових збірок постійного і змінного струму (в залежності від кількості комірок і розмірів залу КРПЕ) для підключення осцилографічного, пусконалагоджувального та випробувального обладнання на 380/220 В.

Підлога в залі КРПЕ повинна бути зроблена з матеріалу, що не дає пилу при транспортуванні елегазового та допоміжного обладнання, і пофарбована фарбою, стійкою до дії вологи.

Стіни і стеля в залі КРПЕ повинні бути пофарбовані фарбою, стійкою до впливу вологи підлозі для забезпечення з'єднання кабельного вводу з КРПЕ повинні мати

розміри, що дозволяють проводити приєднання і від'єднування кабелю без демонтажу окремих елементів КРПЕ.

Повітрообмін в залі КРПЕ забезпечується 3-х кратною загальнообмінною вентиляцією. Аварійна вентиляція 8-ми кратна, що складається з 3-х кратної загальнообмінної, плюс один вентилятор тієї ж потужності (3-х кратний), що видаляє елегаз з нижньої зони, і 2-х кратної вентиляції, що здійснює відведення елегазу даховими вентиляторами.

Повітря припливної вентиляції повинно проходити через фільтри, що запобігають потраплянню в приміщення пилу.

2.3. Вимикачі 35-110 кВ.

Відповідно до сучасних умов роботи обладнання, при проектуванні розподільних пристроїв 35-110 кВ і виробництві високовольтних вимикачів повинні забезпечуватися наступні вимоги:

- висока надійність конструктивних елементів, матеріалів і складання устаткування з метою терміну служби не менше 40 років;
- електрична і екологічна безпека застосовуваних конструкцій і матеріалів;
- мінімальні витрати на ТО і максимальний термін гарантії фірми-виробника, але не менше 5 років;
- застосування полімерних ізоляторів для бакових вимикачів з RIP-ізоляцією, а також виконання дугогасних камер і опорних ізоляторів колонкових вимикачів з полімерних матеріалів, для поліпшення характеристик вимикачів, зниження ваги, забезпечення стійкості до забруднення та актів вандалізму;
- розширення стандартної лінійки номінальним струмів вимикачів 110 кВ починаючи з нижньої межі струмів – 600 А;
- високий ступінь заводської готовності, при необхідності в найкоротші терміни проведення гарантійного і післягарантійного технічного обслуговування обладнання;
- великий комутаційний і механічний ресурс контактної системи, що визначається високою зносостійкістю контактів:
 - a) ресурс по механічній працездатності, операцій Вкл/Викл – не менше 10 тис.,
 - b) ресурс по комутаційній здатності при номінальному струмі, операцій Вкл/Викл – не менше 5 тис.,
- відсутність необхідності обслуговування дугогасильних камер протягом усього терміну служби;
- розширені межі температурного діапазону для кожного кліматичного виконання;
- високонадійні та ефективні низькопотужні приводи, які не потребують регулювання протягом всього терміну служби;
- електромагнітна сумісність з будь-якими типами устаткування;
- ремонтпридатність вузлів вимикача (шляхом заміни) без порушення умов гарантії.

Вимоги до приводів вимикачів 35-110 кВ:

- стійкість конструктивних елементів приводу до впливів навколишнього середовища;
- високий ступінь експлуатаційної надійності;
- простота принципу дії (роботи) і міцність конструкції; відсутність потреби в ТО протягом терміну служби;
- низьке споживання енергії;
- поєднання кращих якостей пружинного і електромагнітного приводів.

Виходячи з доцільності, для найбільш відповідальних ПС (міські, транзитні) та ПС, до яких підключені споживачі 1 категорії, необхідно встановлювати вимикачі з пружинними приводами і електродвигунами постійного струму. В інших же випадках, для основної кількості високовольтних вимикачів, на ПС 35-110 кВ слід використовувати пружинні приводи з електродвигунами змінного-постійного струму.

На ПС 35-110 кВ повинні застосовуватися схеми з вакуумними вимикачами та закритими РП (ЗРП) 10 кВ. Конструкції ПС 110 кВ повинні передбачати застосування у ВРП 110 кВ переважно колонкових елегазових вимикачів з пружинними приводами, для ПС 35 кВ – ВРП з вакуумними вимикачами. Бакові вимикачі 35-110 кВ допускається застосовувати за окремими рішеннями, у тому числі у разі комбінованої установки ТС-роз'єднувач-заземлювач-вимикач.

2.4. Роз'єднувачі 35-110 кВ.

Вимоги до роз'єднувачів 35-110 кВ:

- стійкість до корозії і механічного зносу покриття поверхонь контактів;
- оснащення руховим приводом робочих і заземлюючих ножів роз'єднувачів з наявністю захисного блокування між ними;
- комплектування високоміцними фарфоровими або полімерними опорними ізоляторами;
- контактна головних і заземлюючих ножів повинні забезпечувати стабільне контактне натискання, яке не потребує регулювань в ході експлуатації протягом усього терміну служби - 30 років;
- деталі та вузли кінематичної передані повинні виконуватися із застосуванням підшипників, що не вимагають мастила в процесі всього терміну експлуатації,
- комплектування високонадійними перемикаючими пристроями для реалізації схем електромагнітного блокування;
- використання шарнірів тяг і валів на полімерних вкладишах з низьким коефіцієнтом тертя;
- гарантована працездатність при стінці ожеледі не менше 25 мм;
- застосування стійкого антикорозійного покриття сталевих деталей на основі гарячої або холодної оцинковки, що забезпечує надійний захист на весь термін служби;
- поставка укрупненими вузлами для скорочення витрат при монтажі;
- використовуване устаткування не повинно вимагати ремонту протягом розрахункового терміну служби.

