

«ПРОМИСЛОВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА ТА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА»

ПРОМЕЛЕКТРО

PROMELEKTRO.COM.UA



ISSN 2409-2924
91772409292003



АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ ЗАЗЕМЛЕННЯ СИСТЕМИ
БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЙ УКРАЇНИ **с. 18**



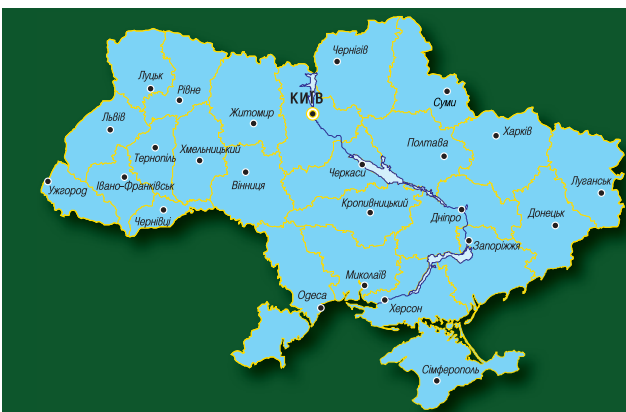
СИСТЕМИ ДІАГНОСТИЧНОГО МОНІТОРИНГУ
ТРАНСФОРМАТОРНИХ ВВОДІВ НАПРУГОЮ 110 кВ **с. 30**



СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ
СТАНЦІЙ ЗАРЯДКИ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ **с. 38**



SAGFIGHTER™ UST (США)
3-ФАЗНИЙ КОМПЕНСАТОР ПРОВАЛІВ НАПРУГИ **с. 45**



ТПФ
«ДонТехПром»

1-2
2022
червень



УСПЕНСЬКИЙ СОБОР КИЄВО-ПЕЧЕРСЬКОЇ ЛАВРИ
Системи електрокабельного опалення та антикриги



КИЇВСЬКИЙ ЗАЛІЗНИЧНИЙ ВОКЗАЛ
Антикригова система



МАРИНСЬКИЙ ПАЛАЦ У КИЄВІ
Система тепла підлога



БУДИНОК "АРЕНА СІТІ В КИЄВІ"
Антикригова система



УТБ ФК "ДИНАМО" КИЇВ
Система підігрівання поля



НАЦІОНАЛЬНИЙ ЗАПОВІДНИК "СОФІЯ КИЇВСЬКА"
Система електрокабельного опалення



ГІРСЬКОЛИЖНИЙ КУРОРТ БУКОВЕЛЬ
Системи електрокабельного опалення та антикриги



ЗАЛІЗНИЧНИЙ ВОКЗАЛ • СТАНЦІЯ "РОЗДІЛЬНА"
Антикригова система

ЕЛЕТЕР

ТОВ "ЕЛЕТЕР - 23"

ЄДРПОУ 39301468
02094, м. Київ, вул. Магнітогорська, 2
Тел.: +380 44 585 77 10/20

E-mail: vr@eleter.kiev.ua

www.ekson.kiev.ua

Підприємство професійно займається розробленням і впровадженням електричних кабельних систем опалення та антикригових систем в процесі будівництва і реконструкції.

1. Комфортне електроопалення "Тепла підлога" в житлових та громадських будівлях, понад 6000 систем, серед яких:

- ❑ Михайлівський Золотоверхий монастир в м. Києві;
- ❑ надземні споруди станції "Лук'янівська" київського метрополітену;
- ❑ 15 станцій Київського метрополітену (Іподром, Виставковий центр, Васильківська, Деміївська, Голосіївська та інші)
- ❑ житлові й громадські будівлі та споруди, окремі приміщення по всій Україні.

2. Антикригові системи покрівель, понад 600 систем, серед яких:

- ❑ Успенський собор Києво-Печерської лаври;
- ❑ Михайлівський Золотоверхий Собор в м. Києві;
- ❑ Національна філармонія України;
- ❑ Верховна Рада України;
- ❑ Розрахункова палата в м. Києві;
- ❑ Центральний і Південний вокзали м. Києва.

3. Антикригові системи відкритих поверхонь (під'їзні шляхи і пішохідні доріжки, пандуси підземних паркінгів, виходи з підземних переходів, відкриті балкони) на площі понад 300 тис. м², серед яких:

- ❑ підігрів газонів футбольних полів: стадіон ім. В.В. Лобановського, м. Київ, стадіон ФК "Оболонь", м. Київ, стадіон ФК "Ворскла", м. Полтава;
- ❑ підземні переходи Майдану Незалежності, вул. Хрещатик, Бессарабської площі, Севастопольської площі, Центральний і Південний вокзали м. Києва та ін.;
- ❑ станції метро "Лук'янівська", "Печерська", "Шулявська", "Дружби народів", "Дорогожичі".

4. Промисловий обігрів технологічного обладнання (електрообігрів труб та резервуарів)

- ❑ Підігрів полу промислових морозильних камер на підприємстві ТОВ "Бейкері Фуд Індастрі", смт Козелець Чернігівської області
- ❑ Чотири цукрових заводи в Україні (трубопроводи та ємності);
- ❑ Макіївський металургійний завод (обігрів трубопроводів зворотного водозабезпечення).

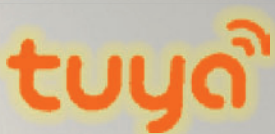
Теплонакопичувачі

Дешево та економне опалення офісів, квартир, котеджів

ANZE
ELECTRIC HEATING

Anze Tuya Smart Storage heater

Автоматичний статичний теплонакопичувач із смарт-додатком Tuya smart APP, що забезпечує максимальне використання електроенергії для заряду за багатозонним тарифом.



Відділення "Укрпошта" за каталогом ДП "Преса"
Періодичність – 4 номери на рік

Свідоцтво про державну реєстрацію:
серія КВ, № 2079 від 16.07.1996 р.

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи
до державного реєстру видавців, виготовлювачів
і розповсюджувачів видавничої продукції:
серія ДК, № 5613 від 25.09.2017 р.



ВИДАВЕЦЬ ТОВ "ЕТІН"

ДИРЕКТОР

Любич Мар'ян Орестович

РЕДАКТОР

Козенко Олександр Миколайович
Директор ТОВ "ТПФ Донтехпром"

НАУКОВИЙ РЕДАКТОР

Буткевич Олександр Федотович, д.т.н.
Професор. Головний науковий співробітник
Інститут електродинаміки НАН України

ГОЛОВА РЕДАКЦІЙНОЇ КОЛЕГІЇ

Денисюк Сергій Петрович, д.т.н.
Директор Інституту енергозбереження
та енергоменеджменту

Професор. Кафедра електропостачання
НТУУ "Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського"

ВИПУСКАЮЧИЙ РЕДАКТОР

Облакевич Сергій Вікторович
Директор ТОВ "Альтіс-Енерго"
Корпорація Альтіс холдинг

ТЕХНІЧНИЙ РЕДАКТОР

Чижик Павліна Андріївна

ФОТОКОРЕСПОНДЕНТ

Зубова Ольга В'ячеславівна

АДРЕСА РЕДАКЦІЇ

ТОВ "ЕТІН"
03190, м. Київ, а/с № 15
www.promelektro.com.ua
promelektro.etin@gmail.com
+380 44 228 82 68

КОР. ПУНКТ м. ЗАПОРІЖЖА

ТОВ "ТПФ Донтехпром"
69118, м. Запоріжжя,
вул. Автозаводська, 50, оф. 147
kozenko@3g.ua
+380 50 470 18 38

ОРИГІНАЛ-МАКЕТ ТОВ "ДІА"

03022, м. Київ, вул. Васильківська, 45
dia_1997@ukr.net
+380 44 257 16 15

Рекомендовано до друку редакційною колегією,
протокол № 1 від 15.06.2022 р.

Підписано до друку 22.06.2022 р.
Дата виходу номеру 29.06.2022 р.

Формат 60 × 84 1/8. Ум. друк. арк. – 8,37.
Обл. вид. арк. – 8,54.

2022

№ 1-2
ИЮНЬ-СЕНТЯБРЬ

ЗМІСТ

6 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

Манілов А.М., Товстюк С.А.

- 6 Застосування одножильних кабелів 6–35 кВ для підвищення надійності електропостачання електроприймачів, підключених до одного джерела живлення
- 7 Оптимізація режимів роботи трансформаторів
- 12 Щодо необхідності виконання двопробеневої схеми електропостачання електроприймачів першої категорії споруд і об'єктів цивільного призначення другої та третьої категорії
- 14 Щодо електропостачання електроприймачів другої категорії
- 16 Щодо можливості виконання однотрансформаторних підстанцій для електропостачання електроприймачів першої категорії

18 БЛИСКАВКОЗАХИСТ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ

- 18 Коліушко Д.Г., Руденко С.С., Іщенко Ю.В., Кіпріч С.В., Кащев О.В.
Аналіз поточного стану заземлення системи блискавкозахисту підстанцій України
- 25 Коліушко Д.Г., Руденко С.С., Шкоп Ю.В., Кривич В.О.
Діагностика та модернізація систем заземлення та блискавкозахисту діючих енергетичних об'єктів

30 ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКА ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

- 30 Бедерак Я.С., Богатирьов Ю.Л.
Управління активами підприємства: створення системи діагностичного моніторингу трансформаторних введів напругою 110 кВ і вище

38 ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ


- 38 Балута С.М., Копилова Л.О., Куєвга Ю.В., Куєвга В.П., Чорний Ю.А., Зінькевич П.О.
Системи електрозабезпечення станцій зарядки електротранспорту
- 45 Михайлов В.П.
SAGFIGHTER™ UST (США) — 3-фазний компенсатор провалів напруги (використання та технічні характеристики)

56 НОРМАТИВНО-ПРАВОВА БАЗА

- 56 Орієнтовний перелік енергоефективного обладнання та/або матеріалів, які є складовими (комплектуючими) устаткування та матеріалів

**ТОВ "Український інститут сталевих
конструкцій ім. В. М. Шимановського"**
чекає на пропозиції, відгуки щодо проєкту

ДБН В.2.5-23:202Х
**"ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ
ОБ'ЄКТІВ ЦИВІЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ"**

За достовірність інформації та реклами відповідальність несуть автори та рекламодавці.
Редакція може не поділяти точку зору авторів статей. Редакція зберігає за собою право редагувати і скорочувати зміст статей.
Надіслані матеріали не повертаються. Передрук та використання матеріалів можливе тільки з письмового дозволу редакції
Усі використані або згадані товарні знаки, марки належать їх законним власникам.
В оформленні використані інформаційні матеріали фірм-виробників, установ, підприємств.
Матеріали позначені знаком  друкуються на правах реклами.
Претензії щодо якості реклами, строків публікації не приймаються.

ТОВ "ТФ Донтехпром"

ЄДРПОУ 39530665
69118, м. Запоріжжя,
вул. Автозаводська, 50, офіс 147
+380 50 470 18 38

kozenko@3g.ua
www.dontechprom.ua

ПОНАД 1300 ПРОЄКТІВ
ЗА 25 РОКІВ



Донтехпром

ПОВНИЙ КОМПЛЕКС ПОСЛУГ З ПРОЄКТУВАННЯ ТА БУДІВНИЦТВА

- Промислові підприємства
- Адміністративні та житлові будівлі
- Відкриті споруди
- Вітроелектростанції
- Сонячні електростанції
- Газотурбінні електростанції
- Малі гідроелектростанції
- Дизельні електростанції
- Когенераційні енергоблоки
- Підстанції на напругу 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 6–10 кВ
- Лінії електропередачі: повітряні та кабельні на напругу 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 0,4 кВ
- Системи автоматизації та диспетчеризації
- Системи зв'язку та передачі даних
- Системи телемеханіки та релейних захистів
- Системи безпеки та контролю доступу
- Системи кондиціонування, опалення, вентиляції
- Системи водопроводу, каналізації
- Системи АСКОЕ
- Системи АСУТП
- Системи ІТ та промислового телебачення
- Системи електропостачання та електроосвітлення
- Системи електроприводу технологічних ліній

ТОВ "ТФ Донтехпром" засновано в 1996 р. та за цей час стало одним із лідерів галузі, що підтверджується численними нагородами. Зокрема, рішенням Науково-експертної ради національної іміджевої програми "Лідери XXI століття" підприємство нагороджено Знаком якості "Вища проба" за високу якість послуг.

"БОТІЄВСЬКА" ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ

потужністю 200 МВт
в с. Ботієве Приазовського району
Запорізької області



"ПРИМОРСЬКА" ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ

потужністю 200 МВт
в Приморському районі
Запорізької області

ЦЕХА ХАРЦИЗЬКОГО ТРУБНОГО ЗАВОДУ



"ЗБАГАЧУВАЛЬНА ФАБРИКА" ЗАТ "ДОНЕЦЬКСТАЛЬ МЗ"

МЕРЕЖА МАГАЗИНІВ ПОБУТОВОЇ ТЕХНІКИ "СОМFY"

61 супермаркет
загальною площею 99 125 м²
в містах: Дніпро, Київ, Харків,
Мелітополь, Білая Церков,
Чернівці, Івано-Франківськ,
Довжанськ Донецької області





25 РОКІВ З ВАМИ ПЕРЕДПЛАТА 2022

ІНДЕКС 22859



ОБИРАЙ НАС

З Днями Конституції України



Надійшла
Received 27.05.2022



А.М. Манилов,
инженер



С.А. Товстюк,
инженер

ПРИМЕНЕНИЕ ОДНОЖИЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ 6–35 кВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ОДНОМУ ИСТОЧНИКУ ПИТАНИЯ

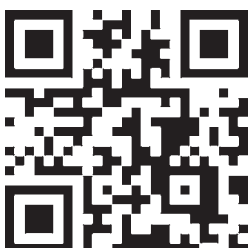
В условиях разграничения собственности и рыночной экономики приведенные в п. 1.2.17 ПУЭ категории электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения должны носить рекомендательный, а не обязательный характер.

Владелец энергообъекта должен определить степень надежности электроснабжения. Во многих случаях он вынужден осуществлять электроснабжение от одного независимого источника питания без резервных перемычек на напряжении 0,4 кВ от другого независимого источника питания. В соответствии с ПУЭ такие энергообъекты относятся к электроприемникам III категории, в электроснабжении которых допускается перерыв, необходимый для ремонтных работ или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышающий одни сутки.

Одним из слабых звеньев в системе электроснабжения является кабельная линия. Применение вместо трехжильного кабеля четырех одножильных, один из которых резервный, может значительно повысить надежность электроснабжения, так как практически исключает междуфазное короткое замыкание (КЗ). КЗ возможно только при повреждении в одном месте двух одножильных кабелей, что маловероятно. Вероятность однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) тоже намного меньше из-за лучших диэлектрических свойств изоляции кабелей из сшитого полиэтилена.

Применение резервной жилы может повысить надежность электроснабжения и уменьшить перерыв в электропитании. Резервная жила кабеля подключается вместо поврежденной после отключения линии защитой от ОЗЗ.

В соответствии с п. 2.3.17 ПУЭ при ОЗЗ кабельные линии должны отключаться. Представленная на рис. 1 защита от ОЗЗ действует при срабатывании реле КА1. Для определения поврежденной фазы предусмотрено подключение к трансформатору напряжения трех реле напряжения KV1–KV3. При ОЗЗ, например фазы А, срабатывает реле KV1 и реле КН1. Указательное реле КН1 свидетельствует о ОЗЗ фазы А.



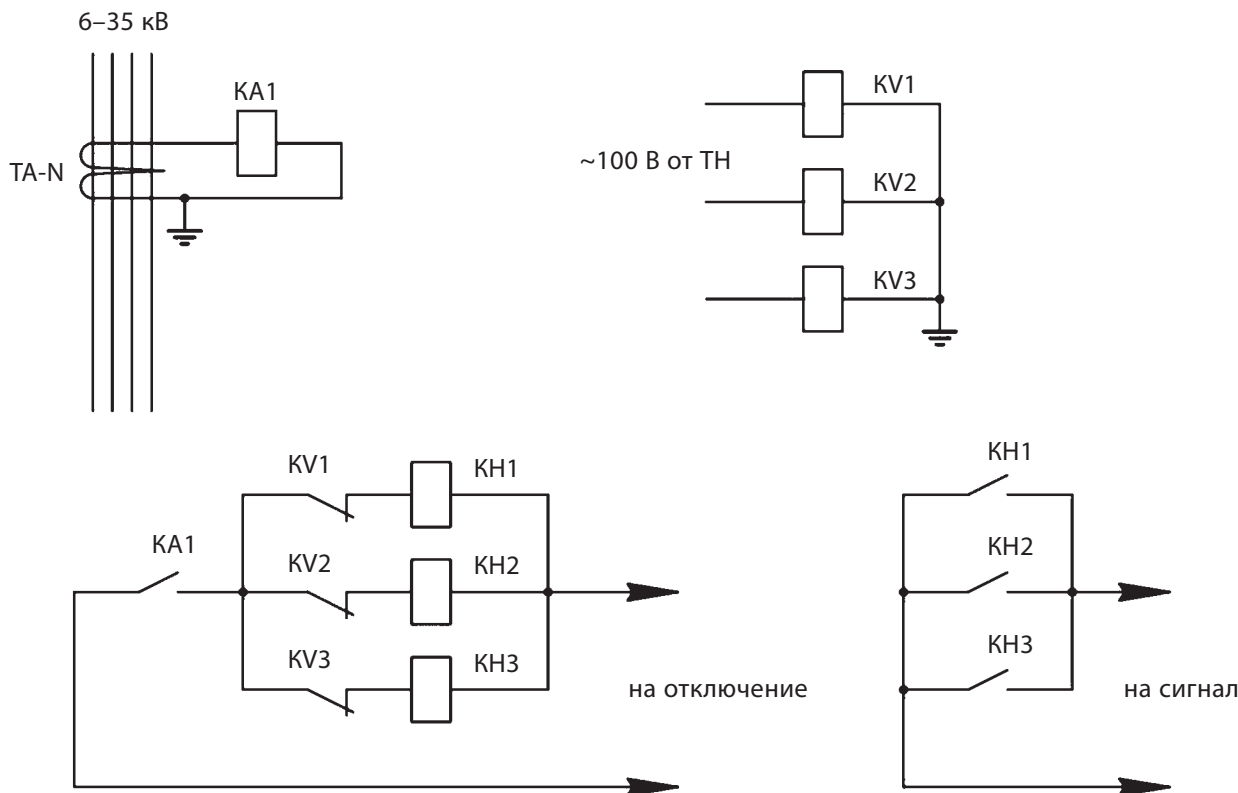


Рис. 1. Схема защиты от замыкания на землю одножильных кабелей

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ, РАБОТАЮЩИХ РАЗДЕЛЬНО

Изменения электрических нагрузок происходят, как правило, непрерывно, носят устойчивый характер и связаны с производственно-хозяйственной деятельностью предприятий, метео-климатическими условиями и природными ритмами активной деятельности человека в дневное время и отдыха в ночные периоды, включая субботу, воскресенье и государственные праздники.

На трансформаторных подстанциях, например, с двумя трансформаторами, в зависимости от суммарной нагрузки экономически выгодно оставлять включенными один или два трансформатора в зависимости от суммарных потерь холостого хода и короткого замыкания. Таких трансформаторов десятки тысяч. В них потери холостого хода имеют место в течение всего времени их включения, т.е. могут достигать 8760 ч в год. Не смотря на то, что эти потери незначительны, ими пренебречь нельзя.

Потери в двух трансформаторах при их раздельной работе определяются по выражению:

$$\Delta P_1 = 2P_{xx} + P_{кз} \cdot \left[\left(\frac{I_1}{I_{ном}} \right)^2 + \left(\frac{I_2}{I_{ном}} \right)^2 \right], \quad (1)$$

где:

$P_{xx}, P_{кз}$ — потери холостого хода и короткого замыкания соответственно;

I_1, I_2 — токи нагрузки трансформаторов Т1 и Т2;

$I_{ном}$ — номинальный ток трансформатора.

Потери в одном из трансформаторов при отключении другого определяются по выражению:

$$\Delta P_2 = P_{xx} + P_{кз} \cdot \left(\frac{I_1 + I_2}{I_{ном}} \right)^2, \quad (2)$$

Приравняв выражения (1) и (2) получаем:

$$2P_{xx} + P_{кз} \cdot \left[\left(\frac{I_1}{I_{ном}} \right)^2 + \left(\frac{I_2}{I_{ном}} \right)^2 \right] = P_{xx} + P_{кз} \cdot \left(\frac{I_1 + I_2}{I_{ном}} \right)^2, \quad (3)$$

После несложных преобразований находим зависимость I_1 от I_2 при минимальных потерях:

$$I_1 = \frac{I_{ном}^2 \cdot P_{xx}}{2I_2 \cdot P_{кз}}. \quad (4)$$

Критическим током $I_{2кр}$ обозначим ток I_2 , при котором потери в указанных режимах работы транс-

форматоров будут одинаковы. При токе $I_2 < I_{2кр}$ необходимо отключить один из трансформаторов, при токе $I_2 > I_{2кр}$ необходимо включить отключенный трансформатор.

Необходимо иметь суточные графики нагрузок $I_1(t)$ и $I_2(t)$ трансформаторов. Так как реальные графики нагрузок при проектировании отсутствуют, необходимо использовать реальные графики нагрузок существующего прототипа данного объекта. Имея указанные графики для обоих трансформаторов можно построить график зависимости $(I_1 + I_2)(t)$. Это дает возможность определить периоды, в течение которых целесообразно отключить один из двух

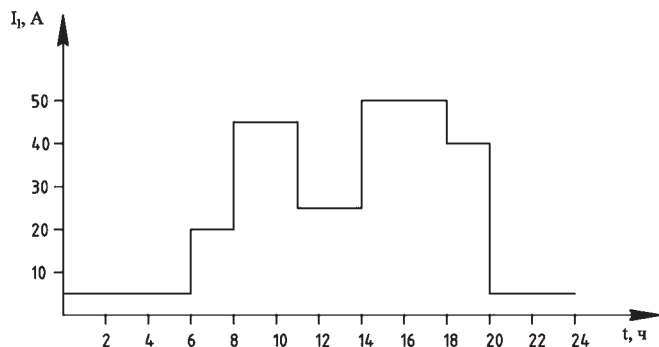


Рис. 1. Суточный график нагрузки трансформатора Т1

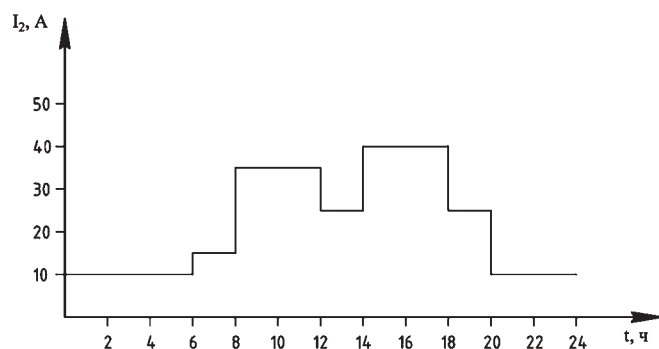


Рис. 2. Суточный график нагрузки трансформатора Т2

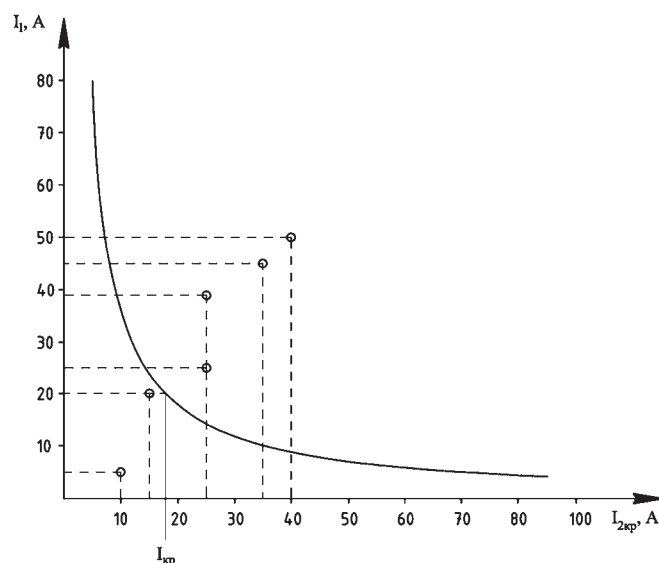


Рис. 3. График зависимости I_1 от критического тока $I_{2кр}$

трансформаторов для уменьшения суммарных потерь холостого хода и короткого замыкания.

На рис. 1, 2 в качестве примера приведены суточные графики нагрузок $I_1(t)$ трансформатора Т1 и $I_2(t)$ трансформатора Т2. На рис. 3 построена кривая зависимости тока I_1 от критического тока $I_{2кр}$. Зона, которая находится левее (ниже) кривой, определяет работу с одним трансформатором, а правая (верхняя) зона определяет работу с двумя трансформаторами. При расчете по выражению (4) принята мощность трансформатора 1000 кВА напряжением 10/0,4 кВ, $P_{хх}=2,3$ кВт, $P_{кз}=10,8$ кВт, $I_{ном}=58$ А.

На рис. 3 нанесены точки, соответствующие токам I_1 и I_2 при одном и том же времени суток в соответствии с графиками нагрузки трансформаторов. Критический ток $I_{кр}$ определяется по ближайшей точке к кривой в зоне работы с одним трансформатором.

На график $(I_1 + I_2)(t)$ (рис. 4) наносим значение $I_{кр}$. Точки пересечения критического тока $I_{кр}$ с графиком нагрузки определяют периоды, в течение которых один из трансформаторов отключен. Зная периоды отключения можно определить потери мощности каждого из трансформаторов.

Экономия электроэнергии определяется, как разность потерь при работе двух и одного трансформатора. Уменьшение платы за потери электроэнергии в связи с отключением одного из трансформаторов определяется по выражению:

$$\Delta P = (\Delta P_1 - \Delta P_2) \cdot N \cdot t \cdot C_э, \quad (5)$$

где:

$\Delta P_1, \Delta P_2$ — потери мощности при включенных двух и одном трансформаторе соответственно;

N — число дней в году;

t — время отключения одного из трансформаторов в течение суток;

$C_э$ — стоимость электроэнергии.

Уменьшение потерь в трансформаторе не является самоцелью, оно должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, так как осуществле-

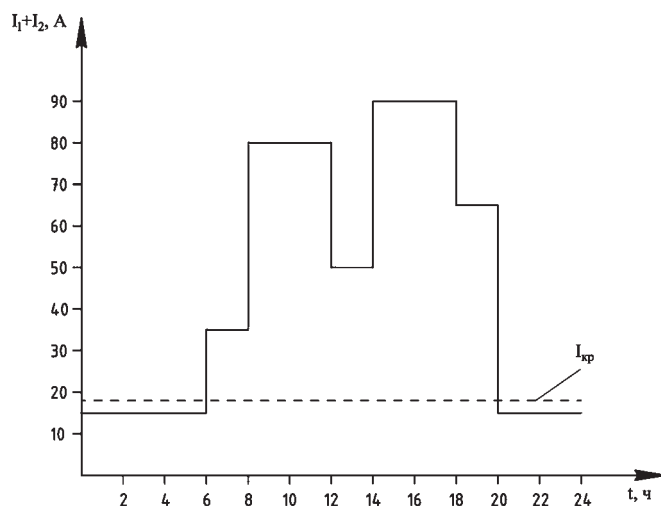


Рис. 4. Суммарный суточный график нагрузки трансформаторов Т1 и Т2

ние автоматического включения–отключения (ВО) одного из трансформаторов потребует установки в цепи каждого трансформатора коммутационных аппаратов.

Для осуществления автоматики ВО в цепи одного из трансформаторов необходимо установить коммутационные аппараты: на стороне высшего напряжения — вакуумный выключатель, а на стороне низшего напряжения — автоматический выключатель (или вакуумный выключатель), а также автоматический секционный выключатель (или вакуумный выключатель). В том случае, если на подстанции предусматривается АВР при отключенном одном из трансформаторов, необходимо установить аналогичные коммутационные аппараты и на другом трансформаторе.

Автоматика ВО трансформатора целесообразна, если $\Delta P > I$, где I — издержки, определяемые по выражению

$$I = (E_n + E_a + E_{тр}) \cdot K,$$

где:

E_n — нормативный коэффициент эффективности или дисконтирования;

E_a — коэффициент амортизационных отчислений;

$E_{тр}$ — коэффициент отчислений на текущий ремонт и эксплуатацию;

K — капиталовложения, необходимые для осуществления автоматики.

