

● НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ ●

НАСТАНОВА З ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015





НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ

**НАСТАНОВА З ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ**

ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015

Видання офіційне

**Київ
Мінрегіон
2016**

ПЕРЕДМОВА

1.РОЗРОБЛЕНО: ТОВ “КиївПромЕлектроПроект”;
ТОВ “Альтіс- Енерго”; за участю: НТУ “Київський
політехнічний інститут”; НТУ “ Харківський
політехнічний університет”;
Харьковский национальный университет городского
хозяйства имени А.Н.Бекетова; ТОВ “Д онтехпром”.

РОЗРОБНИКИ: Ю. Громадський (науковий керівник), В. Божко, к.т.н.,
Н. Громадский, П. Чижик, М. Соловйов; С. Облакевич
(відповідальний виконавець), С. Ковальчук; М.
Денисенко, д.т.н. ФРН; О. Гриб, д.т.н.; Д.Гапон,к.т.н ;
О.Соприка, д.т.н.; О. Козенко.

2. ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО

ЧИННОСТІ: наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва
та житлово-комунального господарства України від
28.10.2015р № 279,

3. УВЕДЕНО ВПЕРШЕ: (зі скасуванням в Україні СН 174-75 «Инструкция
по проектированию электроснабжения промышленных
предприятий».)

4. Згідно з ДБН А.1.1-1-93 «Система стандартизації на нормування в
будівництві. Основні положення » цей стандарт відноситься до комплексу
В.2.5 «Інженерне обладнання будинків та споруд. Зовнішні мережі та
споруди».

**Право власності на цей національний стандарт належить державі.
Забороняється повністю чи частково видавати, відтворювати з метою
розповсюдження і розповсюджувати як офіційне видання цей
національний стандарт або його частину на будь-яких носіях
інформації без дозволу Міністерства регіонального розвитку,
будівництва та житлово-комунального господарства України.**

Мінрегіон, 2016

ЗМІСТ

	с.
1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилання.....	2
3 Терміни та визначення понять.....	4
4 Позначки та скорочення.....	6
5 Загальні вимоги.....	7
6 Схеми живлення.....	15
7 Схеми розподілу електроенергії.....	19
8 Схеми електричних з'єднань підстанцій.....	25
9 Вибір напруги.....	20
10 Якість електроенергії.....	32
11 Вибір підстанцій і трансформаторів.....	36
12 Компенсація реактивної потужності.....	43
13 Диспетчеризація. Релейний захист і протиаварійна автоматика. Система обліку електроенергії.....	48
14 Вибір апаратів і провідників за умовами короткого замикання.....	55
15 Каналізація електроенергії.....	55
16 Допоміжні споруди. Масляне господарство.....	62
17 Вантажопід'ємні пристрої.....	65
18 Цех мереж і підстанцій.....	66
Додаток А Розрахунок електричних навантажень.....	67
Додаток Б Бібліографія.....	78

НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ

НАСТАНОВА З ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

LEADERSHIP ON POWER SUPPLY SYSTEM DESIGNING FOR
INDUSTRIAL ENTERPRISE

Чинний від 01.07.2016р.

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Цей стандарт поширюється на проектування систем електропостачання промислових підприємств, а саме: вибір напруги, схем електропостачання систем, способів каналізації та розподілу електроенергії, схем електричних з'єднань підстанцій та розподільних пунктів, електроустаткування, релейного захисту та автоматики, засобів обліку та вимірювання електроенергії, блискавкозахисту об'єктів енергопостачання, допоміжних споруд системи електропостачання на промислових підприємствах.

1.2 Цей стандарт застосовують при проектуванні об'єктів електропостачання промислових підприємств, які отримують електроенергію від електричної мережі енергосистем і від власних електростанцій, незалежно від форм власності і галузевого підпорядкування. До систем електропостачання підземних, тяглових та інших спеціальних установок, можливо бути додані додаткові вимоги.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

В цьому стандарті є посилання на такі нормативно-правові акти, нормативні акти та нормативні документи:

НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будови електроустановок.
Електрообладнання спеціальних установок

Правила користування електричною енергією, затверджені постановою Національної комісії з питань регулювання енергетики України від 31.07.96 № 28, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 02.08.96 за № 417/1442

Правила приєднання електроустановок до електричних мереж, затверджені постановою Національної комісії, з питань регулювання енергетики України від 17.01.2013 №32, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 08.02. 2013 р. за № 236/22768.

Інструкція про порядок складання акта екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання споживача, затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України від 19.01.2004 № 26, зареєстрована в Міністерстві юстиції України 04.02.2004 за № 154/8753

НАПБ 05.028-2004 Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування та експлуатації

НАПБ 05.031-2010 Інструкція з пожежної безпеки та захисту автоматичними установками водяного пожежогасіння кабельних споруд

НАПБ Б.03.002-2007 Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою

НАПБ В.05.023-2005/111 Інструкція щодо застосування вогнезахисних покриттів для кабелів у кабельних спорудах

НАПБ В.05.027-2011/111 Інструкція з гасіння пожеж на енергетичних об'єктах України

ДБН А.2.2-1-2003 Проектування. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд

ДБН А.2.2-3:2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво

ДБН А.2.2-4- 2003 Положення про авторський нагляд за будівництвом будинків і споруд

ДБН В.1.1-7-2002 Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва

ДБН В.2.5-16-99 Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж

ДБН В.2.5-28:201X* Природне і штучне освітлення

ДБН В.2.5-56:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Системи протипожежного захисту

ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанцій та електричні мережі. Терміни та визначення

ДСТУ 3463-96 (ГОСТ 14209-97); (ІЕС 60354:1991) Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів

ДСТУ 3680-98 Сумісність технічних засобів електромагнітна. Стійкість до дії грозових розрядів. Методи захисту

ДСТУ 7234:2011 Національний стандарт України. Дизайн і ергономіка. Обладнання виробниче. Загальні вимоги дизайну та ергономіки

ДСТУ Б А.2.4-4:2009 Система проектної документації для будівництва. Основні вимоги до проектної та робочої документації

ДСТУ Б А.2.4-10:2009 Система проектної документації для будівництва. Правила виконання специфікацій обладнання, виробів і матеріалів

ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ)

ДСТУ ІЕС 60909-0:2007 Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ITD)

ДСТУ ІЕС TR 60909-4:2008 Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ITD)

ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT)

ДСТУ EN 62305-1:2012 Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи (EN 62305-1:2011, IDT)

* На розгляді

СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий
(Спорудження промислових підприємств)

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення).

Правила улаштування електроустановок (Видання 5-є, перероблене і доповнене в редакції 2014 року)

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, вжиті в цьому стандарті, та визначення позначених ними понять перелік:

3.1 відкрита розподільча установка (ВРУ)

Електрична розподільча установка, обладнання якої розташовано просто неба

3.2 електричний розподільчий пункт (РП)

Електрична розподільча установка, що належить до підстанції

3.3 електрична розподільча установка (РУ)

Електроустановка, призначена для приймання та розподілу електричної енергії однієї напруги апаратами, пристроями керування та захисту

3.4 електроустаткування

Сукупність електротехнічних виробів і (або) електротехнічних пристроїв, призначених для виконання певної функції

3.5 закрыта розподільча установка (ЗРУ)

Електрична розподільча установка, обладнання якої розташовано в будівлі

3.6 кабельна лінія (КЛ)

Лінія електропередавання, складена з одного чи декількох кабелів прокладених безпосередньо в землі, кабельних каналах, трубах, та кабельних конструкціях

3.7 комплектна розподільча установки (КРУ)

Електрична розподільча установка, скомплектована з шаф чи блоків із вмонтованим в них обладнанням, пристроями керування, контролю, захисту автоматики і сигналізації, яку постачають складеною чи підготовленою до складання

3.8 підстанція електрична (ПС)

Електроустановка, призначена для приймання, перетворення та розподілення електричної енергії, складена з трансформаторів чи інших перетворювачів електричної енергії, розподільчих та керувальних установок і допоміжних пристроїв

3.9 повітряна лінія електропередавання (ПЛ)

Лінія електропередавання, проводи якої підтримують над землею за допомогою опор та ізоляторів

3.10 режими роботи електроустановок для визначення розрахункових умов улаштування ПС (РП і РУ):

- **нормальний** – режим роботи схеми електроустановки, усі приєднання якої знаходяться в робочому стані;

- **аварійний** – режим, що супроводжується відхиленням параметрів від граничнодопустимих значень і характеризується пошкодженням, виходом із ладу будь-якої частини схеми електроустановки або представляє загрозу для життя людей;

- **після аварійний** – відносно тривалий режим роботи схеми електроустановки, який визначає її стан після безпосереднього усунення аварійних умов із зниженою проти нормального режиму надійністю;

- **ремонтний** – режим з наперед запланованим виведенням з робочого стану будь-якої частини схеми електроустановки

3.11 енергосистема

Сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, поєднаних між собою і пов'язаних спільністю режиму в безперервному процесі виробництва, перетворення, передачі і розподілу електричної та теплової енергії за спільного керування цим режимом

3.12 радіальна схема електропостачання

Електропостачання від центру живлення здійснюється лініями, що не мають розподілу енергії по їх довжинах

3.13 магістральна схема електропостачання

Лінії, що живлять споживачів електроенергії від центру живлення, мають розподіл енергії по довжині ліній

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.

АВР – автоматичне ввімкнення резерву

АСУТП – автоматизована система управління технологічним процесом

АСКОЕ – автоматизована система контролю і обліку електроенергії

АПВ – автоматичне повторне ввімкнення

ВОЛЗ – волоконно-оптична лінія зв'язку

ВРУ – відкрита розподільча установка

ГПП – головна понижуюча підстанція

ДЕС – дизельна електростанція

ЕН – електричне навантаження

ЕП – електроприймач

ЗРУ – закрыта розподільча установка

КЗ – коротке замикання

ККД – коефіцієнт корисної дії

КЛ – кабельна лінія

КРУ – комплектна розподільча установка

КРУЕ – комплектна розподільча установка електризова

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

ОЗПД – обладнання збору і передачі даних

ПГУ – підстанція глибокого уводу
ПЛ – повітряна лінія електропередавання
ПС – підстанція електрична
ПУЕ – правила улаштування електроустановок
ПЯЕЕ – показники якості електроенергії
РП – розподільчий пункт
РУ – електрична розподільча установка
ТЕР – техніко-економічні розрахунки
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування
ТП – трансформаторна підстанція
ЦРП – центральний розподільний пункт
УКХ – ультракороткі хвилі

5 ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

5.1 Проекти системи електропостачання промислових підприємств повинні відповідати вимогам цього стандарту та відповідних глав ПУЕ.

5.2 Проект системи електропостачання розробляють, як правило, з випередженням за терміном видачі електричної частини проекту підприємства.

5.3 Проектування блискавкозахисту виробничих приміщень та споруд виконують відповідно до ДСТУ 3680, ДСТУ Б В.2.5-38, ДСТУ EN 62305-1. Під час проектування блискавкозахисту закритих розподільчих установок, відкритих розподільчих установок, підстанцій, повітряних ліній електропередавання керуються вимогами ПУЕ.

5.4 Основними визначальними факторами під час проектування системи електропостачання повинні бути характеристики джерел живлення, споживачів електроенергії та в першу чергу вимоги до надійності електропостачання (якість електроенергії, допустимий час, частота та тривалість перерв і обмежень електропостачання) з урахуванням можливості забезпечення резервування в технологічній частині проекту.

5.5 Характеристики зовнішніх джерел живлення приймають за технічними умовами на приєднання відповідно до Правил приєднання електроустановок до електричних мереж, які видані енергопостачальною організацією в відповідності з Правилами користування електричною енергією.

5.6 Під час проектування системи електропостачання енергоємних підприємств передбачають за погодженням з замовником та з енергопостачальною організацією регулювання електричного навантаження шляхом відключення або часткового розвантаження потужних електроприймачів, які допускають без значних економічних втрат для технологічного режиму перерви або обмеження в подачі електроенергії.

5.7 Під час проектування будівельної та технологічної частин проекту, під час складання генерального плану промислового підприємства враховують зони (коридори) для проходження живлячих ПЛ або КЛ напругою 110 кВ і вище, струмопроводів на напругу до 35 кВ, кабельних споруд тощо з урахуванням перспективи розвитку системи електропостачання цього підприємства відповідно до ДБН В.2.5-16.

5.8 Проектування об'єктів електропостачання виконують з урахуванням перспективи розвитку цього промислового підприємства. В проекті передбачають, щоб будівництво першої черги не приводило до значних втрат, пов'язаних з наступними чергами будівництва, та спорудження наступних черг будівництва мало можливість проводитися, як правило, без перерв електропостачання підприємства, згідно з Інструкцією про порядок складання акта екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання споживача.

Система електропостачання в схемній, компонованій і конструктивній частинах забезпечують зростаюче споживання електроенергії підприємством без корінної реконструкції системи електропостачання.

5.9 Питання вибору схеми живлення і розподілу електричної енергії, вибору напруги та системи живлячих і розподільних мереж, а також вибору кількості, потужності, місце розташування і типу підстанцій вирішуються

комплексно, взаємопов'язано за результатами техніко-економічних розрахунків (ТЕР) з порівнянням можливих варіантів.

5.10 Система електропостачання в умовах післяаварійного режиму після відповідних перемикань забезпечує живлення електроенергією ЕП особливої групи та I категорії. Необхідність збереження у цьому режимі електропостачання ЕП II категорії вирішується на основі ТЕР з урахуванням економічних збитків від перерв електропостачання. Частина ЕП III категорії в після аварійному режимі може втрачати живлення, за винятком тих ЕП, робота яких необхідна для продовження виробництва. Система електропостачання також забезпечує вимоги щодо аварійної, екологічної та технологічної броні. Тривалість перерв в електропостачанні ЕП певної категорії визначається відповідно ПУЕ та Інструкцією про порядок складання акта екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання споживача.

5.11 Під час проектування системи електропостачання потрібно враховувати зниження ЕН на час після аварійного режиму та технічного обслуговування та ремонту.

Об'єкти резервування та пропускну здатність системи електропостачання визначають без урахування можливості збігу планового ремонту елементів електроустаткування і аварії в системі електропостачання, за виключенням випадків живлення ЕП особливої групи.

5.12 В цьому стандарті підприємства розділено на:

- великі – з установленою потужністю ЕП (75 -100) МВт та більше;
- середні – з установленою потужністю (5 –75) МВт;
- малі – з установленою потужністю до 5 МВт.

5.13 В проекті електропостачання великих підприємств передбачають допоміжні споруди і устаткування, які потрібні для експлуатації електрогосподарства підприємства, з відповідними майстернями і лабораторіями, оснащеними устаткуванням, приладами і апаратами, котрі потрібні для ремонту, випробувань і налагодження електроустаткування.

5.14 Під час проектування електропостачання груп промислових підприємств, котрі входять до промислового вузла, потрібно передбачити максимальну уніфікацію схемних та конструктивних рішень електричної частини, електроустаткування та каналізації електроенергії на усіх об'єктах, котрі входять в цю групу промислових підприємств.

5.15 У всіх випадках, де це можливо за виконанням електроустаткування, кліматичними умовами, пожежною безпекою, забрудненням оточуючого середовища, умовам забудови майданчика, передбачають на напрузі 110 кВ і вище відкриту (зовнішню) установку електроустаткування РУ 110 кВ і вище, зовнішню установку трансформаторів, реакторів, силових конденсаторів тощо.

5.16 Вибір економічно доцільного варіанту системи електропостачання, а також окремих її елементів виконують по мінімуму приведених витрат (за економічними та енергоефективними показниками [7]). При цьому також керуються порівнюванням варіантів рішень за технічним рівнем, надійністю електропостачання, зручністю експлуатації та іншими показниками і вимогами, котрі передбачаються до даного промислового об'єкту.

5.17 Об'єм та зміст проектних матеріалів систем з електропостачання промислових підприємств повинен відповідати ДБН А.2.2-1, ДБН А.2.2-3, ДБН А.2.2-4, ДСТУ Б А.2.4-4, ДСТУ Б А.2.4-10.

5.18 Під час проектування передбачають заходи, які будуть забезпечувати можливість виконання електромонтажних робіт індустріальними методами, великими комплектними вузлами.

5.19 Під час проектування електротехнічних приміщень враховують сучасні архітектурні рішення та вимоги технічної естетики в частині вибору кольорів для приміщень і електроустаткування, відповідно до ДСТУ 7234.

5.20 Під час проектування використане електрообладнання (електричні прилади, апарати, пристрої, кабелі та проводи електричні й оптичні все, що пов'язано з інфраструктурою електроенергетики) повинно відповідати вимогам відповідних технічних регламентів і нормативних документів.

5.21 Конструкція, виконання, клас ізоляції і ступень захисту електрообладнання повинен відповідати номінальній напрузі мережі й умовам навколишнього середовища.