2.5. Вимикачі 10(20) кВ.

Основні вимоги до сучасних вимикачів:

- надійність вимикачів по комутаційному ресурсу при відключенні як робочих струмів, так і струмів к.з.;
- ресурс по комутаційній здатності при номінальному струмі - не менше 50 тис. операцій В/В;
- ресурс по комутаційної здатності при струмах к.з = 0,3-0,6 від струму відключення - не менше 200 операцій Вкл/Викл;
- ресурс по комутаційної здатності при струмах 0,6-1,0 від струму відключення - не менше 50 операцій Вкл/Викл;
- комплектування пристроями, що дозволяють управляти комутаційними апаратами за відсутності оперативного струму, у тому числі із застосуванням переносних блоків для «ручного» управління;
- використання ефективних слабкострумівих проводів як змінного, так і постійного струму (у ввідних і секціонувальних комірках);
- електромагнітна сумісність систем управління, надійність блоків управління;
- сумісність з мікропроцесорними РЗА.

2.6. Силкові трансформатори для ПС 35-110 кВ

Вимоги до обладнання по надійності, монтажу, обслуговування та резервування:

- при проектуванні вузлових підстанцій 110 кВ розглядати застосування системи безперервного моніторингу стану без виведення в ремонт трансформатора;
- застосування високовольних ввідів 110 кВ з твердою ізоляцією (RIP);
- застосування герметичних повітросушительних фільтрів, що не потребують обслуговування;
- оснащення автоматичними пристроями управління РПН, у тому числі з мікропроцесорними блоками управління;
- застосування нових технологій і матеріалів при виготовленні силових трансформаторів для зниження рівня питомих технічних втрат електроенергії, рівня шуму.

Управління РПН необхідно здійснювати за допомогою регуляторів, які забезпечують:

- блокування регулювання та сигналізацію у разі перевищення вимірюваних величин значень уставок; можливість задання різних уставок за коефіцієнтами трансформації вимірювальних ТС;
- контроль поточних значень струмів і напруг та їх відображення;
- розширений діапазон задання уставок, а також задання їх різними способами. Додаткові вимоги:
- вимірювання і відображення змінної напруги регульованої секції;
- відображення поточного ступеню перемикачів;

- підрахунок виробленого ресурсу РПН;
- можливість формування вихідного релейного сигналу «Сигналізація» програмованої тривалості для виключення тривалого блокування центральної сигналізації енергооб'єкта;
- наявність каналу зв'язку, за яким можна відстежувати і змінювати уставки, зчитувати поточні значення всіх вимірюваних струмів і напруг, а також інформацію про останні відхилення від нормальної роботи регулятора, яка повинна зберігатися в енергонезалежній пам'яті;
- контроль роботи електроприводу РПН в процесі відпрацювання ним команд управління;
- висока точність вимірювання напруги (0,5%), струму, часу і частота, а також стабільність всіх характеристик.

2.7. Трансформатори власних потреб і ТП 10 (20) кВ.

Для комплектації ЗТП, КТП і систем забезпечення власних потреб ПС 35-110 кВ різних модифікацій (кіоскового, блочно-модульні в бетонному корпусі, блочно-модульні в корпусі з сендвіч-панелей або листового металу) рекомендуються до застосування:

- герметичні масляні або заповнені рідким негорючим діелектриком трансформатори зі зменшеними питомими технічними втратами електроенергії та малогабаритними параметрами, у тому числі, спеціальних конструкцій трансформатори потужністю до 100 кВА, що дозволяють їх підвіску на опорі;
- трансформатори типу ТМГ потужністю 100-1000 кВА з гарантованою кількістю циклів стиснення - розтягування 50 тисяч і терміном служби не менше 30 років;
- сухі трансформатори для КТП, вбудовані в будівлі, і малогабаритні ТП, що споруджуються в стислих умовах і умовах щільної міської забудови;
- силові трансформатори повинні відповідати Технічному регламенту з екодизайну та стандарту ДСТУ EN 60076-1:2016;
- трансформатори типу ТМГС з симетруючою обмоткою виробництва ПАТ «Укрелектроапарат.»

Нерекомендовані до застосування:

- трансформатори з нормативним терміном служби менше 30 років;
- трансформатори типу ТМГ з гарантованою кількістю циклів стиснення - розтягування менше 50 тисяч;
- трансформатори типу ТМ;
- трансформатори, що мають технічні втрати електричної енергії більше нормованих європейським стандартом EN 50464;
- трансформатори з відсутністю пристроїв захисту масла, що не потребують обслуговування.