Автоматику целесообразно применять для двухтрансформаторных подстанций и однотрансформаторных, соединенных нормально отключенной перемычкой.

В случае, когда режимы работы трансформаторов таковы, что $I_{кр}$ постоянно превышает ток фактической нагрузки, необходимо отключить один из трансформаторов.

На **рис. 5** приведена схема автоматики. Схема работает следующим образом. При снижении тока до значения меньше $I_{кр}$, срабатывает токовое реле КА1 и реле времени КТ1 замыкает свой контакт в цепи отключения выключателей Q1 и QF1 и в цепи включения секционного выключателя QF3. При увеличении тока более $I_{кр}$ замыкается контакт КА2 и срабатывает реле КТ2, которое включает отключенный трансформатор и отключает секционный автомат.

Для правильного взаимодействия реле КА1 и КА2 в схеме должны быть соблюдены следующие условия:

$$I_{ср\ KA2} \geq I_{в\ KA1},$$

$$I_{ср\ KA1} \leq I_{в\ KA2},$$

где:

$I_{ср\ KA1}$, $I_{ср\ KA2}$ — токи срабатывания реле КА1 и КА2; $I_{в\ KA1}$, $I_{в\ KA2}$ — токи возврата реле КА1 и КА2 (коэффициент возврата K_b реле должен быть больше 0,9).

Ток срабатывания реле КА1, КА2 :

$$I_{ср\ KA1} = \frac{I_{кр}}{K_{отс}},$$

$$I_{ср\ KA2} = K_{отс} \cdot I_{кр},$$

При исчезновении напряжения на шинах работающего трансформатора, необходимо включить резервный трансформатор. Для этого необходимо подключить к шинам 0,4 кВ реле минимального напряжения KV1 и KV2. При исчезновении напряжения на шинах 0,4 кВ срабатывают указанные реле и с заданной выдержкой времени реле КТ3 включается отключенный трансформатор.

2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ИХ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ

Применение параллельной работы трансформаторов позволяет достичь:

- уменьшение суммарной установленной мощности трансформаторов (по сравнению с отдельной их работой) за счет более высокого коэффициента загрузки и меньшей требуемой резервной мощности в случае выхода одного трансформатора из строя;
- повышение качества электроэнергии за счет стабильного уровня токов КЗ во всей сети, что дает возможность подключения электроприемников с нелинейными нагрузками (электросварка, вентиляционная нагрузка), а в ряде случаев позволяет осуществлять совместное питание нелинейных нагрузок с электроприемниками, требующими повышенных параметров качества электроэнергии (станции с ЧПУ, электроосвещение);
- уменьшение времени срабатывания защитных аппаратов при однофазных КЗ в сети 0,4 кВ;
- возможность поэтапного ввода трансформаторных мощностей по мере роста фактических нагрузок;
- снижение потерь электроэнергии в трансформаторах и питающей сети за счет возможного отключения части трансформаторов при нагрузке меньше критической. В условиях дефицита топливно-энергетических ресурсов снижение потерь электроэнергии в трансформаторах имеет первостепенное значение.

В настоящее время рассматривается, как правило, отдельная работа трансформаторов. Фактическая нагрузка трансформаторов в нормальном режиме часто составляет 25–40 % их номинальной мощности. Это приводит к замораживанию капитальных вложений, что наносит существенный экономический ущерб. Причины завышения расчетных нагрузок не могут быть однозначно определены и зависят от запасов, заложенных при проектировании, технологических процессов, унификации механизмов, изменений, внесенных в технологические программы в процессе строительства и эксплуатации, отсутствия достоверных исходных данных при проектировании. График нагрузок большинства промышленных предприятий указывает на неравномерные нагрузки в течение суток. Это относится и к транспорту, и к объектам гражданского назначения, агропромышленному комплексу и мелиорации. Поэтому обеспечить соответствие проектных нагрузок фактическим часто не представляется возможным.

Причиной отдельной работы трансформаторов является уменьшение токов короткого замы-

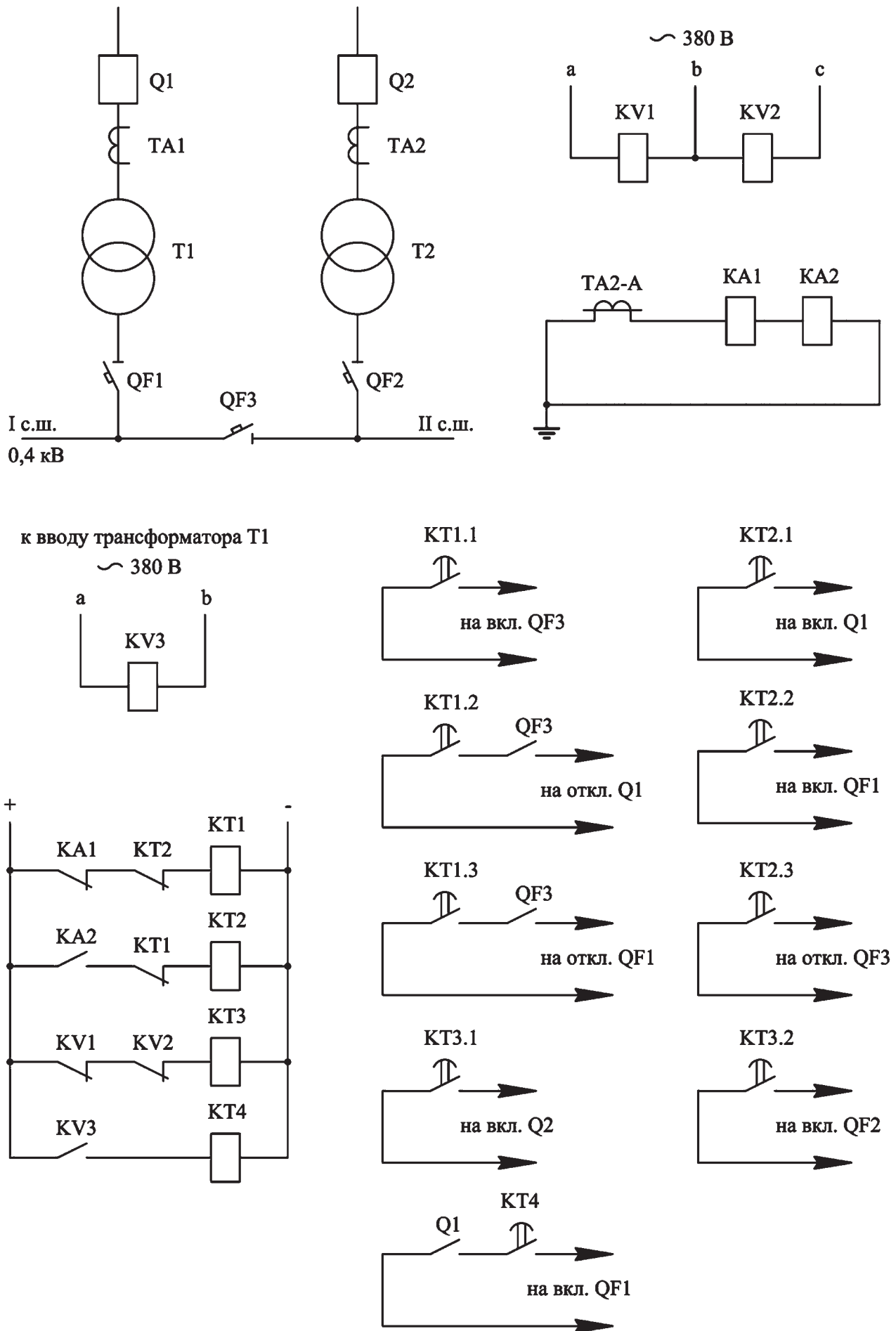


Рис. 5. Принципиальная схема автоматики включения-отключения трансформатора Т1

кания и необходимость селективного отключения. Увеличение тока КЗ при параллельной работе трансформаторов вовсе не означает, что аппараты защиты будут неустойчивы к этим токам КЗ. В том случае, если аппараты защиты на стороне 0,4 кВ все же неустойчивы к токам КЗ, их необходимо подключить к устойчивому групповому автоматическому выключателю.

При параллельном включении трансформаторов суммарная допустимая нагрузка в нормальном и аварийном режиме может быть определена по выражениям:

$$I_{\max} = n \cdot K_1 \cdot I_{\text{НОМ ТР}}, \quad (6)$$

$$I_{\max} = (n-1) \cdot K_2 \cdot I_{\text{НОМ ТР}}, \quad (7)$$

где:

I_{\max} — суммарный ток нагрузки в нормальном режиме;

n — количество параллельно включенных трансформаторов;

K_1 — коэффициент загрузки в нормальном режиме;

K_2 — коэффициент загрузки в аварийном режиме ($K_2=1,4$);

$I_{\text{НОМ ТР}}$ — номинальный ток трансформатора.

Приравнивая выражения (6) и (7) находим допустимый коэффициент загрузки в нормальном режиме при отключенном одном трансформаторе:

$$K_1 = \frac{K_2(n-1)}{n}. \quad (8)$$

Коэффициенты K_2 определяются из расчета допустимой нагрузки, не превышающей 1,4 номинальной мощности при температуре окружающей среды $+20^\circ\text{C}$. Число включенных трансформаторов выбирается то, при котором активные потери холостого хода $P_{\text{ХХ}}$ активные потери короткого замыкания $P_{\text{КЗ}}$ будут наименьшими. Потери $P_{\text{ХХ}}$ не зависят от нагрузки, а зависят только от конструкции и срока эксплуатации трансформатора. Потери же $P_{\text{КЗ}}$ изменяются пропорционально квадрату мощности нагрузки, увеличиваясь от нуля до полных потерь. На подстанциях с трансформаторами одинакового типа и мощности при определении экономически целесообразного числа параллельно работающих

трансформаторов при изменении полной нагрузки подстанции пользуются приведенными ниже неравенствами:

- при снижении нагрузки отключают один из трансформаторов, если:

$$I < I_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{n(n-1)P_{\text{ХХ}}}{2P_{\text{КЗ}}}}, \quad (9)$$

- при возрастании нагрузки к n параллельно включенным трансформаторам подключают еще один трансформатор, если:

$$I > I_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{n(n+1)P_{\text{ХХ}}}{2P_{\text{КЗ}}}}, \quad (10)$$

где:

I — ток нагрузки;

$I_{\text{НОМ}}$ — номинальный ток одного трансформатора;

n — число параллельно работающих трансформаторов;

$P_{\text{ХХ}}$ — активные потери холостого хода;

$P_{\text{КЗ}}$ — активные потери короткого замыкания.

Из **таблицы 1** следует, что, чем больше число трансформаторов, включенных параллельно, тем быстрее наступает момент, при котором есть смысл отключать один трансформатор в случае снижения нагрузки.

Уменьшение потерь электроэнергии в трансформаторах путем оптимизации режима их работы не может являться самоцелью. Действительно, зачастую энергетики промышленных предприятий и специалисты проектных организаций, исходя из лучших побуждений, положений ведомственных нормативных документов, предписаний вышестоящих организаций, «обеспечивают» оптимизацию, что в ряде случаев приводит к необоснованным денежным затратам. При этом понятие энергосбережения некорректно подменяется понятием уменьшения потерь электроэнергии. Возможность и экономическая целесообразность внедрения оптимизации режимов работы трансформаторов должна определяться ожидаемым экономическим эффектом и наличием необходимых технических средств.

Для осуществления автоматизации необходимо со стороны высшего и низшего напряжения трансформатора установить коммутационные аппараты с коммутационным ресурсом, который

Таблица 1

Число трансформаторов, включенных параллельно n , шт	Коэффициент нагрузки в нормальном режиме при отключенном одном трансформаторе K_1	Критический ток отключения дополнительного трансформатора $I_{\text{кр1}}$	Критический ток включения дополнительного трансформатора $I_{\text{кр2}}$
2	0,7	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{3P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$
3	0,93	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{3P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{6P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$
4	1,05	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{6P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{10P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$
5	1,12	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{10P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{15P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$
6	1,17	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{15P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$	$I_{\text{НОМ}} \sqrt{21P_{\text{ХХ}}/P_{\text{КЗ}}}$

будет не меньше количества циклов «включение–отключение» (В–О) за все время службы этих аппаратов. Число циклов В–О зависит от графика нагрузки. Коммутационный ресурс аппарата значительно меньше, чем механическая износостойкость, которая определяется числом циклов В–О без ремонта и замены его деталей. Ток в цепи при этом равен нулю. Коммутационная износостойкость определяется таким числом В–О в цепи с током, после которого требуется замена контактов. Так как ток в цепи трансформатора не равен нулю, необходимо чтобы коммутационная износостойкость была больше, чем число В–О. В том случае, если она меньше, необходима будет замена контактов до исчерпания срока службы аппарата. Поэтому необходимо на стороне высшего напряжения иметь в цепи трансформатора вакуумный выключатель, а в цепи низшего напряжения автоматический выключатель. На подстанции с выключателем нагрузки и предохранителем в цепи трансформатора необходимо последовательно с ним включить вакуумный контактор, а на стороне низшего напряжения автоматический выключатель или вакуумный контактор.

При срабатывании защиты трансформатора в случае КЗ в нем необходимо отключить автоматический выключатель на стороне 0,4 кВ. При отсутствии отключающего импульса на отключение вводного автомата необходимо предусмотреть направленную защиту в сторону трансформатора. После неселективного отключения вводного автоматического выключателя напряжение на шинах восстанавливается. При КЗ на шинах 0,4 кВ секционные автоматы

должны отключаться раньше, чем вводной автомат поврежденной секции.

При отключении одного из работающих трансформаторов необходимо предусмотреть АВР для включения отключенного трансформатора.

При коротком замыкании во внешней сети при параллельной работе трансформаторов с помощью реле направления мощности отключается неселективно автоматический выключатель QF1 (или QF2). После отключения поврежденного участка со стороны питания напряжение на зажимах трансформатора восстанавливается. Срабатывает реле KV3, которое с выдержкой времени включает автоматический выключатель QF1 (или QF2).

Описанные в статье принципы оптимизации работы трансформаторов применяются в электрических сетях на практике, например, на подстанциях Киевоблэнерго.

ВЫВОДЫ

Число трансформаторных подстанций в Украине составляет десятки тысяч. Для уменьшения суммарных потерь на ТП представляется целесообразным отключение части трансформаторов ТП при нагрузке меньше критической. Отключение части трансформаторов должно быть обосновано технико-экономическим расчетом.

На ТП с фактической нагрузкой, не превышающей критическую, часть трансформаторов должна быть отключена и включаться только при отключении работающего трансформатора с помощью АВР или вручную.

О НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ДВУХЛУЧЕВОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПЕРВОЙ КАТЕГОРИИ СООРУЖЕНИЙ И ОБЪЕКТОВ ГРАЖДАНСКОГО НАЗНАЧЕНИЯ ВТОРОЙ И ТРЕТЬЕЙ КАТЕГОРИИ

В соответствии с п. 2.3 [1] электроснабжение приемников первой категории надежности должно осуществляться от двух независимых источников питания с устройством АВР на стороне 0,4 кВ. Эти электроприемники могут быть также обеспечены резервным питанием от дизельгенераторов, агрегатов бесперебойного питания, аккумуляторной батареи, а также от другого ТП на напряжении 0,4 кВ.

В таблице 2.1 [1] приведен перечень электроприемников первой категории. Это электроприемники систем противопожарной защиты, сигнализации загазованности, лифты, аварийное освещение (освещение безопасности и эвакуационное), светоограждение. Однако эти электроприемники являются электроприемниками первой категории только

для жилых зданий и общежитий свыше 16 этажей. Электроприемники с высотой зданий до 16 этажей включительно не содержатся в таблице отдельно выделенных электроприемников первой категории. Тем не менее, в п. 4.18 [1] указано, что в зданиях, которые относятся к третьей категории и питаются по одной линии, резервное питание противопожарной, охранной и сигнализации загазованности следует выполнять от автономных источников. В случае использования аккумуляторной батареи, как источника резервного питания, ее емкость должна обеспечивать работу систем сигнализации в течение суток в режиме «дежурства» и не менее трех часов в режиме «тревога». Следовательно, и электроприемники первой категории в сооружениях, которые

относятся ко второй категории, должны быть обеспечены от двух независимых источников питания с устройством АВР, а не путем ручного включения.

На рисунке приведена двухлучевая схема электроснабжения на напряжении 6(10) кВ. Для осу-

ществления этой схемы необходимо подключение первой и второй секций ТП к двум независимым источникам питания с устройством АВР на стороне 0,4 кВ при исчезновении напряжения на одной из секций по любой причине. Питающие кабельные

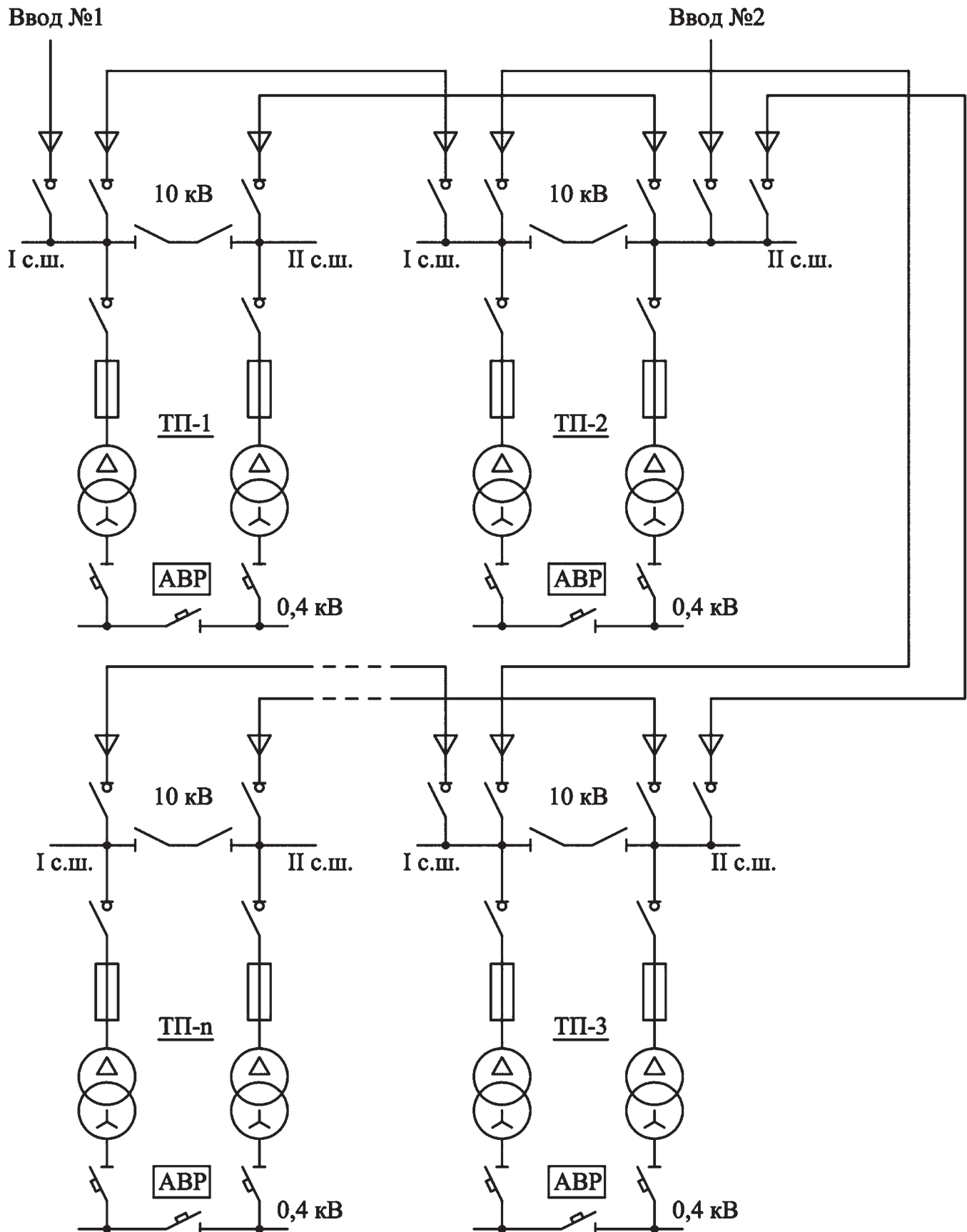


Рис. Двухлучевая схема электроснабжения

линии могут быть подключены к разным секциям одной или разных ТП. Вариант подключения источника питания к ТП должен быть определен на основании технико-экономического расчета.

После отключения выключателя нагрузки ввода от линии, для которой исчезло напряжение, включаются секционные разъединители, обеспечивая тем самым работу обоих трансформаторов.

Электроприемники особой группы первой категории должны быть обеспечены питанием от трех независимых источников [2].

ВЫВОДЫ

Электроснабжение электроприемников первой категории объектов гражданского назначения долж-

но быть обеспечено по двухлучевой, а не по петлевой схеме, которая включается дежурным вручную. Электроснабжение особой группы электроприемников первой категории может быть обеспечено от энергосистемы, а не от автономного источника питания. В таблице 2.1 [1] должны быть внесены изменения с указанием перечня электроприемников для разных строений.

ЛИТЕРАТУРА

1. ДБН В.2.5-23:2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення
2. Манилов А.М., Чайка И.Н. Электроснабжение особой группы электроприемников первой категории надежности напряжением 380/220 В от энергосистемы // Промислова електроенергетика та електротехніка. — 2019. — № 1.

ОБ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ВТОРОЙ КАТЕГОРИИ

В соответствии с п. 1.2.19 ПУЭ электроприемники второй категории необходимо обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из источников питания перерыв в электроснабжении допускается на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного или выездной оперативной бригадой.

Таким образом, электроснабжение электроприемников второй категории может быть осуществлено от двухтрансформаторной подстанции, трансформа-

торы которой подключены к разным независимым источникам питания (рис. 1), или от двух однострансформаторных подстанций и двух линий 0,4 кВ между подстанциями. Указанные линии подключаются ко вторым секциям однострансформаторных подстанций (рис. 2).

Согласно [1] в настоящее время находятся в эксплуатации тысячи однострансформаторных подстанций с одной секцией 0,4 кВ и с резервной перемычкой между соседними подстанциями. Такой способ может быть использован для резервирования электроприемников третьей, а не второй категории, так как при ремонтно-восстановительных работах сборных шин 0,4 кВ или при КЗ на секции электроснабжение электроприемников второй категории не обеспечивается.

Ранее в ПУЭ допускалось электроснабжение электроприемников второй категории от однострансформаторных подстанций с одной секцией 0,4 кВ при наличии складского резерва. Для выполнения требований действующих ПУЭ, а следовательно, для повышения надежности электроснабжения целесообразна реконструкция существующих трансформаторных подстанций с сооружением второй секции и установкой секционных рубильников, которые в нормальном режиме отключены.

Для проектируемых объектов необходимо выполнить технико-экономическое сравнение вариантов сооружения двухтрансформаторной подстанции (вариант №1) и двух однострансформаторных подстанций с двумя линиями 0,4 кВ, которые подключаются к секциям 0,4 кВ (вариант №2).

Приведенные затраты по вариантам в случае одинаковой мощности трансформаторов определяются по выражениям:

$$З_1 = (E_n + E_{тп1} + E_{ат}) \cdot (K_1 + K_2) +$$

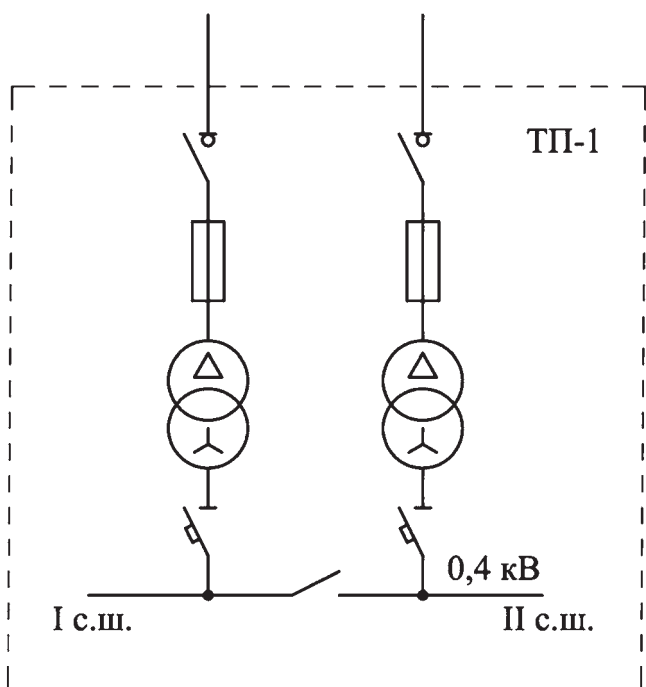


Рис. 1. Схема электроснабжения от двухтрансформаторной подстанции

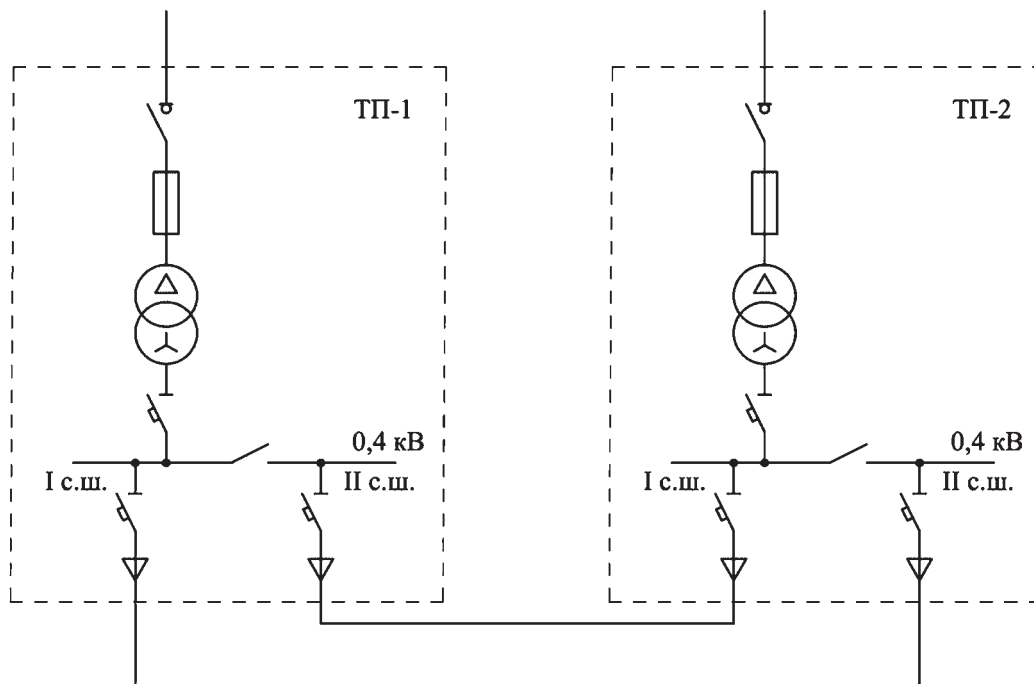


Рис. 2. Схема электроснабжения от двух однострановаторных подстанций

$$+(E_H + E_{\text{тр}2} + E_{a2}) \cdot K_3 + 2P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} \cdot C_{\text{э}} + \\ + 2P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{макс}}}{2S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot T_{\text{макс}} \cdot C_{\text{э}}, \quad (1)$$

$$Z_2 = (E_H + E_{\text{тр}1} + E_{a1}) \cdot (K_1 + K_2) + \\ + (E_H + E_{\text{тр}2} + E_{a2}) \cdot (K_3 + K_4) + 2P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} \cdot C_{\text{э}} + \\ + P_{\text{кз}} \cdot \left[\left(\frac{S_{\text{макс}1}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \left(\frac{S_{\text{макс}2}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \right] \cdot T_{\text{макс}} \cdot C_{\text{э}}, \quad (2)$$

где:

- E_H — нормативный коэффициент эффективности, равный нормативу дисконтирования;
- $E_{\text{тр}1}$ — отчисления на текущий ремонт и эксплуатацию трансформаторной подстанции;
- $E_{\text{тр}2}$ — отчисления на текущий ремонт и эксплуатацию кабельных линий;
- E_{a1}, E_{a2} — амортизационные отчисления;
- K_1 — капитальные вложения на приобретение и монтаж трансформаторов;
- K_2 — капитальные вложения на приобретение и монтаж ячеек 10 кВ;
- K_3 — капитальные вложения на приобретение и монтаж кабелей 10 кВ;
- K_4 — капитальные вложения на приобретение и монтаж кабелей 0,4 кВ;

- $P_{\text{хх}}$ — потери холостого хода трансформатора;
- $P_{\text{кз}}$ — потери короткого замыкания трансформатора;
- $T_{\text{год}}$ — годовое число часов работы трансформаторов;
- $T_{\text{макс}}$ — число часов использования максимума;
- $C_{\text{э}}$ — стоимость электроэнергии;
- $S_{\text{макс}1}, S_{\text{макс}2}$ — максимальная нагрузка трансформаторной подстанции;
- $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора.