5.22 Резервування живлення ЕП передбачають з мінімальними витратами коштів та електроустаткування. Для цього особливу увагу потрібно звернути на:

- правильне визначення категорій ЕП. Визначають категорії за електроприймачами, а не за цехами в цілому. Якщо має місце обмежена кількість ЕП I та II категорій, питання забезпечення їх надійним живленням потрібно розглядати окремо, не допускаючи віднесення інших ЕП до вищих категорій. Відділення цехів або окремих груп ЕП, котрі вимагають різного ступеню надійності живлення електроенергією, розглядають як об'єкти з різними умовами резервування, що потрібно враховувати під час розробки схем електропостачання;

- повне використання перевантажувальної здатності трансформаторів, кабелів та іншого електроустаткування у після аварійних режимах. При цьому вибір комутаційних апаратів повинен виконуватись так, щоб їх параметри не обмежували повне використання перевантажувальної здатності електроустаткування;

- можливість використання взаємно резервованих паралельних технологічних потоків з живленням від незалежних джерел або резервних технологічних агрегатів (насосів, компресорів тощо) з окремим їх живленням електроенергією;

- автоматичне (або ручне) розвантаження від невідповідальних споживачів у разі аварії з виділенням живлення ЕП III категорії для можливості їх відмикання в аварійному режимі.

5.23 Заходи з забезпечення надійності електропостачання визначають з урахуванням конкретних умов (призначення електроустановок, їх потужності, перспективи розвитку тощо), специфічних особливостей галузі промисловості, а також екологічних втрат від перерв електропостачання.

5.24 Під час проектування електропостачання об'єктів потрібно разом з організацією, яка розробляє проект технологічної частини, виявити найбільш відповідальних споживачів, котрі потребують особливо підвищеної надійності живлення, так звані ЕП особливої групи, та виділити їх із кількості ЕП I категорії.

До особливої групи ЕП відносять приймачі, які забезпечують безаварійну зупинку виробництва, перерва в електропостачанні яких загрожує життю та здоров'ю людей, вибухом, пожежею, псуванням основного технологічного устаткування.

Для електричної мережі, що живить ЕП особливої групи, окрім двох основних джерел живлення ЕП I категорії передбачають третє незалежне джерело, достатнє для безаварійної зупинки виробництва. В якості таких джерел можна використовувати дизельні електростанції, агрегати безперервного живлення, акумуляторні батареї, або їх комбінація (наприклад агрегат безперервного живлення з незначною ємністю акумуляторної батареї і ДЕС), нетрадиційні джерела електроенергії тощо.

В разі коли потужність ЕП особливої групи становить значну частину (більш за 0,1 МВт), при наявності двох незалежних синхронізованих джерел живлення, доцільним є використання пристрою швидкодіючого (з часом 30 мс) АВР на напругу 6 (10) кВ.

5.25 Система електропостачання ЕП особливої групи I категорії забезпечує:

- постійну готовність третього незалежного джерела живлення та автоматичне його ввімкнення у разі зникнення напруги на обох основних джерелах живлення;
- переведення незалежного джерела живлення в режим гарячого резерву у разі виходу з ладу одного з основних джерел живлення.

5.26 Потужність третього незалежного джерела живлення забезпечує живлення тільки ЕП особливої групи, котрі потрібні для безаварійної зупинки виробництва. До таких джерел не приєднують інші електроприймачі.

5.27 Розрахунок електричних навантажень (ЕН) силових ЕП виконують методом коефіцієнтів використання і розрахункового навантаження (додаток А).

Розрахунок навантаження групи ЕП з різко змінним навантаженням (установки для контактного електрозварювання, дугові сталеплавильні печі, потужні преси тощо) приймають еквівалентне (ефективне) навантаження, яке розраховують спеціальними методами або на основі групового графіка ЕН, одержаного методом імітаційного моделювання на основі індивідуальних технологічних графіків ЕН.

5.28 Установлену потужність освітлювальних установок розраховують методом питомої потужності. При цьому фактичну питому потужність освітлювальних установок знаходять за типом світильника, площею освітлювального приміщення та висотою підвісу світильника. Розрахункову потужність групи освітлювальних установок розраховують методом коефіцієнту попиту. Вибір типу освітлювальних приладів та вимоги до їх встановлення відповідно до ДБН В.2.5-28.

5.29 Розрахунок ЕН окремих потужних силових ЕП напругою понад 1000 В здійснюють окремо у відповідності з їх режимом роботи. Розрахункове ЕН групи таких ЕП визначають за графіком ЕН, складеним на основі технологічного графіка їх роботи.

5.30 Розрахункові ЕН на вищих рівнях системи електропостачання, починаючи з первинної сторони розподільних трансформаторів, обчислюють підсумовуванням розрахункових навантажень груп силових ЕП напругою 0,38 кВ, силових ЕП напругою 6 (10) кВ, освітлювальних установок та втрат потужностей в розподільних трансформаторах з урахуванням коефіцієнта незбігу у часі розрахункових навантажень різних груп.

Втрати потужностей у розподільних трансформаторах розраховують за повною розрахунковою потужністю ЕП напругою 0,38 кВ, яку знаходять як суму розрахункових навантажень силових ЕП цієї напруги та освітлювальних

установок. Для цього використовують наближені формули (якщо потужність трансформаторів невідома) або не точні формули.

Коефіцієнт незбігу у часі розрахункових навантажень різних груп ЕП знаходять з функції групового коефіцієнта використання та кількості приєднань до збірних шин. У разі відсутності даних з кількості приєднань величину коефіцієнта незбігу у часі розрахункових навантажень різних груп ЕП беруть за статистичними галузевими даними, яка лежить в межах від 0,85 до 0,95.

5.31 Розрахункове пікове навантаження одного ЕП знаходять згідно з ПУЕ. Розрахункове пікове навантаження (пускове навантаження) групи ЕП тривалого режиму (окрім ЕП з різко змінним навантаженням) за умовою почергового пуску потужних електродвигунів знаходять як суму максимального пускового навантаження одного двигуна і розрахункового навантаження всіх ЕП окрім ЕП з максимальним пусковим навантаженням.

У разі випадкового пуску групи потужних електродвигунів, а також для груп ЕП з різко змінним навантаженням розрахунок пікових навантажень здійснюють спеціальними ймовірнісними методами.

5.32 Вибір ізоляції ПЛ та зовнішньої ізоляції електроустаткування і відкритих розподільчих установок напругою 6 кВ і вище виконують залежно від ступеня забруднення атмосфери за вимогами глави 1.9 ПУЕ та [5].

6 СХЕМИ ЖИВЛЕННЯ

6.1 Питання живлення електроенергією промислових підприємств вирішується згідно техніко-економічного обґрунтування, виконаного проектною організацією згідно технічного завдання замовника, та п.5.5 цього стандарту або технічних умов на приєднання, виданих електропостачальною організацією згідно Правил приєднання електроустановок до електричних мереж.

6.2 Основним джерелом живлення мають бути електростанції і мережі районних енергосистем. Виключення можуть мати великі підприємства з великим тепло споживанням, де основним джерелом живлення може бути

потужна електростанція, а також середні та малі підприємства з нетрадиційними джерелами живлення. Але і в цих випадках обов'язково повинен передбачатися зв'язок системи електропостачання підприємства з мережами енергосистеми.

6.3 У всіх випадках на основі техніко-економічного аналізу використовують можливість суміщення вузлової підстанції на напругу (110-150) кВ підприємства з районною підстанцією енергосистеми. Дублювання елементів електропостачання в енергосистемі і на підприємстві, яке проектується, не допускається.

В випадку, коли підстанція буде обслуговуватися персоналом різних організацій, потрібно передбачати заходи з забезпечення доступу персоналу кожної організації в приміщення та до устаткування, яке вони обслуговують.

6.4 Проекти електростанцій, головних понижуючих підстанцій та інших джерел живлення підприємств враховують потребу в електроенергії споживачів району розміщених неподалік, щоб уникнути нераціональних витрат на їх локальне електропостачання.

6.5 Джерела живлення максимально наближають до електроустановок споживача, скорочуючи кількість ступенів проміжних трансформацій за рахунок впровадження глибоких вводів, підвищеної напруги живлячих та розподільних мереж, подальшого розвитку за принципом роздрібнення, використання схем електричних з'єднань вузлових та цехових підстанцій з мінімальною кількістю електроустаткування, впровадження магістральних струмопроводів та ПЛ.

6.6 Глибокі уводи на напругу (35 – 330) кВ виконують у вигляді:

- радіальних (подвійних радіальних) схем до підстанцій на напругу (35 – 330) кВ, розміщених в центрах навантажень окремих груп споживачів, які живляться від вузлових підстанцій, розміщених біля мережі підприємства, або від найбільшої районної підстанції енергосистеми;

- магістральних (подвійних радіальних, кільцевих) схем ПЛ від вузлової підстанції підприємства з відгалуженнями до підстанції на напругу (35 –

330) кВ, розміщеними в центрах навантажень відповідних груп споживачів даного району підприємства;

Кількість підстанцій глибоких уводів на напругу до 330 кВ на підприємстві знаходять за ТЕР в залежності від потужності, що споживається, взаємного розміщення окремих виробництв підприємства, черги їх уведення в експлуатацію тощо.

Розподільні установки (РУ) на напругу 6 (10) кВ ПГУ використовують у якості розподільчих пунктів (РП).

6.7 Система електропостачання підприємства реалізовується так, щоб ступінь надійності живлення підвищувався в напрямку від споживача електроенергії до джерела живлення.

6.8 Надійність живлення ЕП I та, як правило, II категорій забезпечують незалежно від їх потужності і місця в системі електропостачання. В необхідних випадках на нижчих ступенях електропостачання передбачають підвищену надійність живлення навіть порівняно з вищими ступенями, але без значних витрат, використовуючи для ЕП I категорії найпростішу автоматику безпосередньо на цехових розподільних пунктах (збірках)

6.9 Живлення електроенергією підприємств та їх окремих об'єктів з ЕП I категорії слід реалізовувати не меш ніж за двома колами ПЛ або КЛ електропередачі, при цьому для ПЛ на основі ТЕР потрібно вирішувати які лінії електропередачі потрібно застосовувати: дві одноколові або одну двоколову.

6.10 Під час вибору пропускної здатності живлячих ліній у нормальному та після аварійному режимах враховують послідовність пуску окремих об'єктів та перспективу розвитку підприємства. У разі виходу із роботи одної із живлячих ліній ті, що залишилися, забезпечують живлення усіх ЕП I категорії, а також тих ЕП II категорії, робота яких потрібна для функціонування основних виробництв. Необґрунтоване завищення потужності групи ЕП II категорії, які потребують указанного резервування, не допускається.

6.11 Схеми живлення з одним приймальним пунктом електроенергії використовують, як правило, у разі відсутності спеціальних вимог до надійності живлення і компактному розподіленні навантажень.

6.12 Схеми живлення з двома і більше приймальними пунктами електроенергії слід застосовувати:

- за наявності спеціальних вимог до надійності живлення ЕП І категорії;
- за наявності на об'єкті двох і більше відносно потужних та відокремлених груп споживачів;
- у разі поетапного розвитку підприємства в тих випадках, коли для живлення навантажень другої черги доцільно спорудження окремого прийомного пункту електроенергії;
- у всіх випадках, коли застосовувати декілька приймальних пунктів електроенергії економічно доцільно, і тоді, коли вони одночасно виконують функції РП.

6.13 Як приймальні пункти електроенергії застосовують наступні:

- вузлові розподільні підстанції на напругу (110 – 150) кВ на підприємствах (в тому числі з частковою трансформацією) для розподілу енергії між ПГУ;
- ГПП (одна, або декілька), якщо напруга живлячої мережі відрізняється від напруги розподільної мережі (вище 10 кВ);
- РП або центральні розподільні пункти на об'єктах великих і середніх потужностей у разі однакової напруги живлячих та розподільних мереж;
- одна із трансформаторних підстанцій, суміщена з РП – на малих підприємствах.

6.14 Для електропостачання підприємств, як правило, застосовують підстанції з простими схемами і переважно відкритої установки трансформаторів.

6.15 Власне джерело живлення на підприємстві передбачають:

- у разі спорудження підприємства в районах, які не мають зв'язку з енергосистемою;

- за наявності спеціальних вимог до безперебійності живлення, коли власне джерело живлення потрібне як резервне;
- у разі значної потреби пару та гарячої води для виробничих цілей і теплофікації або за наявності на об'єкті "відхідного" палива (біогаз тощо) та доцільності його використання для електростанцій;
- у разі економічної та енергоефективної обґрунтованості застосування нетрадиційних джерел живлення (вітряні електростанції, сонячні батареї, когенерація тощо) відповідно [7].

Потужність власного джерела живлення визначається його призначенням і коливається від повної потужності, потрібної підприємству в нормальному режимі, до мінімальної, потрібної йому в післяаварійному режимі.

6.16 Власні електростанції, за виключенням розміщених в віддалених районах, мають бути електрично зв'язані з найближчими електричними мережами системи електропостачання. Кількість зв'язків з системою визначається згідно з розрахунків динамічної стійкості цієї електростанції.

Зв'язок повинен реалізовуватися:

- безпосередньо на шинах генератора або підвищеної напруги електростанції;
- на окремих приймальних пунктах у разі достатньої потужності зовнішніх джерел, а також за наявності груп споживачів, віддалених від власної електростанції.

6.17 Якщо все навантаження об'єкта покривається власною електроенергією, пропускна здатність ліній та трансформаторів зв'язку з енергосистемою забезпечують тільки:

- невиспачаючу потужність на електростанції у разі виходу із роботи найбільш потужного генератора;
- передачу зайвої потужності електроенергії в енергосистему в усіх можливих режимах.

6.18 Якщо потужність власної електростанції недостатня для покриття усіх навантажень підприємства, то окрім умов, обумовлених в 6.17, потрібно,

щоб у разі виходу із роботи одного трансформатора зв'язку потужність трансформатора, зв'язку, що лишився, та генераторів власної електростанції забезпечували живлення ЕП I та II категорій.

7 СХЕМИ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

7.1 Розподіл електроенергії на промисловому підприємстві виконують за радіальною, магістральною або змішаною схемами в залежності від територіального розміщення навантажень, величини потужності, яку потребує підприємство, надійності живлення та інших характерних особливостей проектуемого об'єкта. Як правило, слід віддавати перевагу магістральним схемам, як більш економічним.

7.2 Схеми виконують одноступеневими та двоступеневими. Схеми з кількістю ступенів більше двох допускаються у випадках їх техніко-економічної доцільності у разі розвитку підприємства.

7.3 На малих підприємствах, як правило, застосовують одноступеневі схеми розподілу електроенергії; другу ступінь допускають застосовувати лише для пунктів прийому електроенергії.

7.4 Схема розподілу електроенергії будується так, щоб всі її елементи постійно знаходилися під навантаженням, а у разі аварії на одному із них ті, що залишилися в роботі, змогли прийняти на себе його навантаження шляхом перерозподілу його між собою з урахуванням допустимих перенавантажень.

Спеціальні резервні (нормально не працюючі) лінії і трансформатори не передбачаються.

Застосовують, як правило, роздільну роботу ліній і трансформаторів з використанням перевантажувальної здатності вказаних елементів в після аварійних режимах.

Паралельну роботу елементів системи електропостачання допускають:

– у разі живленні ударних розподільних навантажень;

- якщо автоматичне ввімкнення резерву не забезпечує відновлення живлення для само запуску електродвигунів та за неможливості забезпечення селективної роботи дії релейного захисту після спрацювання АВР;

- якщо виключена можливість ввімкнення несинхронних напруг при спрацюванні АВР.

7.5 Під час побудови схем електропостачання ЕП I та II категорій проводять глибоке секціонування шин усіх ланок системи розподілу електроенергії від вузлової підстанції і до шин низької напруги цехових підстанцій і розподільних пунктів.

7.6 Вибір схем і елементів системи електропостачання повинен виконуватись з урахуванням обов'язкового забезпечення самозапуску електродвигунів важливих агрегатів і виключення його для неосновних механізмів.

7.7 Схеми розподілу електроенергії на першому ступені від джерела живлення до РП на напругу 6 (10) кВ приймають наступні:

- на великих енергоємних підприємствах – магістральні схеми; реалізуються за допомогою потужних струмопроводів на напругу до 35 кВ;

- на великих та середніх підприємствах – як радіальні, так і магістральні; при цьому окремі секції РП, що нормально працюють роздільно, приєднують до різних магістралей.

Необхідність спорудження РП визначається на основі ТЕР. Питання про спорудження РП розглядають, як правило, якщо кількість ліній, що відходять, не менше восьми.

Сумарна потужність навантаження секції РП забезпечує використання пропускної здатності головних вимикачів лінії, яка живить секцію.