Основні вимоги, до трансформаторних підстанцій:

- термін служби КТП, встановлений заводом виробником, повинен

становити не менше 30 років;

- висока заводська готовність КТП, що забезпечує монтаж і введення в експлуатацію в короткі терміни;

- можливість модернізації - заміна трансформатора на більшу потужність, розширення РУ - 0,4 кВ, розширення однострансформаторної до двох трансформаторної за допомогою установки додаткових уніфікованих модулів без проведення будівельних робіт;

- висока стійкість до корозії корпусу КТП (висока якість лакофарбового покриття, використання оцинкованої сталі, неметалів) товщина металу повинна бути не менше 2,5 мм, гарантійний термін служби по корозійній стійкості корпусу не менше 15-20 років;

- для зручності заміни та ремонту трансформатора дах трансформаторного відсіку КТП повинен бути виконаний в знімному варіанті, або трансформаторний 17 відсік повинен мати спеціальний викочуваний пристрій;

- кріплення дверей РУ повинно бути виконано на внутрішніх петлях, замки на дверях повинні мати просту і надійну конструкцію і бути виконані у внутрішньому виконанні;

- в якості ущільнювачів на дверях КТП використовувати довговічні матеріали, стійкі до атмосферних впливів;

- обов'язкова наявність над дверима відливів, козирків, що виключають попадання атмосферних опадів всередину КТП;

- конструкція даху повинна виключати стік води з даху на стіни КТП;

- у нових конструкціях КТП з повітряним вводом слід по можливості уникати застосування прохідних ізоляторів, вводи в КТП виконувати ізолюваним проводом. У разі застосування конструкції з прохідними ізоляторами в профілі корпусу КТП передбачати спеціальні приливи (піднесення) для виключення попадання вологи під ізолятор;

- застосування в КТП герметичних трансформаторів марки ТМГ, трансформаторів з симетрувальною обмоткою ТМГС;

- в КТП щоголового виконання без комутаційної апаратури використовувати трансформатори, що дозволяють підвішувати їх на опорі без застосування додаткових конструкцій, корпус одночасно повинен бути несучою рамою.

- в РУ-0,4 кВ передбачати установку автоматичним вимикачів, що забезпечують надійність робочих контактів, при відключенні видимий розрив ланцюга; болти для кріплення проводу в клемних затискачах вимикача повинні бути виконані під викрутку або гайковий ключ (виключити застосування болтів під шестигранник);

- на КТП з повітряним вводом 10 кВ використовувати запобіжники-роз'єднувачі вихлопного типу або роз'єднувачі;

- застосовувати гнучкий зв'язок трансформатора з РУ 10(20) - 0,4 кВ, що полегшує заміну трансформатора і комутаційної апаратури;

- електричні з'єднання виконати переважно на апаратних затискачах з мінімальною кількістю різьбових з'єднань;

- для захисту від грозових перенапруг необхідно використовувати

вибухобезпечні обмежувачі перенапруг (ОПН) з підвищеною енергоемністю;

– у РУ 0,4 кВ після головного рубильника має забезпечуватися захист від перенапруг у вигляді ОПН-0,4;

– для комутації по стороні 10(20) кВ використовувати вимикачі навантаження зовнішньої установки;

– колірне рішення має відповідати корпоративним кольорам АТ «Хмельницькобленерго».

Забороняються до застосування при новому будівництві та реконструкції:

– роз'єднувачі типу РЛНД – 10(20);

– трансформатор типу ТМ.

Загальні вимоги до трансформаторів власних потреб 10 кВ, 20 кВ, які використовуються на ПС 110 (150) кВ:

– силові трансформатори повинні відповідати Технічному регламенту з екодизайну та стандарту ДСТУ EN 60076-1:2016;

– застосування герметичних масляних трансформаторів на відкритих ПС та трансформаторів з литою ізоляцією в закритих ПС;

– обладнання системою автоматичного контролю температури;

– захисне покриття силових трансформаторів повинно відповідати вимогам ДСТУ ISO 12944-5:2020.

2.8. Вольтододавальні трансформатори

Вольтододавальні трансформатори рекомендується встановлювати на підстанціях 35-110 кВ з пристроями ПБЗ, або, де регулювання напруги не відповідає вихідним вимогам при використанні РПН або ПБЗ;

Вольтододавальні трансформатори 110-35 кВ повинні оснащуватися вбудованими трансформаторами струму, блоком управління з програмованим мікропроцесором для автономного управління по струму, напрузі та потужності з фіксацією за часом.

2.9. Вимірювальні трансформатори.

Вимірювальні трансформатори повинні:

– бути пожежо- і вибухобезпечними;

– мати термін служби не менше 30 років;

– відповідати вимогам по організації релейного захисту та обліку електроенергії.

Вимірювальні трансформатори струму (ТС) повинні бути з литою або елегазовою ізоляцією і мати не менше трьох вторинних обмоток класу точності 0,2/0,2 S, 0,5/0,5 S і 5P/10P для відповідного класу напруги.

Вимірювальні трансформатори напруги повинні бути антирезонансні класу точності не гірше 0,5/0,5 S.

Для систем АСКОЕ необхідно застосовувати ТС і ТН з обмотками вимірювання класу точності 0,2/0,2 S і 0,5/0,5 S, для відповідного класу напруги.

При створенні систем АСКОВ на межах балансової належності з суміжними ліцензіатами класи точності застосовуваних ТС і ТН повинні бути не гірше класів точності ТС і ТН, встановлених з боку даних ліцензіатів.

При реконструкції ПС, при відсутності місця для установки звичайних ТС і ТН, розглядати можливість застосування суміщених ТС і ТН 110 кВ.

2.10. РЗА і ПА.

2.10.1. Загальні положення.