ВЫВОДЫ

Целесообразно выполнить реконструкцию существующих однострановаторных подстанций с резервными перемычками для электроснабжения электроприемников второй категории с сооружением вторых секций 0,4 кВ.

Вариант электроснабжения электроприемников второй категории необходимо выбирать путем сравнения двухтрансформаторной подстанции и двух однострановаторных подстанций с двумя линиями 0,4 кВ между подстанциями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Омельчук А.А., Юдицкий В.А. Оптимизация режимов работы однострановаторных подстанций в электрических сетях предприятий // Электрические сети и системы. — 2014. — № 2.

“ТПФ ДонТехПром”

Монтаж та будівництво. Проектування електрозабезпечення промислових, житлових та громадських об’єктів від 0,4 до 330 кВ.

+380 50 470 18 38 • www.dontechprom.ua

О ВОЗМОЖНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОДНОТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПЕРВОЙ КАТЕГОРИИ

Применение однострансформаторных подстанций дает возможность уменьшить габариты помещения ТП. Однострансформаторные подстанции не исключают необходимости иметь складской резерв.

В соответствии с п. 2.3 [1] электроприемники первой категории надежности электроснабжения, как правило, должны быть подключены к двум независимым источникам с устройством АВР на стороне 0,4 кВ. Однако при выполнении петлевой схемы питания ТП это устройство не действует при КЗ на стороне 6 (10) кВ, так как петлевая схема разорвана и включается вручную. Поэтому для электроприемников первой категории необходимо выполнение двухлучевой схемы с устройством АВР на стороне 0,4 кВ. В настоящее время применяется, как правило, петлевая схема. Проектировщик электрооборудования 0,4 кВ объектов гражданского назначения не всегда знает о том, что на стороне 6 (10) кВ петлевая схема.

В соответствии с п. 4.18 [1] в зданиях, которые относятся к третьей категории и питание которых осуществляется от одного источника, резервное питание противопожарной и охранной сигнализации, а также загазованности следует выполнять от автономного источника. В случае использования аккумуляторной батареи она должна обеспечить в режиме «тревога» питание в течение 3 часов. Однако

при исчезновении напряжения со стороны источника питания время восстановления может быть больше. Поэтому представляется целесообразным питание электроприемников первой категории от ТП сооружения и от другого независимого источника энергосистемы, который не связан с петлевой схемой ТП. Электроснабжение особой группы первой категории следует осуществлять от трех независимых источников питания в системе электроснабжения в соответствии с [2].

При незначительной нагрузке электроприемников второй категории целесообразно их питание с электроприемниками первой категории от отдельных вводных распределительных устройств с устройством АВР.

При реконструкции ТП, которая питает электроприемники третьей категории, с заменой старых трансформаторов или трансформаторов с неоптимальной загрузкой представляется целесообразной замена одного трансформатора и демонтаж второго трансформатора.

ЛИТЕРАТУРА

1. ДБН В.2.5-23:2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.
2. Манилов А.М., Чайка И.Н. Электроснабжение особой группы электроприемников первой категории надежности напряжением 380/220 В от энергосистемы // Промислова електротехніка та електротехніка. — 2019. — № 1.



ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ РОБОТИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВ

Я. С. Бедерак, В. І. Тарадай

У видавництві «Форт» м. Харків в грудні 2020 року побачив світ навчальний посібник «Забезпечення надійної роботи електроустановок споживачів». У посібнику розглянуто різноманітні причини несправностей електрообладнання та його виходу з ладу.

Приведені докладні настанови з огляду електроустановок споживачів, детальні переліки дефектів, що їх зазвичай виявляють на етапі огляду. Узагальнено заходи, спрямовані на підтримку справного стану обладнання. Книга призначена для інженерно-технічних працівників у сфері забезпечення електропостачання підприємств, а також електромонтерів, які займаються експлуатацією електроустаткування напругою до і понад 1000 В у різних галузях народного господарства.

Посилання на сторінку інтернет-магазину видавництва:

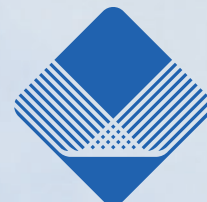
http://www.fort.kharkiv.com/news.php?action=view&cont_id=488

ТОВ "ТПФ Донтехпром"

ЄДРПОУ 39530665
69118, м. Запоріжжя,
вул. Автозаводська, 50, офіс 147
+380 50 470 18 38

kozenko@3g.ua
www.dontechprom.ua

ПОНАД 1300 ПРОЄКТІВ
ЗА 25 РОКІВ



Донтехпром



Проект будівництва
вітряної електростанції
"ВІНД ФАРМ"
потужністю 800 МВт
у Донецькій області

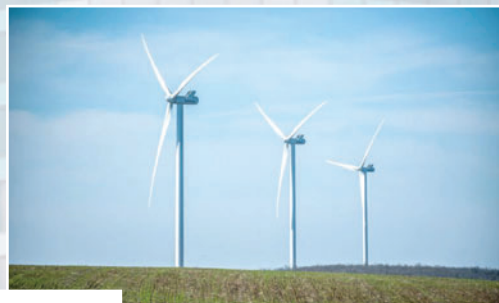


Керуючись принципами інноваційності,
ТОВ "ТПФ Донтехпром" постійно вдосконалює
всі аспекти своєї діяльності, використовуючи передові
технологічні рішення та нові розробки.

Підприємство є успішною компанією, що динамічно
розвивається, з року в рік незмінно підтверджує високий
статус лідера, що розширює сферу діяльності
та нарощує свій потенціал.

"БЕРДЯНСЬКА" ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ

потужністю 150 МВт,
Бердянський район
Запорізької області



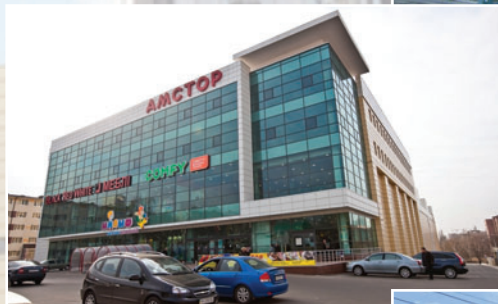
"КУРАХОВСЬКА" ТЕС
м. Курахове
Донецької області

ЦЕХА ЛУТУГІНСЬКОГО
ДЕРЖАВНОГО
НАУКОВО-ВИРОБНИЧОГО
ВАЛКОВОГО КОМБІНАТУ



ТОРГОВА МЕРЕЖА СУПЕРМАРКЕТІВ "АМСТОР"

36 торгових центрів загальною
площею близько 800 000 м² у містах:
Київ, Донецьк, Запоріжжя,
Миколаїв, Маріуполь, Северодонецьк,
Кременчук, Мелітополь, Краматорськ,
Горлівка, Святогірськ, Єнакієве,
Макіївка, Ясинувата



ТОРГОВО-
РОЗВАЖАЛЬНИЙ ЦЕНТР
ТОВ "ДОНЕЦЬК-СІТІ-ЦЕНТР"
З БАГАТОРІВНЕВИМ ПАРКІНГОМ
ТА АДМІНІСТРАТИВНИМ БУДИНКОМ

вул. Артема,
Київський район, Донецьк.
Загальна площа близько 115 000 м²





УДК 621.316.99

Надійшла
Received 16.11.2021

АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ ЗАЗЕМЛЕННЯ СИСТЕМИ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЙ УКРАЇНИ



Д.Г. Коліушко,
канд. техн. наук,
С.Н.С.



С.С. Руденко,
канд. техн. наук,
С.Н.С.



Ю.В. Іщенко,
пров. інж.



С.В. Кіприч,
н.с.



О.В. Кашеев,
зав.лаб.

НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ТА ПРОЄКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ ІНСТИТУТ “МОЛНІЯ” НТУ “ХПІ”

e-mail: nio5_molniya@ukr.net ; тел.: 057- 707-62-80

Система блискавкозахисту (СБЗ) електричних станцій та підстанцій є важливою частиною енергооб'єктів, яка призначена для захисту персоналу і дороговартісного обладнання від дії прямого удару блискавки та її вторинних проявів.

Проведений науково-технічним центром “Національної енергетичної компанії “Укренерго” [1] аналіз динаміки автоматичних вимикань повітряних ліній (ПЛ) електропередавання напругою 220–750 кВ за період 2006–2011 рр. унаслідок ударів блискавки в електромережі вказує на високу грозову активність з відповідними наслідками для енергосистеми, а отже для інфраструктури та населення (див. **табл. 1**).

Крім того, останнім часом в Україні трапилася низка аварійних ситуацій (АС) на електричних станціях та підстанціях, внаслідок прямого удару блискавки або її вторинних проявів. Зокрема [2]:

- у 2019 р. удар блискавки в підстанцію 150 кВ в м. Приморськ Запорізької обл. призвів до займання самого енергооб'єкту, більша частина міста (понад 12 тис. осіб) залишилася без електропостачання в курортний час, що, в свою чергу, спровокувало панічні настрої серед населення у зв'язку з можливою загрозою бойових дій та терактів у місті;
- у 2020 р. та в 2021 р. вторинні прояви удару блискавки на одній підстанції призвели до виходу з ладу дороговартісної панелі релейного захисту компанії Siemens, яка була нещодавно встановлена на повністю реконструйованій підстанції в Донецькій області;
- у 2019 р. вторинні прояви удару блискавки призвели до виходу з ладу офісної техніки центру ділових зустрічей однієї з діючих АЕС України;

Таблиця 1. Аналіз динаміки автоматичних вимикань ПЛ [1]

Напруга ПЛ, кВ	Загальна довжина ПЛ, км	Кількість автоматичних вимикань ПЛ унаслідок грозової діяльності за роками експлуатації						
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	Разом
750	3604	0	4	5	3	5	3	20
330	13047	26	26	55	34	60	35	236
220	3955	10	25	16	29	24	22	126

- через удар блискавки сталася аварія на підстанції, яка живить електромережу 53-го військового містечка та 24-ї окремої механізованої Залізної бригади імені Данила Галицького, що входять до Яворівського гарнізону. Без світла опинилися житлові будинки, де мешкає близько 3 тис. осіб, та військова частина.

Таким чином, забезпечення надійної системи блискавкозахисту для енергетичних об'єктів України залишається актуальною проблемою.

Необхідною умовою для забезпечення ефективної роботи СБЗ, в частині відведення струмів блискавки, є виконання заземлювального пристрою (ЗП) відповідно до вимог нормативних документів [3, 4]. Поточний стан ЗП (у тому числі й СБЗ) діючих енергооб'єктів контролюється за допомогою методики електромагнітної діагностики (ЕМД) [5] і на підставі її результатів розробляються рекомендації для проведення ремонтних робіт з реконструкції та відновлення ЗП. Досвід виконання ЕМД ЗП (авторами проаналізовано понад 1000 енергетичних об'єктів України класом напруги 35–750 кВ), доводить, що заземлення блискавководів (БВ), внаслідок тривалої експлуатації або відхилень від проектної документації на стадії монтажу, досить часто не відповідає нормативним вимогам до конструктивного виконання ЗП [3].

Аналіз публікацій, присвячених контролю стану ЗП та СБЗ в цілому [1, 6–10], показує, що у літературі відсутні як статистика, так і систематизація порушень конструктивного виконання ЗП БВ. Отримання

таких даних дозволить у майбутньому розробити типові рекомендації щодо приведення ЗП БВ у відповідність до нормативних вимог.

Метою роботи є аналіз поточного стану заземлення існуючої системи блискавкозахисту діючих електричних підстанцій України та систематизація типових порушень вимог нормативних документів.

МАТЕРІАЛИ ДОСЛІДЖЕННЯ

На основі вимог, які наведені в [3], з метою забезпечення зручності аналізу вимоги до конструктивного виконання діючого ЗП БВ було систематизовано у вигляді **таблиці 2** із зазначенням відповідних пунктів нормативного документу.

СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ ПОРУШЕНЬ ЗП БВ

У даній роботі на підставі складеної бази даних для об'єктів, обстежених в період з 2001 по 2020 рр. за методикою [5], проведено статистичний аналіз порушень заземлення БВ діючих підстанцій. Обсяг вибірки склав: підстанцій класом напруги 35 кВ — 419 шт., 110 кВ — 346 шт., 150 кВ — 130 шт., 220 кВ і вище — 110 шт. Для аналізу були обрані зауваження, які найчастіше зустрічаються на діючих підстанціях (не менше ніж на 10% хоча б для одного класу напруги).

Слід зазначити, що спостерігається певна особливість: найбільша кількість порушень була зафіксована на підстанціях класом напруги 220 кВ та вище

Таблиця 2. Вимоги до конструктивного виконання ЗП БВ

Тип БВ	Пункт ПУЕ	Клас напруги, кВ	Напрямки розтікання, шт.	Кількість вертикальних електродів, шт.
Портальний БВ	4.2.163	15,75 та 35	2	2
		110 та 150	2	1
		220 та вище	1	0
БВ на трансформаторному порталі	4.2.164	35 та вище	2 (3)	2 (3)
Окремо встановлений БВ, який приєднаний до ЗП підстанції	4.2.165	15,75 та 35	2	2
		110 та 150	2	1
		220 та вище	1	0
На будівлі	4.2.162	35 та вище	2	2
Тросовий БВ	4.2.166	15,75 та 35	2	2
		110 та вище	2	0

Примітка: у дужках наведена кількість за умови, що відстань від БВ до трансформатора заземлювачем складає менше 15 м.

Таблиця 3. Статистика АС та порушень вимог норм до виконання системи заземлення

№	Тип порушення	Порушення норм у кількості підстанцій, %				Порушення норм або виникнення АС
		Клас напруги, кВ				
		35	110	150	220 та вище	
1	Не забезпечено розтікання струму блискавки магістралями заземлення в 2 напрямках:					
	– від стояків окремо встановлених БВ з освітлювальним обладнанням	15,0	42,2	55,4	73,6	п. 4.2.165 ПУЕ
	– від стояків конструкцій з блискавковідводами, встановленими на порталах	46,5	56,6	66,2	71,8	п. 4.2.163 ПУЕ
	– від стояків конструкцій з тросовими блискавковідводами	31,0	25,7	21,5	33,6	п. 4.2.166 ПУЕ
2	БВ з'єднаний заземлювачем з будівлями, огорожею тощо	14,3	21,4	23,8	47,3	АС
3	Не приєднано до ЗП ПС:					
	– окремо встановлені БВ з освітлювальним обладнанням	16,2	34,4	27,7	70,9	п. 4.2.165 ПУЕ
	– стояк зі стрижньовим блискавковідводом	13,1	34,7	35,4	73,6	п. 4.2.163; п. 1.7.77 ПУЕ
	– стояк з тросовим блискавковідводом	8,8	15,9	20,8	33,6	п. 4.2.166; п. 1.7.77 ПУЕ
4	БВ з'єднано заземлювачем з провідником у кабельному каналі	1,0	5,8	11,5	21,8	АС
5	Відокремлений заземлювач окремо встановленого БВ на відстані менше допустимої від ЗП підстанції	8,8	8,4	0,8	12,7	п. 4.2.165 ПУЕ
6	Опір ЗП окремо встановленого БВ перевищує допустиме значення (10 Ом)	27,0	23,4	30,9	28,0	п. 5.4.1 ДСТУ EN 62305-3

(пп. 1.1, 1.2, 3.1 і 3.2 для ПС 220 кВ та вище), це пояснюється тим, що вказані підстанції, як правило, є значно більшими за розмірами, за кількістю обладнання та блискавкоприймачів, відповідно й імовірність того, що є блискавковідводи, ЗП яких виконано з порушенням, зростає.

Окрім наведених у **табл. 3** на низці підстанцій також фіксуються такі випадки:

- від стояків конструкцій з блискавковідводами, встановленими на трансформаторних порталах на відстані, меншій ніж 15 м від трансформатора по заземлювачу, не забезпечено розтікання струму блискавки по магістралях заземлення в 3-х напрямках;
- неможливість аналізу відповідності виконання вертикальних електродів (ВЕ), згідно з діючими нормами через вплив корозії, відсутність ВЕ та відсутність методики визначення їх довжини.

АНАЛІЗ ТИПОВИХ ЗАУВАЖЕНЬ ДО ЗП БВ

Для наочного представлення сформованих зауважень було зроблено вибірку типових схем заземлення БВ, виконаних з порушенням діючих нормативних документів.

На **рис. 1,а** показано стояк блискавковідводу № 6', встановленого на порталі, що не приєднано горизонтальними заземлювачами до ЗП підстанції. Таке виконання є порушенням вимог п. 4.2.163 ПУЕ:2017 (п. 3.2 **табл. 3**). На **рис. 1,б** показано приклад усунення зауваження шляхом прокладання додаткового горизонтального заземлювача (позначено лінією з більшою товщиною) та влаштування струмовідводу.

На **рис. 2,а** показано стояк блискавковідводу № 14', встановленого на порталі, що не приєднано горизонтальними заземлювачами до ЗП підстанції (п. 3.2 **табл. 3**). Це є порушенням вимог п. 1.7.77 ПУЕ:2017.

При цьому від стояка блискавковідводу №14', встановленого на порталі, забезпечено розтікання струму блискавки заземлювачами у двох напрямках, що відповідає п. 4.2.163 ПУЕ:2017, проте відсутній ВЕ та ЗП БВ не приєднано до ЗП ПС, що є порушенням вимог пп. 4.2.163 та 1.7.77 ПУЕ:2017 відповідно. На **рис. 2,б** показано приклад усунення зауваження шляхом прокладання додаткових горизонтальних заземлювачів та влаштування вертикального електроду на відстані 4,5 м від блискавковідводу № 14'.

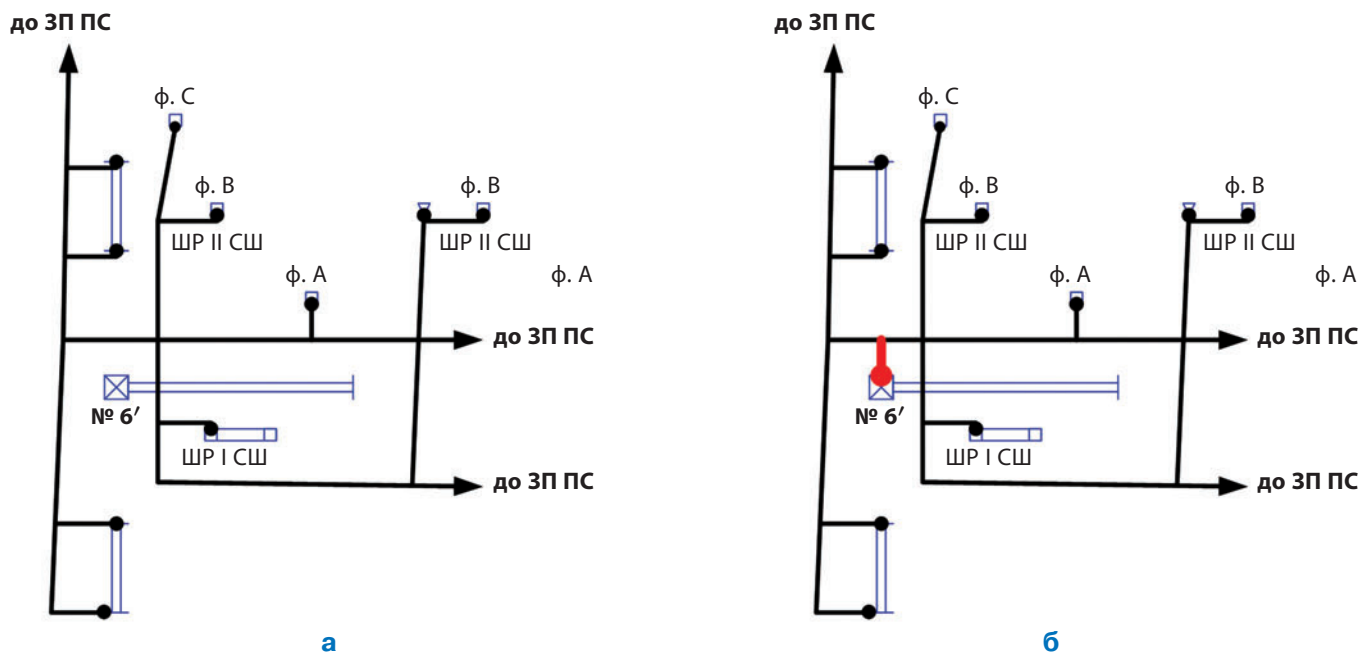


Рис. 1. Порушення виконання заземлення БВ (а) та рекомендації з його усунення (б) для ПС 330 кВ

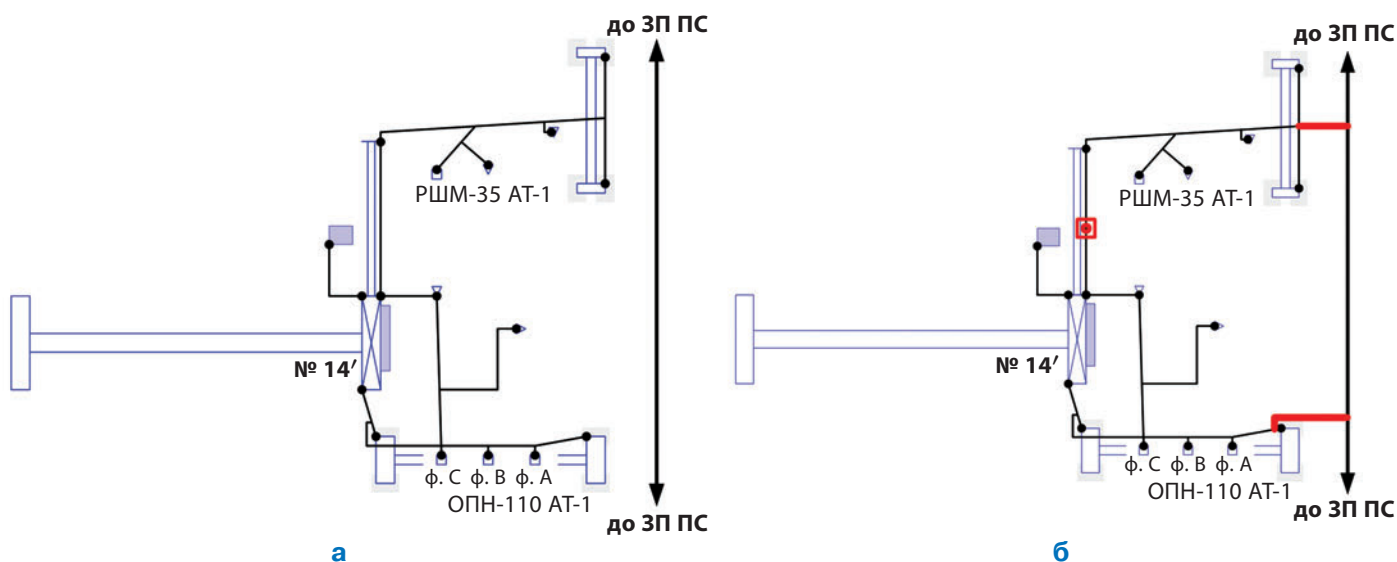


Рис. 2. Порушення виконання заземлення БВ (а) та рекомендації з його усунення (б) для ПС 110 кВ

На рис. 3, а показано стоек блискавковідводу № 12', встановленого на порталі, який приєднано горизонтальними заземлювачами до ЗП ПС, проте розтікання струму блискавки забезпечено лише в одному напрямку, що є порушенням вимог п. 4.2.163 ПУЕ:2017 (див. п. 1.2 табл. 3). На рис. 3,б показано приклад усунення зауваження шляхом прокладання додаткового заземлювача.

На рис. 4,а показані стояки конструкцій № 2'', № 3'' та № 4'' з тросовими блискавковідводами, які не приєднані горизонтальними заземлювачами до ЗП підстанції. Це є порушенням вимог п. 1.7.77 ПУЕ:2017 (див. п. 3.3 табл. 3). Також від стояків конструкцій № 2'' та № 4'' з тросовими блискавковідводами не забезпечено розтікання струму блискавки заземлювачами у двох напрямках — порушенням вимог п. 4.2.166 ПУЕ:2017 (див. п. 1.3 табл. 3).

Крім того, стоек стрижньового блискавковідводу № 2' не приєднано горизонтальними заземлювачами до ЗП підстанції — порушення вимог п. 1.7.77 ПУЕ:2017 (див. п. 3.2 табл. 3). На рис. 4,б показано приклад усунення зауважень шляхом прокладання додаткових горизонтальних заземлювачів та встановлення ВЕ.

На рис. 5,а показано окремо встановлений блискавковідвід № 1, який приєднано горизонтальними заземлювачем до ЗП підстанції. Проте від стояка не забезпечено розтікання струму блискавки заземлювачем у двох напрямках, що є порушенням вимог п. 4.2.165 ПУЕ:2017 (див. п. 1.1 табл. 3). На рис. 5,б показано приклад усунення зауваження шляхом прокладання додаткового горизонтального заземлювача та встановлення ВЕ.