7.8 При системі глибоких уводів на напругу (35 – 330) кВ розподіл електроенергії на першому ступені між ПГУ передбачають за радіальними або магістральними схемами зі спорудженням ПЛ або КЛ від вузлової підстанції підприємства або від районної вузлової підстанції енергосистеми.

7.9 Магістральні струмопроводи на напругу 6 (10) кВ для струмів величиною більше ніж (1,5 – 2) кА, в зв'язку з їх більш високою надійністю та пере навантажувальною здатністю, а також можливістю високого ступеню індустріалізації електромонтажних робіт слід застосовувати замість ліній, виконаних великою кількістю паралельних кабелів.

Доцільність застосування струмопроводів на напругу 35 кВ визначають ТЕР (див. 15.5 – 15.7). Трасу струмопроводів слід вибирати так, щоб вони проходили через зони розміщення основних електричних навантажень.

7.10 Магістральні схеми напругою 6 (10) кВ у разі прокладання кабелів застосовують:

- за розташуванням підстанції таким чином, що можливе прямолінійне проходження магістралі;
- для груп технологічно зв'язаних агрегатів, якщо зупинка одного із них потребує відключення усієї групи;
- у всіх інших випадках, коли вони мають техніко-економічні переваги порівняно з іншими схемами.

7.11 Магістральні схеми з двома і більше паралельними магістралями застосовують для живлення споживачів будь-якої надійності.

Подвійні магістралі слід застосовувати за наявності підстанції з двома секціями шин або двотрансформаторної підстанції без збірних шин первинної напруги.

7.12 Одиночні магістралі без резервування слід застосовувати для живлення споживачів III категорії. При цьому, як правило, застосовують повітряні магістралі, які легко доступні для ремонту.

У разі наявності (15 – 30) % навантажень I та II категорії застосовується живлення сусідніх підстанцій від різних одиночних магістралей для взаємного резервування перемикачами на напругу до 1000 В.

7.13 Одиночні магістралі з загальною резервною магістраллю застосовують для живлення споживачів III і частково II категорій, які

допускають перерву живлення електроенергією на час пошуку та від'єднання пошкодженої ділянки магістралі.

Одиночні магістралі з загальною резервною магістраллю слід застосовувати у разі необхідності резервного живлення підприємства від незалежного джерела живлення в після аварійних режимах.

7.14 Одиночні та подвійні магістралі з двостороннім живленням застосовують:

- за необхідності живлення від двох незалежних джерел живлення за умовами надійності електропостачання;

- у випадках, коли розташування групи підстанцій між двома живлячими пунктами створює економічні переваги для головної схеми незалежно від необхідної надійності живлення.

7.15 Кільцеві магістралі на підприємствах допускають застосовувати для живлення споживачів III і частково II категорій при відповідному розташуванні живлячих ними груп підстанцій і при одиничній потужності трансформатора не більше ніж 630 кВ•А.

7.16 Глухе приєднання на вході і виході магістралі застосовують, як правило, для повітряних магістралей, а також у разі забезпечення необхідного ступеню резервування (подвійні магістралі, резервування на стороні вторинної напруги для одиничних магістралей тощо).

На відгалуженнях від повітряної магістралі на підстанцію, та в системі двотрансформаторних підстанцій в колі ВН як правило слід встановлювати автоматичні апарати вимикання до трансформатора. Вимикачі навантаження дозволяється використовувати за наявності відповідного запасу потужності трансформаторів для власного резервування і забезпеченні чутливості захисту на головній ділянці магістралі до пошкоджень в трансформаторі.

7.17 Кількість трансформаторів на напругу до 10 кВ, які приєднано до одної магістралі, приймають, як правило, 2-3, якщо їх потужність складає (1000 – 2500) кВ•А і 3-4 – за менших потужностей.

7.18 Радіальні схеми слід застосовувати, якщо навантаження розміщено в різних напрямках від джерела живлення.

Одноступеневі радіальні схеми слід застосовувати у разі живлення великих зосереджень навантажень (насосні, компресорні, перетворювальні підстанції, електричні печі тощо).

Двоступеневі радіальні схеми приймають на великих і середніх підприємствах для живлення РП цехових підстанцій і ЕП на напругу понад 1000 В.

7.19 В РУ на напругу 6 (10) кВ з реактованими лініями слід застосовувати схеми зі спільним реактором на 2–4 лінії і вимикачем на кожній лінії.

Застосування окремих реакторів на кожній лінії допускають тільки за наявності потрібних техніко-економічних обґрунтувань.

7.20 Побудову схеми системи електропостачання виконують за блочним принципом з урахуванням особливостей технологічної схеми об'єкту.

Живлення ЕП паралельних технологічних ліній слід реалізовувати від різних РП або ТП, або від різних секцій шин одного РП або одної ТП. Усі технологічні агрегати однієї лінії, які є взаємопов'язаними, живлять від одної секції шин.

Живлення вторинних кіл не порушують у разі будь-яких перемикань живлення силових кіл паралельних технологічних потоків.

7.21 Радіальне живлення цехових дво трансформаторних "без шинних" підстанцій слід реалізовувати від різних секцій РП, як правило, окремими лініями кожного трансформатора.

7.22 Взаємне резервування на однотрансформаторних підстанціях слід реалізовувати за допомогою перемичок на напругу до 1000 В для тих підстанцій, де воно потрібно за умов надійності живлення.

7.23 Для розподілу електроенергії на напругу до 1000 В до значного числа ЕП невеликої потужності, розподілених компактно на площі цеху (наприклад, для живлення електродвигунів верстатів в металообробних.

Деревообробних цехах), слідує, виконуються розподільні магістралі, що приєднуються до шин підстанції або головних магістралей за допомогою апаратів управління і захисту.

У місцях, де передбачається вірогідність перепланувань технологічних механізмів і умови середовища це дозволяють, рекомендується застосовувати розподільні магістралі у вигляді так званих "штепсельних шино проводів", які допускають можливість швидкого і безпечного приєднання нових і від'єднання існуючих навантажень без зняття напруги з шинопроводу (без перерви в роботі інших ЕП).

При цьому слід головні магістралі прокладати на рівні (3 – 4) м над підлогою приміщення, якщо це забезпечить невелику довжину спусків від головних магістралей до розподільних магістралей, силових розподільних пунктів і потужних електроприймачів і відповідно менші втрати електроенергії.

Для головних магістралей на напругу до 1000 В рекомендується використовувати комплектні шинопроводи заводського виробництва.

8 СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЙ

8.1 Схеми електричних з'єднань підстанцій від 35 кВ до 110 (150) кВ та РУ вибирають згідно з ПУЕ та із загальної схеми електропостачання підприємства та задовольняти наступним вимогам:

- забезпечувати надійність електропостачання споживачів і перетікання потужності по магістральним зв'язкам в нормальному та післяаварійному режимах;
- враховувати перспективу розвитку підприємства та, при необхідності, допускати можливість постійного його розширення;
- враховувати широке застосування елементів автоматики і вимоги протиаварійної автоматики;
- забезпечувати можливість проведення ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без відімкнення сусідніх приєднань.

8.2 В залежності від потужності і напруги схеми електричних з'єднань підстанцій слід відбирати згідно [3].

При цьому перевагу слід надавати простим схемам електричних з'єднань з мінімальною кількістю апаратів на стороні вищої напруги, так званим блочним схемам приєднань без збірних шин.

8.3 Кількість трансформаторів, які встановлюють на підстанції, що живить споживачів I та II категорій, слід застосовувати не більше двох трансформаторів.

На двотрансформаторних підстанціях на напругу (35 – 110 (150) кВ слід, як правило, застосовувати схеми без перемичок на первинній напрузі. Перемички допускається передбачати на підстанціях, розміщених поза зоною з забрудненою атмосферою у разі значної кількості підстанцій, приєднаних до однієї лінії.

8.4 В блочних схемах підстанцій на напругу (35 – 110(150) кВ слід застосовувати:

- схеми з роз'єднувачами і вимикачами – для трансформаторів потужністю 4000 кВ•А в межах їх параметрів за номінальним струмом, напругою і розривною потужністю за умови забезпечення селективних дій захисту;

- схеми тільки з роз'єднувачами або з глухим приєднанням на первинній стороні трансформаторів:

- а) потужністю до 4000 кВ•А (якщо не потрібен газовий захист) у разі живлення тупиковою лінією за схемою блока лінія-трансформатор;

- б) будь-якої потужності – у разі радіального живлення, коли доцільна передача імпульсу, що відмикає, від захисту трансформатора на вимикач живлячої лінії, якщо релейний захист на живлячому кінці нечутливий до пошкоджень в трансформаторі.

8.5 Необхідність застосування схем з передаванням імпульсу на відключення на вимикач головної ділянки живлячої лінії обґрунтовують в кожному окремому випадку.

Передачу сигналу на відмикання передбачають:

- проводами ПЛ електропередачі за допомогою високочастотної апаратури;
- ВОЛЗ вбудовану в грозозахисний трос;
- УКХ радіоканалом;
- кабелями зв'язку.

Вибір способу передачі імпульсу на відключення повинен виконуватись виходячи із вимог надійного і безпечного відмикання та оптимальних економічних показників.

В проекті передбачають заходи із захисту кіл передачі імпульсу на відключення кабелями зв'язку від небезпечного впливу високої напруги під час коротких замикань на землю в межах підстанції з урахуванням вимог правил захисту установок провідного зв'язку енергосистем від небезпечних напруг і струмів, відповідно до ДСТУ ІЕС 60909-0 та ДСТУ ІЕС TR 60909-4.

8.6 Схеми з відкритими плавкими вставками на напругу від 35 кВ до 110 кВ допускаються лише на тимчасових підстанціях або на підстанціях, які живлять споживачів тільки III категорії за надійністю електропостачання.

8.7 Схеми трансформаторних підстанцій напругою 6 (10) / 0,4 (0,66) кВ при застосуванні шаф КРУ з викочуваними елементами, а також КРУЕ та КРУ, у яких пристрої роз'єднування знаходяться в герметичному корпусі з газовою (вакуумною) або твердою ізоляцією і в разі наявності надійного механічного показника гарантованого положення контактів, можуть не мати збірних шин первинної напруги.

8.8 Глухе приєднання цехового трансформатора застосовують у випадку радіального живлення КЛ за схемою блок-лінія – трансформатор, за винятком:

- живлення від пункту, що знаходиться в відомстві іншої експлуатуючої організації;
- за необхідності встановлення апарату на відключення за умовами захисту.

8.9 Встановлення апарату на вимикання перед цеховим трансформатором у разі магістрального живлення підстанцій обов'язково (виключення див. 7.16).

8.10 Підстанції зі збірними шинами слід застосувати тільки у разі неможливості виконання блочних схем.

В таких випадках слід застосувати, як правило, одну систему шин з розділом її на секції. У разі живлення споживачів I категорії потрібно передбачати (АВР).

8.11 Застосування двох систем шин допускають тільки на прохідних підстанціях з великою кількістю приєднань і наявністю зв'язків і транзитних ліній у відповідності з [4].

8.12 При розробці схем підстанцій на стороні напруги 6 (10) кВ слід широко застосовувати комплектні розподільчі пристрої в металевій оболонці з повітряною ізоляцією стійкі до внутрішньої дуги, з вакуумними вимикачами та комплектні блочні елегазові розподільчі пристрої.

В разі використання КРУЕ необхідність застосування примусової припливно-витяжної вентиляції приміщень в яких вони знаходяться вирішується відповідно до ДБН В.2.5-23.

8.13 Вимикачі у вводах збірних шин напругою 6 (10) кВ і для їх секціонування передбачають:

- за наявності АВР;
- на підстанціях з великою кількістю ліній, що відходять (15–20 і більше).

Міжсекційні вимикачі слід вибирати за фактичною силою струму, що протікає через них, а не за силою повного струму уводу або трансформатора.

8.14 Як правило, в якості комутаційних апаратів РУ-10(6) кВ застосовуються вимикачі. Обов'язкове застосування вимикачів у вводах збірних шин напругою 6 (10) кВ і для їх секціонування передбачають:

- за наявності АВР;
- на підстанціях з великою кількістю ліній, що відходять (15–20 і більше).

Встановлення вимикачів навантаження з запобіжниками

8.15 Міжсекційні вимикачі слід вибирати за максимальним навантаженням секції, а не за фактичною силою струму, що протікає через секційний вимикач.

8.16 Застосовування для напруги 6 (10) кВ вимикачів навантаження в комплекті з запобіжниками у всіх випадках, коли параметри цих апаратів достатні для робочого і після аварійного режимів, а також за силою струмів короткого замикання допускається як виняток.

8.17 На лініях, що відходять, на напругу 6 (10) кВ силові запобіжники слід встановлювати після роз'єднувача або вимикача навантаження, за напрямком руху потужності.

8.18 У разі потреби обмеження сили струму короткого замикання (КЗ) передбачають застосування:

- понижуючих трансформаторів з розщепленими обмотками;
- струмообмежуючих реакторів в колах введів на напругу 6 (10) кВ від трансформаторів;
- групових реакторів на лініях, що відходять, на напругу 6 (10) кВ з приєднанням до одного реактора до 4-х ліній.

8.19 При встановленні зведеного реактора на вводі передбачають рівномірне розподілення навантаження між секціями підстанції. Приймають величину сили струму кожної секції зведеного реактора не менше ніж 0,675 від значення номінальної сили струму обмотки трансформатора або сумарної сили струму навантаження, враховуючи можливість нерівномірності навантажень, а також змін величини навантаження в секціях в процесі експлуатації.

9 ВИБІР НАПРУГИ

9.1 Напругу кожної ланки системи електропостачання потрібно вибирати з урахуванням напруг суміжних ланок.

9.2 Вибір напруги живлячої мережі належить проводити на підставі техніко-економічного порівняння варіантів у випадках, коли:

- мається можливість отримання електроенергії від джерел живлення на дві і більше напруги;

- підприємство з великим навантаженням потребує спорудження нової або значного розширення діючих районних підстанцій або спорудження власної електростанції;

- мається зв'язок електростанції підприємства з районними мережами.

9.3 Під час вибору варіантів перевагу слід віддавати варіанту з більш високою напругою, навіть якщо економічна перевага варіанта з нижчою напругою знаходяться в мережах до 5 - 10 % за дисконтованими витратами.

9.4 Для живлення великих підприємств на первинних ступенях розподілення електроенергії слід застосовувати напругу 110 кВ, 220 кВ і 330 кВ.

9.5 Напругу 35 кВ слід застосовувати для внутрішнього розподілу електроенергії:

- у разі наявності потужних ЕП на напругу 35 кВ;
- у разі наявності віддалених навантажень та інших умов, які вимагають підвищеної напруги для живлення споживачів;

- за схемою глибокого уводу для живлення груп підстанцій на напругу 35 / 0,4 (0,66) кВ малої і середньої потужності.

9.6 Напругу 20 кВ слід застосовувати для електропостачання окремих об'єктів підприємства: кар'єрів, рудників тощо, та невеликих сусідніх підприємств в тих випадках, коли доцільність його використання обґрунтована ТЕР в порівнянні з напругами 35 кВ і 10 кВ, з урахуванням перспективи розвитку підприємства.

9.7 Для розподільних мереж слід, як правило, застосувати напругу 10 кВ. При цьому живлення електродвигунів середньої потужності (350 – 630) кВт слід реалізовувати на напрузі 6 кВ за одним із наступних способів:

- від трансформаторів з розщепленими обмотками, якщо навантаження на напругу 6 (10) кВ співставні, тобто сумарна потужність електродвигунів на напругу 6 кВ наближається до половини потужності трансформатора і якщо

можливе обмеження струмів КЗ на шинах 6 кВ без значного ускладнення схеми;

– від розподільних підстанцій на напругу 6 (10) кВ, коли сумарна потужність електродвигунів 6 кВ значна, але недостатня для раціонального завантаження ланки 6 кВ розщепленої обмотки трансформатора і в той же час число електродвигунів велике, а їх одиничні потужності відносно невеликі;

– за схемою блок-трансформатор–двигун, якщо кількість двигунів на напругу 6 кВ невелика, потужності їх значні і вони розміщені відокремлено один від одного.

9.8 Під час проектування електростанції підприємства напругу генераторів приймають за оптимальним варіантом напруги розподільної мережі 6 (10) кВ без допоміжної трансформації.

9.9 Напруга 3 кВ в якості основної напруги розподільної мережі на нових підприємствах не застосовується, вона допускається лише для живлення електродвигунів середньої потужності, якщо основна напруга розподільної мережі 10 кВ.

9.10 Напруга 400/230 В (згідно з ДСТУ EN 50160 стандартне значення номінальної напруги мереж низької напруги 220 В діє тимчасово) застосовується для живлення силових електроосвітлювальних ЕП від спільних трансформаторів.