Основним напрямком розвитку пристроїв РЗА є застосування мікропроцесорних пристроїв, що не обслуговуються, які максимально забезпечують основні вимоги до пристроїв РЗА – швидкодія, чутливість, надійність і селективність.

Основним принципом застосування пристроїв РЗА повинна стати багатофункціональність та автоматичне керування пристроями захисту і діагностики пристроїв захисту.

При проектуванні нової ПС або комплексної реконструкції ПС повинно застосовуватися устаткування одного виробника для однотипних одно функціональних захистів.

При модернізації первинного обладнання повинна проводитися і модернізація РЗА.

При експлуатації морально застарілих пристроїв РЗА необхідно забезпечити максимально тривале збереження їх експлуатаційних параметрів.

2.10.2. Нові пристрої РЗА.

Нові системи та апарати РЗА повинні забезпечувати:

- зниження часу відключення струмів короткого замикання на основі підвищення швидкодії пристроїв релейного захисту;
- виявлення пошкоджень елементів мережі на ранніх стадіях їх виникнення шляхом підвищення чутливості пристроїв РЗА;
- доступність для керування з робочого місця експлуатаційного персоналу через канали зв'язку;
- підвищення надійності функціонування пристроїв РЗА в результаті застосування: Вбудованої в пристрої безперервної діагностики;
- цифрових каналів зв'язку, включаючи волоконно-оптичні;
- дубльованих каналів зв'язку для передачі аварійних сигналів і команд.

Мікропроцесорні пристрої повинні забезпечувати наступні експлуатаційні можливості:

- виконання функцій захистів, автоматики та управління, визначених ПУЕ і задання внутрішньої конфігурації (введення/виведення захистів і автоматики, вибір захисних характеристик і т.д.);
- введення і зберігання уставок захистів і автоматики;
- контроль та індикацію положення вимикача, а також контроль справності його кіл управління (для пристроїв РЗА, що впливають на вимикачі);
- визначення виду пошкодження;
- передачу параметрів аварії, введення та зміна уставок по лінії зв'язку;

- безперервний оперативний контроль працездатності (самодіагностику) протягом усього часу роботи;
- блокування всіх виходів при несправності пристрою для виключення помилкових спрацьовувань;
- отримання дискретних сигналів управління і блокувань, видачу команд управління, аварійної і попереджувальної сигналізації;
- гальванічну розв'язку всіх входів і виходів, включаючи живлення, для забезпечення високої завадозахищеності;
- високий опір і міцність ізоляції входів і виходів відносно корпусу та між собою для підвищення стійкості пристрою до перенапруг, що виникають у вторинних колах КРУ.

Пристрої не повинні спрацьовувати хибно і повинні не пошкоджуватися:

- при знятті і подачі оперативного струму, а також при перервах живлення будь-якої тривалості з подальшим відновленням;
- при подачі напруги оперативного постійного струму зворотної полярності;
- при замиканні на землю кіл оперативного струму.

Пристрої повинні забезпечувати зберігання конфігурації захистів і автоматики (установок) протягом усього терміну служби незалежно від наявності напруги живлення. Хід подій і зафіксовані дані в пам'яті повинні зберігатися при зникненні оперативного живлення на час до трьох років.

Пристрої повинні виконувати функції захисту з спрацьовуванням вихідних реле протягом 0,5 с при повному зникненні оперативного живлення від номінального значення.

Час готовності пристроїв до роботи після подачі оперативного струму не повинен перевищувати 1,0 с.

Модернізація (реконструкція) повинна переважно здійснюватися комплексно, з повною заміною ПРЗА всього об'єкта. У разі поетапної заміни ПРЗА по приєднанням або покомплектно, повинна забезпечуватися наступна можливість об'єднання і включення всіх пристроїв РЗА в єдину інформаційно-контролюючу керуючу систему (АСК ТП, SCADA).

МП пристрої РЗА повинні задовольняти вимогам по електромагнітній сумісності:

- 1) Захисти повинні бути стійкі до затухаючих коливань високої частоти.
- 2) Захисти повинні бути стійкі до мікросекундних, наносекундних імпульсних перешкод та електростатичних розрядів.
- 3) Захисти повинні бути стійкі до впливу імпульсного магнітного поля 300 А/м при ступені жорсткості випробувань 4.

Пристрої мікропроцесорної захисту повинні бути децентралізованими на рівні одного приєднання.

При використанні мікропроцесорних терміналів у складі шаф РЗА для зниження ймовірності подальших помилок оперативного і ремонтного персоналу не рекомендується використовувати:

- шафи з установкою більше трьох терміналів;
- шафи, що поєднують функції захисту, автоматики, оперативного

управління приєднанням.

2.11. Пристрої компенсації реактивної потужності.

Для підтримки якості електроенергії, зниження втрат електроенергії та підвищення пропускної спроможності рекомендується встановлювати статичні компенсуючі пристрої, у тому числі:

- тиристорно-реакторні групи;
- конденсаторні установки;
- компенсуючі (з використанням фільтрів) пристрої;
- статичні тиристорні компенсатори на базі силової електроніки.

У завантажених мережах 0,4-110 кВ при знижених рівнях напруги для зниження втрат потужності і забезпечення необхідних рівнів напруги слід застосовувати конденсаторні установки шляхом їх повного включення (або окремих частин). Застосування конденсаторної установки допускається за умови виключення резонансних явищ у всіх режимах роботи мережі.