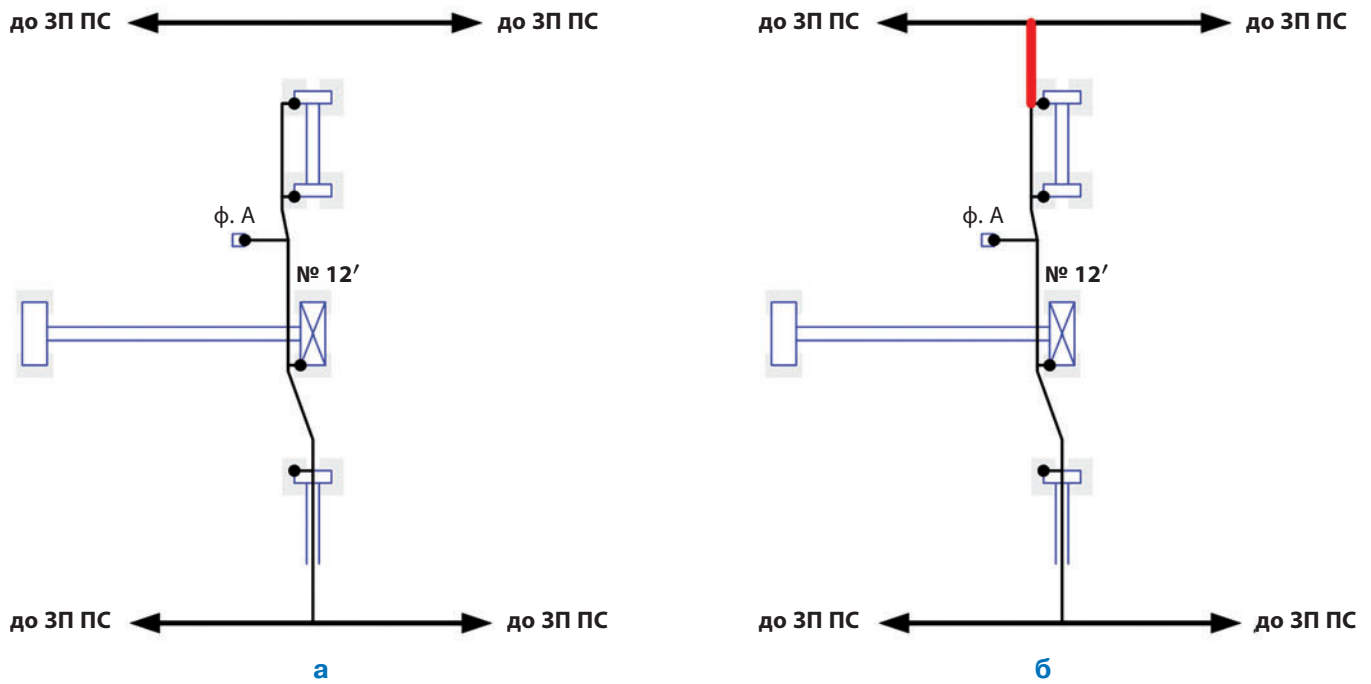


Рис. 3. Порушення виконання заземлення БВ (а) та рекомендації з його усунення (б) для ПС 220 кВ

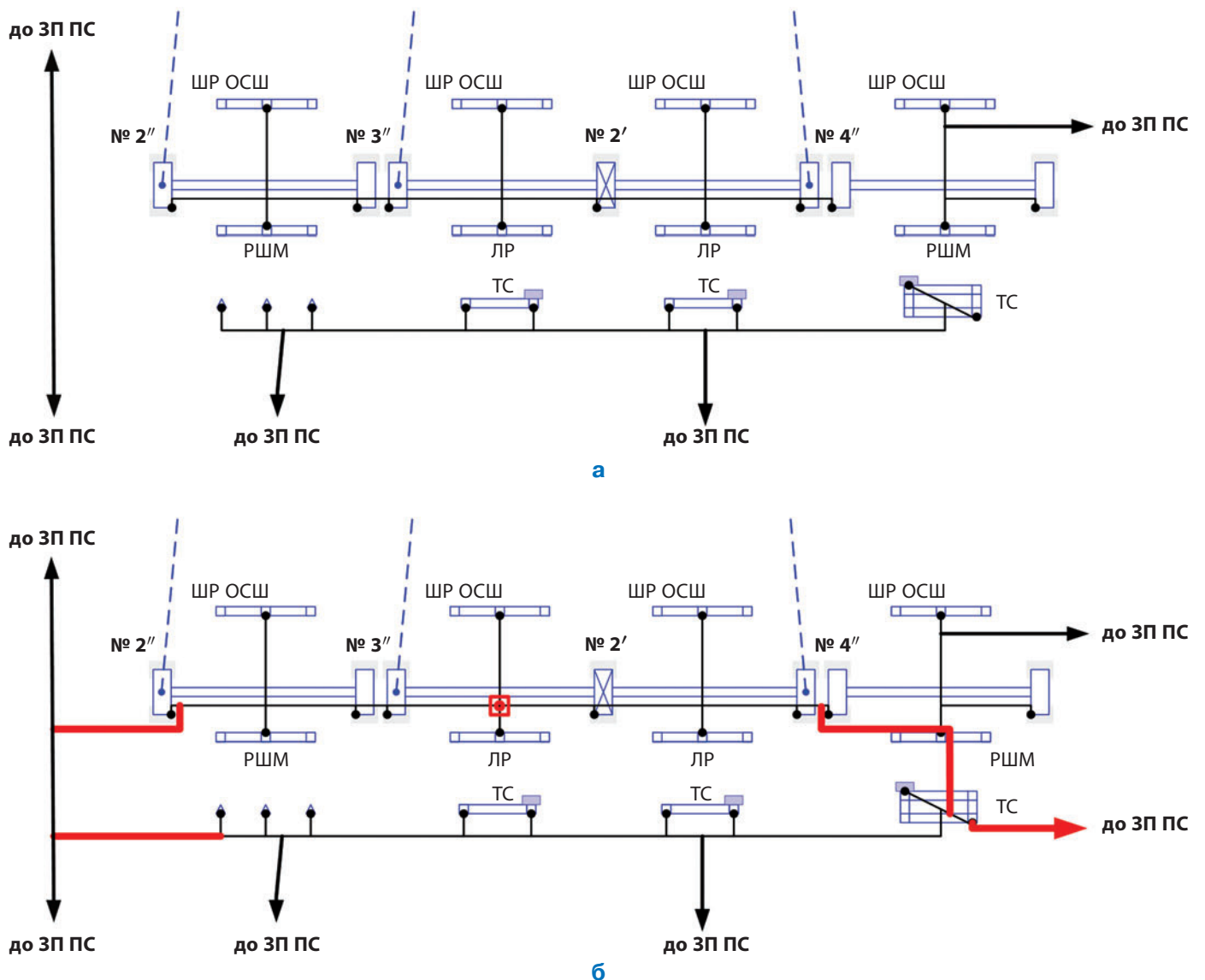


Рис. 4. Порушення виконання заземлення БВ (а) та рекомендації з його усунення (б) для ПС 150 кВ

На **рис. 6,а** показано окремо встановлений блискавковідвід № 8, який не приєднано заземлювачем до ЗП підстанції, та має опір заземлення менше допустимого значення. Проте відстань від заземлювача БВ № 8 до ЗП підстанції становить менше 5 м, що є порушенням п. 4.2.165 ПУЕ (див. п. 5 **табл. 3**). На **рис. 6,б** показано приклад усунення зауваження шляхом прокладання додаткових горизонтальних заземлювачів та приєднання його до ЗП ПС.

На **рис. 7,а** показано ЗП окремо встановленого блискавковідводу № 5, на якому відсутнє обладнання. БВ приєднано заземлювачем до ЗП підстанції і має шляхи розтікання блискавки у два напрямки та один ВЕ й не порушує нормативні вимоги. Але заземлювач від БВ № 5 на близькій відстані приєднано до провідника в кабельному каналі, який до того ж приєднано до внутрішнього контуру заземлення будівлі ЗРП-6 кВ. Тому при ударі блискавки в БВ № 5 високий потенціал буде через кабелі занесено як до кабельного каналу, так і до будівлі ЗРП-6 кВ, що може призвести до виникнення АС (див. п. 2 та п. 4 **табл. 3**). На **рис. 7,б** показано приклад усунення зауваження шляхом прокладання додаткового та демонтажу частини існуючого горизонтального заземлювача.

Крім того, аналіз показує, що у значній частці підстанцій з окремо встановленим БВ з відокремленим заземлювачем опір ЗП перевищує допустиме значення в 10 Ом згідно з ДСТУ EN 62305-3 (див. п. 6 **табл. 3**). У такому разі, найбільш дієвим способом є приєднання БВ до ЗП підстанції.

Проведений аналіз результатів електромагнітної діагностики ЗП діючих електричних підстанцій показує, що їх більшість виконано з порушенням, що може призвести до виходу з ладу дороговартісного обладнання або електротравматизму різного ступеню важкості. Враховуючи досить значний обсяг вибірки аналізу (1005 підстанцій класом напруги 35–750 кВ), результати дозволяють стверджувати, що фактично на 70% підстанцій спостерігаються порушення виконання ЗП системи блискавкозахисту. Таким чином, це вказує на нагальну необхідність проведення переві-

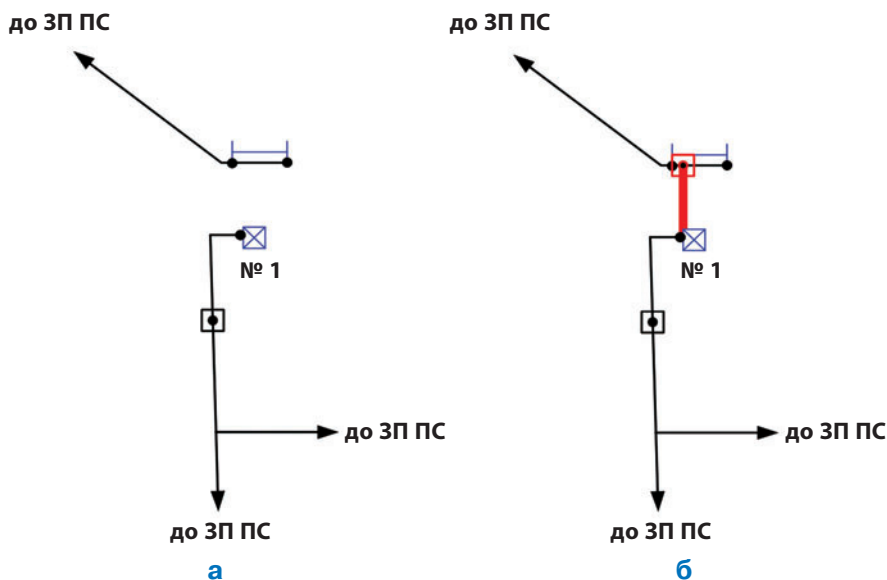


Рис. 5. Порушення виконання заземлення БВ (а) та рекомендації з його усунення (б) для ПС 35кВ

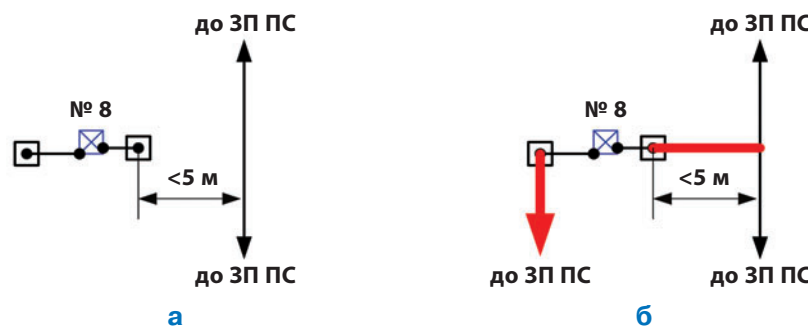


Рис. 6. Порушення виконання заземлення БВ (а) та рекомендації з його усунення (б) для ПС 35 кВ

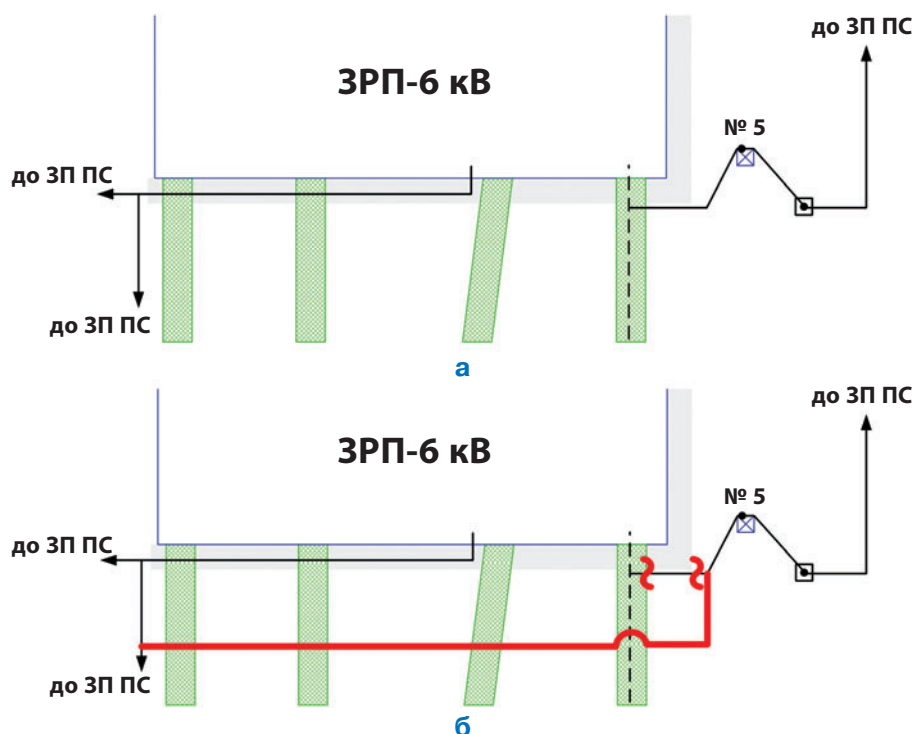


Рис. 7. Порушення виконання заземлення БВ (а) та рекомендації з його усунення (б) для ПС 150 кВ

ки стану ЗП СБЗ на всіх підстанціях, що належать ПАТ "НЕК "Укренерго" та облenerго (загальне число таких підстанцій складає близько 5300), а також виконання реконструкції таких ЗП за результатами перевірки у найкоротші терміни.

ВИСНОВКИ

1. На основі результатів електромагнітної діагностики ЗП 1005 електричних підстанцій вперше було сформульовано зауваження до заземлення систем блискавкозахисту та виконано їх статистичний аналіз. Найбільш типовими є неприєднання БВ до ЗП (на 13–73,6% підстанцій) або незабезпечення необхідної кількості шляхів розтікання блискавки (на 15–73,6% підстанцій). Крім того, фактично на кожній четвертій підстанції, де є окремо встановлений БВ з відокремленим заземлювачем, його опір перевищує допустиме значення в 10 Ом.

2. Вперше була встановлена кореляція між кількістю порушень вимог до заземлення СБЗ та класом напруги об'єкту — найменша кількість спостерігається для класу напруги 35 кВ, а найбільша — для класу напруги 220 кВ та вище.

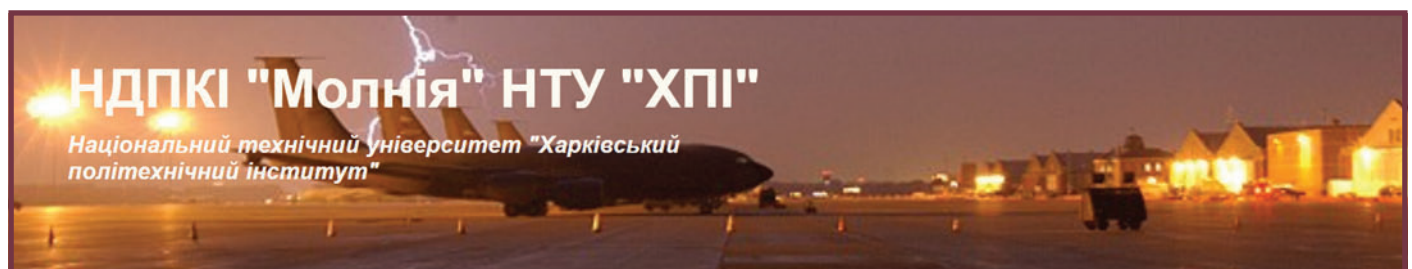
3. Розглянуто порушення у вигляді наочних схем виконання ЗП на діючих підстанціях та наведено приклади їх усунення.

4. Безпрецедентна масовість порушень вимог нормативних документів до виконання заземлення системи блискавкозахисту (на понад 70% підстанцій за певними видами порушень) та низка аварійних ситуацій, які виникли внаслідок удару блискавки останнім часом на енергетичних об'єктах України, вказують на необхідність термінової діагностики стану заземлювальних пристроїв підстанцій та виконання їх реконструкції.

ЛІТЕРАТУРА

1. Аналіз сучасного зарубіжного та вітчизняного досвіду влаштування систем блискавкозахисту об'єктів електричних мереж. — К.: НЕК "УКРЕНЕРГО". — 2012. — 75 с. <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/7.-Grozozashhyta.pdf>
2. Кولیшко Д.Г., Руденко С.С. Перехід до європейських вимог щодо облаштування заземлювального пристрою // Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я: тези доповідей XXVIII міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2020, 28–30 жовтня 2020р.: у 5 ч. Ч. IV. / за ред. проф. Сокола Є.І. — Харків: НТУ «ХПІ». — С. 207.
3. Правила улаштування електроустановок. — Міненергосув'язі України. — Х. : «Форт», 2017. — 760 с.
4. ДСТУ EN 62305-3:2012 Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні руйнування споруд та небезпека для життя людей (EN 62305-3:2011, IDT) Protection against lightning — Part 3: Physical damage to structures and life hazard.
5. Випробування та контроль пристроїв заземлення електроустановок. Типова інструкція. СОУ 31.2-21677681-19:2009 — К.: Мінпаливенерго України, 2010. — 54 с.
6. Mikropoulos P. N. , Tsovilis T. E. , Manousaridis I., Laloumis G., Dramis A. Lightning Risk Assessment of a 170 kV GIS Substation connected to the Hellenic Transmission System through Underground Cables // IET Conf. Publications. — 2010. — P. 1–9. DOI: 10.1049/cp.2010.0898
7. Koliushko D.G., Rudenko S.S., Koliushko G.M., Plichko A.V. "Testers for Measuring the Electrical Characteristics of Grounding Systems by IEEE Standards," 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 216–220, doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250116.
8. Liu C.-H., Muna Y. B., Chen Y.-T., Kuo C.-C., Chang H.-Y. Risk Analysis of Lightning and Surge Protection Devices for Power Energy Structures // Energies. Taiwan. — Vol. 11 (1999). — 2018. — P. 1–16. DOI: 10.3390/en11081999
9. Rizk F.A.M. Modeling of Substation Shielding Against Direct Lightning Strikes // IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility. — Aug. 2010. — Vol. 52, No. 3. — P. 664–675. doi: 10.1109/TEMC.2010.2046903.
10. Hoole P.R.P., Sharip M.R.M., Fisher J., Pirapaharan K., Julai N., Rufus S.A., Hoole S.R.H. Lightning Protection of Aircraft, Power Systems and Houses Containing IT Network Electronics // Journal of Telecommunication, Electronic and Computer Engineering (JTEC). — 2017. — Vol. 9. № 3–10. — P. 1–7.

**ПРОПОНУЄМО КОМПАНИЯМ, ЩО ЕКСПЛУАТУЮТЬ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ
НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ ЗВЕРНУТИСЯ ДО НАШИХ СПЕЦІАЛІСТІВ
ДЛЯ ВИКОНАННЯ ДІАГНОСТИКИ ТА МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМ ЗАХИСТУ ОБ'ЄКТІВ**



НДПКІ "Молнія" НТУ "ХПІ"
Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"

**НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ТА ПРОЄКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ
ІНСТИТУТ «МОЛНІЯ» НТУ «ХПІ»**

E-mail: nio5_molniya@ukr.net
Тел. 057-707-62-80;
Сайт: web.kpi.kharkov.ua/molnia/uk/sklad-institutu/

ДІАГНОСТИКА ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ ЗАЗЕМЛЕННЯ ТА БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ДІЮЧИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ

ВСТУП

Науково-дослідний та проектно-конструкторський інститут «Молнія» Національного технічного університету «ХПІ» спільно з ТОВ «Виробничо-комерційна фірма «КАСКАД ГРУП» понад 20 років плідно працюють в галузі діагностики та модернізації систем заземлення і блискавкозахисту (СЗ і БЗ) енергетичних об'єктів (див. **рис. 1**).

Наша робота це симбіоз наукових досягнень та багаторічної практики роботи на енергетичних підприємствах. Серед замовників: ДП «НАЕК «Енергоатом», ПАТ «НЕК «Укренерго», група компаній «ДТЕК», гірничо-збагачувальні комбінати, більше десяти обленерго та низка інших провідних вітчизняних компаній.

Ми пропонуємо комплексний підхід до забезпечення надійної та безпечної роботи: від діагностики поточного стану СЗ і БЗ та розробки науковообґрунтованих рекомендацій до проведення реконструкції та модернізації з урахуванням всіх особливостей енергетичного об'єкту.

АКТУАЛЬНІСТЬ РОБИТ

Для нормальної і безпечної експлуатації електричних станцій і підстанцій, нафто- і газоперкачувальних станцій, будівель і споруд військового, промислового або житлового призначення необхідно мати максимально повну інформацію і відповідний набір документів про стан систем заземлення та блискавкозахисту. Практично на кожному такому об'єкті є розподільчий пристрій (РП), який представляє собою високовольтну електроустановку. Вказані РП мають бути виконані відповідно до вимог нормативних документів [1–2] в частині виконання СЗ і БЗ, що гарантує безпечну та надійну експлуатацію вказаних електроустановок.

Термін експлуатації переважної більшості діючих енергооб'єктів України становить понад 50 років. За цей період як РП, так і СЗ і БЗ зазнають значних змін, внаслідок чого їх нормовані параметри (НП) можуть перевищувати допустимі значення, а конструктивне виконання не відповідає вимогам проектної та нормативної документації.

Крім того, в Україні вже 10 років діє новий міжнародний стандарт з блискавкозахисту, методика розрахунку за яким є більш жорсткою у порівнянні зі стандартами СРСР, (за яким спроектовано більшість енергооб'єктів України). Тому станції та підстанції України потребують повної діагностики стану СБЗ згідно нового стандарту ДСТУ EN 62305.

За результатами діагностики СЗ і БЗ енергооб'єктів України встановлено, що [3]:

- при короткому замиканні (КЗ) перевищення допустимого значення напруги дотику фіксується на понад 75 % підстанцій;
- конструктивне виконання ЗП не відповідає вимогам нормативних документів у 90 % станцій та підстанцій
- не захищені від прямого удару блискавки 60 % станцій та підстанцій.

4 діючих АЕС



15 ТЕС



5 ГЕС



1200 підстанцій класом напруги 35-750 кВ



Рис. 1. Об'єкти, де була виконана діагностика СЗ і БЗ



Д.Г. Коліушко,
канд. техн. наук,
С.Н.С.



С.С. Руденко,
канд. техн. наук,
керівник відділу

НАПКІ «Молнія»
НТУ «ХПІ»



Ю.В. Шкоп,
директор



В.О. Кривич,
головний інженер

ТОВ «ВКФ
«Каскад-груп»



ДІАГНОСТИКА СИСТЕМ ЗАЗЕМЛЕННЯ ТА БЛИСКАВКОЗАХИСТУ

Для оцінки працездатності СЗ і БЗ використовуються методика електромагнітної діагностики (ЕМД) [4] без відключення обладнання та розкриття ґрунту, яка передбачає проведення трьох етапів: експериментального, розрахункового та етапу видачі рекомендацій:

1. Експериментальний етап, на якому проводяться наступні роботи:

- складання виконавчої схеми СЗ і БЗ (див. **рис. 2**);
- визначення реального розташування заземлювального пристрою та шляхів розтікання струму КЗ та блискавки;
- визначення питомого опору ґрунту методом вертикального електричного зондування;
- вимірювання опору контактних з'єднань елементів СЗ і БЗ;
- визначення опору ЗП та напруги дотику;
- перевірка корозії елементів СЗ і БЗ на межі розділу "земля-повітря" та в контрольних точках для заземлювачів;
- вимірювання висоти блискавкоприймачів, будівель та споруд, що захищаються.

2. Розрахунковий етап, на якому за отриманими даними на експериментальному етапі та характеристиками об'єкту визначаються НП та захищеність обладнання.

Розрахунковий етап починається з інтерпретації БЕЗ (див. **рис. 3, а**), визначення допустимих значень НП СЗ та рівня СБЗ, який виконується на основі розрахунку ризику ураження об'єкту блискавкою та характеристик об'єкту.

При проведенні розрахунків використовуються розроблені нашими спеціалістами математичні моделі СЗ і БЗ (див. **рис. 3, б та в**) та створені на їх основі програмні комплекси.

Моделювання процесів в СЗ виконується для реального розташування заземлювачів в дво- або тришаровому ґрунті, при струмі КЗ, з урахуванням нелінійної залежності магнітної проникності від його величини, скін-ефекту та розтікання аварійних струмів (у тому числі відтікання в заземлені нейтралі), що дозволяє визначити значення НП навіть для об'єктів, які розташовані в стислій забудові або на території промислових підприємств.

Розрахунок зон захисту СБЗ виконується за методом сфери, що котиться. У результаті формується звіт у дво- та тривимірному вигляді, який дає змогу наочно оцінити захищеність об'єкта від прямого удару блискавки (див. **рис. 3, в та г**).

3. Етап розробки рекомендацій

направлений на відновлення СЗ і БЗ за мінімальних витрат.

Виконується розробка рекомендацій обумовлених вимогами нормативних документів до конструктивного виконання СЗ і БЗ, а також на основі аналізу

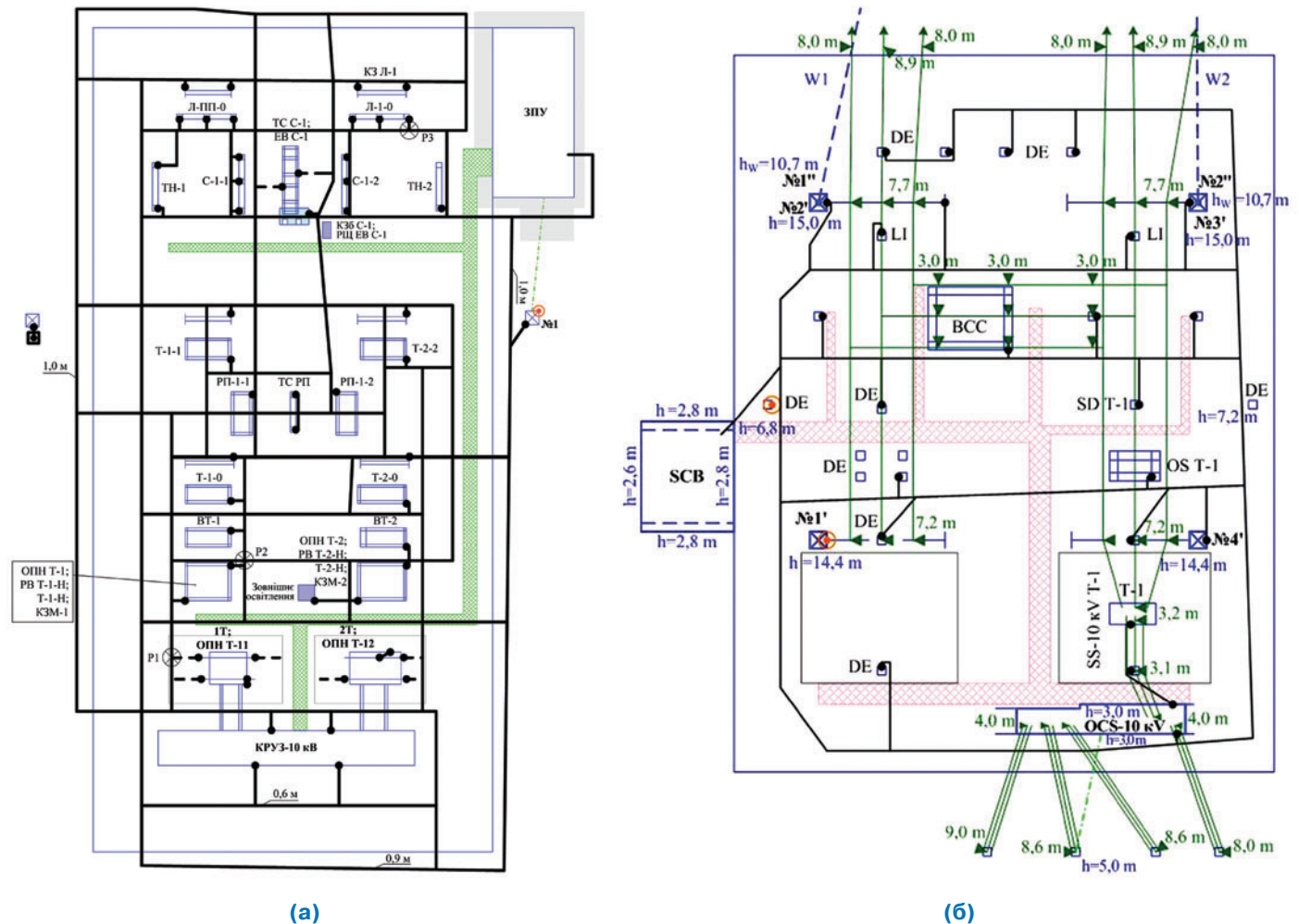
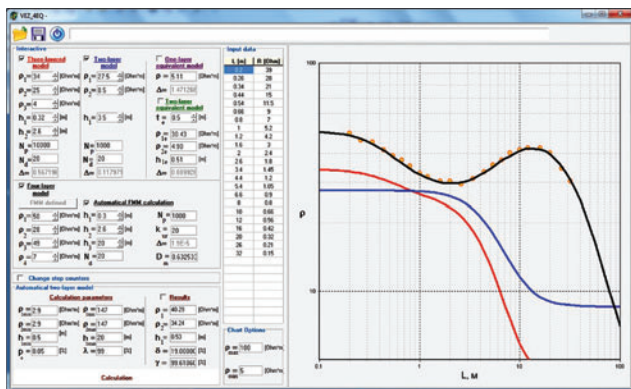
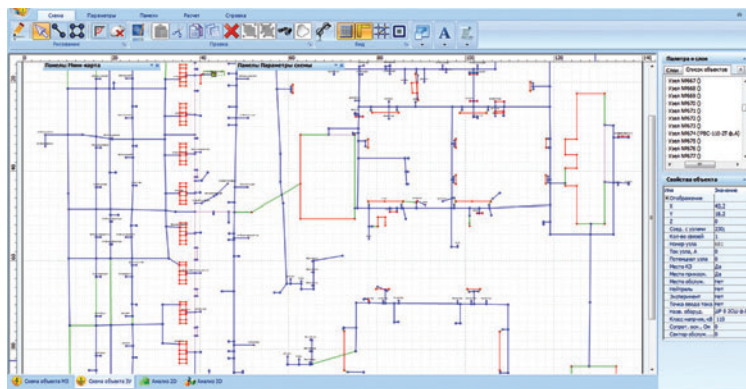


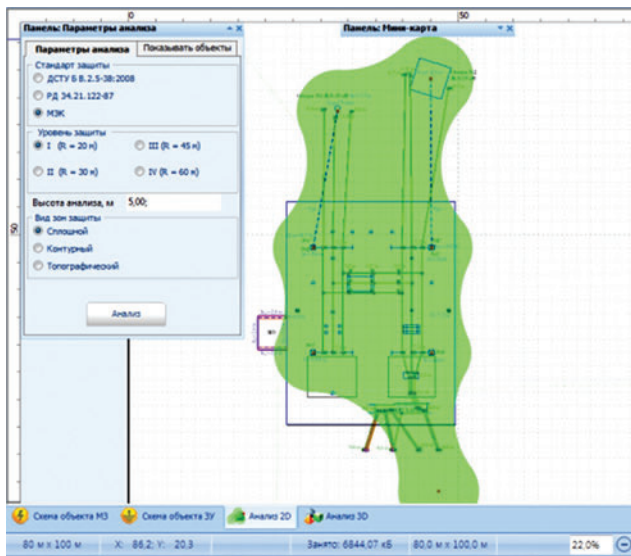
Рис. 2. Приклади виконавчої схеми систем заземлення (а) та блискавкозахисту (б)



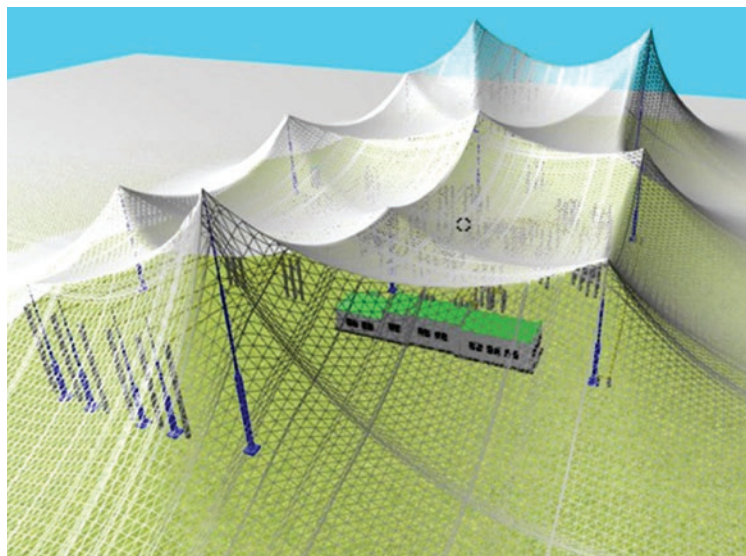
(а)



(б)



(в)



(г)

Рис. 3. Розрахунок СЗ і БЗ в спеціальних програмних комплексах

значень розрахункових та допустимих параметрів оцінюється доцільність введення додаткових рекомендацій для проведення реконструкції заземлювального пристрою.