9.11 Під час проектування великих і середніх підприємств перевіряють техніко-економічну доцільність застосування напруги 660 В для внутрішнього розподілу енергії за наступними критеріями:

- питомою вагою електродвигунів потужністю (350 – 630) кВт;
- протяжними і розгалуженими мережами на напругу до 1000 В;
- первинною напругою розподільних мереж 10 кВ.

9.12 Техніко-економічне порівнювання варіантів розподільних мереж на напругу 660 В і 400/230 В виконують з урахуванням перспективи розвитку підприємства, більш низької вартості електродвигунів на напругу 660 В та більш високим їх ККД порівняно з електродвигунами на напругу 6 (10) кВ, а

також з урахуванням менших втрат електроенергії в мережі на напругу 660 В порівняно з мережею на напругу 400 В. Одночасно враховується здороження і ускладнення експлуатації мережі на напругу 660 В внаслідок необхідності часткового збереження мережі на напругу 400 В поряд з мережею на напругу 660 В об'ємі, необхідному для живлення дрібних силових і освітлювальних ЕП, котушок пускачів і вторинних кіл.

10 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

10.1 Під час проектування електропостачання потрібно передбачити заходи і пристрої для забезпечення якості електроенергії відповідно вимогам ГОСТ 13109 та ДСТУ EN 50160. Передбачити встановлення засобів вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії.

10.2 Якість електроенергії визначається значеннями характеристик напруги щодо її частоти, рівня, форми кривої та симетрії лінійних напруг. Ці показники зазнають змін під час нормальної роботи системи електропостачання внаслідок коливань потужності навантаження, наявності збурень, а також під час аварій. Вказаними стандартами визначені характеристики напруги, що нормуються, та їх допустимі межі.

10.3 Заходи із забезпечення якості електроенергії застосовують комплексно, виходячи з раціональної технології і режиму виробництва та оптимального рішення системи електропостачання в цілому, з урахуванням як електричних, так і технологічних факторів.

10.4 Під час розрахунків усталених відхилень напруги в електричній мережі підприємства враховують:

- межі усталених відхилень напруг в енергосистемах в нормальних режимах роботи, а також в періоди зниження сумарного навантаження до 30 % і нижче від максимального;

- межі усталених відхилень напруги, які фактично мають місце на шинах джерела живлення даного підприємства, за даними енергосистеми і засобів регулювання напруги на цьому джерелі;

- дані про зміни розрахункових втрат напруги в відповідних елементах електричної мережі підприємства в максимальному і мінімальному режимах навантажень;

- дані про добавки напруги, створювані розподільними та вольтододаючими трансформаторами, конденсаторами та іншими джерелами реактивної потужності.

10.5 В випадках, коли правильний вибір відгалужень у трансформаторів, які не мають пристроїв регулювання під навантаженнями, не забезпечують усталене відхилення напруги у струмоприймачів в межах, обумовлених ГОСТ 13109 та ДСТУ EN 50160, розробляють наступні заходи з покращення режимів напруги в електричних мережах підприємства:

- застосування на ГПП знижуючих трансформаторів (автотрансформаторів) з автоматичним регулюванням напруги під навантаженням. Цей засіб є основним і в багатьох випадках достатнім у разі застосування глибоких вводів і розосереджених ГПП, розміщених в центрах навантажень відповідних груп споживачів;

- застосування конденсаторних батарей, що керуються автоматично, тиристорних компенсуючих пристроїв та синхронних електродвигунів з авторегулюванням сили струму збудження;

- застосування зв'язків на напрузі до 1000 В між цеховими підстанціями, які дозволяють відключати частину трансформаторів в мінімальному режимі навантажень;

- використання регулювання напруги генераторів на підприємствах, які мають власні електростанції.

10.6 Якщо режим роботи ЕП різний, та вони мають різні віддаленості від центрів живлення, а також якщо є ЕП, особливо чутливі до відхилень напруги, потрібно передбачити додаткові групові або індивідуальні засоби регулювання, в тому числі в мережах на напругу до 1000 В.

10.7 Під час проектування передбачають найбільш доцільне поєднання регулюючих та компенсуючих пристроїв з застосуванням в окремих точках мережі керованих конденсаторних батарей для місцевого регулювання напруги.

10.8 Під час проектування електропостачання промислових підприємств, які мають в своєму складі ЕП з різко змінним ударним навантаженням, потрібно виконувати аналіз режимів їх роботи, визначати їх вплив на систему електропостачання та розраховувати показники коливань напруги в живлячих мережах і характерних вузлах навантаження.

Потрібно передбачати наступні комплексні заходи і засоби з обмеження показників коливань напруги до нормованих значень:

- наближення джерел живлення до ЕП з різко змінним ударним навантаженням;
- зменшення реактивного опору ліній основного живлення до підстанцій, що живлять потужні ЕП;
- підвищення рівнів струмів КЗ в мережах, що живлять ЕП з різко змінними ударними навантаженнями;
- обмеження струмів пуску та само запуску електродвигунів;
- виділення на окремі трансформатори або на окремі гілки розщеплених обмоток трансформаторів споживачів, які не допускають поштовхів навантаження;
- виділення живлення груп ЕП з ударними навантаженнями у разі значної їх потужності – на окремі трансформатори;
- приєднання ударних і спокійних навантажень на різні плечі здвоєного реактора, параметри якого вибирають, виходячи із умов стабілізації напруги на гілці реактора, до якої приєднано ЕП з спокійним режимом роботи;
- застосування автоматичних швидкісних регуляторів збудження для синхронних двигунів, які отримують живлення від загальних шин з ударним навантаженням;
- застосування пристроїв динамічної компенсації реактивної потужності на базі конденсаторів і реакторів, що керуються тиристорами.

10.9 Під час запуску електродвигунів допускають наступне зниження значення напруги:

- на шинах живлячих підстанцій – до 20 % у разі живлення виключно силового різко змінного навантаження на напругу 6 (10) кВ;
- на шинах цехових підстанцій у разі рідкого запуску підключених до них електродвигунів (1 раз впродовж зміни) – до 25% від номінального значення напруги.

Однак при цьому слід виключати можливість виникнення провалів напруги, які є порушенням якості електричної енергії. Згідно з ДСТУ EN 50160 провал визначається як тимчасове зменшення середньоквадратичної величини напруги нижче рівню 90 % від величини опорної напруги на час від 10 мс до 1 хвл. включно.

10.10 Передбачають наступні заходи з обмеження рівня вищих гармонік:

- застосування схем з урахуванням кількості фаз випрямляння;
- застосування силових резонансних і ненастроєних фільтрів вищих гармонік, керованих(адаптивних) фільтро-компенсуючих пристроїв;
- застосування пристроїв сіткового і фазового керування синусоїдальною напругою з мінімальним її спотворюванням;
- проведення заходів для локалізації розповсюдження вищих гармонік електричною мережею.

10.11 Під час проектування виконують аналіз можливих несиметричних режимів в системі електропостачання, виходячи з реальних умов роботи окремих ЕП і з урахуванням впливу величин напруги зворотної і нульової послідовностей на умови роботи цієї системи електропостачання, як за технічними, так і економічними показниками.

10.12 Заходи з приведення показників якості електроенергії до регламентованих ГОСТ 13109 та ДСТУ EN 50160 значень здійснюють комплексно з компенсацією реактивної потужності, застосовуючи фільтро-компенсуючі пристрої, симетро-компенсуючі пристрої тощо.

Потрібно передбачити наступні заходи з обмеження показників несиметрії напруги до нормованих значень:

- рівномірний розподіл однофазних ЕП в трифазній електричній мережі;
- застосування симетруючих пристроїв.

11 ВИБІР ПІДСТАНЦІЙ І ТРАНСФОРМАТОРІВ

11.1 Вибір типу, потужності та інших параметрів підстанцій, а також місця їх розташування обумовлюють величиною і характером ЕН та місцем розташуванням їх на генеральному плані підприємства. При цьому враховують також архітектурно-будівельні та експлуатаційні вимоги, конфігурація виробничих приміщень, розміщення технологічного устаткування, умови оточуючого середовища, охолодження, пожежної і електричної безпеки.

11.2 Підстанції, як правило, проектують з урахуванням експлуатації їх без постійного чергового персоналу з використанням простих пристроїв автоматики, сигналізації тощо.

11.3 Під час проектування належить передбачити, як правило, застосування комплектного електроустаткування на напругу 1000 В і вище.

При виборі типів, схем і виконавців комплектних пристроїв слід виходити в першу чергу технічних показників надійності та якості.

11.4 Комплектні розподільчі установки з висувними елементами застосовують :

- в найбільш складних і відповідальних установках, для споживачів I категорії, де потрібно мати швидку взаємну заміну вимикачів та автоматичних вимикачів;

- в електромашинних залах металургійних і хімічних підприємств, великих компресорних, насосних і кисневих станцій і інших об'єктів аналогічного загально промислового призначення.

11.5 Комплектні трансформаторні підстанції та цехові трансформатори розміщують з найбільшим наближенням до центру живлячого ними навантаження, бажано з деяким зміщенням в бік джерела живлення.

При цьому виконуються вимоги: мінімум займаємої корисної площі цеху, відсутність перешкод виробничому процесу, забезпечення електричної і пожежної безпеки.

В цехах з інтенсивним рухом транспорту, а також у разі насиченості цеху устаткуванням, готовою продукцією тощо передбачають огороження КТП. Застосовувати знімні огороження слід тільки перед фронтом керування апаратами без проходів в мережах огороження. Установку КТП потужністю 630 кВ•А і більше виконують без кріплення до підлоги.

11.6 Внутрішньоцехові підстанції застосовують в прохідних і ливарних цехах великої ширини з розміщенням їх переважно біля колон або біля постійних внутрішніх приміщень так, щоб не займати площі, які обслуговуються кранами. Коли крок колон недостатній для розміщення поміж ними підстанцій, допускають таке розміщення їх на площі цеху, за яким одна із колон основного приміщення знаходиться в межах периметра приміщень підстанції. При цьому колона розраховується за класом вогнестійкості відповідно втрати несучої здатності не менше ніж **R90** згідно з ДБН В.1.1-7. У разі рівномірного розподілу і великої густини навантажень і у разі завантаження цеху технологічним устаткуванням доцільно виділяти спеціальний прогін для розміщення підстанцій згідно з НПАОП 40.1-1.32 та ПУЕ.

11.7 Транспортування вузлів електроустаткування підстанцій (трансформаторних блоків КТП) виконують, за можливістю, за допомогою кранів або інших цехових транспортних пристосувань.

11.8 Під час передачі креслень будівельних завдань на приміщення, в яких установлюють трансформатори, комплектні установки та інше великоблочне устаткування, вказують навантаження від найбільш важких частин цих пристроїв і місця прикладання цих навантажень. Потрібно також вказувати зони переміщення цього електроустаткування під час монтажу і експлуатації.

11.9 Вбудовані або прибудовані до цеху закриті ТП або підстанції з відкритою установкою трансформаторів біля зовнішньої сторони цеху передбачають, як правило, у разі недопустимості або у разі наявності труднощів розташування внутрішніх цехових підстанцій згідно з ДБН В.1.1-7, НПАОП 40.1-1.32 та ПУЕ.

В цехах з виробництвом категорій А, Б і В (відповідно розділу СНиП 2.09.03 на проектування виробничих будівель промислових підприємств) цехові підстанції слід, як правило, розташовувати в спеціальних порогах (коридорах), відділених від виробничих приміщень негорючими стінами з протипожежними перешкодами за класом вогнестійкості втрати цілісності, та теплоізолювальної здатності не менше **REI** згідно з ДБН В.1.1-7, з виходом безпосередньо назовні. В енергоємних корпусах слід, як правило, передбачати спеціальні прогони для розміщення енергоустаткування підстанцій.

11.10 Застосування окремо розміщених (зовнішніх) цехових підстанцій повинно обмежуватися наступними випадками:

- живлення від одної підстанції декількох цехів, якщо центр їх навантажень знаходиться за межами цих цехів, а прибудова підстанцій до одного із цехів або спорудження самосійних підстанцій в кожному цеху економічно не виправдано;

- повністю відсутня можливість розміщення підстанцій в цехах або біля їх зовнішніх стін з міркувань виробничого характеру.

11.11 Розподільний пункт слід, як правило, розміщувати на границі живлячих ними ділянок електричної мережі таким чином, щоб не було зворотних перетоків енергії. Розподільні пункти, які живлять ЕП на напругу вище 1000 В, слід суміщати з найближчими ТП, якщо це не викликає значного зміщення останніх з центрів їх навантажень.

11.12 ГПП і ПГУ слід розміщувати, за можливістю, ближче до центру навантажень. Підстанції ГПП або ПГУ на напругу (35 – 330) кВ, як правило, розташовують поряд з обслуговуваними виробничими корпусами, а їх

розподільні установки на напругу 6 (10) кВ рекомендується вбудовувати в ці корпуси.

11.13 Для оптимального рішення схем та компоновок ГПП і ПГУ потрібно враховувати:

- необхідність зменшення території підприємства з метою економії землі;
- насиченість території технологічними, санітарно-технічними, електротехнічними і транспортними комунікаціями;
- наявність виробничої забрудненості атмосфери, що діє на ізоляцію і струмопровідні частини;
- наявність різко змінних, вентильних і несиметричних навантажень;
- наявність значного підживлення місця КЗ від електродвигунів.

11.14 У разі використання напруги 110 кВ і вище в умовах невисокого забруднення навколишнього середовища доцільність застосування закритих ГПП і ПГУ обумовлюють в проекті.

ЗРУ напругою 110 кВ і вище можуть бути застосовані в наступних випадках:

- в районах із забрудненою атмосферою;
- в районах з мінімальними розрахунковими температурами навколишнього повітря нижче допустимих для електроустаткування;
- розміщення ВРУ неможливе за умовами забудови майданчика.

11.15 На підстанціях районного значення з постійним черговим персоналом передбачають загальні пункти керування, які розташовують в окремих приміщеннях або зблоковано з ЗРУ. У разі розташування в окремих будівлях пункти керування слід розташувати відносно до РУ різних напруг з урахуванням мінімальних витрат на кабелі. В ЗРУ виділяють приміщення для апаратури зв'язку, ремонтних бригад, служб релейного захисту та зв'язку.

11.16 Вибір кількості і потужності цехових трансформаторів повинен виконуватися на основі ТЕР виходячи із питомої густини навантажень, повного розрахункового навантаження об'єкта (корпуса, цехи, відділення), вартості

електроенергії, оптимального рівня компенсації реактивної потужності в електричній мережі 0,38 кВ тощо.

Якщо значення густини навантаження $0,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ і більше доцільно застосовувати трансформатори потужністю 400 кВ•А, 630 кВ•А і 1000 кВ•А; якщо густина навантаження $(0,2 - 0,3) \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ економічною є потужність трансформаторів 1600 кВ•А; якщо густина навантаження більше ніж $0,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$ доцільно порівняти трансформатори потужністю 1600 кВ•А і 2500 кВ•А.

Кількість типорозмірів трансформаторів на одному підприємстві має бути мінімальним.

При цьому живлення ЕП I та II категорії передбачають від дво трансформаторних підстанцій.

11.17 Для цехових двотрансформаторних підстанцій переважно застосовують на стороні нижчої напруги поодинок секціонована система збірних шин з фіксованим підключенням кожного трансформатора до своєї секції через автоматичний вимикач, розрахований на видачу потужності трансформатора з урахуванням його перевантажувальної здатності. Секційний автоматичний вимикач в нормальному режимі відключений. На збірних шинах передбачено облаштування АВР.

11.18 Одно трансформаторні підстанції рекомендується застосовувати для живлення ЕП III категорії, якщо перерва електропостачання, необхідна для заміни пошкодженого трансформатора, не перевищує 1 доби. ЕП III категорії замість двох одно трансформаторних підстанцій може бути встановлена одна дво трансформаторна підстанція без облаштування АВР, з повним навантаженням трансформаторів в нормальному режимі.

11.19 Вибір потужності трансформаторів ГПП та ПГУ виконують у відповідності до норм технологічного проектування потужних підстанцій на вищу напругу (35 – 750) кВ [4]. При цьому у разі виходу із роботи одного трансформатора трансформатор, той що лишився в роботі, повинен забезпечити роботу підприємства на час заміни пошкодженого трансформатора з

урахуванням можливого обмеження навантаження без втрат для основної діяльності підприємства та з використанням допустимого перенавантаження трансформатора згідно з ДСТУ 3463.

Для резервування трансформатора ГПП і ПГУ слід, як правило, передбачати використання централізованого (пересувного) резерву регіональної енергосистеми за домовленістю.

11.20 Для трансформаторів цехових підстанцій слід, як правило, застосовувати наступні коефіцієнти завантаження:

– для цехів з переважним навантаженням І категорії при дво-трансформаторних підстанціях – 0,65 - 0,7;

– для цехів з переважним навантаженням ІІ категорії при одно-трансформаторних підстанціях з взаємним резервуванням трансформаторів – 0,7 - 0,8;

– для цехів з переважним навантаженням ІІ категорії з можливістю використання централізованого резерву трансформаторів і для цехів з навантаженням ІІІ категорії – 0,9 - 0,95.