З метою підтримки параметрів якості енергії та компенсації реактивної потужності змінного навантаження, а також підвищення стійкості електропередачі в мережах 35-110 кВ, слід застосовувати статичні тиристорні компенсатори.

Для підвищення коефіцієнта потужності споживачів електричної енергії в мережах 0,4-10(20) кВ рекомендується застосовувати конденсаторні установки. Автоматичні конденсаторні установки рекомендується встановлювати на «довгих» лініях, при цьому найбільший ефект досягається при спільній установці з вольтододавальними трансформаторами.

Керовані конденсаторні установки необхідно встановлювати на закритих підстанціях з трансформаторами потужністю 250 кВА і більше, на інших підстанціях – конденсаторні батареї.

При неможливості розміщення конденсаторних батарей з ручним перемиканням потужності рекомендується установка окремих конденсаторів, розрахованих тільки на компенсацію струму трансформатора, який намагнічує в базисній частині графіка реактивного навантаження.

Для зниження спотворення синусоїдальності напруги в мережах 0,4-35 кВ, як правило, повинні встановлюватися компенсуючі пристрої з фільтрами.

2.12. Заземлення нейтралі мереж 10(20)-35 кВ.

У АТ «Хмельницькобленерго» з метою обмеження дугових перенапруг і ферорезонансних явищ при однофазному замиканні на землю (ОЗЗ) може бути використано заземлення нейтралі у трьох видах:

- заземлення через реактори компенсації ємнісних струмів однофазних замикань;
- високоомне резистивне заземлення, головною метою якого є обмеження дугових перенапруг і ферорезонансних явищ;
- комбіноване заземлення через паралельно увімкнені реактор та резистор.

2.13. Системи оперативного струму.

На нових і реконструйованих підстанціях вищою напругою 35-110 кВ повинна застосовуватися система оперативного постійного струму (СОПС) напругою 230 В. Інші величини напруг або інші види оперативного струму (випрямлений, змінний) на таких підстанціях допускаються тільки при додатковому обґрунтуванні.

СОПС повинна інтегрувати в єдине ціле:

- джерела живлення у вигляді АБ і зарядно-підзарядні пристроїв (ЗІНІ), що працюють в режимі постійної підзарядки;
- приймально-розподільні щити постійного струму (ЩПС) по числу АБ;
- споживачі постійного струму (СПС), у тому числі: пристрої РЗА, ланцюги управління високовольтними апаратами, пристрої ПА, АСК ТП, пристрої аварійного освітлення, інші споживачі, кабелі вторинної комутації.

Формування СОПС повинно відповідати таким основним вимогам:

- ємність джерел постійного оперативного струму повинна бути розрахована з урахуванням часу прибуття персоналу на ПС у разі аварії і часу, необхідного для її ліквідації при втраті ланцюгів підзаряду акумуляторних батарей;
- забезпечення живлення ІНІС від зарядних пристроїв, якщо відбудеться відключення АБ;
- електромагнітна сумісність з об'єктами живлення;
- автоматичний пошук «землі» в мережі постійного оперативного струму без відключення приєднань, що відходять від ІЦПС.

Час ліквідації КЗ в мережі постійного оперативного струму повинен бути менше допустимої перерви живлення пристроїв РЗА.

СОПС повинна мати двох або трирівневу систему захисту:

- верхній рівень – захист шинок ІЦПС на вводі АБ; на верхньому рівні захисту слід застосовувати плавкі запобіжники;
- середній рівень – захист ланцюгів, що живлять шинки безпосередніх споживачів;
- нижній рівень – захист ланцюгів живлення безпосередніх споживачів (пристрої РЗА, ПА, ланцюги управління вимикачами і т.п.).

Як захисні апарати нижнього рівня слід використовувати автоматичні вимикачі.

Захист СОПС повинна забезпечувати:

- селективність всіх рівнів у всьому діапазоні струмів КЗ;
- чутливість до дугових КЗ в основній зоні та зоні резервування;
- резервування захисту нижнього рівня захистами більш високого рівня.

Застосування змінного оперативного струму на ПС з вищою напругою 35, 110 кВ дозволяється у виняткових випадках.

2.14. Обмежувачі перенапруг.

У мережах напругою 35-110 кВ при новому будівництві та реконструкції підстанцій слід встановлювати ОПН з датчиком струму імпульсів спрацьовування і можливістю вимірювання струмів витоку під робочою напругою.

ОПН встановлюються безпосередньо на підходах ПЛ до розподільних пристроїв підстанцій з боку підстанцій і безпосередньо у об'єкта, що захищається. В

мережах 10 кВ ОПН необхідно встановлювати для захисту електрообладнання підстанцій, розподільних та трансформаторних пунктів, електрообладнання пунктів секціонування та автоматичного включення резерву.

Слід застосовувати ОПН на основі оксидно-цинкових варисторів, з достатньою енергоємністю і захисним рівнем, вибухобезпечного виконання.

ОПН повинен бути відлаштований від спрацювання при перенапругах, викликаних однофазними дуговими замиканнями на землю.

Вибір типу застосовуваного ОПН, у тому числі для заміни вентиляльних розрядників, повинен бути обґрунтований розрахунком згідно з чинними методиками вибору.