Синтез зазначених рекомендацій дає змогу визначити оптимальні місця прокладання додаткових заземлювачів та встановлення блискавкоприймачів для економії трудових і матеріальних витрат, при цьому найбільш повно використовувати існуючі елементи СЗ і БЗ.

За результатами ЕМД СЗ і БЗ надаються виконавчі схеми з рекомендаціями, технічний звіт та відповідні протоколи визначення НП

РЕМОНТНО-ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ РОБОТИ

За результатами діагностики наші спеціалісти виконують ремонтно-відновлювальні роботи СЗ і БЗ, до складу яких входить:

- прокладання додаткових горизонтальних заземлювачів на потрібній глибині;
- гальванічне з'єднання прокладених заземлювачів із існуючим контуром;
- установку нових блискавковідводів, що окремо стоять;

- установку на існуючих об'єктах (порталах, дахах будівель тощо) нових блискавкоприймачів, захисних сіток та тросів;
- заглиблення існуючих заземлювачів на глибину, що регламентується у ПУЕ;
- заміну заземлювачів та заземлювальних провідників у разі їх корозійного зносу;
- захист від дії корозії для нових та існуючих провідників на межі земля-повітря;
- виконання робіт із заземлювачами будь-якого типу (оцинковані, обміднені тощо);
- вимірювання (розрахунок) нормованих параметрів після закінчення робіт.

Крім того при неможливості виконання рекомендацій через локальні особливості (підземні плити, заміна обладнання тощо) вносяться корективи, які дозволяють змінити рекомендації без впливу на значення нормованих параметрів.

За результатами проведеної модернізації надається повний набір експлуатаційних документів:

- виконавча схема системи заземлення;
- виконавча схема об'єкту з зонами захисту системи блискавкозахисту;
- протоколи виміру/розрахунку всіх нормованих параметрів;

- паспорти на системи заземлення та блискавкозахисту.

ВИСНОВКИ

1. Науково-виробничий кластер виконує комплексну діагностику та модернізацію систем заземлення і блискавкозахисту діючих енергооб'єктів без відключення обладнання.

2. Використання методики електромагнітної діагностики, а також сучасного підходу до розробки

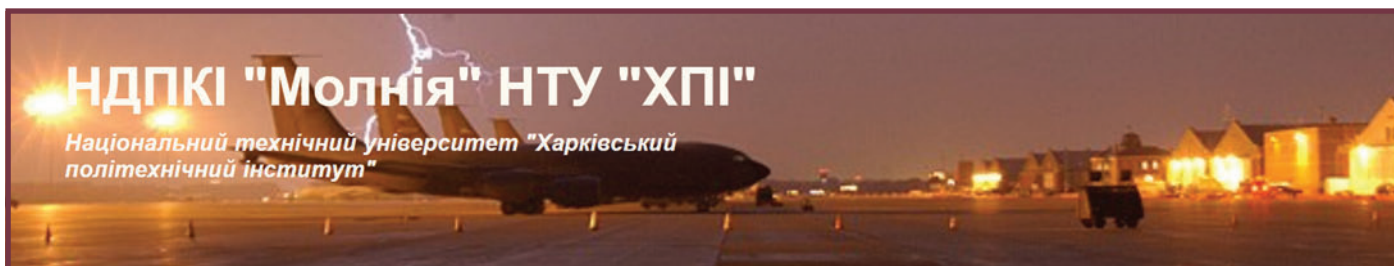
рекомендацій відповідно до нормативних документів у сукупності зі своєчасним усуненням несправностей дає змогу:

- підвищити надійність роботи обладнання та електроустановки загалом;
- забезпечити електробезпеку обслуговуючого персоналу;
- оптимізувати витрати на виконання реконструкції та модернізації.

ЛІТЕРАТУРА

1. Правила улаштування електроустановок. — Міненерговугілля України. — Х. : «Форт», 2017. — 760 с.
2. ДСТУ EN 62305-3:2012 Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні руйнування споруд та небезпека для життя людей (EN 62305-3:2011, IDT) Protection against lightning — Part 3: Physical damage to structures and life hazard.
3. Статистический анализ соответствия заземляющего устройства электрических станций и подстанций нормируемыми параметрами / Д. Г. Колиушко, Г. М. Колиушко, С. С. Руденко // Энергетика та електрифікація : Науково-виробничий журнал. — 2015. — № 6. — С. 3–7.
4. Випробування та контроль пристроїв заземлення електроустановок. Типова інструкція. СОУ 31.2-21677681-19:2009 — К.: Мінпаливенерго України, 2010. — 54 с.

**ПРОПОНУЄМО КОМПАНИЯМ, ЩО ЕКСПЛУАТУЮТЬ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ
НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ ЗВЕРНУТИСЯ ДО НАШИХ СПЕЦІАЛІСТІВ
ДЛЯ ВИКОНАННЯ ДІАГНОСТИКИ ТА МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМ ЗАХИСТУ ОБ'ЄКТІВ**



НДПКІ "Молнія" НТУ "ХПІ"
Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"

**НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ТА ПРОЄКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ
ІНСТИТУТ «МОЛНІЯ» НТУ «ХПІ»**

E-mail: nio5_molniya@ukr.net
Тел. 057-707-62-80;
Сайт: web.kpi.kharkov.ua/molnia/uk/sklad-institutu/



KG KASKAD GROUP

Заземлення Блискавкозахист

**ТОВ «ВИРОБНИЧО-КОМЕРЦІЙНА ФІРМА
«КАСКАД-ГРУП»**

E-mail: kaskadgroup.dp@gmail.com
Тел.: 067-630-42-24
Сайт: grounding.com.ua



УСПЕНСЬКИЙ СОБОР КИЄВО-ПЕЧЕРСЬКОЇ ЛАВРИ
Системи електрокабельного опалення та антикриги



КИЇВСЬКИЙ ЗАЛІЗНИЧНИЙ ВОКЗАЛ
Антикригова система



МАРІНСЬКИЙ ПАЛАЦ У КИЄВІ
Система тепла підлога



БУДИНОК "АРЕНА СІТИ В КИЄВІ"
Антикригова система



УТБ ФК "ДИНАМО" КИЇВ
Система підігрівання поля



НАЦІОНАЛЬНИЙ ЗАПОВІДНИК "СОФІЯ КИЇВСЬКА"
Система електрокабельного опалення



ГІРСЬКОЛИЖНИЙ КУРОРТ БУКОВЕЛЬ
Системи електрокабельного опалення та антикриги



ЗАЛІЗНИЧНИЙ ВОКЗАЛ • СТАНЦІЯ "РОЗДИЛЬНА"
Антикригова система



ТОВ "ЕЛЕТЕР - 23"

ЄДРПОУ 39301468
02094, м. Київ, вул. Магнітогорська, 2
Тел.: +380 44 585 77 10/20

E-mail: vr@eleter.kiev.ua

www.ekson.kiev.ua

Підприємство професійно займається розробленням і впровадженням електричних кабельних систем опалення та антикригових систем в процесі будівництва і реконструкції.

1. Комфортне електроопалення "Тепла підлога" в житлових та громадських будівлях, понад 6000 систем, серед яких:

- Михайлівський Золотоверхий монастир в м. Києві;
- надземні споруди станції "Лук'янівська" київського метрополітену;
- 15 станцій Київського метрополітену (Іподром, Виставковий центр, Васильківська, Деміївська, Голосіївська та інші)
- житлові й громадські будівлі та споруди, окремі приміщення по всій Україні.

2. Антикригові системи покрівель, понад 600 систем, серед яких:

- Успенський собор Києво-Печерської лаври;
- Михайлівський Золотоверхий Собор в м. Києві;
- Національна філармонія України;
- Верховна Рада України;
- Розрахункова палата в м. Києві;
- Центральний і Південний вокзали м. Києва.

3. Антикригові системи відкритих поверхонь (під'їзні шляхи і пішохідні доріжки, пандуси підземних паркінгів, виходи з підземних переходів, відкриті балкони) на площі понад 300 тис. м², серед яких:

- підігрів газонів футбольних полів: стадіон ім. В.В. Лобановського, м. Київ, стадіон ФК "Оболонь", м. Київ, стадіон ФК "Ворскла", м. Полтава;
- підземні переходи Майдану Незалежності, вул. Хрещатик, Бессарабської площі, Севастопольської площі, Центральний і Південний вокзали м. Києва та ін.;
- станції метро "Лук'янівська", "Печерська", "Шулявська", "Дружби народів", "Дорогожичі".

4. Промисловий обігрів технологічного обладнання (електрообігрів труб та резервуарів)

- Підігрів полу промислових морозильних камер на підприємстві ТОВ "Бейкері Фуд Індастрі", смт Козелець Чернігівської області
- Чотири цукрових заводи в Україні (трубопроводи та ємності);
- Макіївський металургійний завод (обігрів трубопроводів зворотного водозабезпечення).



Я.С. Бедарак,
канд. техн. наук,
ORCID 0000-0002-
2669-0965

ЧАО "АЗОТ"
г. Черкассы



Ю.Л. Богатырев,
инженер
ORCID 0000-0003-
4273-7652

г. Киев



УДК 621.315.626

Надійшла
Received 16.02.2022

УПРАВЛЕНИЕ АКТИВАМИ ПРЕДПРИЯТИЯ: СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ВВОДОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ

В статье рассмотрены принципы создания стационарных систем диагностического мониторинга высоковольтных вводов силовых трансформаторов как средство защиты от повреждения вводов трансформаторов 110/6 кВ и выше. Рассмотрено устройство высоковольтных вводов с различными типами изоляции. Основное внимание уделено измерению тангенса угла диэлектрических потерь и емкости вводов в режиме реального времени под напряжением. Рассмотрено технико-экономическое обоснование внедрения системы диагностического мониторинга вводов. Даны принципы работы и функционирования стационарных систем диагностического мониторинга трансформаторных вводов, представлена архитектура системы, каналы связи и состав.

The article considers the principles of creating stationary systems for diagnostic monitoring of high-voltage bushings of power transformers as a means of protecting bushings of transformers 110/6 kV and higher from damage. Considered the design of high-voltage bushings and the operation of the system. The main attention is paid to methods for measuring the dielectric loss tangent and the capacitance of the bushings in real time under voltage. A feasibility study for the introduction of a diagnostic monitoring system for bushings is considered. The principles of operation and functioning of stationary systems for diagnostic monitoring of transformer bushings are given, the architecture of the system, communication channels and the composition.

Силовые трансформаторы являются важными Активами подстанций Предприятий, энергоснабжающих организаций и энергосистемы страны. Они контролируются, управляются и защищаются специализированными системами:

- диспетчерского управления и мониторинга;
- релейной защиты и автоматики (РЗА);
- диагностического мониторинга (СДМ).

СДМ имеют целевые функции: оперативной диагностики технического состояния трансформатора, своевременного выявления возникающих дефектов и прогнозирования сроков их развития. Итогом выполнения целевых функций является такое управление ремонтами и сервисным обслуживанием Активов, которое позволяет вообще избежать возникновения аварийных ситуаций из-за внутренних дефектов трансформатора. Итогом работы этой системы всегда будет диагностическая справка с экспертным заключением и информация, которая позволяет проводить воздействия на трансформатор с целью продления его межремонтных циклов и продление полного срока эксплуатации трансформатора. Квинтэссенцией работы этой системы будет то, чтобы не было аварийных режимов трансформатора по причине отказа вводов. Такие системы полностью соответствуют требованиям стандарта ДСТУ ISO 55000-2019 [1].

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН АВАРИЙ И ОТКАЗОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 кВ И ВЫШЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Основными повреждаемыми узлами трансформаторов 110 кВ являются [2]:

- обмотки и изоляция,
- устройства регулирования напряжения РПН;
- вводы.

Отказы перечисленных узлов составляют 60% от общего числа отказов и, также как у трансформаторов 35 кВ, сопровождаются повреждением отдельных элементов. Из-за отказа вводов происходят 40% отказов силовых трансформаторов [2, 3].

ДАнные ОБ УСТРОЙСТВЕ ВВОДОВ

Назначение ввода 110 кВ на силовом трансформаторе — максимально увеличить “путь” распределения высокого потенциала фаз А, В, С трансформатора от токопроводящего стержня до крышки бака трансформатора. Модель и схема замещения высоковольтных трансформаторных вводов приведены на **рис. 1**.

В маслонаполненных вводах изоляционные промежутки создаются слоями бумаги, находящимися в среде масла. В современных вводах между слоя-

ми фольги, называемых обкладками, расположены слои RIP (Resin Impregnate Paper) изоляции, которая состоит из слоев специализированной бумаги, пропитанной специальными компаундами.

Конструктивно ввод представляет собой концентрический коаксиальный конденсатор, в котором высокий потенциал от токопроводящего стержня до крышки бака трансформатора равномерно распределен между обкладками.

Рассмотрим модель ввода в виде конденсатора более подробно.

Например, ёмкость плоского конденсатора:

$$C = \epsilon_0 \epsilon S / D,$$

где:

ϵ_0 — электрическая постоянная, абсолютная диэлектрическая проницаемость вакуума”, в системе единиц СИ $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м;

ϵ — относительная диэлектрическая проницаемость материала между обкладками — безразмерная величина и лежит в пределах от 2 до 8 для большинства твёрдых или жидких диэлектриков (для трансформаторного масла $\epsilon = 2,2$, а для бумаги, пропитанной парафином $\epsilon = 4,3$);

S — площадь обкладок конденсатора, м²;

D — расстояние между обкладками конденсатора, м.

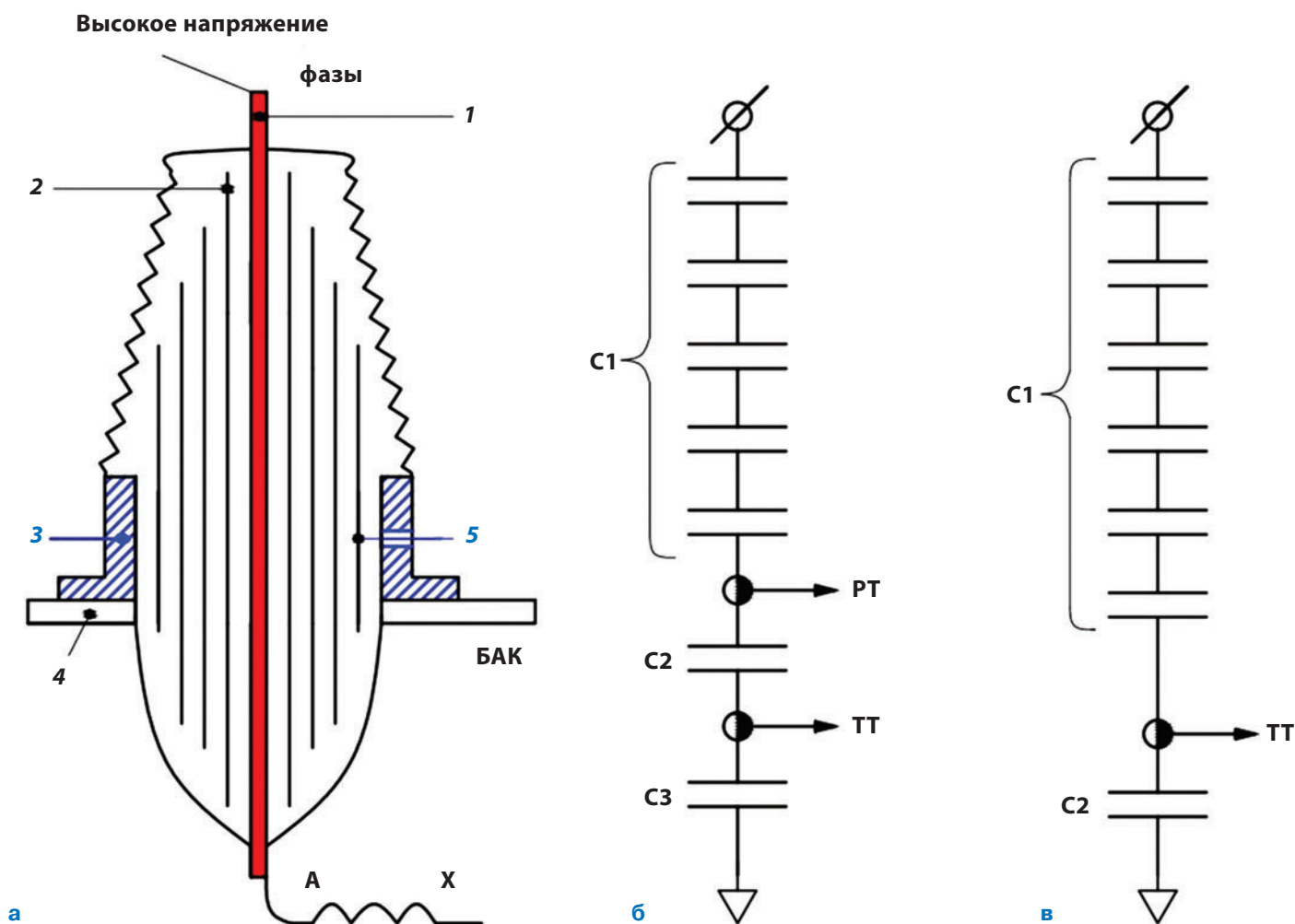


Рис. 1. Упрощенное устройство (а), схема замещения трансформаторного ввода с выводом ПИН (б) и без вывода ПИН (в)

Основным элементом (рис. 1, а) высоковольтного ввода является токопроводящая труба “1”, при помощи которой обмотка трансформатора подключается к внешней линии, например, 110 кВ. На проводящую трубу, через изоляционные промежутки в 2–5 мм, намотаны слои фольги “2”.

Последней, внешней обкладкой такого концентрического коаксиального конденсатора, является металлическое конструктивное кольцо “3” ввода, при помощи которого сам ввод монтируется в отверстии бака трансформатора “4”.

По мере удаления от проводящего стержня ширина (высота) проводящих обкладок уменьшается. Это сделано для того, чтобы высокий потенциал рабочего напряжения обмотки трансформатора распределялся по максимально длинному пути. Этот поверхностный путь начинается от верхнего и нижнего концов токопроводящего стержня, и до крышки бака трансформатора, конструктивного кольца “3”. Кроме того необходимо, чтобы емкость отдельных элементарных конденсаторов была одинаковой, что важно для равномерного распределения напряжения в радиальном направлении.

С точки зрения электрической схемы замещения трансформаторный ввод представляет собой цепь из последовательно включенных конденсаторов, образованных проводящими обкладками ввода. Верхний конец этой последовательной цепи конденсаторов подключен к высокому потенциалу — проводящему стержню, а нижний конец соединен с корпусом бака трансформатора. От последней обкладки, перед корпусом трансформатора, сделан специальный вывод, который на рисунке обозначен цифрой “5”. В зарубежной литературе этот вывод называется “Test Tap”, т. е. вывод, при помощи которого производятся измерения параметров изоляции ввода, согласно общепринятой терминологии, “измерительные тесты”. Во время работы ввода этот вывод должен быть всегда заземлен. В отечественной литературе его просто называют “измерительный вывод”, иногда называя просто “ПИН”. Полная схема замещения ввода с двумя выводами приведена на рис. 1, б. Она состоит из трех емкостей С1, С2 и С3. В подавляющем большинстве конструкций вводов отбор мощности не предусматривается, поэтому вывод “potential tap” в них отсутствует. В этом случае в схеме замещения ввода емкости С1 и С2 объединяются в одну (рис. 1, в) [4].

Высоковольтный ввод как составная часть трансформаторного оборудования, представляет собой герметичный проходной изолятор конденсаторного типа и имеет основную изоляцию в виде изоляционного остова с проводящими обкладками.

На рис. 2 показаны векторы емкостных токов фаз А, В, С во вводах. При постановке задачи отслеживание под рабочим напряжением тангенсов углов диэлектрических потерь и емкостей вводов С1 под рабочим напряжением необходимо понимать, что:

- отсутствует сигнал опорного напряжения фаз. Вернее, взять опорное напряжение с трансформаторов напряжения (ТН) фаз А, В, С в линии практически невозможно. Эти напряжения с ТН уже задействованы в РЗА и коммерческом учете;

- напряжение во вводе изменяется, вызывая изменение амплитуды тока;
- появление нестационарных помех, вызванных, например, увлажнением фарфора или материала ввода во время дождя.

Эти и другие проблемы устраняются при применении неравновесно-компенсационной методики предложенной П.М. Сви. Суть метода — необходимо токи ПИН (Test Tap) суммировать [4].

При суммировании токов проводимости с ПИН имеется небаланс вследствие:

- неодинаковой емкости и тангенса диэлектрических потерь;
- несимметрии напряжений;
- разных измерительных цепей фаз А, В, С.

Ток небаланса — векторная величина и его фазовый угол указывает на тип дефекта.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВВОДОВ

За последние годы обнаружено слабое место у электрических аппаратов напряжением 110 кВ и выше. Это трансформаторные вводы напряжением 110 кВ, смонтированные на силовых трансформаторах 110 кВ с 1960 года по настоящее время. Все вводы, установленные на предприятии, российского производства (типы вводов БМТ-110/630, ГБМТ-110/630, ГТТА-60-110/800, ГКТП-III-90-126/800, ГКТ-III-90-126/800, ГКДТП II-60-110/630). Из опыта эксплуатации таких вводов в Украине отмечено, что такие вводы являются недостаточно надежными и имеют повышенную повреждаемость.

Типичными дефектами маслonaполненных вводов являются: местные дефекты остова, загрязнение их поверхности, загрязнение внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки продуктами старения масла, увлажнение бумажно-масляной изоляции [4].

Наиболее частым и опасным видом повреждения вводов типа ГБМТ-110 и ГБМТ-220 является перекрытие внутренней изоляции, связанное с ухудшением свойств масла и образованием полупроводящего осадка на внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки, что практически всегда приводит к аварии трансформатора. Указанный вид дефекта ввода традиционными методами контроля не выявляется. Основной причиной аварийности герметичных вводов с бумажно-масляной изоляцией является не дефект изготовления, а ухудшение изоляционных свойств трансформаторного масла в процессе эксплуатации, залитого во ввод, приводящее к перекрытию в нижней части ввода.

Опыт эксплуатации трансформаторных вводов с полимерной изоляцией типа ГКТ-III-90-126/800, ГТТА-60-110/800, ГКТП-III-90-126/800 свидетельствует, что повреждение ввода может развиваться за несколько месяцев.

При повреждении ввода часто происходит повреждение силового трансформатора, на котором установлены вводы. После аварии трансформатор подлежит либо капитальному ремонту (стоимость

которого составляет от 10% и выше от стоимости нового трансформатора), либо полной замене. Для информации, примерная стоимость нового трансформатора типа ТРДЦН-80000/110 составляет около миллиона долларов. До замены снижается надежность или полностью отсутствует электроснабжение потребителей. Каждый ввод стоит около 150 000 гривен в ценах 2020 г.

Согласно современным нормам испытаний электрооборудования профилактические испытания вводов на трансформаторы проводятся 1 раз в 4 года, но даже проведение их ежегодно не гарантирует работоспособность ввода.

“Стратегическим направлением совершенствования системы диагностирования высоковольтных вводов является широкое внедрение методов контроля их изоляции под рабочим напряжением, тем более что в настоящее время для этих целей разработаны и могут серийно выпускаться достаточно надежные и относительно не дорогие устройства и системы непрерывного или периодического контроля” [5].

Средством защиты от повреждения вводов трансформаторов 110/6 кВ является система мониторинга вводов, работа которой заключается (и не только!) в измерении тангенса угла диэлектрических потерь “ $tg\delta$ ” и емкости вводов “С1” в режиме реального времени под напряжением. К измерительным выводам вводов подключаются датчики типа “трансформатор тока”, которые будут передавать информацию на специальный прибор — интеллектуальный контроллер, установленный на каждом трансформаторе. Информация из этих контроллеров по специальным линиям связи будет передаваться на компьютер рабочей станции и формировать базу данных (БД) значений “ $tg\delta$ ”, “С1” и времени “Т”. Несколько контроллеров могут быть объединены в Систему мониторинга вводов или программно-технический комплекс (ПТК). Специализированное прикладное программное обеспечение рабочей станции Системы эту информацию обработает и выдаст диагностическую справку с рекомендациями и информацией о состоянии вводов. Такие контроллеры должны быть установлена на каждом вводе силовых трансформаторов 110 кВ и выше и объединены в Систему.

Внедрение стационарной системы мониторинга вводов под рабочим напряжением позволит:

1. Снизить риск критической неполадки и аварийности оборудования за счет выявления проблемы на ранней стадии.

2. Снизить расходы по ремонту или замене силовых трансформаторов за счет своевременной замены дефектного ввода.

3. Обеспечить усиленный технический контроль высоковольтного ввода трансформатора с дефектом для поддержания его в рабочем состоянии до получения замены.

Примерная стоимость Системы (в ценах 2013 года) на 6 вводов двухтрансформаторной подстанции 110/6 кВ составляет 500 000 гривен (около 63000,00 USD) и включает:

Стоимость Проектных работ — 50 000 грн.

Стоимость Оборудования — 300 000 гривен.
Стоимость Монтажных работ — 50 000 грн.
Настройка и разработка программного обеспечения комплекса — 100 000 грн.

ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ СИСТЕМ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ВВОДОВ

В основе работы и функционирования стационарных систем диагностического мониторинга и обработки полученной информации, лежит несколько основных принципов. Коротко их можно сформулировать следующим образом [6].