11.21 Співвідношення між коефіцієнтами допустимого перевантаження масляних, трансформаторів в після аварійному режимі, визначеними згідно з ДСТУ 3463 і коефіцієнтами завантаження трансформаторів дво-трансформаторної підстанції в нормальному режимі наведені, в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1

Коефіцієнт допустимого перевантаження масляного трансформатора, визначений згідно з ДСТУ 3463	Коефіцієнт завантаження масляного, трансформатора в нормальному режимі
1,0	0,5
1,1	0,55
1,2	0,6
1,3	0,65
1,4	0,7

11.22 Вибір потужності і типу трансформаторів, живлячих різкозмінне ударне навантаження, здійснюють з урахуванням піків струму за узгодженням з заводом-виробником трансформаторів, відповідно до [5].

11.23 Для зовнішньої установки, як правило, застосовують масляні силові трансформатори.

Для внутрішньої установки застосовують:

- сухі або масляні трансформатори – у всіх випадках, за виключенням обмежень, передбачених ПУЕ;

- сухі трансформатори для установки на випробувальних станціях в лабораторіях, машинних залах, приміщеннях, безпечних в пожежному відношенні, у разі встановлення нижче рівня 1-го поверху більш ніж на 1 м, а також вище 2-го поверху і в інших випадках, коли недопустима установка масляних трансформаторів із-за пожежної небезпеки.

Застосування сухих трансформаторів допускають в точках мережі, в яких не буває атмосферних перенапруг; потрібно враховувати ті обставини, що сухі трансформатори генерують більший рівень шумів.

Для сухих трансформаторів граничне значення коефіцієнта допустимого перевантаження трансформатора приймають рівним 1,2.

11.24 Під час проектування схем системи електропостачання підприємств з виробництвом, що виділяє газ, пил і інші аерозолі, шкідливо діє на ізоляцію і струмоведучі частини електроустановок, потрібно передбачати заходи з усунення або обмеження вище згаданих виділень на ізоляцію і струмоведучі частини відкритих підстанцій та ПЛ.

Слід уважно вибирати зону і місце розташування відкритих підстанцій і трас ПЛ з урахуванням рози вітрів і переважного їх напрямку. Вибір місця відкритих підстанцій виконують з обов'язковою консультацією з проектною організацією, що проектує технологічну і будівельну частини, з питань характеру і компенсації шкідливих речовин, які виділяються, з урахуванням характеру і протяжності розповсюдження і напрямку шкідливих виділень, а

також зон переважного їх осідання, ступеню їх впливу на ізоляцію електроустановок і стійкості дії їх опадів на ізоляцію.

Вибір місця розташування і зовнішньої ізоляції підстанцій, а також вибір траси і ізоляції ПЛ та струмопроводів виконують в відповідності з [4] та глави 1.9 ПУЕ.

Електропостачання великих підприємств з забрудненим навколишнім середовищем передбачають не менш ніж від двох джерел живлення, розміщених з протилежних боків площі підприємства так, щоб виключити можливість одночасного попадання цих підстанцій в факел забруднення.

У випадку електропостачання великих підприємств з забрудненим навколишнім середовищем доцільно передбачати застосування КЛ.

11.25 Під час проектування підстанцій передбачають можливість відімкнення електроустаткування для очищення ізоляції без перерв живлення основних виробництв. На підстанціях передбачають пристрої пересувні або стаціонарні для можливості миття та чищення ізоляції і контактів.

12 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

12.1 Заходи з компенсації реактивної потужності застосовують на основі ТЕР, виконаних комплексно на базі єдиного перспективного плану розвитку даного району з урахуванням балансу реактивної потужності, виходячи із допустимих меж коливань напруги та спотворення форм кривої напруги і струму, установлених ГОСТ 13109 та ДСТУ EN 50160.

Вибір засобів компенсації повинен виконуватися одночасно з вибором усіх елементів живлячої і розподільної електричної мережі для нормального і післяаварійного режимів роботи.

В якості засобів компенсації реактивної потужності приймають батареї низьковольтних і високовольтних конденсаторів напругою 0,4 кВ і 6 (10) кВ відповідно та синхронні електродвигуни 6 (10) кВ, статичних тиристорних компенсаторів.

12.2 Умови економічності застосування пристроїв компенсації реактивної потужності визначають мінімумом дисконтованих витрат, під час розрахунку яких потрібно враховувати:

- витрати на компенсуючі пристрої, комплектуючу апаратуру для них, пристрої регулювання потужності компенсуючого пристрою тощо;
- зменшення вартості ТП і електричних мереж в зв'язку зі зниженням відповідних навантажень;
- зменшення втрат активної і реактивної потужності в живлячих і розподільних мережах і трансформаторах після застосування компенсуючого пристрою.

12.3 Під час вибору компенсуючого пристрою потрібно враховувати:

- забезпечення допустимих навантажень елементів електричної мережі і трансформаторів;
- використання компенсуючого пристрою в якості одного із засобів забезпечення якості електроенергії в електричній мережі;
- забезпечення балансу і обумовленого резерву реактивної потужності в вузлах мережі за наявності джерел реактивної потужності в допустимих межах;
- забезпечення статичної стійкості роботи мереж і ЕП.

12.4 Вибір компенсуючих пристроїв виконують одночасно з вибором інших основних елементів системи електропостачання підприємства з урахуванням динаміки зростання ЕН і постійного розвитку системи. Вибір виконують на основі наступних початкових даних:

- максимальних, мінімальних і після аварійних режимів реактивних потужностей, які споживають ЕП підприємства;
- технічних умов енергосистем з вказаною величиною реактивної потужності, яка передається із мережі енергосистем в мережу підприємства в режимі найбільших активних навантажень енергосистеми.

12.5 Під час проектування силового електрообладнання цехів і електроприводу забезпечують найменше споживання реактивної потужності шляхом:

- правильного вибору потужності трансформаторів і електродвигунів;
- переважного застосування асинхронних двигунів для нерегульованих електроприводів;
- застосування спеціальних схем і режимів роботи вентильних перетворювачів.

12.6 Способи компенсації реактивної потужності у разі великих потужностей компенсуючих пристроїв слід вибирати, виходячи із ТЕР з урахуванням вимог енергосистеми відносно реактивної потужності, яка видається в даній точці мережі, регулювання напруги, стійкості роботи системи в режимі КЗ.

12.7 Під час вибору компенсуючого пристрою потрібно:

- визначати доцільну ступінь використання реактивної потужності генераторів власних електростанцій підприємства і синхронних двигунів в мережах на напругу до 1000 В і вище;
- враховувати реактивну потужність, що генерується силовими трансформаторами, ПЛ, струмопроводом і КЛ напругою вище 20 кВ, а також КЛ напругою 6 (10) кВ значної протяжності;
- розглядати доцільність застосування для компенсації реактивної потужності перетворювальних установок, спеціальних засобів компенсації.

12.8 Для підприємств з великою нерівномірністю графіків навантажень передбачається автоматичне регулювання:

- збудження синхронних електродвигунів;
- потужності частин конденсаторних батарей в залежності від режиму роботи системи електропостачання;

Кількості і потужності нерегульованих конденсаторних батарей приймають за найменшим реактивним навантаженням електричної мережі підприємства.

12.9 Кількість і потужність ступенів регулювання конденсаторних установок визначають в відповідності з графіком навантажень та з урахуванням технічних умов енергосистем.

Як правило, слід застосовувати дво- або триступеневе регулювання конденсаторних батарей з розподілом їх на секції однакової потужності. У разі невеликої різниці в навантаженнях двох денних змін слід застосовувати двоступеневе регулювання.

В необхідних випадках для збільшення кількості ступенів регулювання допускають застосовувати секції компенсуючих пристроїв різної потужності.

12.10 У разі наявності на підприємстві декількох конденсаторних установок застосовується багатоступеневе регулювання сумарної реактивної потужності, яка генерується усіма конденсаторними установками підприємства, шляхом різночасного увімкнення окремих батарей у відповідності з графіком навантаження.

12.11 Розподіл компенсуючих пристроїв на різних ступенях системи електропостачання виконується на підставі ТЕР. Найбільший економічний ефект забезпечується розташуванням цих засобів близько від ЕП з найбільшим споживанням реактивної потужності.

12.12 Конденсаторні батареї напругою до 1000 В встановлюють, як правило, в цеху біля розподільчих пунктів або приєднувати до магістральних шинопроводів.

12.13 Централізована установка конденсаторів напругою до 1000 В на ТП або на головній дільниці магістрального шинопроводу допускають лише в тих випадках, коли установка конденсаторів в цеху можлива за умовами пожежної безпеки.

12.14 Установку конденсаторів напругою 6 (10) кВ передбачають:

- на цехових підстанціях, які мають РУ на напругу 6 (10) кВ;
- на розосереджених ПГУ або ГПП, безпосередньо від яких виконується розподіл електроенергії між цеховими підстанціями.

Індивідуальна компенсація може бути допущена як виключення у потужних ЕП з низьким коефіцієнтом потужності та з великою кількістю годин роботи на рік.

12.15 В проекті належить передбачати застосування найбільш простих і економічних систем, комплектних трансформаторних установок і конструкцій.

Вимикачі розраховують на стрибки струму під час ввімкнення конденсаторних батарей або їх секцій, в тому числі під час ввімкнення на паралельну роботу.

У разі потреби увімкнення конденсаторних батарей на напругу вище 10 кВ слід застосовувати послідовне або паралельно-послідовне з'єднання однотипних конденсаторів з улаштуванням додаткової ізоляції конденсаторів між фазами і ізоляцією конденсаторів від землі.

12.16 У разі ввімкнення конденсаторних батарей до мереж з джерелами вищих гармонік потрібно перевіряти вірогідність перенавантаження конденсаторів струмом в розрядженому або близьких до цього режимах і застосовувати необхідні заходи з їх усунення.

12.17 Під час проектування великих ПГУ або ГПП передбачають прилади для контролю величини реактивної потужності, яка передається підприємству з мереж енергосистеми в режимах її найбільших активних навантажень.

Для цих цілей слід застосовувати лічильники реактивної енергії, з показником 30-ти хвилинного максимуму.

Якщо існує можливість генерації реактивної потужності, або підприємство видає реактивну потужність в мережі енергосистеми, то для її обліку потрібно встановлювати другий лічильник.

13 ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЯ. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І ПРОТИАВАРІЙНА АВТОМАТИКА. СИСТЕМА ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

13.1 За наявністю відповідних техніко-економічних обґрунтувань в системі електропостачання промислових підприємств, які включають в собі ряд електроустановок, передбачають централізоване (диспетчерське) керування і контроль за їх роботою. При цьому підстанції і інші електроустановки, що входять в систему, забезпечують засобами автоматизації, а диспетчерська служба – засобами зв'язку, керування та контролю. Також відповідно до

ДБН В.2.5-56 визначити необхідність установки систем автоматизованого диспетчерським контролем протипожежного захисту.

13.2 Телемеханізацію і автоматизацію слід застосовувати комплексно з урахуванням керування усіма видами енергоспоживання підприємства: електро-, газо-, водо-, тепло - і повітропостачання.

Під час проектування передбачають можливість в майбутньому включення системи диспетчерського управління електропостачанням, що проектується, в комплексну автоматизовану систему АСУТП підприємства.

На телемеханізованих і автоматизованих об'єктах електропостачання потрібно передбачати також місцеве управління для огляду і ревізії електроустаткування.

Принципові рішення автоматизації і телекомунікації повинні бути взаємопов'язані.

На діючих підприємствах потрібно поєднувати введення автоматизації і телемеханізації з реконструкцією основного електроустаткування схеми електропостачання.

13.3 Об'єм телемеханізації в системі електропостачання в кожному окремому випадку повинен визначатися завданнями диспетчерського управління і контролю і прийнятим рівнем автоматизації. Під час вибору виду управління перевагу слід віддавати автоматичному управлінню перед телемеханічним.

13.4 Застосування засобів телемеханіки і диспетчеризації забезпечують:

- відображення на диспетчерському пункті стану і положення основних елементів системи електропостачання і передачу на диспетчерській пункт попереджувальних і аварійних сигналів;
- можливість оперативного управління системою;
- установлення найбільш раціональних режимів;
- швидку локалізацію наслідків аварії;
- зменшення кількості обслуговуючого персоналу.

13.5 Телекерування виконують :

- вимикачами на живлячих лініях і лініях зв'язку між підстанціями – за відсутності АВР або у разі необхідності частих (3 рази на добу і більше) оперативних перемикачів;

- вимикачами перетворюючих агрегатів і автоматичними вимикачами на лініях тягових підстанцій.

13.6 Телесигналізація показує схемні положення:

- усіх телекерованих об'єктів;
- окремих потужних ЕП, які суттєво впливають на розподіл потужності і які за характером експлуатації повинні управлятися в цеху;
- не телекерованих вимикачів уводів секційних шин роз'єднувачів і обхідних вимикачів та інших ЕП, які за характером експлуатації знаходяться в відомстві головного електрика підприємства (цеху електричних мереж і підстанцій);
- роз'єднувачів на вводах на напругу 35 кВ і вище.

Крім того, як правило, передбачають наступні сигнали з контрольного пункту:

- загальний сигнал з кожного контрольного пункту:
 - а) про аварійне відімкнення будь-якого вимикача;
 - б) про замикання на землю в мережах високої напруги кожної підстанції;
 - в) про несправність на контрольному пункті, в тому числі про недопустиме змінення температури в опалювальних приміщеннях, замикання на землю і зникнення напруги в колах оперативного струму, пошкодження в колах трансформаторів напруги, перемикачів живлячих кіл телемеханіки на резервне джерело тощо;
- про несправність кожного телекерованого трансформатора або перетворюючого агрегату. При цьому сигнал про роботу захисту від перенавантаження, як правило, повинен виконуватися з самоповерненням;
- у разі виникнення пожежі (поява диму) на об'єктах, що обслуговуються.

В якості розрахункових лічильників передбачають багатотарифні (не менше чотирьох тарифів) електронні прилади обліку електроенергії з

інтеграцією їх в систему контролю і обліку електроенергії АСКОЕ по цифрових інтерфейсах.

Технічні рішення по організації нижнього рівня системи АСКОЕ промислового підприємства оформлюють самостійним розділом проекту, що передбачає: розміщення і підключення електронних багатотарифних лічильників електроенергії, передача даних в систему ОЗПД, засобів комутації нижнього рівня АСКОЕ з верхнім (модеми, пульти або ключі зчитування даних з ОЗПД тощо), прокладення комунікацій для збору і підсумовування інформації усередині проектного об'єкту.

13.7 Телевимірювання, як правило за викликом, відображає значення:

- напруги на живлячих лініях або на шинах;
- струму на одному кінці лінії між підстанціями, якщо за режимом роботи ці лінії може бути перенавантажено;
- струмів на телекерованих трансформаторах і перетворювальних агрегатах – у разі необхідності виконувати режимні перемикання;
- сумарної потужності, яку отримують від окремих джерел живлення.

13.8 На підстанціях, які живлять ЕП I категорії, передбачають АВР. На підстанціях з навантаженням II категорії АВР, як правило, передбачати не слід.

Швидкість дії АВР визначають характером ЕП і погоджуватися з часом дії заходів і пристроїв автоматики на суміжних ступенях.

Час дії АВР, як правило, повинен зменшуватися в напрямку від споживачів до джерела живлення. Для окремих об'єктів, до яких приєднано ЕП, які потребують мінімальної тривалості в перерві живлення, швидкість дії АВР передбачають незалежно від джерела живлення.

Під час проектування мережевої автоматики потрібно враховувати вимоги забезпечення само запуску електродвигунів.

13.9 Релейний захист і протиаварійна автоматика промислових електричних мереж, підстанцій і електроустановок враховують особливості технології виробництва, особливості і можливості режиму зовнішнього і внутрішнього електропостачання і, зокрема, наявності:

- місцевих джерел живлення (електростанцій) і їх зв'язку з енергосистемою;
- підстанцій без вимикачів зі сторони вищої напруги силових трансформаторів;
- ЕП I категорії з електродвигунами на напругу вище 1000 В;
- компенсуючих пристроїв;
- заземлення нейтралі трансформаторів тощо.

Вибір окремих заходів і протиаварійних елементів системи електропостачання промислових підприємств виконують у відповідності з технічними умовами, виданими енергопостачальною організацією, і вимогами ПУЕ.

13.10 Живлячі лінії з одностороннім живленням у разі їх роздільної роботи мають релейний захист, як правило, тільки на головних ділянках.