У всіх точках мереж 10 кВ, де раніше передбачалося застосування вентиляльних розрядників РВО, слід застосовувати ОПН з найбільшими тривало допустимими робочими напругами 7,2-7,6 кВ і 12-12,7 кВ, відповідно та узгоджувати з режимом нейтралі мережі і пристроями релейного захисту від ОЗЗ.

На ПЛ 10 кВ, з метою зменшення числа встановлюваних апаратів, допускається застосування ОПН, що поєднують в собі функції механічного опорного елемента і захисту від кидків напруги.

На ПЛ 35-110 кВ для підвищення грозостійкості ПЛ на переходах через природні та інженерні перешкоди (ріки, залізні та автодороги), а також для підвищення грозостійкості підходів до ПС рекомендується застосовувати лінійні ОПН або довго-іскрові петльові розрядники.

2.15. Власні потреби підстанцій.

Власні потреби підстанцій повинні мати живлення не менше ніж від двох джерел. Не допускається живлення сторонніх споживачів від мережі власних потреб підстанцій.

Вимоги до трансформаторів власних потреб аналогічні вимогам до силових трансформаторів 10(20)/0.4 кВ. На стороні НН трансформатори власних потреб повинні працювати окремо з АВР.

При обґрунтуванні повинні передбачатися джерела безперебійного живлення. На кожному РУ живлення пристроїв РЗА, а також приводів вимикачів, повинно здійснюватися оперативним струмом не менше ніж від двох джерел (акумуляторних батарей, мережі власних потреб).

2.16. Системи безпеки об'єктів.

Підстанції повинні оснащуватися відповідними інженерними системами, системами технологічного спостереження і безпеки, в тому числі, системами охоронної сигналізації та контролю доступу на територію підстанції.

Системи охоронної та пожежної сигналізації повинні бути побудовані на базі відповідних датчиків, приймально-контрольних приладів для збору інформації, її обробки і візуалізації.

В інженерних системах підстанції допускається застосування загальнопромислових засобів автоматизації (датчики, програмовані контролери) або програмно-технічних засобів, що використовуються в АСК технологічними

процесами.

Огорожу ПС рекомендується виконувати капітальною із залізобетонних плит, пофарбованих у корпоративні кольори, або сітчастою, з оцинкованої сталі, що вписується в ландшафт забудови. Висота огорожі згідно ПУЕ.

2.17. Екологічні вимоги при проектуванні, будівництві та експлуатації електромережевих об'єктів АТ «Хмельницькобленерго».

При проектуванні і будівництві нових об'єктів АТ «Хмельницькобленерго» повинні враховуватися нормативи допустимого антропогенного навантаження на навколишнє середовище, передбачатися заходи щодо попередження та усунення забруднення навколишнього середовища, а також способи розміщення відходів виробництва та споживання, застосовуватися ресурсозберігаючі, маловідходні, безвідходні та інші найкращі існуючі технології, що сприяють охороні природного середовища, раціонального використання і відтворення природних ресурсів.

Зниження негативного впливу на навколишнє середовище і людину рекомендується здійснювати на основі:

- застосування сухих трансформаторів із зменшеними втратами енергії та конденсаторів з екологічно чистим рідким діелектриком;
- зниження рівня шуму електрообладнання;
- застосування електроустаткування, що забезпечує електричну, пожежну і вибухобезпечність;
- зниження площі відведених земель для підстанцій, відновлення порушених в процесі будівельно-монтажних робіт ділянок землі;
- вжиття заходів щодо повного запобігання потрапляння трансформаторного масла на поверхню землі;
- застосування пристроїв, що запобігають загибелі тварин і птахів;
- застосування електрообладнання, що не вимагає спеціальних заходів з обслуговування та утилізації.

2.18. Енергозбереження.

При зведенні нових і реконструкції існуючих об'єктів капітального будівництва АТ «Хмельницькобленерго» повинні застосовуватися будівельні матеріали, вироби і технології, спрямовані на підвищення теплового захисту та енергетичної ефективності будівель і споруд, що не приводять до істотного зростання вартості будівництва.

На стадії проектування адміністративних, виробничих і складських будівель і споруд, а також електроенергетичних об'єктів, прийняті будівельні і технічні рішення повинні бути прогресивними і спрямованими на зниження споживання теплової та електричної енергії.

Застосування енергозберігаючих технологій повинне мати комплексне рішення, враховувати вимоги, підготовлені за результатами проведення енергоаудитів, у тому числі тепловізійного обстеження, і бути спрямоване на зменшення витрат на власні та господарські потреби.

Як засоби енергозбереження на об'єктах капітального будівництва, перш за все, повинні застосовуватися:

- двотарифні (у перспективі багатотарифні) електронні лічильники електроенергії,

- лічильники теплової енергії,
- люмінесцентні лампи з електронним пускорегулюючим блоком;
- світлодіодні світильники внутрішньої і прожектора зовнішньої установки;
- інфрачервоні обігрівачі з терморегуляторами.

В якості перспективних енергозберігаючих технологій, застосування яких дозволить додатково підвищити ефективність використання теплової та електричної енергії, повинні розглядатися:

- теплові насоси;
- теплонакопичувачі;
- технології управління внутрішніми системами будівель «Smart house», у тому числі для виробничих будівель підстанцій та обладнання зовнішньої установки для контролю температурного режиму.