1. Система может быть использована как для контроля изоляции маслонаполненных вводов, так и вводов с твердой изоляцией. При создании системы необходимо учитывать возможность ее развитие, а именно диагностического мониторинга всего трансформатора в целом.

2. Работа системы защиты вводов базируется на достаточно простом, но эффективном допущении. Считается, что параметры изоляции всех контролируемых вводов трех фаз трансформатора не могут измениться одновременно, и в равной степени. При возникновении практически любого дефекта в изоляции одного, или двух, вводов всегда возникает ток (напряжение) небаланса, выделяемый на суммирующем резисторе интеллектуального контроллера. Величина тока небаланса (рис. 2) количественно характеризует степень развития дефекта в изоляции ввода. Пространственное направление вектора напряжения небаланса определяется тем, во вводе какой фазы произошли изменения параметров изоляции.

3. Все проблемы в изоляции высоковольтных вводов могут быть выявлены при оперативном

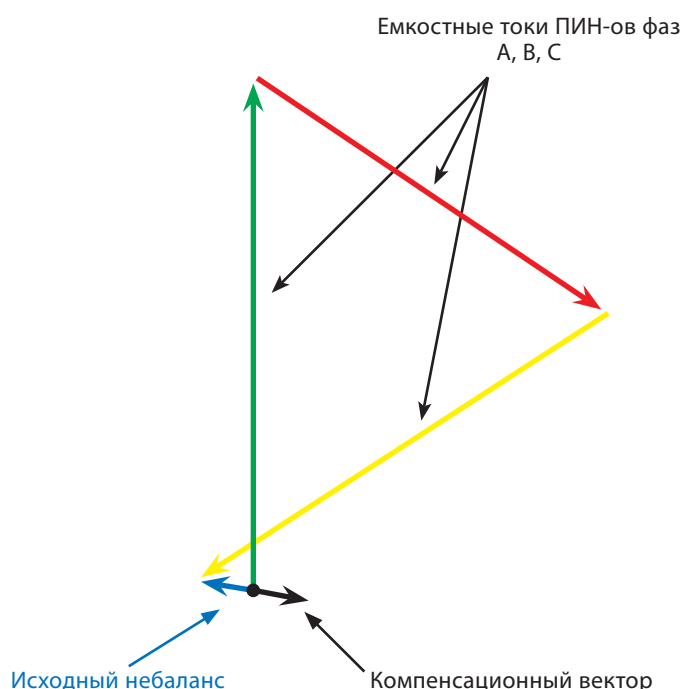


Рис. 2. Векторная диаграмма токов во вводах

контроле токов проводимости. Скачкообразное увеличение тока проводимости происходит при пробое изоляции одной обкладки ввода. При этом происходит, согласно схеме замещения ввода, увеличение емкости C_1 . Величина увеличения емкости, в процентах, определяется простым соотношением: $100\%/N$. Параметр “N” равняется общему количеству изолирующих обкладок в данном вводе. Изменения параметров изоляции могут быть выявлены при измерении угла сдвига двух векторов — тока проводимости, и приложенного напряжения. Это соответствует контролю тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции. Причин изменения тангенса угла потерь во вводе достаточно много, но при помощи интеллектуальных контроллеров разделить их не удается.

4. В интеллектуальном контроллере Системы производится измерение “относительных” тангенсов углов потерь во вводах. При измерении абсолютных значений тангенсов углов потерь под рабочим напряжением, в качестве опорного вектора, относительно которого производится измерение вектора тока проводимости, используется напряжение от соответствующей фазы ТН (измерительного трансформатора напряжения). Организовать такие измерения в режиме мониторинга достаточно сложно. Причина этого проста — высокочастотные (по угловой погрешности) обмотки ТН используются в системах коммерческого учета электроэнергии, поэтому, обычно, для систем диагностики они недоступны. Менее “точные” обмотки ТН не могут быть использованы для измерения углов сдвига векторов из-за больших угловых погрешностей. При “относительных” измерениях тангенса угла потерь ввода одной фазы, в качестве опорных векторов, используются вектора токов проводимости двух других фаз трехфазной сети. В приборе, в который вводятся токи проводимости всех трех фаз трансформатора, это сделать достаточно просто и удобно. Основной проблемой, возникающей при использовании “относительной” измерительной схемы, является угловая нестабильность векторов промышленной трехфазной сети, влияющая на расчетные значения тангенсов. Особенно сильно это сказывается при контроле состояния вводов трансформатора, подключенного к энергосистеме при помощи длинной линии. Чем длиннее питающая линия, тем больше углы векторов фаз могут отличаться от 120 градусов. При реальной точности измерения углов между векторами, равной 2–3 угловых минуты, углы между векторами напряжения фаз энергосистемы может составлять $120 \pm 0,8$ угловых градуса.

5. Для повышения точности измерения параметров вводов в интеллектуальном контроллере должны использоваться сбалансированная схема измерений. Токи проводимости вводов трех фаз одного трансформатора суммируются на одном элементе — суммирующем резисторе или трансформаторе. Использование сбалансированной схемы измерения позволяет контролировать не абсолютное значение токов проводимости фаз, а векторную разницу между ними, что существенно повышает чувствительность работы всей схемы в режиме мо-

нитинга. Для повышения достоверности работы системы диагностики при монтаже интеллектуальных контроллеров производится балансировка входных токов таким образом, чтобы, даже при использовании вводов с различающимися вводами, суммирующий ток небаланса равнялся нулю. В интеллектуальном контроллере балансировка должна производиться автоматически, с использованием цифровых потенциометров. Для этого в контроллере должна существовать специальная функция, которая может быть запущена на месте, или дистанционно, с помощью удаленного компьютера. После проведения ремонта вводов, или их замены, подключения к трансформатору новых линий, процедуру балансировки токов проводимости необходимо провести заново. Для устранения влияния высших гармоник, имеющих место в энергосистеме, каждый измерительный канал контроллера должен иметь встроенные эффективные фильтры, устраняющие гармоники с частотой, превышающей частоту питающей сети. Это позволяет проводить измерения в сетях, имеющих высокий коэффициент высших гармоник. Низкочастотные гармоники в токе проводимости очень малы, так как сам ввод представляет собой емкостный делитель.

6. Для контроля состояния вводов достаточно проводить периодические измерения токов проводимости вводов трансформатора. Время, например три раза в сутки, между измерениями параметров вводов должно быть меньше, чем время развития дефекта, от момента его возникновения, до момента аварийного повреждения ввода. Периодичность проведения измерений параметров вводов должно изменяться Пользователем, программно, при монтаже контроллера, и даже в процессе его работы. Время, между двумя измерениями параметров вводов, может быть сокращено контроллером автоматически. Это происходит в том случае, когда в состоянии вводов контроллером будут выявлены существенные изменения параметров. После выявления такого, чаще всего скачкообразного изменения, параметров, контроллер начинает производить измерения через меньшие интервалы времени.

Присоединение к измерительному выводу ввода должно осуществляться через датчики, устанавливаемые на ПИН вводов вместо защитной крышки на ПИНе. Они могут быть со фланцевым или резьбовым присоединением. Датчики должны обеспечивать:

- герметичность и заземление тестового вывода (ПИН);
- защиту от импульсных высокочастотных перенапряжений;
- защиту от обрыва сигнального кабеля;
- защиту от превышения воздействия на измерительный вывод напряжения переменного тока свыше 1 кВ.

Предельные значения тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ не должны быть ниже 0,25% в любом случае, и не должны превышать 0,7% при вводе в эксплуатацию и 1,2% в процессе эксплуатации.

Значение емкости (С1) не должны отличаться от значений, полученных при вводе в эксплуатацию, более чем на 5%.

7. Архитектура Системы.

Структурная схема должна строиться по трехуровневой схеме, где:

Первый (нижний) уровень — уровень датчиков и кабельных соединений;

Второй (средний) уровень — уровень интеллектуальных контроллеров и каналов связи;

Третий (верхний) уровень — уровень рабочей станции Системы.

Необходимо отметить, что регистрация тангенса угла диэлектрических потерь δ и емкости ввода С1 через ПИН высоковольтных вводов позволяет регистрировать не только эти параметры, но и частичные разряды (ЧР) во вводах 110 кВ или выше и главной изоляции трансформатора. Для этого достаточно ввести несколько дополнительных датчиков среди которых: датчик ЧР в нейтрали трансформатора сделанный как высокочастотный трансформатор тока, датчики температуры и влажности окружающей среды — такое решение показано на **рис. 3**.

8. Требования к каналам связи и объему информации БД.

С учетом вышеизложенного мы можем дополнительно дать рекомендации к каналам связи, мощности компьютера рабочей станции и дополнительные рекомендации к созданию системы диагностического мониторинга для силовых трансформаторов. Итак, рассмотрим каналы связи.

Интеллектуальный контроллер должен иметь стандартные интерфейсы связи информационной модели по протоколам Ethernet, Modbus RTU и IEC 61850 и по физическим проводным каналам — RS-232, RS-485, или оптический канал минимально с разъемом SC.

Дополнительный канал связи — USB. Назначение канала USB — оперативная связь с контролле-

ром для “заливки” новых прикладных программ при отладке в контроллер и его оперативная отладка в том числе и калибровка каналов регистрации.

Стандартный объем Базы Данных (БД) для регистрации тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ и емкости ввода С1 составляет около 120 кВ за год. Стандартный объем Базы Данных (БД) для регистрации ЧР составляет около 300 МВ за год при 4-часовой регистрации этих данных в сутки. Следовательно, исходя из максимального объема информации — 3 Гбт дискового или внешнего накопителя пространства для одного объекта за десять лет эксплуатации Системы.

9. Требования к прикладному программному обеспечению системы мониторинга.

Программное обеспечение системы диагностического мониторинга трансформатора должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- отображать на графиках текущее состояние параметров контролируемого трансформатора;
- регистрировать, хранить и обрабатывать графики фазных токов, напряжений, $\text{tg}\delta$ и С1 в аварийных режимах;
- иметь развитую систему семафоров технического состояния;
- фиксировать и хранить в журнале и Базе Данных временной тренд параметров датчиков;
- вести архивы и журналы;
- обеспечивать работу с накопленными архивами и журналами;
- обеспечивать удаленный доступ к работе с архивами и журналами;
- обеспечивать передачу данных в АСУ ТП подстанции и на ЦДПУ.

Эти достаточно стандартные требования можно условно разделить на два подхода при создании Системы:

- автономно работающий как отдельный программно-технический комплекс, не связанный с АСУТП;

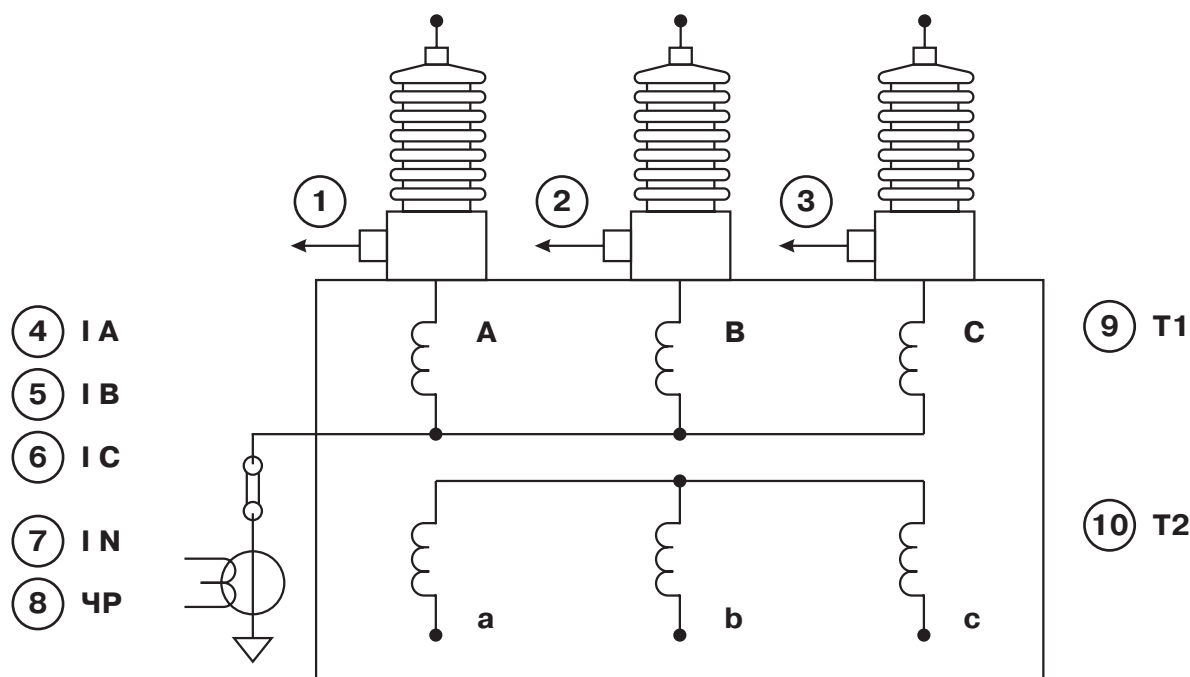


Рис. 3. Схема установки датчиков на трансформатор: 1, 2, 3, 8 — датчики установленные на ввода фаз А, В, С трансформатора и нейтрали; 4, 5, 6, 7 — датчики токов фаз и нейтрали; 9, 10 — датчики температуры и влажности



Рис. 4. Вариант интерфейса Пользователя в прикладном программном обеспечении Системы мониторинга вводов

- интегрированный в АСУТП подстанции комплекс.

По нашему мнению, автономно работающий комплекс Системы достаточно легко интегрировать в АСУТП подстанций. Для этого на среднем уровне Системы достаточно иметь аппаратно-программные средства описанные выше.

На рис. 4 показан один вариант интерфейса Пользователя в прикладном программном обеспечении Системы, где задача мониторинга тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ и емкости ввода С1 под рабочим напряжением показана как одна из решаемых задач Системой диагностического мониторинга.

В настоящей статье не рассматриваются требования к:

- функциональной полноте Системы в том числе и применение облачных технологий;
- к надежности компонентов Системы согласно стандарту ISO 13849-1-2014;
- условиям эксплуатации Системы;
- требованиям к персоналу, обслуживающему Систему и др.

ЛИТЕРАТУРА

1. ДСТУ ISO 55000:2019. Управление активами. Общий обзор, принципы и терминология (ISO 55000:2014, IDT). Чинний з 01.01.2020 р.
2. Анпилогов Н.Г. Методы контроля состояния и диагностирования силовых трансформаторов классом напряжения 35 кВ и выше / Н.Г. Анпилогов, Я.С. Бедерак. — Харьков: Изд-во “Форт”, 2010. — 408 с.
3. Фёдорова Т.А. Работоспособность вводов силовых трансформаторов 110 кВ / Т.А. Федорова, Е.Л. Степанова, Л.М. Рыбаков // Вестник ЧГУ. — 2009. — № 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/rabotosposobnost-vvodov-silovyh-transformatorov-110-kv> (дата обращения: 23.11.2021).
4. Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / П.М. Сви. — М.: Энергоатомиздат, 1992. — 239 с.
5. URL: https://megaom.ucoz.ru/index/vysokovoltnoe_oborudovanie/ Диагностика и ремонт высоковольтных вводов с большим сроком службы (дата обращения: 23.11.2021).
6. Рассальский А.Н. Комплексный подход к диагностике высоковольтного оборудования подстанций 220–1150 кВ под рабочим напряжением в режиме эксплуатации / А.Н. Рассальский, А.А. Сахно, С.П. Конограй, А.А. Гук // Электротехніка і Електромеханіка. — 2010. — № 4. — С. 23–25.

Все эти вопросы должны рассматриваться и согласовываться на этапах разработки ТЗ на Систему диагностического мониторинга и проекта привязки Системы к объекту.

Необходимо отметить, что при внедрении на предприятии стационарных систем диагностического мониторинга силовых трансформаторов под рабочим напряжением необходимо ориентироваться на экономическую целесообразность применения систем. Здесь необходимо учитывать экономические потери от недопоставки Предприятием электроэнергии Потребителю, нарушение технологического цикла при выпуске Продукции Предприятием, экологические потери от возможного взрыва трансформатора, недоотпуск продукции и пр.

В международной практике управления энергетическими активами предприятия принято, что если стоимость систем мониторинга не превышает 10–15% от стоимости нового трансформатора того же напряжения и той же мощности, то внедрение таких систем экономически целесообразно и выгодно Предприятию.

**МЕТОДЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА
ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ
ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК
НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ И ВЫШЕ**



А.М. Манилов, С.А. Товстюк

**МЕТОДЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ
ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ И ВЫШЕ**

В монографии представлены материалы, касающиеся повышения надежности защиты трансформаторов, генераторов, электродвигателей, линий, шин и автоматики путем усовершенствования проектируемых, реконструируемых и существующих электроустановок. Исследования базируются на анализе опыта проектирования и эксплуатации релейной защиты и автоматики электроустановок до 1 кВ и выше.

В монографии приведены: схемы, обеспечивающие действие токовой отсечки при КЗ в любом месте трансформатора, защиты при КЗ и ОЗЗ в любом месте электродвигателя; схемы, повышающие чувствительность защит трансформаторов, линий, электродвигателей; защиты шкафов и шин КРУ, действующие при ОЗЗ до перехода в КЗ. Схемные решения направлены на увеличение скорости срабатывания, например, МТЗ трансформатора. Повышение чувствительности и уменьшение времени срабатывания обеспечивается логической блоки-

ровкой, действующей при внешнем КЗ. Также приведены обоснования необходимости релейной защиты трансформатора с выключателем нагрузки и предохранителем в его цепи для обеспечения термической устойчивости трансформатора, защита от обрыва фазы с падением или без падения провода на землю, защиты на солнечных электростанциях с учетом того, что токи КЗ и токи генерации соизмеримы, схемы дальнего резервирования в сетях до и выше 1 кВ, способы исключения пожаров при КЗ в сети до 1 кВ, схемы блокировки включения электродвигателя на короткое замыкание в нем, схема защиты трансформатора тока от повреждения при обрыве в токовых цепях, а также ряд других схем. Схемы могут быть выполнены с использованием любой элементной базы.

Монография включает следующие разделы: 1. Защита трансформаторов; 2. Защита от коротких замыканий воздушных и кабельных линий в сетях напряжением 6 кВ и выше; 3. Защита от однофазных замыканий на землю и от разрыва фаз в сетях напряжением 6–35 кВ; 4. Альтернативные источники электроэнергии; 5. Защита шин и шкафов напряжением выше и до 1 кВ; 6. Защита электродвигателей и генераторов; 7. Защита от коротких замыканий в сетях напряжением до 1 кВ; 8. Общие вопросы.

ТОВ “ЕТІН”

Засновано у 1996 р. ЄДРПОУ 22970839

+380 44 228 82 68

+380 98 721 71 76

electricityon@gmail.com



- КОНСУЛЬТАЦІЇ
- ПРОЕКТУВАННЯ
- ЕКСПЕРТИЗА
- МОНТАЖ
- ПРОДАЖ ОБЛАДНАННЯ
- СЕРВІСНИЙ СУПРОВІД
- РОБОТИ “ПІД КЛЮЧ”

**ЕЛЕКТРИЧНЕ ОПАЛЕННЯ
ТЕПЛОАКУМУЛЯЦІЯ
ЗАРЯДНІ СТАНЦІЇ
ДЛЯ АВТОПАРКІНГІВ
ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
СИСТЕМА АСКОЕ
ДВОКРАТНА ЕКОНОМІЯ
ЗА НІЧНОГО ТАРИФУ**

**ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДО 110 кВ
ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ
КАБЕЛЬНІ / ПОВІТРЯНІ МЕРЕЖІ
РОЗПОДІЛЬЧІ ЩИТИ
БЛИСКАВКОЗАХИСТ / ЗАЗЕМЛЕННЯ
ПРОМИСЛОВИЙ ОБІГРІВ ЄМНОСТЕЙ
ОБІГРІВ ТРУБОПРОВІДІВ, ПАНДУСІВ
ОСВІТЛЕННЯ ЗОВНІШНЄ / ВНУТРІШНЄ**

РОЗРОБКА ОБ’ЄКТІВ КЛАСІВ НАСЛІДКІВ СС1, СС2



УДК 621.311.153

Надійшла
Received 17.06.2022

СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТАНЦІЙ ЗАРЯДКИ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ



С.М. Балута,
Д-р техн. наук,
професор,
завідувач
кафедри ЕПЕМ



Л.О. Копилова,
канд. техн. наук,
інженер
кафедри ТЕХТ



Ю.В. Куєвда,
канд. техн. наук,
доцент,
доцент
кафедри ЕПЕМ



В.П. Куєвда,
канд. техн. наук,
професор,
професор
кафедри ЕПЕМ



Ю.А. Чорний,
канд. техн. наук,
доцент,
доцент
кафедри ЕПЕМ



П.О. Зінкевич,
аспірант
кафедри ЕПЕМ



НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Кафедра електропостачання і енергоменеджменту (ЕПЕМ);
кафедра теплоенергетики та холодильної техніки (ТЕХТ).
Тел.: (044) 287-93-73

В статті визначені особливості та підходи до синтезу систем електрозабезпечення станцій зарядки електромобілів з використанням ВДЕ та накопичувачів електричної енергії (мікрогрід) на основі ресурсної та технічної моделей систем електрозабезпечення станцій зарядки електромобілів.

Ключові слова: станція зарядки електротранспорту, відновлювальні джерела енергії, фотоелектрична станція, вітроелектрична станція, накопичувачі електричної енергії.

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТАНЦИЙ ЗАРЯДКИ ЭЛЕКТРОТРАНСПОРТА. В статье определены особенности и подходы к синтезу систем электрообеспечения станций зарядки электромобилей с использованием ВИЭ и накопителей электрической энергии (микрогрид) на основе ресурсной и технической моделей систем электрообеспечения станций зарядки электромобилей.

Ключевые слова: станция зарядки электротранспорта, возобновляемые источники энергии, фотоэлектрическая станция, ветроэлектрическая станция, накопители энергии.

ELECTRICAL SUPPLY SYSTEMS FOR ELECTRIC TRANSPORT CHARGING STATIONS. The article identifies features and approaches to the synthesis of power supply systems for charging stations of electric vehicles using RES and electrical energy storage (micro grid) based on resource and technical models of power supply systems for charging stations for electric vehicles.

Keywords: electric vehicle charging station, renewable energy sources, photovoltaic station, wind power station, electric energy storage devices.

ВСТУП

Проблема розробки систем електрозабезпечення станцій зарядки електротранспорту з використанням відновлювальних джерел енергії та накопичувачів енергії є актуальною, оскільки її вирішення дозволяє зменшити вплив на зовнішнє середовище та споживання електричної енергії з енергосистеми, забезпечити надійність електропостачання систем електрозабезпечення станцій зарядки електротранспорту.

Постановка завдань і дослідження. Завдання полягає у дослідженні ефективності систем електрозабезпечення станцій зарядки електротранспорту на основі відновлюваних джерел енергії та розробки методики оптимізації структури та параметрів системи електрозабезпечення зарядних станцій електротранспорту.

МАТЕРІАЛИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Одним з основних напрямків зменшення викидів CO₂ на сьогоднішній день є поступова заміна транспорту, що використовує двигуни внутрішнього згоряння, на електромобілі. Збільшення кількості електричних транспортних засобів обумовлює їх вплив на системи електропостачання як на регіональному рівні, так і на рівні всієї країни.

Таке стрімке зростання потребує відповідного розвитку інфраструктури зарядних станцій. За даними міністерства інфраструктури України станом на 1 листопада 2021 року українська зарядна мережа для електромобілів налічувала 3244 станції з 7661 терміналом. З них швидкісних (потужність понад 22 кВт) — 1835 од., тобто 24%, інші 5826 од. (76%) — звичайні термінали потужністю до 22 кВт.

Оскільки вже зараз системи швидкого зарядження ЕМ і "гібридів" достатньо поширені та будуть широко впроваджуватися в міських електромережах, тому доцільно провести певну модернізацію відповідних систем електропостачання (СЕР). Це обумовлюється тим, що нормальне (повільне) зарядження тягової акумуляторної батареї (АБ) ЕМ від мережі напругою 0,4/0,23 кВ при допустимому струмі до 30 А займає від 8 до 10 годин, а швидке зарядження здійснюється за 15–30 хвилин, проте вимагає підключення до окремого відгалуження мережі, розрахованого на потужності 100–200 кВт.

Питанням електрозабезпечення станцій зарядки електротранспорту з використанням ВДЕ присвячені ряд робіт [1–7]. Розглянемо деякі з них.

У [1] розглядаються питання використання сонячних панелей для енергопостачання зарядних станцій електромобілів. Визначені економічна ефективність, рентабельність зарядних станцій різної потужності та терміни їх окупності.

В роботі [2] проведено аналіз розвитку ринку відновлюваної енергетики та електромобілів в Україні та в світі, запропоновано дослідити ефективність роботи вітроелектричних та фотоелектричних систем в автономному режимі на зарядження акумуляторних батарей електромобілів.

Робота [3] присвячена дослідженню можливості використання ВЕУ для зарядження електромобілів. Визначена генерація електричної енергії вітроелек-

тричною установкою (ВЕУ) та кількість електроенергії, що споживається одним електромобілем за рік.

В роботі [4] розглядаються питання енергозабезпечення зарядної станції за допомогою ВЕУ потужністю 900 Вт, ФЕС потужністю 980 Вт та акумуляторної батареї. Представлені характеристики цієї станції. Проаналізовано можливості використання таких станцій для зарядження електромобілів.

Робота [5] присвячена розробці експериментальної портативної сонячної зарядної станції для зарядження електромобілі. Виконаний підбір обладнання та сконструйована експериментальна модель такої станції. Розглядається можливість зарядки ЕТ як безпосередньо від зарядної станції, так і від акумуляторної батареї.

У [6] запропоновано математичне описання енергії заряду акумуляторної батареї при врахуванні специфіки непостійного навантаження від електромобілів.

В роботі [7] запропоновано математичний опис системи автономної зарядної станції електромобілів з використанням вітроелектричних установок. Обґрунтовано необхідну енергоємність буферного акумулятора енергії для реалізації автономних зарядних станцій електромобілів з використанням вітроелектричних установок як генераторів електричної енергії.

Наведений аналітичний огляд показує, що у більшості робіт основна увага переважно приділяється одному типу відновлюваних джерел енергії (або енергії сонця, або енергії вітру). В розглянутих роботах практично не розглядаються питання оптимізації складу та параметрів обладнання. Крім того, недостатньо уваги приділяється дослідженню режимів роботи станцій.

У зв'язку з викладеним вище актуальною є розробка методики оптимізації структури та параметрів системи електрозабезпечення станцій підзарядки електротранспорту з використанням відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та систем накопичення енергії (СНЕ). Така методика повинна ґрунтуватися на математичних моделях та значень про наявні ресурси відновлювальної енергії.

Постановка задачі оптимізації. Вибір оптимального складу джерел та накопичувачів ЕТК є задачею нелінійного програмування. Математично задачу оптимізації можна описати виразом (1):

$$\{f_1(\vec{X}), f_2(\vec{X}), \dots, f_k(\vec{X})\} \rightarrow \min, \quad (1)$$

де:

$f_i(\vec{X})$ — цільова функція, $i \in [1, k]$;

k — число параметрів ЕТК, що оптимізуються;

\vec{X} — вектор рішення, а також нерівностями (2), що характеризують накладені обмеження:

$$g_1(\vec{X}) \leq A; \quad g_2(\vec{X}) \leq B; \quad \dots; \quad g_m(\vec{X}) \leq C, \quad (2)$$

де:

$g_i(\vec{X})$ — обмеження, задане у вигляді нерівності, $i \in [1, m]$;

m — кількість обмежень;

A, B, C — граничні значення параметрів.

Насправді, зазвичай, одні показники, які у ролі цільових функцій, можна покращити лише з погіршенням інших.

Відповідно до теорії прийняття рішень обираємо головний критерій, у той час як інші або задаються у вигляді обмежень, або отримують свої вагові коефіцієнти і вводяться до одного узагальненого критерія.

Для вирішення задачі оптимізації доцільно використати метод координатного спуску.

Критерії оптимізації. Ключові критерії оптимізації складу джерел генерації та накопичувачів електроенергії в системі електрозабезпечення зарядки електротранспорту (СЕЗЕ) можна розділити на чотири групи — економічні, технічні, екологічні та соціальні [8]. Деякі критерії оптимізації представлені у таблиці 1.