13.11 На окремих лініях на напругу 6 (10) кВ підстанцій передбачають релейний захист від багатофазних замикань. В необхідних випадках, як наприклад для захисту кабелів, які прокладають в тунелях і відходять від шин підстанцій з синхронними двигунами (компенсаторами), коли витримка часу захисту недопустима за умовами термічної стійкості кабелів або стійкої роботи синхронних машин, допускають установку швидкодіючих захистів, в тому числі подовжнього диференційного струмового захисту. Допускається застосування неселективного захисту разом з пристроями системи повторного ввімкнення АПВ, щоб виправити вказану неселективну дію захисту.

13.12 На підстанціях передбачають сигналізацію однофазних замикань на землю. При цьому в мережах з компенсованою нейтраллю для сигналізації використовують пристрої, які не потребують збільшення струму замикання на землю.

В випадках, коли потрібне відімкнення однофазних замикань на землю, захист виконують двоступеневим. Перша ступінь діє на сигнал, а друга – на відключення усіх джерел живлення з одночасною заборонаю АВР і АПВ.

13.13 На понижуючих трансформаторах з заземленою нейтраллю на напругу 380/220 В передбачають захист від однофазних замикань на землю в мережі низької напруги.

Ці вимоги розповсюджуються також на захист трансформаторів запобіжниками, які встановлюють на стороні вищої напруги.

13.14 На підстанціях, приєднаних до відгалужень від ліній на напругу (35 – 330) кВ без вимикачів на стороні вищої напруги силових трансформаторів і наявні на напрузі 6 (10) кВ потужні синхронні двигуни, синхронні компенсатори, зв'язки з електростанцією або іншими джерелами живлення, елементами системи електропостачання, які можуть дати підживлення у разі короткого замикання на стороні на напругу від (35 – 330) кВ, передбачають захист від підживлення КЗ в мережі високої напруги.

Вказані захисти діють на відключення джерел підживлення з наступним відновленням їх живлення дією автоматики або на знімання збудження синхронних двигунів з наступною їх ресинхронізацією.

13.15 Систему обліку і вимірів електроенергії будують, виходячи із мінімуму приладів. В разі необхідності контролю достовірності показників режиму можливе дублювання приладів на різних ступенях електропостачання.

13.16 Система обліку електроенергії на промислових підприємствах забезпечує можливість :

- визначення кількості електроенергії і виконання розрахунків за електроенергію, яку отримують від енергопостачальної організації;
- контролю за правильністю витрат лімітів електроенергії різними розрахунковими одиницями (цехами);
- контролю споживаної і генерованої реактивної електроенергії усього підприємства в цілому і окремих найбільш потужних споживачів.

В якості розрахункових лічильників слід передбачати багатотарифні (не менше чотирьох тарифів) електронні прилади обліку електроенергії з інтеграцією їх в систему обліку електроенергії АСКОЕ по цифрових інтерфейсах.

Технічні рішення по організації нижнього рівня АСКОЕ промислового підприємства повинні оформлятися самостійним розділом проекту, що передбачає: розміщення і підключення електронних багатотарифних лічильників електроенергії, в систему передачі даних ОЗПД, засобів комутації нижнього рівня АСКОЕ з верхнім (модеми, пульти або ключі зчитування даних з ОЗПД тощо), прокладення комунікацій для збору і підсумовування інформації усередині проектного об'єкту.

13.17 Система вимірювань і сигналізації на об'єктах електропостачання промислових підприємств забезпечує:

- правильне і раціональне ведення експлуатації;
- контроль режиму роботи електроустаткування, характеристик технологічного процесу основних агрегатів і якості електроенергії;
- швидке орієнтування обслуговуючого персоналу у разі аварійних режимів.

13.18 Для ліній електропередачі на напругу 110 кВ і вище передбачають фіксуючі прилади для визначення місця КЗ. Місце установки приладу погоджується з електропостачальною організацією.

13.19 Під час вибору джерела оперативного струму проводиться перевірка надійності його роботи в різних режимах роботи електричної мережі.

В електроустановках зі змінним оперативним струмом живлення кіл сигналізації передбачається від трансформатора напруги або від шин нижчої напруги силового трансформатора.

Живлення кіл оперативного струму релейного захисту передбачають від:

- трансформаторів струму захисту;
- спеціальних трансформаторів оперативного струму або від мереж нижчої напруги змінного струму, якщо схема забезпечує відключення вимикачів при зниженні напруги у разі КЗ;
- спеціальних пристроїв (блоки живлення).

13.20 Вибір типу приводу вимикачів на напругу 6 (10) кВ потрібно виконувати з урахуванням комутаційної спроможності останніх, величини

струму КЗ і витримки часу релейного захисту в даній точці мережі, ступені відповідальності ЕП, що живляться, і режимів їх роботи.

13.21 Панелі щитів керування і релейних на великих підстанціях слід виконувати відповідно завдань на виготовлення.

В якості панелі диспетчерського управління та керування також можливе використання необхідної кількості екранів рідкокристалічних моніторів.

13.22 Сигналізацію температури масла і сигналізацію від газового захисту цехових трансформаторів виносять до місця знаходження чергового.

14 ВИБІР АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ ЗА УМОВАМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

14.1 У проекті системи електропостачання підприємства мають бути приведені дані розрахунку струмів КЗ, що використовуються для вибору апаратів і провідників, для розрахунків релейного захисту і параметрів якості електроенергії.

Розрахунки струмів КЗ слід робити виходячи з повного розвитку проектованої системи електропостачання з урахуванням розвитку мереж генеруючих джерел на максимально можливий термін, але не менше ніж п'яти років, рахуючи зі строку вводу в експлуатацію.

Розрахунки струмів КЗ виконують згідно з ДСТУ ІЕС 60909-0 та ДСТУ ІЕС TR 60909-4.

Всі елементи силового електроустаткування мають бути перевірені по режиму КЗ відповідно до вимог ПУЕ та цього стандарту.

14.2 Значення струмів КЗ на шинах на напругу 6 (10) кВ підстанції промислового підприємства, як правило, обмежується величиною, яка дозволяє застосовувати КРУ серійного промислового виробництва.

14.3 Оптимальне значення розрахункового струму КЗ в мережах промислових підприємств визначають з урахуванням двох чинників:

- забезпечення можливості застосування електричних апаратів з можливо меншими параметрами і провідників можливо менших перерізів;
- обмеження показників відхилення і коливання напруги у разі різко змінних ударних навантажень.

В потрібних випадках розрахункова величина струму КЗ знаходиться ТЕР за мінімумом дисконтованих витрат на обмеження струмів КЗ, на пристрої і заходи з доведення показників якості електроенергії до нормованого рівня.

15 КАНАЛІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

15.1 Вибір способу каналізації електроенергії виконують за мінімумом дисконтованих витрат в залежності від величини ЕН і їх розташування, густини забудови підприємства, конфігурації технологічних, транспортних і інших комунікацій, від параметрів і розташування джерела живлення, а також ступені забруднення повітря, рівня ґрунтових вод, забруднення ґрунту на площі тощо. Зону розташування електричних комунікацій вибирають з урахуванням проходження комунікацій іншого призначення за погодженням з відповідними проектними організаціями.

15.2 Вибір трас каналізації електроенергії виконують з урахуванням перспективи розвитку електричних мереж, відповідальності і призначення ліній, способу їх прокладання, конструкції тощо.

15.3 Захист КЛ від блукаючих струмів, земельної корозії повинен задовольняти вимогам ПУЕ і технічним вимогам до захисту підземних споруд від корозії.

15.4 На першій ступені розподілу електроенергії на великих підприємствах, коли передається потужність значенням $60 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ і більше, слід застосовувати ПЛ на напругу 110 кВ і вище, або КЛ на напругу від 110 кВ до 330 кВ , якщо застосування ПЛ неможливо за умов забрудненості середовища, занятості території технологічними комунікаціями тощо.

Питання про застосування ПЛ або КЛ, які проходять територією підприємства, вирішують на підставі ТЕР.

15.5 В мережах на напругу від 6 кВ до 35 кВ промислових підприємств для передачі в одному напрямку потужності значенням більш $(15 - 20) \text{ МВ}\cdot\text{А}$ на напругу 6 кВ , більш $(25 - 35) \text{ МВ}\cdot\text{А}$ на напругу 10 кВ і більш ніж $35 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ на напругу 35 кВ застосовують, як правило, струмопроводи з симетричним розміщенням фаз наступних конструкцій:

- гнучкі, виконані голими проводами великого перерізу;
- із алюмінієвих труб або інших профілів, виконаних у вигляді жорсткої балки;
- із алюмінієвих шин різних профілів, закріплених на підвісних ізоляторах.

Вибір струмопроводу того чи іншого виконання виконують на підставі техніко-економічних показників порівнюваних варіантів з урахуванням вартості території, яка відводиться під коридор для траси струмопроводу.

Застосування КЛ для передачі вищезгаданих потужностей допускають тільки у разі їх явної переваги на підставі техніко-економічних порівнянь варіантів.

15.6 Струмопроводи і конструкції для їх кріплення задовольняють умовам динамічної стійкості під час КЗ, а також забезпечувати найменшу величину втрат електроенергії в них.

Для підвищення електродинамічної стійкості струмопроводів слід, як правило, застосовувати шини із алюмінієвих сплавів електротехнічного призначення.

15.7 Відкрите прокладання магістральних струмопроводів слід застосовувати у всіх випадках, коли воно можливо за умови генплану і навколишнього середовища. При цьому в якості опор для кріплення жорстоких струмопроводів слід, в першу чергу, використовувати стіни протяжних виробничих будівель I та II ступені вогнестійкості і опорні конструкції технологічних естакад.

15.8 Відкрите прокладання кабелів, виконують як правило, на естакадах і галереях, які споруджують спеціально для кабелів або на загальних з технологічним комунікаціями. Допускається прокладання кабелів на стінах будівель за умови, що їх виконано із негорючих матеріалів і в них не розташовано пожежонебезпечні або вибухонебезпечні виробництва категорій А, Б, В, Г відповідно до НАПБ Б.03.002.

На стінах будівель не можна прокладати транзитні КЛ, які живлять електроспоживачів I категорії.

Кабелі, які прокладають відкрито на повітрі, захищають від безпосередньої дії сонячних променів..

15.9 Сумісне прокладання на загальній естакаді кабелів (проводів) з трубопроводами для горючих газів і легко запалювальних рідин допускають у разі виконання вимог НАПБ В.05.023 та ПУЕ.

Прокладання кабелів безпосередньо на трубах технологічних трубопроводів не дозволяється, за виключенням КЛ, призначених для обслуговування великих трубопроводів. У разі потреби прокладання ліній такого призначення вздовж газопроводу застосовують броньовані кабелі, розміщені на самостійних кронштейнах або підвісках.

15.10 Прокладання кабелів в траншеях територією підприємства допускають на трасах, які не зайнято іншими підземними або надземними комунікаціями, і тільки у разі малої кількості кабелів.

В одній траншеї прокладається не більше 6 силових кабелів на напругу 6 (10) кВ або двох КЛ на напругу від 35 кВ до 110 кВ.

Крім вказаної кількості силових кабелів в одній траншеї допускають прокладання не більше одного пучка із 4-х контрольних кабелів.

15.11 Прокладання кабелів, які живлять споживачів I категорії, виконують окремими, ізольованими одна від одної трасами від кожного незалежного джерела живлення.

Допускається в підземних гірничих видобуваннях, які мають один ствол шахти, прокласти однією трасою (різними сторонами ствола) кабелі робочих і резервних ліній до споживачів I категорії.

15.12 Кабелі, що об'єднано в одну групу, і відповідають вимогам 15.23 і 15.24 цього стандарту, укладають окремо від інших груп кабелів і в залежності від їх кількості розміщувати на одній або декількох кабельних конструкціях.

Кожну групу кабелів, окрім груп маслонаповнених кабелів, слід віддаляти по всій ширині від інших сусідніх груп (розташованих з одного боку проходу) протипожежними перешкодами, які мають клас вогнестійкості за НАПБ В.05.027. В кабельних спорудах промислових підприємств, які оснащено системами автоматичного пожежогасіння, у разі відсутності маслонаповнених кабелів, негорючих перегородок між групами кабелів не потрібно. Відстань між групами кабелів складає не менше ніж:

- 100 мм для контрольних і силових кабелів на напругу до 10 кВ;
- 250 мм для силових кабелів на напругу від 20 кВ до 35 кВ.

15.13 Протипожежні перешкоди між групами кабелів допускають не установлювати, якщо в групах немає маслонаповнених кабелів, а відстань між групами в просвіті не менше ніж: за вертикаллю – 1,5 м, за горизонталлю – 1 м згідно з ДБН В.2.5-56, та ПУЕ.

15.14 У разі прокладання маслонаповнених кабелів в загальному кабельному спорудженні з іншими кабелями групу маслонаповнених кабелів відокремлюють залізобетонною перегородкою товщиною від 50 мм до 60 мм або плитою із інших матеріалів за класом вогнестійкості згідно з НАПБ В.05.027. Маслонаповнені кабелі слід прокласти в нижній частині кабельної споруди.

15.15 Підлоги тунелів не мають уступів, порогів, щаблів тощо, що ускладнює вентиляцію і обслуговування тунелів; переходи з однієї відмітки на іншу, як правило, виконують в вигляді пандуса.

15.16 Кабельні приміщення під РП на напругу вище 1000 В повинні бути секційовані негорючими перегородками за кількістю секцій РП, якщо самі РП розділено на секції такими перегородками.

15.17 Прокладка кабелів в блоках допускається в місцях перетину з залізничними коліями і проходами, в умовах великої тісноти траси і в місцях, де можливі розливи розплавленого металу тощо.

15.18 Габарити кабельних споруд вибирають, виходячи із загальної кількості кабелів, які належать прокладати в даному спорудженні після повного завершення будівництва усіх його черг, з урахуванням виділених місць для можливості додаткового прокладання в умовах експлуатації не менше ніж 15% загальної кількості кабелів. В кабельних спорудах, якими прокладають кабелі на напругу 6 (10) кВ, слід виділяти один ряд полиць для розміщення кабельних муфт. Потрібно також передбачати місце для розміщення трубопроводів і пристроїв системи пожежогасіння. Будівельна частина кабельних споруд відповідно ПУЕ та будівельних норм і нормативних актів з пожежної безпеки, НАПБ 05.028.

15.19 Внутрішньоцехові приміщення, в тому числі підвальні, спеціально призначені для сумісного розташування в них електричного і іншого устаткування і КЛ, до кабельних споруд не відносяться.

В поперечному розрізі такого приміщення допускається прокладати не більше ніж 350 кабелів, в тому числі не більше ніж 200 силових.

15.20 Вид надземної споруди для міжцехових ліній слід вибирати, виходячи із наступних умов:

– якщо кількість силових кабелів, які прокладають в одному напрямку, до 50, як правило, потрібно вибирати естакади без бокових стін. За кількістю силових кабелів менше ніж 15 використовують естакади технологічних і інших

трубопроводів, якщо така сумісна прокладка допустима за умов вибухо- і пожежобезпеки;

- якщо кількість силових кабелів більше ніж 50, як правило, слід вибирати кабельні галереї, за можливістю розміщення на загальних опорних конструкціях з естакадами для технологічних комунікацій;

- висоту естакад, які споруджують на ділянках території підприємства з обмеженим рухом транспорту, приймають 2,5 м від нижнього ряду кабелів для непрохідних естакад або до низу прохідної естакади від запланованої відмітки землі, з підвищенням до 4,5 м у разі перетину доріг.

15.21 В кабельних спорудах слід прокладати неброньовані кабелі з голою металевою оболонкою або захисним покриттям із матеріалу, що не розповсюджує горіння. На естакадах, на які можуть мати доступ не тільки електротехнічний персонал, прикладають тільки броньовані кабелі.

15.22 Кабелі, які прокладають на кабельних конструкціях, в залежності від призначення, напруг і відповідальності об'єднують в групи.

В одну групу, як правило, об'єднують кабелі однакової напруги і призначення та які відносяться до однієї категорії.

15.23 В одну групу не об'єднують наступні кабелі:

- маслonaповнені кабелі і кабелі інших видів;
- силові кабелі і кабелі зв'язку;
- контрольні кабелі і силові на напругу вище 1000 В;
- силові кабелі на напругу до 1000 В і контрольні кабелі систем керування електроспоживачами особливої групи I категорії, систем пожежної сигналізації і пожежної автоматики.

15.24 Установки автоматичного пожежогасіння та автоматичну пожежну сигналізацію необхідно передбачати в будівлях та спорудах електротехнічного призначення, кабельних тунелях, галереях, шахтах (призначених для прокладання кабелів і інших комунікацій), в яких прокладено більш ніж 12 кабелів, перелік споруд згідно з НАПБ 05.031, ДБН В.2.5-56.

15.25 Гасіння пожеж в кабельних спорудах, розміщених зовні будівель, виконують з пересувних засобів – пожежних автомобілів, які подають воду або високократну піну безпосередньо до місця пожежі, або систем з «сухотрубами» з стаціонарно установленими розпилювачами води або піногенераторами.