Внутрішньобудинкові мережі (переглянути вимоги в ДБН до їх влаштування, виконання обліку, зниження ТВЕ до менше-рівне 1%, контролю балансу електроенергії між загальним електролічильником і квартирними, передачу даних). Передбачити комерційний облік електроенергії на межі електричних мереж постачання електроенергії та електромереж споживача (обленерго не повинно оплачувати ТВЕ в електромережах споживача (внутрішньобудинкові мережі, мережі на території споживача).

Для економії енергоресурсів впроваджувати комбіноване опалення (електроопалення разом із газовим опаленням).

Удосконалення шкали тарифів для споживачів в т.ч. для населення:

- введення двоставочних тарифів (досвід Фінляндії та Франції — споживач платить за потужність та за використану електроенергію);
- тарифів, які передбачають централізоване регулювання участі, в період максимуму споживання електроенергії, побутових споживачів, шляхом централізованого відключення на години максимуму ОЕС невідповідальних струмоприймачів, що не погіршують комфорту (електроопалення, бойлера, сауни, пральні машини) крім світла, холодильника, електроплит та телебачення.

Поглиблене впровадження диференційованих тарифів для населення.

3. Вимоги до побудови систем оперативно-технологічного управління

3.1. Загальні вимоги до систем ОТУ

Технічна політика в області автоматизації мережевих об'єктів повинна бути спрямована на:

- підвищення ефективності функціонування і управління всього технологічного комплексу мереж;
- забезпечення необхідних якісних показників електроенергії та рівня обслуговування суб'єктів ринку при вирішенні завдань розподілу енергії,
- зниження шкоди від аварій, скорочення термінів ліквідації аварій.

3.2. Вимоги до Автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСКТП).

Автоматизована система керування технологічними процесами (АСКТП) в мережах будується на основі сучасних телемеханічних комплексів на базі мікропроцесорних контролерів, що підключаються безпосередньо до вторинних кіл трансформаторів струму та напруги і повинна забезпечити:

- управління приєднання з використанням пристроїв телеуправління і виконання перемикачів при виділенні пошкоджених ділянок мережі з роботи;
- вимірювання та реєстрацію режимних і технологічних параметрів;
- моніторинг та діагностику стану обладнання в нормальних і аварійних режимах;
- автоматизацію технологічних процесів основного і допоміжного обладнання.

Канали зв'язку які забезпечують функціонування Автоматизованої системи керування технологічними процесами повинні бути відокремлені від корпоративної мережі та забезпечені засобами захист від кіберзагроз.

3.3. Вимоги до Автоматизованої системи оперативно-технологічного управління (АСОТ).

3.3.1. Автоматизовані системи оперативно-технологічного управління (АСОТ) повинні містити функціональні блоки:

- збору і передачі інформації;
- моніторингу стану та діагностики обладнання в нормальних і аварійних режимах.
- оперативно-технологічного керування;

3.3.2. Підсистема збору і передачі інформації повинна забезпечувати надійне функціонування системи АСОТ при передаванні первинної інформації:

- з об'єктів електричних мереж всіх класів напруг в ДП районів електричних мереж;
- з підстанцій напругою 110 кВ на диспетчерські пункти районів електромереж відповідно до переліку розподілу обладнання та ПЛ по способу диспетчерського управління.

Первинною інформацією є:

- електричні режимні параметри первинного обладнання підстанцій 35-110/10(20); 10(20)/0,4 кВ та розподільних пунктів 10(20) кВ;
- положення анцапфи пристроїв регулювання напруги на силових трансформаторах підстанцій 35-110 кВ;
- положення заземлюючих ножів лінійних роз'єднувачів на ПЛ 35 - 110 кВ (при наявності відповідних датчиків на комутаційних апаратах);
- стан (положення) комутаційних апаратів на підстанціях, пунктах секціонування та автоматичного включення резерву, розподільних та з'єднувальних пунктах;

- результати цифрової обробки осцилограм аварійних режимів на контрольованих приєднаннях;
- стан пристроїв РЗА і протиаварійної автоматики в нормальних і аварійних режимах роботи електричної мережі;
- показники якості електроенергії,
- результати технічного та комерційного обліку електроенергії;
- інша додаткова інформація про стан інженерних систем мережевого об'єкта.

Канали зв'язку які забезпечують функціонування Автоматизованих системи оперативно-технологічного управління повинні бути відокремлені від корпоративної мережі та забезпечені засобами захист від кіберзагроз.

4. Перспектива розвитку.

Обґрунтування оптимальних напрямів розвитку мереж для забезпечення гарантованого електропостачання споживачів регіону та ефективного функціонування мереж на проектний період передбачається в розробці генерального плану розвитку території, без якого неможливо достовірно визначити потребу в нових мережах, підстанціях та лініях електропередачі на різні терміни перспективного розвитку. Реалізація генерального плану стосовно до електричних мереж виконується в схемах перспективного розвитку.

Схеми розвитку мереж розробляються на 20 років з подальшим коректуванням не рідше 1 разу на 5 років. При наявності істотних обґрунтувань строк дії схеми може бути встановлений на 10-річний період.

Схеми розвитку мереж 0,4-10(20) кВ можуть розроблятися як для всієї території енергокомпанії в цілому, так і для найбільш перспективних районів, міст, особливих економічних зон, по межах діяльності суміжних мережевих організацій, для зон муніципальних утворень і ін.