Таблиця 1. Деякі критерії оптимізації складу ЕТК

Група критеріїв	Найменування критерію і його позначення	
Економічні	Капітальні витрати	CAPEX
	Чиста приведена вартість	NPC
	Термін окупності	PB
	Вартість життєвого циклу	LCC
	Нормирована собівартість електроенергії	LCOE
Технічні	Ймовірна втрата живлення	LPSP
	Величина непокритої потужності	—
Екологічні	Викиди забруднюючих речовин	—
Соціальні	Кількість створених робочих місць	—

При виборі структури МГ визначаються наступні економічні показники. Чиста приведена вартість (NPC) — це загальні дисконтовані витрати на інвестиції, обслуговування, експлуатацію та заміну обладнання протягом усього терміну служби системи. Нормована собівартість електроенергії (LCOE) — це відношення витрат до сумарного значення електроенергії, спожитого навантаження. Термін окупності (PB) — це термін, протягом якого NPC базового і аналізованого варіантів стають рівними.

Для розробки системи енергоживлення станції зарядки електротранспорту необхідно використати відповідні математичні моделі окремих елементів та системи вцілому.

МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ДЛЯ СИНТЕЗУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗАРЯДНОЇ СТАНЦІЇ

Для розробки системи електрозабезпечення станції зарядки ЕТ з використанням ВДЕ та НЕ доцільно використати такі моделі: структурно-функціональну модель системи електрозабезпечення станції зарядки електротранспорту (СЕСЗЕТ); динамічну модель енергоресурсів СЕСЗЕТ; модель функціонування окремих елементів системи; загальну модель СЕСЗЕТ.

Структурно-функціональна модель СЕСЗЕТ наведена на рис. 1.

Вказана схема отримана в результаті аналізу структури та принципів роботи існуючих на сьогоднішній день зарядних станцій (як мережевих, так і

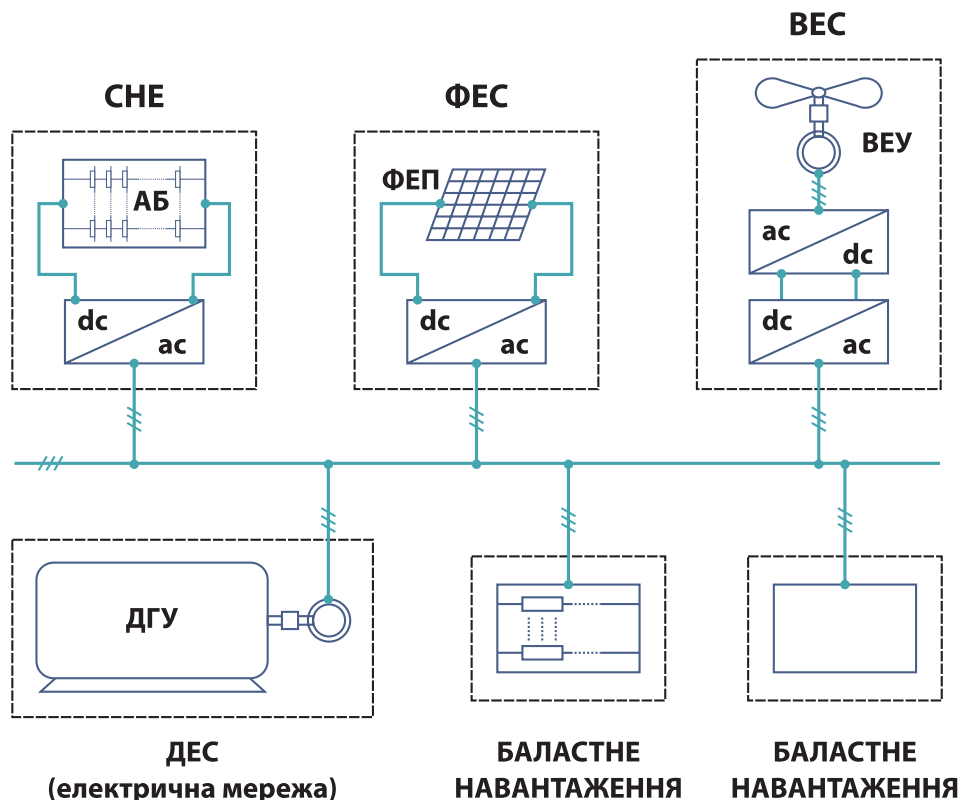


Рис. 1. Структурно-функціональна схема СЕСЗЕТ: ФЕС — фотоелектрична станція; ВЕС — вітро-електрична станція; ДЕС — дизель-електрична станція; ВЕУ — вітро-електрична установка; СНЕ — система накопичення електричної енергії; АБ — акумуляторні батареї; ФЕП — фотоелектричні перетворювачі

працюючих від ВДЕ), та актуальна для СЕСЗЕТ, що включають один із цих типів станцій підзарядки.

При складанні схеми основними генеруючими елементами прийняті установки на основі ВДЕ. Оскільки генерація електричної енергії від таких установок носить стохастичний характер, тому для забезпечення гарантованого електропостачання в схемі передбачено встановлення акумуляторних батарей та живлення від енергосистеми або дизель генератора. Наявність в системі акумуляторних батарей дозволить оптимізувати оплату за електричну енергію за рахунок накопичення енергії від ВДЕ у АБ та використання диференційованих тарифів на електричну енергію.

Для створення **ресурсної моделі** використовуються перелічені нижче елементи.

Дані про середньомісячні, середньодобові та середньогодинні значення приходу сонячного випромінювання (СВ) на горизонтальний майданчик ($R_{\Sigma}^{\downarrow}(i)$) та швидкості вітру на висоті 10 м ($V_h(i)$) за період на 1 рік представлених у відповідних базах даних метеослужб (метеорологічна база даних NASA [9], швейцарської бази даних (БД) про місцеві ресурси під назвою "Meteoform" [10] і т.д.).

Методика розрахунку сумарного знаходження сонячного випромінювання на приймальну площину, розташовану під оптимальним кутом нахилу до горизонту [11] та методика перерахунку швидкості вітру на висоті башти вітро-електричної установки (ВЕУ) [12].

Моделі окремих елементів СЕЗЕ, що відображають залежність вихідної потужності окремих установок ВДЕ від потужності вхідного (ресурсного) потоку, а також враховують технічні рішення побудови окремих установок.

Потужність виробітку ФЕС визначається за формулою (3) [11]:

$$P_{PV} = m_{PV} \cdot A_{PV} \cdot G_t \cdot \eta_{PV} (1 - P_H), \quad (3)$$

де:

- m_{PV} — кількість ФЕП;
- A_{PV} — площа ФЕП, м²;
- G_t — сумарна сонячна радіація, Вт/м²;
- η_{PV} — ККД ФЕП, %;
- P_H — коефіцієнт зниження вироблення ФЕП в результаті нагрівання, %.

Потужність виробітку ЕЕ на ВЕУ обчислюється за формулою (4) [12]:

$$P_{ВЕС} = \begin{cases} 0 & V < V_{вкл} \\ m_{ВЕУ} \cdot \eta_{ВЕУ} \cdot P_{н.ВЕУ} \left(\frac{V^3 - V_{вкл}^3}{V_{ном}^3 - V_{вкл}^3} \right) & V_{вкл} < V < V_{ном} \\ m_{ВЕУ} \cdot \eta_{ВЕУ} \cdot P_{н.ВЕУ} & V_{вкл} < V < V_{ном} \\ 0 & V > V_{вкл} \end{cases}, \quad (4)$$

де:

- $m_{ВЕУ}$ — кількість ВЕУ;
- V — фактична швидкість вітру на висоті щогли, м/с;
- $V_{вкл}$ — початкова швидкість вітру (включення ВЕУ), м/с;

$V_{відк}$ — гранична швидкість вітру (відключення ВЕУ), м/с;

$V_{ном}$ — номінальна швидкість вітру, м/с;

$P_{н.ВЕУ}$ — номінальна потужність ВЕУ, кВт;

$\eta_{ВЕУ}$ — електричний ККД ВЕУ, прийнятий рівним 0,9.

Математична модель дизель-генераторної базується на емпіричній формулі, що пов'язує витрати пального, номінальну потужність та коефіцієнт завантаження ДГУ [13]:

$$F_{ДГУ}(t) = a_1 \cdot P_{ндгу} + a_2 \cdot P_{дгу}(t), \quad (5)$$

де:

$F_{ДГУ}(t)$ — споживання ДГУ за інтервал часу t, л/год.;

$P_{ндгу}$ — номінальна потужність ДГУ, кВт;

$P_{дгу}$ — поточна потужність навантаження ДГУ кВт;

a_1, a_2 — емпіричні коефіцієнти, л/кВт·год.

СИСТЕМА НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ (СНЕ)

Оскільки при аналізі режимів роботи СЕЗЕ використовується рівняння енергетичного балансу, тому доцільно ємність, швидкість розряду та заряду АБ представити у вигляді енергетичних характеристик: ємність (А-год) перераховують в енергоемність (кВт-год), а струми розряду та заряду (А) — у потужність розряду та заряду (кВт).

Позначимо запас енергії всіх АБ СЕЗЕ на початку годинного інтервалу $W_{поч}$, а в кінці годинного інтервалу $W_{кін}$. Залежно від запасу енергії АБ $W_{поч}$ та різниці потужності навантаження та потужності вироблення ВДЕ ($P_H - P_{ФЕС} - P_{ВЕС}$) визначається величина розряду W_p або заряду W_3 АБ за інтервал. Можливі величини розряду, заряду АБ, а також значення енергії, що накопичується в АБ розраховуються за формулами, наведеними у **таблиці 2**.

Модель споживання електричної енергії базується на добових графіка попиту енергії на підзарядку акумуляторів електротранспорту і власні потреби (ВП) станцій зарядки електротранспорту, представлених в проектах ChargePoint America та The EV Project (США) впровадження інфраструктури зарядки електротранспорту [14].

На основі узагальнення даних за добу про кількість електромобілів, що обслуговуються на станціях підзарядки, розташованих в різних місцях міста і працюючих за різними розкладами (**рис. 2**), були побудовані залежності кількості електромобілів, що заряджаються, від часу доби.

Аналіз отриманих залежностей дозволив виділити такі **типи станцій підзарядки ЕТ** [14]:

- **нічна зарядна станція.** Станції цього типу передбачається розміщувати на громадських чи приватних автостоянках, розташованих неподалік житлових будинків та нічних закладів (бари, клуби та ін.). Пік попиту на підзарядку на станціях цього типу припадає на вечірньо-нічний час;
- **денна зарядна станція.** Передбачається, що станції цього типу розміщуються на громадських автостоянках неподалік муніципальних установ (поліклініки, лікарні, школи, університети та ін.), торгових центрів, зон відпочинку (парки, зоопар-

Таблиця 2. Формули для визначення параметрів АБ величини розряду у годинному інтервалі

Умова	Формула*	Опис
Розряд W_p	0	Глибина розряду максимальна або розряд не потрібен
	$W_{\text{поч}} - W_{\text{кін}}$	Розряд до мінімальної ємності
	$P_L - P_V - P_W$	Розряд не до мінімальної ємності
	$W_{\text{р.доп}}$	Розряд з максимуму до мінімуму за ємністю
Заряд W_z	0	АБ розряджена на 100% або заряд неможливий
	$W_{\text{max}} - W_{\text{поч}}$	Заряд до 100% ємності
	$P_V + P_W - P_L$	Заряд не до 100% ємності
	$W_{\text{з.доп}}$	Заряд від мінімальної ємності до максимуму ємності
Година	$W_{\text{р.доп}} = m_b \cdot W_{\text{р.ном}}$	Допустиме значення енергії, що запасає АБ за годину
Година	$W_{\text{max}} = m_b \cdot W_{1\text{max}}$	Максимальна кількість енергії (енергоємність), що запасає АБ за годину
Година	$W_{\text{min}} = m_b \cdot W_{1\text{min}} = m_b \cdot W_{\text{max}} \cdot k_{\text{min}}$	Мінімальна кількість енергії, що запасає АБ за годину
Часовий інтервал	$W_{\text{кін}} = W_{\text{поч}} - W_p + W_z$	Кількість запасеної енергії, що накопичується до кінця розглянутого часового інтервалу

* k_{min} — максимальна глибина розряду, що визначається виробником; P_L — потужність (енергія) навантаження; P_{PV} — потужність (енергія) ФЕС; P_W — потужність (енергія) ВЕУ; m_b — кількість АБ; $W_{1\text{max}}$ — максимальна енергія 1-го АБ.

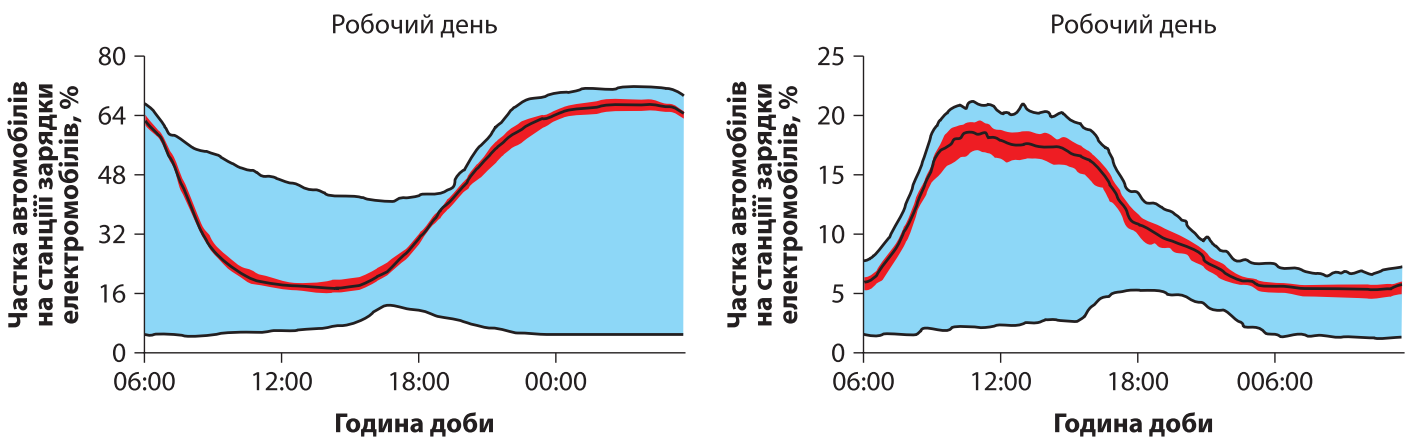


Рис. 2. Частка електромобілів, що заряджаються, на нічний (ліворуч) і денний (праворуч) зарядної станції в залежності від часу доби

ки, парки розваг та ін.), аеропортів, вокзалів і т.д. Найбільшим попит на підзарядку на цих станціях є у денний час;

- **комерційна зарядна станція.** Станції цього типу можуть входити до складу звичайних автозаправних станцій (АЗС) або розміщуватися на приватних автостоянках поблизу офісних центрів. Пік попиту на підзарядку електромобіля у цьому випадку також припадає на денний час.

На основі математичних моделей елементів СЕЗЕ сформована узагальнена математична модель СЕЗЕ, що дозволяє аналізувати режими роботи ГЕК.

Режими роботи СЕЗЕ в залежно від наявної кількості АБ ($n_{\text{АБ}}$) у складі СЕЗЕ визначаються потужністю, що споживається від мережі ($P_{\text{мер}}$).

За відсутності АБ ($n_{\text{АБ}}=0$), потужність, що споживається буде дорівнювати:

$$P_{\text{мер}}(t) = \begin{cases} P_{\text{СЗ}}(t) - P_{\text{ВДЕ}}(t) \cdot \eta_{\text{пер}} \cdot \eta_{\text{інв}} & \text{при } \frac{P_{\text{СЗ}}(t)}{\eta_{\text{інв}}} > P_{\text{ВДЕ}}(t) \cdot \eta_{\text{пер}}; \\ 0 & \text{при } \frac{P_{\text{СЗ}}(t)}{\eta_{\text{інв}}} \leq P_{\text{ВДЕ}}(t) \cdot \eta_{\text{пер}} \end{cases} \quad (6)$$

де:

- $P_{\text{СЗ}}$ — потужність навантаження станції зарядки ЕТ;
- $P_{\text{ВДЕ}}$ — потужність, отримана від ВДЕ;
- $\eta_{\text{пер}}$ — ККД перетворювача;
- $\eta_{\text{інв}}$ — ККД інвертора.

За наявності АБ ($n_{\text{АБ}} > 0$), потужність із мережі буде визначатися наступним чином:

- у випадку, коли потужність ВДЕ є недостатньою для забезпечення балансу потужності в системі, тобто коли виконується умова

тоді:
$$\frac{P_{C3}(t)}{\eta_{інв}} > P_{ВДЕ}(t) \cdot \eta_{пер}, \quad (7)$$

$$P_{мер}(t) = \begin{cases} 0 & \text{при } P_{АКБ}^{розр} \geq \frac{P_{C3}(t)}{\eta_{інв}} - P_{ВДЕ}(t) \cdot \eta_{пер} \\ P_{C3}(t) - (P_{ВДЕ}(t) \cdot \eta_{пер} + P_{АКБ}^{розр}(t) \cdot \eta_{інв}) & \text{при } P_{АКБ}^{розр} \leq \frac{P_{C3}(t)}{\eta_{інв}} \\ -P_{ВДЕ}(t) \cdot \eta_{пер} & \end{cases} \quad (8)$$

де: $P_{АКБ}^{розр}$ — потужність, яку може видати АБ (розраховується на основі потужність АБ для різних станів його зарядки);

- у випадку, коли потужність ВДЕ є достатньою для забезпечення балансу потужності в системі, тобто коли виконується умова

$$\frac{P_{C3}(t)}{\eta_{інв}} \leq P_{ВДЕ} \cdot \eta_{пер}, \quad (9)$$

тоді
$$P_{мер}(t) = 0. \quad (10)$$

ВИБІР РЕЖИМІВ РОБОТИ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Під час вирішення завдання оптимізації складу розподілених джерел енергії необхідно враховувати особливості алгоритмів управління елементами МГ. Це дозволяє встановити величину потужності, що генерує окремий елемент системи.

Алгоритми керування ВЕС та ФЕС для автономних ЕТК, що включають ДГУ, як правило, є схожими. Основна ідея керування полягає у тому, що з метою зниження витрат на електропостачання доцільно використати максимум можливої енергії, що виробляється ВДЕ. При виникненні надлишку електроенергії від ВДЕ навіть при відключенні енергоустановок, що працюють на викопному паливі, і вичерпання можливостей з накопичення енергії в СНЕ і збільшення потужності споживання за рахунок управління попитом на електроенергію, необхідно зменшити потужність генерації ВДЕ.

Алгоритм керування ДГУ. Приймаємо стратегію керування ДГУ різної встановленої потужності [15]. Перемикання ДГУ відбувається при досягненні потужністю навантаження величини, при якій питомі витрати пального до перемикання та після нього рівні.

Алгоритм керування АБ [16] передбачає, що розряд АБ відбувається за недостатньої потужності ВДЕ, а заряд — при перевищенні потужністю ВДЕ потужності електричного навантаження.

У цьому режимі забезпечується економія ДП при помірній кількості циклів заряду-розряду АБ. Слід зазначити, що стратегія керування АБ може передбачати заряд АБ не лише від ВДЕ, але й від інших джерел, наприклад, ДЕС або електричної мережі.

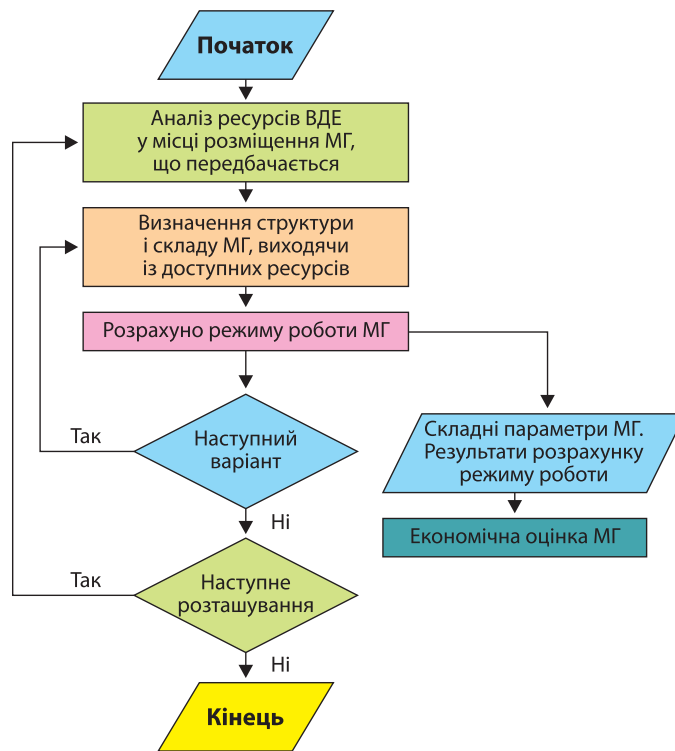


Рис. 3. Алгоритм вибору структури та параметрів МГ

Відповідно за допомогою в представлених математичних моделях визначається склад обладнання СЕЗЕ та проводяться розрахунки режимів роботи ДЕК та оцінки їх економічної ефективності. У цілому узагальнений процес розрахунку режимів роботи СЕЗЕ та його економічних показників можна представити за допомогою узагальненої блок-схеми (рис. 3).

Згідно з представлення алгоритмом було проведено розрахунок режимів роботи декількох СЕЗЕ з різним складом обладнання. Отримані результати дозволили оцінити вплив складу обладнання комплексу на енергоспоживання з мережі або вироблення дизельних електростанцій (ДЕС).

На рис. 4 представлені залежності, що відображають зміну енергоспоживання від мережі в залежності від типу та кількості генеруючих установок відновлюваної енергетики, кількості акумуляторних батарей і типу зарядної станції.

Ефективність кожного із розглянутих варіантів СЕЗЕ проводилася за допомогою економічних критеріїв, що представлені в таблиці 1. Під час дослідження СЕЗЕ, що мають підключення до електричної мережі, змінювалися тарифи на електроенергію від мережі, а для автономних СЕЗЕ змінювалася вартість дизельного палива. В результаті виявилось, що ефективність СЕЗЕ на основі ВДЕ в значній мірі залежить від тарифів на електричну енергію та вартості обладнання ВДЕ. Зокрема, встановлено, що комплекси на основі ВДЕ будуть більш ефективніші, ніж СЕЗЕ, що працюють лише від мережі, за умови, що тарифи на електроенергію зростуть більш ніж у 2 рази.

В той же час, за результатами розрахунків було встановлено, що автономні СЕЗЕ з живленням від вітроелектростанцій (ВЕС) можуть скласти конку-

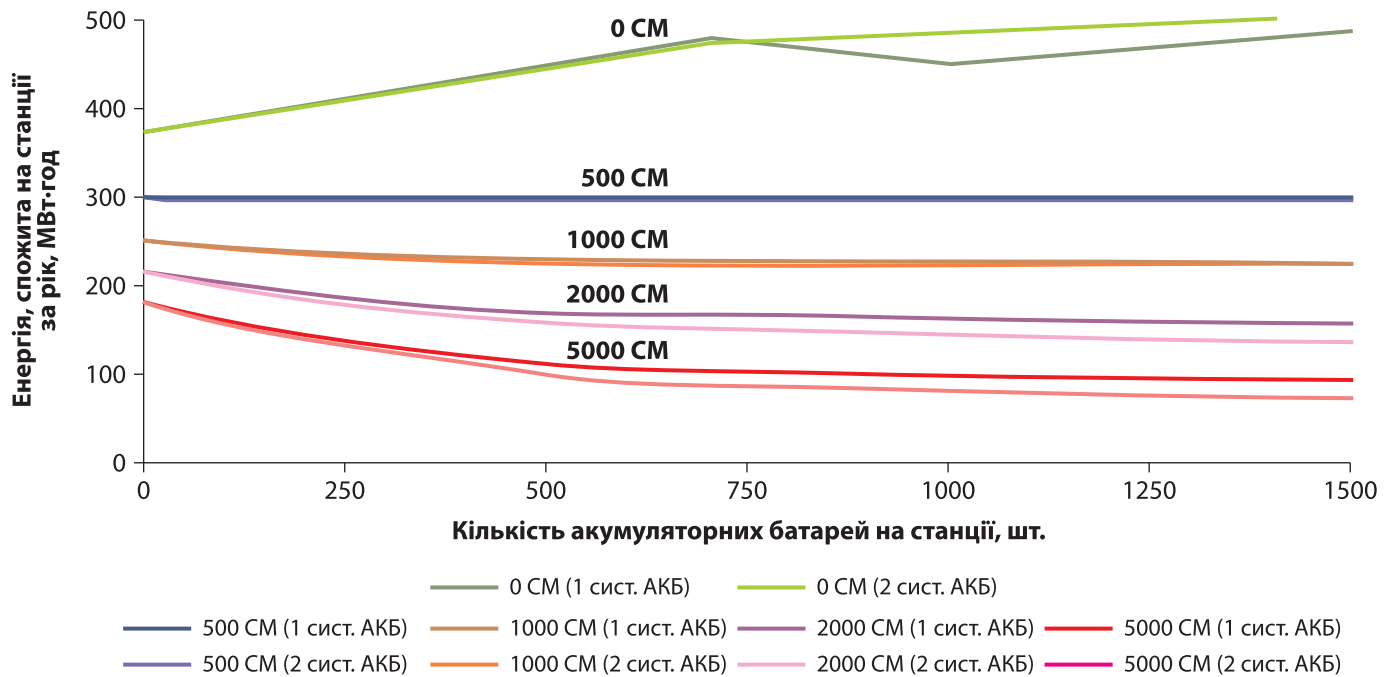


Рис. 4. Залежність енергії, споживаної комплексом з електричної мережі протягом року, від кількості сонячних модулів та АКБ (СЕЗЕ із денною станцією зарядки ЕТ з двома системами накопичення енергії)

ренцію ДЕК, енергопостачання яких здійснюється тільки від ДЕС, і навіть бути більшим ефективні.

ВИСНОВКИ

Особливості процесу зарядки електромобілів, великі відмінності в потужностях зарядних станцій, нерівномірність електричного навантаження протягом доби, обумовлюють при розробці системи електропостачання станцій зарядки необхідність використання накопичувачів енергії та відновлювальних джерел енергії.

Розроблена математична модель СЕЗЕ, що включає в себе генеруючі електроустановки на

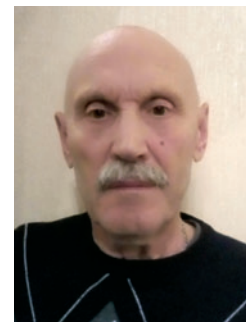
основі сонячної та вітрової енергії, типові АБ або АБ електромобілів та зарядні станції з резервуванням енергопостачання від електричної мережі чи ДЕС, що дозволяє проводити вирішення оптимізаційної задачі вибору джерел живлення та накопичувачів енергії.

Запропонована методика визначення оптимальної структури СЕЗЕ на основі станцій підзарядки ЕТ та ВДЕ, що дозволяє оцінювати ефективність використання ВДЕ та СНЕ при визначенні місць розміщення станцій зарядки ЕТ за допомогою геоінформаційних систем при заданих значеннях ресурсів ВДЕ.