Застосування систем з «сухотрубами» рекомендується в тунелях у разі відсутності можливості під'їзду пересувних засобів, а в залежнях і шахтах на висоті більше ніж 10 м над планувальною відміткою території.

Для подачі води або пінопересувних засобів в середину кожного відсіку кабельної споруди, розташованих поза будівлею, проектом передбачається використання виходів і вентиляційних шахт. Якщо в таких спорудах (окрім напівзакритих галерей і естакад) відстань між виходами (або виходом і вентиляційною шахтою) перевищує 30 м, то проектом передбачається додаткові люки розміром 700 мм х 700 мм, або діаметром 700 мм, розміщених таким чином, щоб відстань між місцем подачі води або піни в середину споруди не перевищувала 30 м, у відповідності з НАПБ В.05.027

Вказані додаткові люки не передбачають у випадках, коли міжцехові кабельні споруди забезпечені системами з «сухотрубами».

Розташування пожежних гідрантів передбачається так, щоб відстань від будь-якого виходу із кабельної споруди (від вентиляційних шах і люків), а також від будь-якої точки осі естакади або галереї до найближчого гідранта не перевищувала 100 м.

16 ДОПОМІЖНІ СПОРУДИ. МАСЛЯНЕ ГОСПОДАРСТВО

16.1 Під час проектування масляного господарства для підприємств слід враховувати можливість застосування сучасних трансформаторів, що не потребують проведення капітального ремонту протягом усього часу його експлуатації та заборони експлуатації масляних вимикачів 110-750 кВ, в зв'язку з чим використання масляних господарств для сучасних підстанцій є зайвим.

16.2 В разі не можливості виконання вимог 16.1 необхідно розглядати можливість використання масляних господарств районних енергосистем або сусідніх підприємств за узгодженням з ними.

В разі не можливості виконання вимог 16.1 та 16.2, як виключення можливе створення масляного господарства, вимоги до якого наведені нижче.

16.3 В проекті масляного господарства передбачають збереження і відповідну обробку як ізоляційного, так і інших видів масла: турбінного, машинного, змащуючого тощо.

16.4 Масляне господарство слід розташовувати, як правило, в районі електростанції або на вузловій підстанції підприємства.

16.5 В масляному господарстві потрібно передбачити:

- апаратне приміщення для розташування апаратів і устаткування для очищення, сушіння та регенерації масла, для усіх об'єктів підприємства;
- масляні склади (для чистого, відпрацьованого масла) з установленими для них баками.

16.6 На інших підстанціях підприємства (включаючи ПГУ на напругу від 110 кВ до 220 кВ) не передбачають спорудження спеціальних стаціонарних баків для масла і масло очисних улаштувань. Завезення чистого сухого масла на ці підстанції і вивезення відпрацьованого масла потрібно виконувати в пересувних ємностях, в тому числі в легких оболонках.

На підстанціях на напругу від 35 кВ до 220 кВ з баковими вимикачами потрібно передбачати два стаціонарні баки, розраховані кожний на об'єм масла із баків усіх трьох фаз найбільшого вимикача і запас на долив не менше ніж 1 % всієї кількості масла, залитого в трансформатор даної підстанції.

16.7 Не передбачають прокладання спеціальних масловодів до бакових масляних вимикачів усіх напруг. На випадок потреби спорожнення баків або очищення в них масла передбачають переносні інвентарні маслопроводи.

16.8 Для ремонту і ревізії цехових трансформаторів на підприємстві передбачають майстерню в електроремонтному цеху.

Доставка масла в майстерню виконується з центрального складу.

16.9 На малих підприємствах передбачають баки для зберігання аварійного запасу чистого масла і для відпрацьованого масла, а у разі застосування вимикачів з маслом до 600 кг в одиниці і повітряних вимикачів достатньо передбачити тільки пересувні ємності.

Спеціальні майданчики для цехових трансформаторів на таких підприємствах, як правило, передбачати не слід.

16.10 Для визначення об'ємів масляних баків і інших елементів можливо приймати (в середньому) щорічну потребу в ізоляційному маслі біля 15 % загальній кількості масла, яка є в трансформаторах і апаратах, якщо відсутня регенераційна установка, і біля 5 % – якщо остання є в наявності.

16.11 Середній термін служби ізоляційного масла у разі використання трансформаторних фільтрів може бути орієнтовно прийнятий біля 10 років.

16.12 Під відкрито установленими маслonaповненими силовими трансформаторами (реакторами) і під баковими вимикачами у відповідності з вимогами ПУЕ передбачають маслоприймачі.

Їх габарити в плані перевищують габарити електроустаткування (на кожен бік) не менше:

- 0,6 м – якщо кількість масла до 2 т;
- 1 м – якщо кількість масла від 2 т до 10 т;
- 1,5 м – якщо кількість масла від 10 т до 50 т;
- 2 м – якщо кількість масла більше ніж 50 т.

Об'єм масло приймача з відводом масла під трансформатори, реактори і під баковими вимикачами на напругу 110 кВ і вище розраховують на 100 % об'єму вміщеного в них масла.

На підстанціях 220 (330) кВ з трансформаторами потужністю 200 МВ•А і вище, де передбачено стаціонарні автоматичні установки для пожежогасіння, об'єм масло приймача розраховують на 50 % розміщеного в них масла і повного об'єму води за час не більше ніж 15 хв.

16.13 Під кожним внутрішнім цеховим трансформатором з кількістю масла 600 кг і більше згідно з вимогами ПУЕ передбачають маслоприймачі.

16.14 Якщо використовують систему масло приймачів з відводом масла, передбачають маслосбірники, розраховані на повий об'єм масла в найбільш великій одиниці устаткування з масляним заповненням.

Маслопроводи між маслосбірниками і маслоприймачами, як правило, застосовують у вигляді підземних трубопроводів. Виключають перетікання масла маслостоками із одного маслоприймача в інший, а також розтікання його різними підземними спорудженнями.

17 ВАНТАЖОПІД'ЄМНІ ПРИСТРОЇ

17.1 На підстанціях на напругу до 330 кВ не передбачають вантажопід'ємні пристрої для ревізії трансформаторів.

На підстанціях, в яких маса частини трансформатора, що піднімають для огляду, не більше ніж 25 т, для зняття кожуха або підйому активної частини трансформатора передбачають використання порталу ошиновок трансформатора або інвентарний пристрій (пересувний кран).

У разі застосування сумісного порталу передбачають можливість відкрити активну частину трансформатора з-під піднятого кожуха (або відкотити кожух для відкриття активної частини) в бік автодороги або під'їзної залізничної дороги і передбачити місце для виконання робіт з огляду і ревізії.

17.2 Якщо частина трансформатора, що піднімається для огляду, важча 25 т, на підстанції потрібен спеціальний або інвентарний вантажопіднімальний пристрій.

17.3 Стаціонарний пристрій (башту) для ревізії трансформатора передбачають лише на підстанціях, на яких передбачено ремонт трансформаторів інших підстанцій.

17.4 Компонівка і конструкція підстанцій на напругу 35 кВ і вище забезпечують застосування автокранів, телескопічних вишок і інших засобів для механізації ремонтних і експлуатаційних робіт, а також під'їзду пересувних лабораторій до трансформаторів і інших апаратів.

17.5 Повітряне господарство, водопостачання і автомобільні дороги слід проектувати у відповідності з нормами технологічного проектування потужних підстанцій.

18 ЦЕХ МЕРЕЖ І ПІДСТАНЦІЙ

18.1 Під час виконання проекту з електропостачання підприємства передбачають приміщення і устаткування цеху з ділянками мереж і підстанцій для обслуговування:

- ПГУ на напругу від 110 кВ до 330 / 6 (10) кВ;
- зовнішніх цехових розподільних, трансформаторних і перетворювальних підстанцій;
- ПЛ електропередачі на напругу від 3 кВ до 330 кВ;
- міжцехових кабельних мереж на напругу до і вище 1000 В;
- установок і мереж зовнішнього освітлення території підприємства;
- трансформаторно-масляного господарства.

18.2 Під час розробки проекту реконструкції діючого підприємства, яке має в своєму складі цех або ділянку мереж і підстанцій, розглядають питання необхідності розширення виробничих приміщень цеху і доукомплектування його устаткуванням.

18.3 Цех мереж і підстанцій передбачають для великих і середніх підприємств. Для малих підприємств передбачається ділянка мереж і підстанцій.

Додаток А
(довідковий)

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

А.1 Вказівки не поширюються на визначення електричних навантажень електроприймачів з різкозмінним графіком навантаження (електроприводів прокатних станів, дугових електропечей, контактного електрозварювання тощо), промислового електричного транспорту, а також електроприймачів з відомим графіком навантаження.

Послідовність розрахунків електричних навантажень залежно від стадії проектування представлена в таблиці А.1.

Таблиця А.1 – Послідовність розрахунків електричних навантажень

Послідовність розрахунків електричних навантажень	Стадії проектування		
	проект	робочий проект	робоча документація
1 Розрахунок електричних навантажень ЕП до 1 кВ в цілому по підприємству	+		+ ²
2 Розрахунок електричних навантажень живлячих мереж до 1 кВ		+	+
3 Розрахунок електричних навантажень до 1 кВ на шинах цехових трансформаторних підстанцій		+	+
4 Розрахунок електричних навантажень на напрузі 10 (6) кВ	+	+	+ ²
<p>Примітка 1. При передпроектному опрацюванні (схема розвитку, ТЕО, ТЕР) розрахункове електричне навантаження визначається по електроспоживанню підприємства-аналога або за питомими показниками електроспоживання.</p> <p>Примітка 2. Виконується в разі, коли потужності і місцезнаходження підстанцій не визначені або міняється завдання на проектування, видане на стадії проект.</p>			

А.2 Розрахунок електричних навантажень ЕП до 1 кВ в цілому по підприємству

А.4.1 Розрахунок виконується по формі Ф636-92.

А.4.2 Початковими для розрахунку даними є таблиці – завдання від технологів, сантехніків і ін. суміжних підрозділів, в яких вказуються дані

електроприймачів, що встановлюються в кожному корпусі будівлі підприємства.

А.4.3 Ефективне число електроприймачів рекомендується визначати за наближеною формулою:

$$n_e = \frac{2 \sum P_n}{p_{n \max}} \quad (\text{A.1})$$

де P_n – групова номінальна (встановлена) активна потужність;

$p_{n \max}$ – номінальна (встановлена) потужність найбільш потужного ЕП групи.

Всі ЕП групуються по характерних категоріях з однаковими коефіцієнтами використання K_v і $\text{tg} \varphi$ незалежно від потужності ЕП. Для кожної характерної групи визначаються розрахункові величини $K_v * P_n$ та $K_v * P_{n*} * \text{tg} \varphi$.

А.4.4 Значення коефіцієнтів використання K_v та $\cos \varphi$ для різного устаткування різних типів виробництва використовують згідно розрахунків, та технологічних вимог.

А.4.5 Резервні електроприймачі, ремонтні зварювальні трансформатори і інші ремонтні електроприймачі, а також електроприймачі, що працюють короткочасно (пожежні насоси, засувки, вентилі тощо), при підрахунку розрахункової потужності не враховуються.

А.4.6 По середньозваженому коефіцієнту використання і ефективному числу електроприймачів визначають по таблиці А.2 розрахунковий коефіцієнт навантаження і розрахункову потужність ЕП напругою до 1 кВ в цілому по корпусу, підприємству.

А.4.7 Приклад розрахунку електричних навантажень ЕП до 1 кВ в цілому по підприємству наведено в таблиці А.5.

Таблиця А.2 – Значення коефіцієнту розрахункової потужності K_p на шинах цехових трансформаторів та магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ

n_e	Коефіцієнт використання K_g							
	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,7 та більше
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,90	1,52	1,24	1,11	1,00
3	2,94	2,17	1,80	1,42	1,23	1,14	1,08	1,00
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,00	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,20	1,00	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,10	0,97	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
10-25	0,80	0,80	0,80	0,85	0,85	0,85	0,90	0,90
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,80	0,85	0,85
більше 50	0,65	0,65	0,65	0,70	0,70	0,75	0,80	0,80

А.3 Розрахунок електричних навантажень живлячих мереж до 1 кВ

А.3.1 Розрахунок виконується по формі Ф636-92.

А.3.2 Розрахунок проводиться одночасно з формуванням живлячих мереж. Мета розрахунку - визначення розрахункових струмів елементів живлячої мережі, вибір перетинів провідників по нагріву і типів розподільних пристроїв напругою до 1 кВ.

А.3.3 Вузли живлення групуються по територіальному розміщенню ЕП (по ділянках, відділеннях, цехах). Для кожного вузла живлення (розподільний пункт, шафа, збірка, розподільний і магістральний шинопроводи, щит станцій управління і тому подібне) ЕП групуються по характерних категоріях з однаковими K_g і $tg\varphi$ і номінальною потужністю.

А.3.4 Ефективну кількість електроприймачів n_e рекомендується визначати за формулою:

$$n_e = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum_1^n n p_H^2} \quad (A.2)$$

де P_H – групова номінальна (встановлена) активна потужність;

p_H – номінальна (встановлена) потужність одного електроприймача;

n – кількість електроприймачів.

А.3.5 Для кожного з перерахованих в А.3.3 вузлів живлення залежно від середньозваженого коефіцієнта використання і ефективного числа електроприймачів по таблиці А.3 визначається коефіцієнт розрахункової потужності K_p .

Таблиця А.3 – Значення коефіцієнту розрахункової потужності K_p

n_e	K_p								
	0,10	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,00
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,00
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,00
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,00
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,00
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,13	1,06	1,01	1,00
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,00	1,00
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,00	1,00
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,00	1,00
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,00	1,00	1,00
11	2,11	1,61	1,35	1,10	1,06	1,04	1,00	1,00	1,00
12	2,02	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,00	1,00	1,00
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,00	1,00	1,00
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00
17	1,81	1,41	1,21	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
18	1,78	1,39	1,19	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
19	1,75	1,36	1,17	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
20	1,72	1,35	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
21	1,69	1,33	1,15	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
22	1,67	1,31	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
23	1,64	1,30	1,12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
24	1,62	1,28	1,11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
25	1,60	1,27	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30	1,51	1,21	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
35	1,44	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
40	1,40	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
45	1,35	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
50	1,30	1,07	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
60	1,25	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
70	1,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
90	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
100	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Для синхронних двигунів до 1 кВ в графі 8 вказується номінальна реактивна потужність $P_H \operatorname{tg} \varphi$ із знаком мінус.

А.3.6 Розрахункова активна потужність вузла живлення визначається по розрахунковій величині K_ϕ та P_H і відповідному значенню K_p :

$$P_p = K_p \cdot K_B \cdot P_H \quad (\text{A.3})$$

А.3.7 Розрахункова реактивна потужність вузла живлення визначається в залежності від n_e :

при $n_e < 10$

$$Q_p = 1,1 K_B P_H \operatorname{tg} \varphi; \quad (\text{A.4})$$

при $n_e > 10$

$$Q_p = K_B P_H \operatorname{tg} \varphi \quad (\text{A.5})$$

Розрахункова реактивна потужність на шинах цехових трансформаторів та магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ визначається по формулі:

$$Q_p = K_p \cdot K_B \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi \quad (\text{A.6})$$

А.3.8 Приклад розрахунку електричних навантажень живлячих мереж наведено в таблиці А.6. Розрахунок виконано для наступної принципової схеми (рисунок А.1).

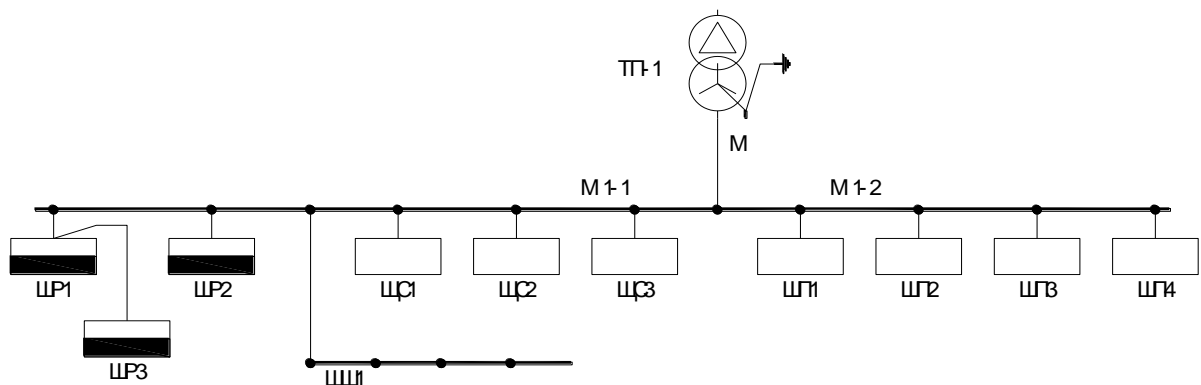


Рисунок А.1

А.4 Розрахунок електричних навантажень до 1 кВ на шинах цехових трансформаторних підстанцій

А.4.1 Розрахунок виконується як доповнення розрахунку по формі Ф636-92 на шинах низької напруги цехових трансформаторів та магістральних шинопроводів (див. А.3).