АТ «Хмельницькобленерго» здійснює довгострокове планування для розвитку електромереж, включаючи проведення всіх необхідних досліджень та оцінок/прогнозів. З цією метою Товариство розробляє план розвитку систем розподілу, який подає на схвалення Регулятора згідно з Кодексом систем розподілу.

План розвитку систем розподілу АТ «Хмельницькобленерго» є документом, який містить необхідні прогнозні обсяги нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електромереж Товариства на наступні 5 календарних років із визначенням необхідного для цього обсягу інвестицій та строків виконання відповідних заходів.

5. Науково-технічні та експериментальні роботи.

У цільовій комплексній програмі НДДКР на середньострокову та довгострокову перспективу повинні знайти відображення:

- нові технічні рішення і технології для ліній електропередачі, підстанцій, розподільчих пунктів (в т.ч. конструкції ПЛ мереж з ізолюваною нейтраллю);
- система автоматизованого управління, РЗА і АСКОЕ;
- технічні та організаційні заходи для зниження втрат електричної енергії в

електричних мережах;

- вдосконалення інформаційного забезпечення та технічних засобів організації зв'язку;
- дослідження і розробка принципів нормування надійності розподільних електричних мереж та заходів і засобів їх забезпечення;
- нові принципи і технічні рішення для АСК;
- розробка перспективних рішень і заходів щодо вдосконалення систем обслуговування мережевих об'єктів.
- розробка рекомендації по способах (видах) каналізації електромереж, в залежності від умов, населені пункти з щільною забудовою, території підприємств.
- перегляд питомої густини струму в сторону її зменшення.

6. Діагностика.

Головна мета діагностики основних виробничих фондів – на основі визначення стану електрообладнання максимальне використання фактичного ресурсу обладнання і запобігання його аварійних відмов.

Головним завданням є розвиток засобів діагностики, що дають можливість проведення спільного обстеження обладнання власними силами, результати якого створюють цілісну картину динаміки зміни основних параметрів обладнання, що визначають його технічний стан і є передумовою та обґрунтуванням для комплексного обстеження обладнання з метою визначення необхідності виведення його в ремонт або заміни.

Розвиток методик малої діагностики, що дозволяють в «польових умовах» отримати достатній матеріал для аналізу стану обладнання. Впровадження та розвиток систем моніторингу технічного стану основного обладнання з передачею даних у форматі «online».

Розробка систем аналізу отриманих в ході вимірювань даних з метою визначення залишкового терміну служби обладнання.

7. Впровадження нових видів електрообладнання, конструкцій і матеріалів («пілотні» проекти).

Статус «пілотного» присвоюється проектам, які мають наступні характеристики:

- наявність обґрунтованої потреби застосування нової техніки чи технології;
- новизна науково-технічних рішень, закладених в основу проектних рішень, що забезпечує досягнення якісного поліпшення техніко-економічних показників та надійності проектного об'єкта або електричної мережі в цілому;
- наявність науково-технічного доробку в частині розробки нової техніки чи технології, що дозволяє отримувати позитивний результат їх розробки і впровадження;
- рішення технічної ради АТ «Хмельницькобленерго» з рекомендацією про будівництво об'єкта з застосуванням зразків нової техніки чи технології.

8. Система контролю реалізації технічної політики.

Контроль реалізації технічної політики здійснюється на всіх стадіях виробничого процесу:

- при формуванні, узгодженні і реалізації схем розвитку електричних мереж;
- при формуванні, узгодженні та реалізації Програм розвитку, реконструкції та технічного переозброєння електричних мереж;
- при формуванні, узгодженні і реалізації Інвестиційних програм та проєктів;
- при формуванні Перспективних планів розвитку;
- при формуванні, узгодженні і реалізації ремонтних програм;
- при організації закупівельної діяльності;
- при організації технологічного приєднання.

Реалізація технічної політики здійснюється за допомогою:

- проєктно-технічних рішень;
- виконання цільових програм;
- розроблення технічних завдань на будівництво та реконструкцію об'єктів;
- реалізації проєктів в області нової техніки і технологій;
- дослідної експлуатації нового обладнання;
- взаємодії з науково-дослідними організаціями та суміжними мережевими компаніями при впровадженні сучасних технологічних рішень.

Основним способом реалізації технічної політики є розробка та реалізація схем перспективного розвитку і перспективних планів розвитку електромереж.

9. Зміни, які мали би бути відображені в законодавстві України:

- власник об'єктів електропостачання, приєднаних до ОЕС на будь-якому класі напруги, незалежно від форми власності, не має права на самовільну ліквідацію вказаних об'єктів без узгодження та врегулювання з ОСР в цьому регіоні;
- заборона трансформації Q_p з одного рівня U_p на інший (компенсація Q_p на тому рівні напруги на якому Q_p споживається, чи генерується).
- компенсація (фільтри) вищих гармонік у споживачів (підвищення відповідальності споживачів за забруднення електромережі загального користування вищими гармоніками або ударними навантаженнями, що впливають на якість електроенергії).
- земельні питання стосовно розміщення об'єктів електроенергетики;
- охоронні зони ПЛ, КЛ;
- зовнішнє освітлення;
- доступ до інвестицій та довгострокових кредитів для модернізації електромереж (забезпечення).