Результуючі навантаження для кожної цехової трансформаторної підстанції рекомендується заносити у формуляр Ф202-90, в якому до розрахункової потужності силових електроприймачів додаються освітлювальні навантаження і втрати в трансформаторах, та визначається результуюче навантаження на стороні 10 (6) кВ підстанції.

А.4.2 Втрати активної потужності в трансформаторах розраховуються по формулі:

$$P = P_0 + k_3^2 P_K, \quad (\text{А.7})$$

де P_0 – втрати потужності холостого ходу, кВт;

P_K - втрати потужності короткого замикання при температурі 120°C, кВт;

$k_3 = \frac{S_P}{S_{\text{ном}}}$ - коефіцієнт завантаження трансформатора;

S_P - фактична (розрахункова) потужність, кВ·А;

$S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатору, кВ·А.

А.4.3 Втрати реактивної потужності в трансформаторах розраховуються по формулі:

$$Q = Q_0 + k_3^2 Q_K, \quad (\text{А.8})$$

де $Q_0 = I_{\text{ХХ}} \cdot S_{\text{ном}} \cdot 10^{-2}$ – втрати реактивної потужності холостого ходу, кВ·Ар;

$Q_K = U_K \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot 10^{-2}$ - втрати реактивної потужності короткого замикання, кВ·Ар;

$I_{\text{ХХ}}$ - струм холостого ходу, %.

U_K – напруга короткого замикання, %.

Значення P_0 , P_K , $I_{\text{ХХ}}$, U_K (в%) приймаються згідно ГОСТ або технічним умовам заводу-виробника.

А.4.4 Приклад оформлення формуляру Ф202-90 наведений в таблиці А.7 для випадку застосування сухого трансформатора 10/0,4 кВ з наступними характеристиками: $S_{\text{НОМ}}=1600$ кВ·А, $P_0 = 2,8$ кВт, $P_K = 14$ кВт, $U_K=6\%$, $I_{\text{ХХ}}=1\%$.

А.5 Розрахунок електричних навантажень на напрузі 6 (10) кВ і вище

А.5.1 Основними споживачами електроенергії на напрузі 6 (10) кВ являються електродвигуни, трансформаторні підстанції, перетворювальні підстанції і установки, термічні електроустановки.

А.5.2 Розрахунок виконується по формі Ф636-92.

А.5.3 Залежно від значення середньозваженого коефіцієнта використання $K_{\text{и}}$ і числа приєднань до збірних шин 6 (10) кВ РП або ГПП (без урахування резервних електродвигунів) визначається згідно таблиці А.4 коефіцієнт одночасності $K_{\text{о}}$.

Таблиця А.4 – Значення коефіцієнту одночасності $K_{\text{о}}$.

Середньозважений коефіцієнт використання $K_{\text{и}}$	Кількість приєднань на збірних шинах 6 (10) кВ РП, ГПП			
	2 - 4	5 - 8	9 - 25	більш 25
$K_{\text{в}} < 0,3$	0,90	0,80	0,75	0,70
$0,3 \leq K_{\text{в}} < 0,5$	0,95	0,90	0,85	0,80
$0,5 \leq K_{\text{в}} \leq 0,8$	1,00	0,95	0,90	0,85
$K_{\text{в}} > 0,8$	1,00	1,00	0,95	0,90

A.5.4 Приклад розрахунку електричних навантажень 6 (10) кВ наведено в таблиці А.8.

A.6 Додаткові зауваження

A.6.1 Вищенаведена методика та приклади розрахунків виконані без урахувань пристроїв компенсації реактивної потужності які необхідно застосовувати згідно вимог чинних нормативів та енергомереж.

Таблиця А.5 – Приклад розрахунку електричних навантажень ЕП до 1 кВ в цілому по підприємству

Початкові дані							Розрахункові величини			Ефективне число ЕП	Коеф. розрахункового навантаження, K_p	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм, А
по завданню технологів				за довідковими даними			$K_{\text{в}} P_{\text{н}}$	$K_{\text{в}} P_{\text{н}} \text{tg} \varphi$	$n p_{\text{н}}^2$			активна, кВт	реактивна, кВ·Ар	повна, кВ·А	
Найменування ЕП	Кількість ЕП, шт. n	Номінальна (встановлена) потужність, кВт		Коеф. викор., $K_{\text{в}}$	коеф. реактивної потужності					$P_{\text{р}}=K_{\text{р}} \sum K_{\text{в}} P_{\text{н}}$		$Q_{\text{р}}=K_{\text{р}} \sum K_{\text{в}} P_{\text{н}} \text{tg} \varphi$	$S_{\text{р}}=\sqrt{P_{\text{р}}^2+Q_{\text{р}}^2}$	$I_{\text{р}}=S_{\text{р}}/(\sqrt{3} U_{\text{н}})$	
		одного ЕП, $p_{\text{н}}$	групова $P_{\text{н}}=n p_{\text{н}}$		$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$									
1. Головний корпус															
Верстати дрібносерійного виробництва	182	12	2 184	0,14	0,50	1,73	306	530							
Верстати з важким режимом роботи	84	40	3 360	0,20	0,65	1,17	672	786							
Автоматичні потокові лінії	245	17	4 165	0,60	0,70	1,02	2 499	2 549							
Печі опору з автоматичним завантаженням	44	68	2 992	0,80	0,95	0,33	2 394	787							
Печі опору з ручним завантаженням	25	32	800	0,50	0,95	0,33	400	131							
Крани, тельфери	92	7	644	0,10	0,50	1,73	64	112							
Насоси	51	60	3 060	0,70	0,80	0,75	2 142	1 607							
Вентилятори	110	42	4 620	0,65	0,80	0,75	3 003	2 252							
Разом силові ЕП	833		21 825	0,53			11 480	8 753		642	0,765	8 782	6 696	11 044	
Освітлювальне навантаження												417	200	462	
РАЗОМ												9 199	6 896	11 497	
2. Допоміжні цеха та споруди															
Насоси	14	14	196	0,70	0,80	0,75	137	103							
Компресора	3	100	300	0,70	0,85	0,62	210	130							
Верстати	28	4	112	0,14	0,50	1,73	16	27							
Печі опору	2	20	40	0,50	0,95	0,33	20	7							
Конвеєри	8	7,5	60	0,40	0,75	0,88	24	21							
Крани	15	7	105	0,10	0,50	1,73	11	18							
Вентилятори	32	9	288	0,65	0,80	0,75	187	140							
Разом силові ЕП	102		1 101	0,55			605	447		22	0,875	529	391	658	
Освітлювальне навантаження												137	69		
РАЗОМ												666	460	809	

Таблиця А.6 – Приклад розрахунку електричних навантажень живлячих мереж.

Початкові дані							Розрахункові величини			Ефективне число ЕП $n_e = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum n_n P_n^2}$	Коеф. розрахункового навантаження, K_p	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм, А	
по завданню технологів				за довідковими даними			$K_B P_n$	$K_B P_n \cos \varphi$	$n P_n^2$			активна, кВт	реактивна, кВ·Ар	повна, кВ·А		
Найменування ЕП	Кількість ЕП, шт. n	Номінальна (встановлена) потужність, кВт		Коеф. використання K_B	коеф. реактивної потужності							$P_p = K_p \sum K_B P_n$	$Q_p = 1,1 \sum K_B P_n \tan \varphi$ при $n_3 \leq 10$; $Q_p = \sum K_{Bv} n \tan \varphi$ при $n_3 > 10$	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$		$I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
		одного ЕП, P_n	групового, $P_n = n P_n$		$\cos \varphi$	$\tan \varphi$										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Розподільчий пункт ШР1																
Печі опору	2	10,0	20,0	0,50	0,95	0,33	10,0	3,3	200,0							
Вентилятори	2	7,0	14,0	0,65	0,80	0,75	9,1	6,8	98,0							
Верстати	2	2,8	5,6	0,14	0,50	1,73	0,8	1,4	15,7							
	2	4,0	8,0	0,14	0,50	1,73	1,1	1,9	32,0							
	1	3,0	3,0	0,14	0,50	1,73	0,4	0,7	9,0							
	1	14,0	14,0	0,14	0,50	1,73	2,0	3,4	196,0							
	2	1,7	3,4	0,14	0,50	1,73	0,5	0,8	5,8							
Разом	12		68	0,35			24	17,5	556,5	8	1,145	27	19	33	51	
Розподільчий пункт ШР2																
Молоти	2	28,0	56,0	0,24	0,65	1,17	13,4	15,7	1568,0							
Індукційні печі	5	20,0	100,0	0,70	0,95	0,33	70,0	23,0	2000,0							
Разом	7		156	0,53			83	38,7	3568,0	7	1,082	90	43	100	152	

									0						
Розподільчий пункт ШР3															
Преси штампувальні	3	28,0	84,0	0,17	0,65	1,17	14, 3	16, 7	2 352, 0	3	2,65 8	38	18	42	64
Розподільчі пункти ШР1+ШР3															
ШР1	12		68	0,35			23, 9	17, 5	556, 5						
ШР3	3		84	0,17			14, 3	16, 7	2 352, 0						
Разом	15		152	0,25			38	34, 2	2 908, 5	8	1,33 5	51	38	63	96
Щит силовий ЩС1															
Насоси	5	20,0	100,0	0,70	0,80	0,75	70, 0	52, 5	2 000, 0						
Насоси з синхрон- ними двигунами	2	75,0	150,0	0,70	0,90	0,48	105, 0	- 50, 9	11 250, 0						
Разом	7		250	0,70			175, 0	1,6	13 250, 0	5	1,03 0	180	2	180	274

Кінець таблиці А.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Щит силовий ЩС2															
Технологічні механізми виробничої дільниці 1	2	2,8	5,6	0,55	0,75	0,88	3,1	2,7	15,7						
	6	10,0	60,0	0,55	0,75	0,88	33,0	29,1	600,0						
	2	15,0	30,0	0,55	0,75	0,88	16,5	14,6	450,0						
	3	28,0	84,0	0,55	0,75	0,88	46,2	40,7	2 352,0						
	3	40,0	120,0	0,55	0,75	0,88	66,0	58,2	4 800,0						
Разом	16		300	0,55			165	145,3	8 217,7	11	1,020	168	145	222	338
Щит силовий ЩС3															
Технологічні	4	25,0	100,0	0,55	0,75	0,88	55,0	48,5	2 500,0						

механізми виробничої дільниці 2	3	50,0	150,0	0,55	0,75	0,88	82,5	72,8	7 500,0						
	2	100,0	200,0	0,55	0,75	0,88	110,0	97,0	20 000,0						
Разом	9		450,0	0,55			247,5	218,3	30 000,0	7	1,070	265	240	357	543
Розподільчий шинопровід ШПШ1															
Верстати	3	1,7	5,1	0,14	0,50	1,73	0,7	1,2	8,7						
	4	3,2	12,8	0,14	0,50	1,73	1,8	3,1	41,0						
	4	4,5	18,0	0,14	0,50	1,73	2,5	4,4	81,0						
	1	14,0	14,0	0,14	0,50	1,73	2,0	3,4	196,0						
	3	5,0	15,0	0,20	0,65	1,17	3,0	3,5	75,0						
	2	8,0	16,0	0,20	0,65	1,17	3,2	3,7	128,0						
	2	11,5	23,0	0,20	0,65	1,17	4,6	5,4	264,5						
	1	20,0	20,0	0,20	0,65	1,17	4,0	4,7	400,0						
Разом	20		123,9	0,18			21,8	29,4	1 194,1	13	1,382	30	29	42	64
Магістральний шинопровід М 1-1															
ШР1	12		68,0				23,9	17,5	556,5						
ШР2	7		156,0				83,4	38,7	3 568,0						
ШР3	3		84,0				14,3	16,7	2 352,0						
ЩС1	7		250,0				175,0	1,6	13 250,0						
ЩС2	16		299,6				164,8	145,3	8 217,7						
ЩС3	9		450,0				247,5	218,3	30 000,0						
ШПШ1	20		123,9				21,8	29,4	1 194,1						
Разом	74		1 431,5	0,51			730,6	467,6	59 138,3	35	0,810	592	379	703	1 068
Магістральний шинопровід М 1-2															
Печі опору (щити ШП1-ШП4)	4	250,0	1 000,0	0,50	0,90	0,48	500,0	242,2	250 000,0	4	1,040	520	252	578	878
Трансформатор ТП-1															
М1-1	74		1 431,5				730,6	467,6	59 138,3						
М1-2	4		1 000,0				500,0	242,2	250 000,0						
РАЗОМ	78		2 431,5	0,51			1 231	709,8	309 138,3	19	0,860	1 058	610	1 222	1 856
Примітка. При виборі коефіцієнту розрахункової потужності <i>Kp</i> магістральних шинопроводів та цехових трансформаторів використовується таблиці А.2.															

Таблиця А.7 – Приклад розрахунку електричних навантажень до 1 кВ на шинах цехових ТП

Ф202-90

Найменування	Коеф. реактивної потужності $\cos\varphi$	Розрахункове навантаження			Кількість та потужність трансформаторів, шт. × кВА
		кВт P_p	кВ·Ар Q_p	кВ·А S_p	
ТП1					
Силове навантаження 0,4 кВ	0,87	1 058	610	1 222	
Освітлювальне навантаження	0,9	80	38	89	
Разом на стороні 0,4 кВ		1 138	648	1 310	1600
Втрати в трансформаторах		12	80		
РАЗОМ на стороні ВН		1 151	729	1 362	

Таблиця А.8 – Приклад розрахунку електричних навантажень 6 (10) кВ

Початкові дані							Розрахункові величини			Ефективне число ЕП	Коеф. розрахункового навантаження, K_p	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм, А
по завданню технологів				за довідковими даними			$K_6 P_H$	$K_B P_H \operatorname{tg} \varphi$	$n p_H^2$			активна, кВт	реактивна, кВт·Ар	повна, кВт·А	
Найменування ЕП	Кількість ЕП, шт. n	Номінальна (встановлена) потужність, кВт		Коеф. викор., K_B	коеф. реактивної потужності							$P_p = K_p \sum K_H P_H$	$Q_p = K_p \sum K_H P_H \operatorname{tg} \varphi$	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	$I_p = S_p / (\sqrt{3} U_H)$
		одного ЕП, p_H	групова $P_H = n p_H$		$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП-10 кВ															
ТП-1	1		2 432	0,47	0,84							1 151	729	1 362	
ТП-2	1		2 540	0,47	0,85							1 200	740	1 410	
ТП-3	1		2 630	0,46	0,86							1 220	730	1 422	
ТП-4	1		2 350	0,50	0,86							1 180	710	1 377	
Разом	4		9 951,5	0,48	0,85							4 751	2 909	5 570	
Коефіцієнт одночасності K_o											0,95				
РАЗОМ												4 513	2 763	5 292	

Додаток Б
(довідковий)

БІБЛІОГРАФІЯ

1. ГКД 340.000.002-97 Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Методика (Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику) Методика
2. РТМ 36.18.32.4-9 Указания по расчету электрических нагрузок. Методика (Настанова по виконанню розрахунків електричного навантаження)
3. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова
4. СОУ-Н МЕВ 40.1-00013741-92:2014 Ізоляція електроустановок від 6 кВ до 750 кВ. Інструкція з вибору та експлуатації.
5. СОУ 40.1-21677681-07:2009 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації
6. Російсько-український тлумачний словник з електроенергетики/НАН України. Інститут мовознавства ім. О.О.Потебні – К.: НДІ Енергетики, 1998
7. DIRECTIVE 2012/27/EU OF THE EUR OPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 25 October 2012 (*Директива 2012/27/ЄС Європейського парламенту щодо енергоефективності від 25 жовтня 2012 року. Офіційний журнал Європейського Союзу, L 315/1.*)

Код УНДК 91.040.20; 91.140.150

Ключові слова: електричне навантаження, електроприймач, кабельна лінія, надійність електропостачання, облік електроенергії, повітряна лінія, протиаварійна автоматика, релейний захист, розподільчий пункт, розподільча установка, трансформаторна підстанція, якість електроенергії.

Науковий керівник,
директор ТОВ «КиївПромЕлектроПроект» _____ Ю.С. Громадський

Відповідальний виконавець,
директор ТОВ «АЛЬТІС-Енерго» _____ С.В. Облакевич

Розробник,
інженер ТОВ «КиївПромЕлектроПроект» _____ П.А. Чижик

Розробник,
інженер ТОВ «КиївПромЕлектроПроект» _____ М.М. Соловйов