ЛІТЕРАТУРА

- Urban J., Bruckmann M., Welsch A. Evaluation of Solar DC/DC Charging Concepts in Off-Grid Operation // HS Regensburg. 2012.
- Будько В.І. Аналіз доцільності впровадження зарядних станцій електромобілів на основі відновлюваних джерел енергії в Україні / В.І. Будько // Відновлювана енергетика. — 2016. — № 4. — С. 32–41.
- Patten J., Christensen N., Srivastava S., Nola G. Wind Charged Plug-In Hybrid Electric Vehicle // Green Manufacturing Research Journal. 2011.
- Grove-Smith J. Charging Station for Electric Vehicles // Nordic Folkecenter for Renewable Energy. 2008.
- Tatar F. Experiment Station to Observe the Solar Charge Station Behavior for a Year Period // Izmir Institute of Technology. 2003.
- Будько В.І. Розроблення математичної моделі роботи автономної зарядної станції електромобілів від вітроелектричних установок / В.І. Будько // Відновлювана енергетика. — 2017. — № 3. — С. 6–13.
- Павлов В.Б. Особливості роботи автономних зарядних станцій електромобілів з використанням вітроелектричних установок та буферних акумуляторів енергії / В.Б. Павлов, С.О. Кудря, В.І. Будько, В.М. Кириленко, В.Ю. Іванчук // Технічна електродинаміка. — 2019. — № 4. — С. 70–76.
- Rivera-Niquepa J.D. Planning stand-alone electricity generation systems, a multiple objective optimization and fuzzy decision making approach / J.D. Rivera-Niquepa, P.M. De Oliveira-De Jesus, J.C. Castro-Galeano, D. Hernández-Torres // Heliyon. — 2020. — 6 (3).
- Метеорологічна база даних NASA: [Електронний ресурс] // URL: <http://eosweb.larc.nasa.gov>
- Метеорологічна база даних "Meteonorm": [Електронний ресурс] // URL: <http://meteonorm.com>
- Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: підручник / С.О. Кудря. — Київ: Національний технічний університет України "КПІ", 2012. — 495 с.
- Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець, Н. Нойбергер, Д. Ципленков. М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. — Д.: НГУ, 2015. — 335 с.
- Dufo-López R. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage / R. Dufo-López, J.L. Bernal-Agustín, J.M. Yusta-Loyo, et al. // Applied Energy. — 2011. — Vol. 88. — P. 4033–4041.
- EV Project Electric Vehicle Charging Infrastructure Summary Report // Idaho National Laboratory and ECOTality North America, 2012.
- Shayeghi H. Optimal management of renewable energy sources considering split-diesel and dump energy / H. Shayeghi, S. Asefi, E. Shahryari, R. Dadkhah Dolatabad // International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering. — 2018. — Vol. 34 (1). — P. 34–40.
- Zhukovskiy Y.L. Energy demand side management in stand-alone power supply system with renewable energy sources / Y.L. Zhukovskiy, A.Y. Lavrik, A.D. Buldysko // Journal of Physics: Conference Series. — 2021. — 1753.

SAGFIGHTER™ UST (США) — 3-ФАЗНИЙ КОМПЕНСАТОР ПРОВАЛІВ НАПРУГИ (використання та технічні характеристики)



В.П. Михайлов,
директор
ТОВ Фірма
"Тесса"



ВСТУП

Провал напруги — це падіння нижче 90% середньоквадратичного значення напруги в системі живлення протягом часу від циклу змінної напруги до хвилини. Максимальна тривалість провалів не є загальноприйнятою. Тут використовується одна хвилина. Але вони зустрічаються набагато частіше, ніж перерви, і можуть пошкодити багато типів промислового обладнання та процесів. Провал напруги тривалістю лише 100 мілісекунд може призвести до зупинки обладнання у виробничому процесі, що призведе до годин простою та втрати прибутку.

Найпоширенішим джерелом провалів напруги є коротке замикання в системі передачі та розподілу. У багатьох областях ці події пов'язані з погодою, а кількість провалів напруги коливається сезонно. Запуск великого асинхронного двигуна,

навіть за милі, може спричинити падіння напруги, яке поширюється по мережі. Провали напруги за своєю природою важко передбачити і неможливо повністю пом'якшити за допомогою конструкції системи розподілу.

У цій статті представлено аналітичний опис різних типів провалів з фактичними та розрахованими даними про продуктивність **SagFighter™** від **UST**.

СИСТЕМА РОЗПОДІЛУ

Несправності короткого замикання можуть виникати по всій розподільній системі при передачі, розподілі або на об'єктах споживача. Через взаємопов'язаний характер мережі несправності на будь-якому з цих рівнів у системі розподілу впливають на навантаження споживачів. Тривалість цих провалів залежить від того, як швидко захист ланцюга може усунути несправності. Деякі характеристики провалів напруги та пов'язані з ними проблеми були визначені експертами з цього питання, використовуючи терміни, які відповідають галузевим стандартам, які описані в посібнику, доступному в IEEE. 1.

Розглянемо систему розподілу, показану на **рис. 1**. Клієнт, позначений як "А", використовує електроенергію на 480 В/277 В. Показано п'ять різних несправностей, позначених від 1 до 5 при різних напругах по всій мережі, які впливають на навантаження для клієнта "А". Важкість визначається імпедансом від споживача "А" до джерела або генерації (Z_1) і імпедансом від споживача "А" до несправності (Z_2). Це проілюстровано на **рис. 2**. Імпеданси в першу чергу

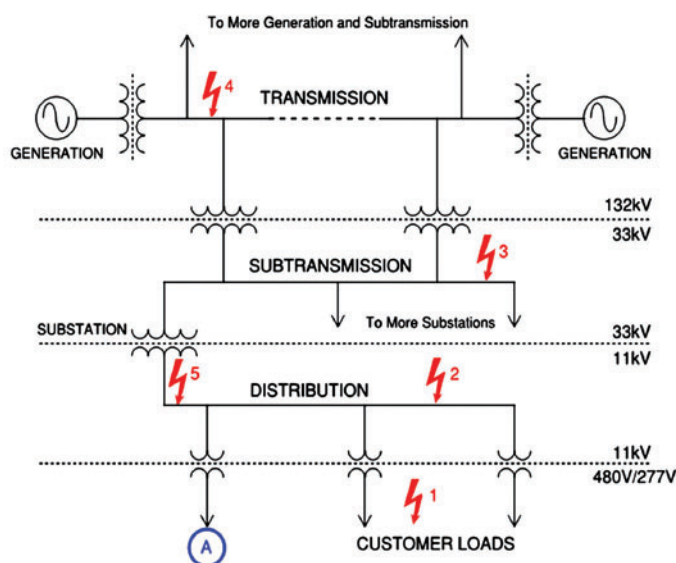


Рис. 1. Приклад системи розподілу, навантаження споживача та несправності



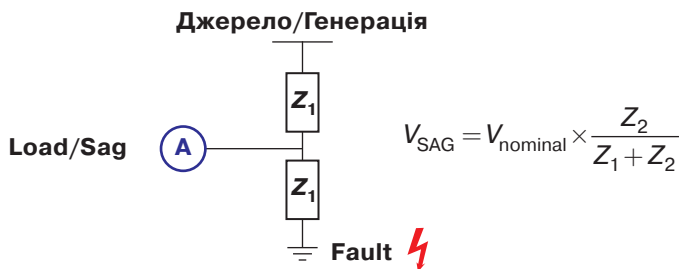


Рис. 2. Розрахунок величини провалу

визначаються розподільними трансформаторами та довжиною ліній передачі. Нижчий опір між несправністю та навантаженням призведе до більш глибокого провалу. Для несправностей №1-4 очікується, що клієнт “А” буде відчувати перепади напруги різного ступеня. Якщо вина є безпосередньо між джерелом і навантаженням, наприклад несправність № 5, ймовірно, буде перерва, коли захисні пристрої усувають несправність.

ВИДИ ПРОВАЛІВ НАПРУГИ

Більшість об’єктів і промислових навантажень підключені до системи розподілу Постачальника через трикутник-зірка понижуючий трансформатор. Розподільна система являє собою високовольтну трипровідну мережу трикутник, але коли її виводять на об’єкт, для використання створюється низьковольтна чотирипровідна система з нейтраллю. Це показано нижче на рис. 3 і 4.

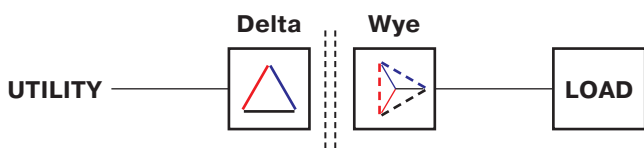


Рис. 3. Підключення навантаження через трансформатор трикутник-зірка

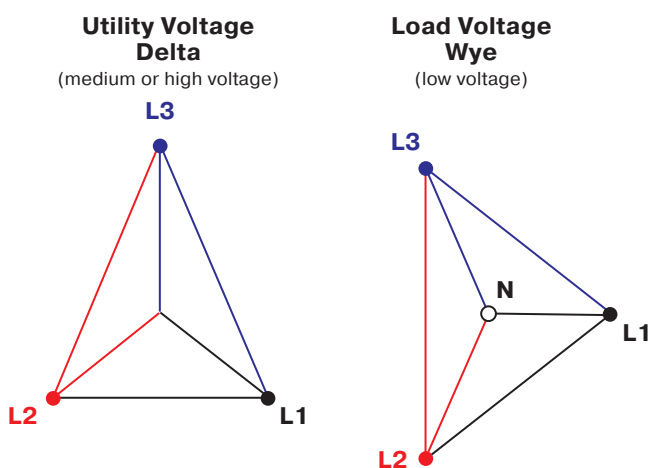


Рис. 4. Векторне подання напруг через трансформатор “трикутник-зірка”

Розрізняють три типи провалів: **однофазний**; **двофазний**; **трифазний**.

■ **Однофазні провали напруги.** Під час одиначного замикання “лінії на землю” у Постачальника відбуватимуться провали однофазної мережі.

На рис. 5 показано векторне зображення 50% однофазного провалу на L3 у Постачальника та результуючі вектори на вході до навантажувального обладнання. Таблиця 1 визначає величини однофазних провалів напруг в системі.

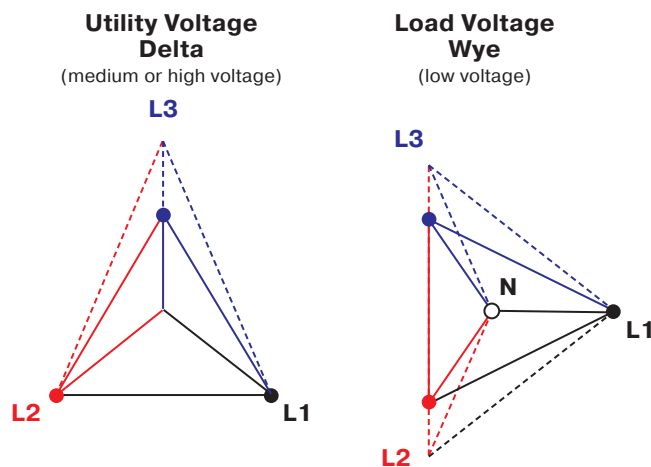


Рис. 5. Векторне зображення 50% однофазного провалу на L3

Суцільні лінії представляють напругу під час несправності, а пунктирні лінії представляють ідеальні номінальні напруги.

Як показано в таблиці 1, КЗ однофазної мережі вплине на вхідну потужність наступним чином:

- напруга від мережі до землі: одна постраждала, дві не постраждали;
- напруга від мережі до лінії: дві постраждали, на одну не вплинула;
- навантаження вхідної лінії до нейтралі: дві уражені, одна не вражена;
- навантаження вхідної лінії до лінійної напруги: вплив на всі три.

■ **Двофазні провали напруги.** Двофазні провали відбуватимуться під час замикання від лінії до лінії або замикання двох ліній на землю.

На рис. 6 зображено векторне зображення 40% двофазного провалу (60% залишкової напруги) в мережі та результуючі вектори на вході навантажу-

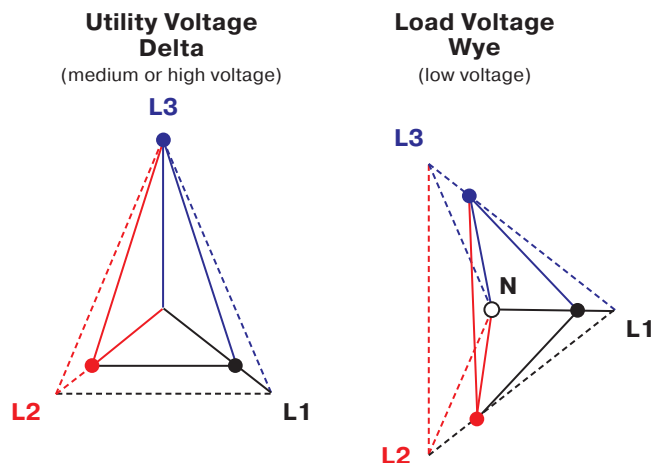


Рис. 6. Векторне зображення 40% двофазного провалу (60% залишилося) на L1 і L2

Таблиця 1. Вхідні напруги мережі та навантаження для однофазних провалів

Мережа		Мережа		Вхід навантаження		Вхід навантаження	
Лінія-земля		Лінія-лінія		Лінія-нейтраль		Лінія-лінія	
L3-G	L1-G, L2-G	L2-L3, L3-L1	L1-L2	L2-N, L3-N	L1-N	L2-L3	L3-L1, L1-L2
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
90%	100%	95%	100%	95%	100%	93%	98%
80%	100%	90%	100%	90%	100%	87%	97%
70%	100%	85%	100%	85%	100%	80%	95%
60%	100%	81%	100%	81%	100%	73%	94%
50%	100%	76%	100%	76%	100%	67%	93%
40%	100%	72%	100%	72%	100%	60%	92%
30%	100%	68%	100%	68%	100%	53%	91%
20%	100%	64%	100%	64%	100%	47%	90%
10%	100%	61%	100%	61%	100%	40%	89%
0%	100%	58%	100%	58%	100%	33%	88%

Таблиця 2. Вхідні напруги мережі та навантаження для двофазних провалів

Мережа		Мережа		Вхід навантаження		Вхід навантаження	
Лінія-земля		Лінія-лінія		Лінія-нейтраль		Лінія-лінія	
L1-G, L2-G	L3-G	L1-L2	L2-L3, L3-L1	L1-N	L2-N, L3-N	L3-L1, L1-L2	L2-L3
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
90%	100%	90%	95%	90%	95%	92%	97%
80%	100%	80%	90%	80%	90%	84%	93%
70%	100%	70%	85%	70%	85%	75%	90%
60%	100%	60%	81%	60%	81%	68%	87%
50%	100%	50%	76%	50%	76%	60%	83%
40%	100%	40%	72%	40%	72%	53%	80%
30%	100%	30%	68%	30%	68%	46%	77%
20%	100%	20%	64%	20%	64%	41%	73%
10%	100%	10%	61%	10%	61%	36%	70%
0%	100%	0%	58%	0%	58%	33%	67%

вального обладнання. **Таблиця 2** визначає величини провалу для двофазної напруги в системі.

Як показано в **таблиці 2**, КЗ двофазної мережі вплине на вхідну потужність наступним чином:

- напруга електричної мережі до землі: дві уражені, одна не постраждала;
- напруга від мережі до лінії: всі три постраждали;
- навантаження вхідної лінії на нейтральну напругу: всі три вражені;
- навантаження вхідної лінії до лінійної напруги: вплинули всі три.

■ **Трифазні провали напруги.** Трифазні провали відбуватимуться під час збалансованого КЗ на всіх трьох лініях.

На **рис. 7** показано векторне відображення 40% трифазного провалу (60% залишкової напруги) в мережі та результуючі вектори на вході навантажувального обладнання. **Таблиця 3** визначає величини провалу для трифазної напруги в системі. Зауважте, що на відміну від однофазних і двофазних провалів, трифазні провали збалансовані по всій системі

Як показано в **таблиці 3**, КЗ трифазної мережі вплине на вхідну потужність наступним чином:

- напруга електричної мережі до землі: вражені всі три;

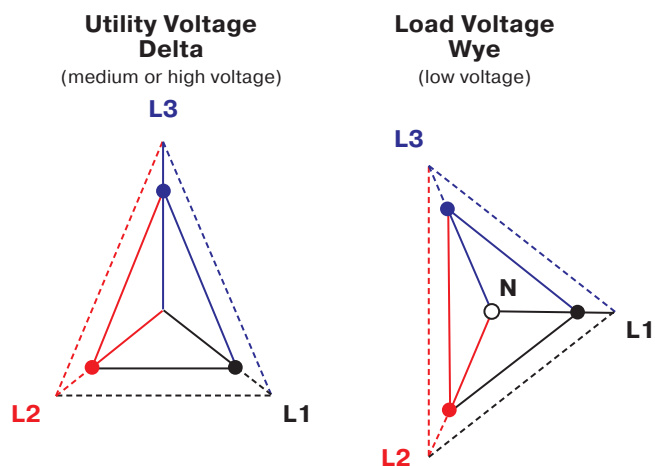


Рис. 7. Векторне зображення 40% трифазного провалу (60% залишилося) на L1, L2, L3

- напруга від мережі до лінії: всі три постраждали;
- навантаження вхідної лінії до нейтральної напруги: всі три вплинули;
- навантаження вхідної лінії до лінійної напруги: вплив на всі три.

Таблиця 3. Вхідні напруги мережі та навантаження для трифазних провалів

Мережа		Мережа		Вхід навантаження		Вхід навантаження	
Лінія-земля		Лінія-лінія		Лінія-нейтраль		Лінія-лінія	
L1-G, L2-G	L3-G	L1-L2	L2-L3, L3-L1	L1-N	L2-N, L3-N	L3-L1, L1-L2	L2-L3
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
90%	100%	90%	95%	90%	95%	92%	97%
80%	100%	80%	90%	80%	90%	84%	93%
70%	100%	70%	85%	70%	85%	75%	90%
60%	100%	60%	81%	60%	81%	68%	87%
50%	100%	50%	76%	50%	76%	60%	83%
40%	100%	40%	72%	40%	72%	53%	80%
30%	100%	30%	68%	30%	68%	46%	77%
20%	100%	20%	64%	20%	64%	41%	73%
10%	100%	10%	61%	10%	61%	36%	70%
0%	100%	0%	58%	0%	58%	33%	67%

МОНІТОРИНГ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Для всіх трьох типів провалів (однофазний, двофазний і трифазний) вплив на навантажувальне обладнання буде спостерігатися на всіх трьох напругах лінія-лінія та всіх трьох напругах лінія-нейтраль. Хоча замикання між фазами і землею є найбільш поширеними, реальні провали є динамічними і можуть проявляти характеристики всіх трьох типів провалів. Обладнання для моніторингу якості електроенергії зазвичай підсумовує події провалу за величиною кожної фази та тривалістю події. Більш уважний огляд даних форм сигналу часто показує, що складність провалів перевищує таку обмежену характеристику. Ось чому важливо, щоб обладнання для пом'якшення провалів напруги, таке як UST SagFighter, могло впоратися з усіма цими ситуаціями.

Складну природу реальних провалів можна побачити на **рис. 8**. Ця подія починається як однофазний КЗ протягом трьох циклів, переходить до двофазного провалу протягом дев'яти циклів і закінчується трифазним провалом протягом п'яти циклів.

Підсумок моніторингу якості електроенергії такого типу події зазвичай вказує лише на те, що глибина провалу приблизно на 50% відбулася на всіх трьох фазах протягом 17 циклів. Порівнюючи це з формою сигналу на **рис. 8**, стає зрозуміло, що система моніторингу якості є надмірним спрощенням справжньої природи події падіння напруги.

ОДНОФАЗНА КОМПЕНСАЦІЯ ПРОВАЛУ

Наведені нижче малюнки та таблиця демонструють реакцію SagFighter при виникненні однофазного замикання лінії на землю в енергосистемі. **Рис. 9** ілюструє, як 50% замикання "лінія-земля" в мережі вплине на живлення, що надходить до SagFighter, і як вихідна напруга SagFighter буде виправлена на вхід обладнання навантаження. **Таблиця 4** визначає величини провалів однофазної напруги в системі та типовий вихід SagFighter на вхід обладнання для навантаження. Ці значення мають допуск ±5%.

■ **1-фазна компенсація SagFighter.** **Рисунки 10** ілюструє типову реакцію SagFighter на основі провалів однофазної мережі. Значення осі x засно-

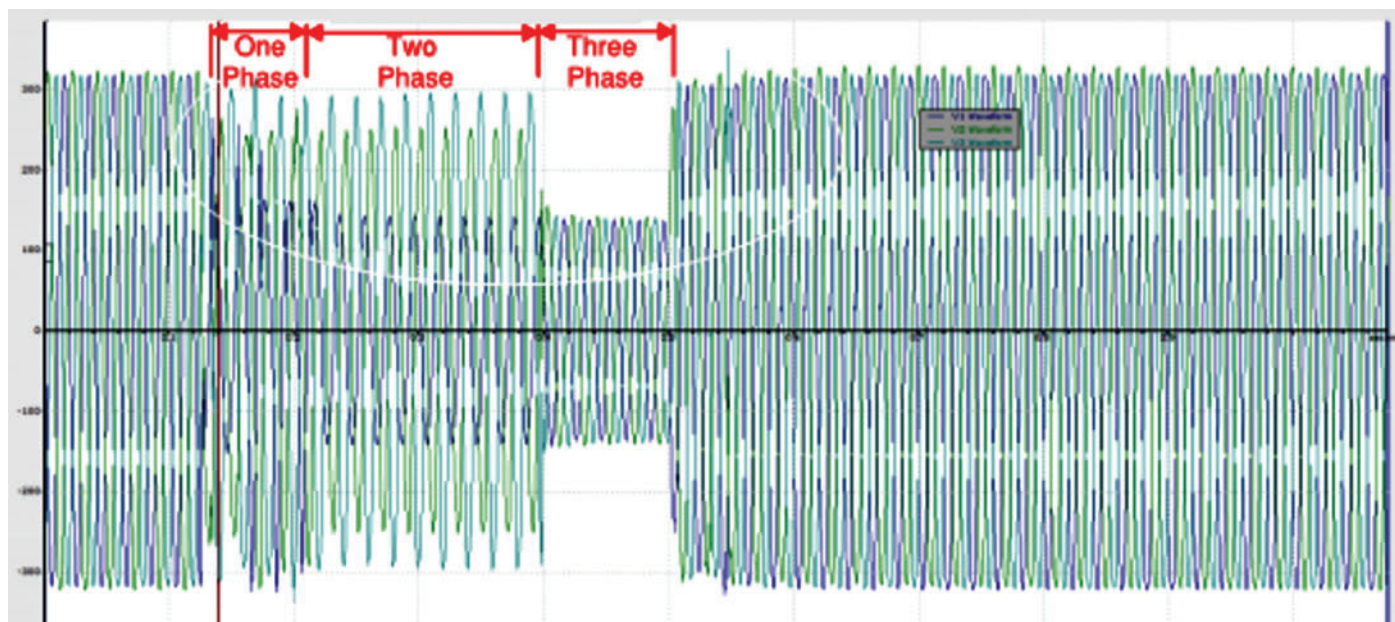


Рис. 8. Реальні дані про провали, які показують одно-, дво- та трифазні провали в одній події

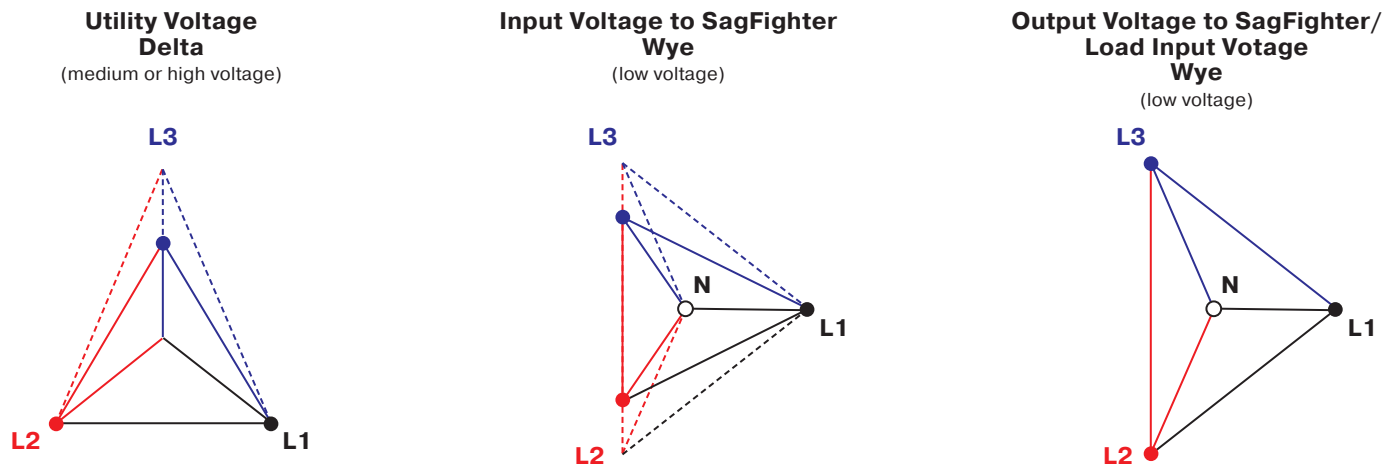


Рис. 9. Векторне відображення 50% однофазного провалу на L3 з компенсацією SagFighter

Таблиця 4. Вхідна напруга мережі, SagFighter та вихідна/навантажувальна напруга SagFighter для провалів однофазної мережі на L3

Мережа		Мережа		Вхід в SagFighter		Вхід в SagFighter		Вихід з SagFighter/ вхід навантаж.		Вихід з SagFighter/ вхід навантаж.	
Лінія-земля		Лінія-лінія		Лінія-нейтраль		Лінія-лінія		Лінія-нейтраль		Лінія-лінія	
L3-G	L1-G, L2-G	L2-L3, L3-L1	L1-L2	L2-N, L3-N	L1-N	L2-L3	L3-L1, L1-L2	L2-N, L3-N	L1-N	L2-L3	L3-L1, L1-L2
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
90%	100%	95%	100%	95%	100%	93%	98%	95%	100%	93%	98%
80%	100%	90%	100%	90%	100%	87%	97%	100%	100%	100%	100%
70%	100%	85%	100%	85%	100%	80%	95%	100%	100%	100%	100%
60%	100%	81%	100%	81%	100%	73%	94%	100%	100%	100%	100%
50%	100%	76%	100%	76%	100%	67%	93%	100%	100%	100%	100%
40%	100%	72%	100%	72%	100%	60%	92%	100%	100%	100%	100%
30%	100%	68%	100%	68%	100%	53%	91%	100%	100%	100%	100%
20%	100%	64%	100%	64%	100%	47%	90%	98%	100%	97%	99%
10%	100%	61%	100%	61%	100%	40%	89%	93%	100%	91%	97%
0%	100%	58%	100%	58%	100%	33%	88%	89%	100%	85%	95%

Примітка. — провали напруги; — провал відсутній; — виправлений до ±5%; — виправлений від -5% до -10%; — компенс. нижче -10%.

вані на залишковій напрузі однофазного провалу в мережі, лінія-земля. Світло-червона лінія вказує на дві міжрядкові вхідні напруги для SagFighter на L1-L2 і L3-L1; темно-червона лінія вказує міжлінійну вхідну напругу для SagFighter на L2-L3. Виправлені міжрядкові вихідні напруги SagFighter позначаються синіми лініями. Зелена заштрихована область представляє ±5% номінальної напруги, а представлені значення мають допуск ±5%.

2-фазна компенсація провалу напруги.

Наведені нижче малюнки та таблиця демонструють реакцію SagFighter у разі виникнення двофазного замикання “лінія-лінія-земля” в енергосистемі. Рисунок 11 ілюструє, як 40% замикання лінія-лінія-земля в енергосистемі (60% напруги, що залишилася) вплине на вхідне живлення SagFighter і як вихідна напруга SagFighter буде виправлена на вхід пристрою навантажувати обладнання. Таблиця 5 визначає величини провалів двофазної напруги в системі та типовий вихід SagFighter на вхід навантажувального обладнання. Ці значення мають допуск ±5%.

Однофазна компенсація провалу SagFighter

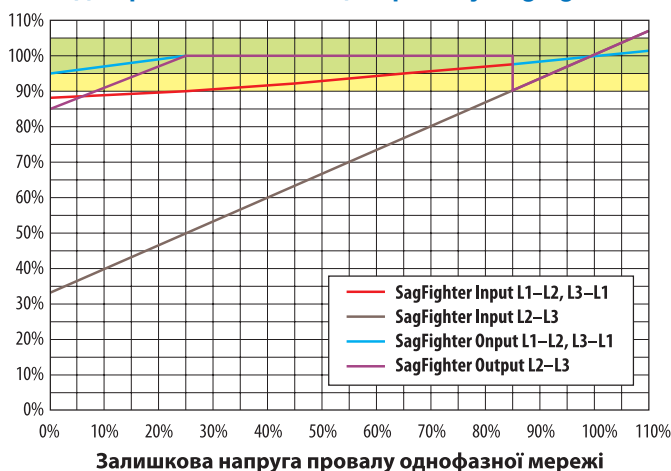


Рис. 10. Вхідні та вихідні напруги SagFighter для провалів однофазної мережі на L3. Зелена заштрихована область вказує ±5% від номінальної напруги. Жовта заштрихована область вказує на -10% номінальної напруги, нижній кінець допуску для більшості навантажувального обладнання. SagFighter виправляє до 100 секунд

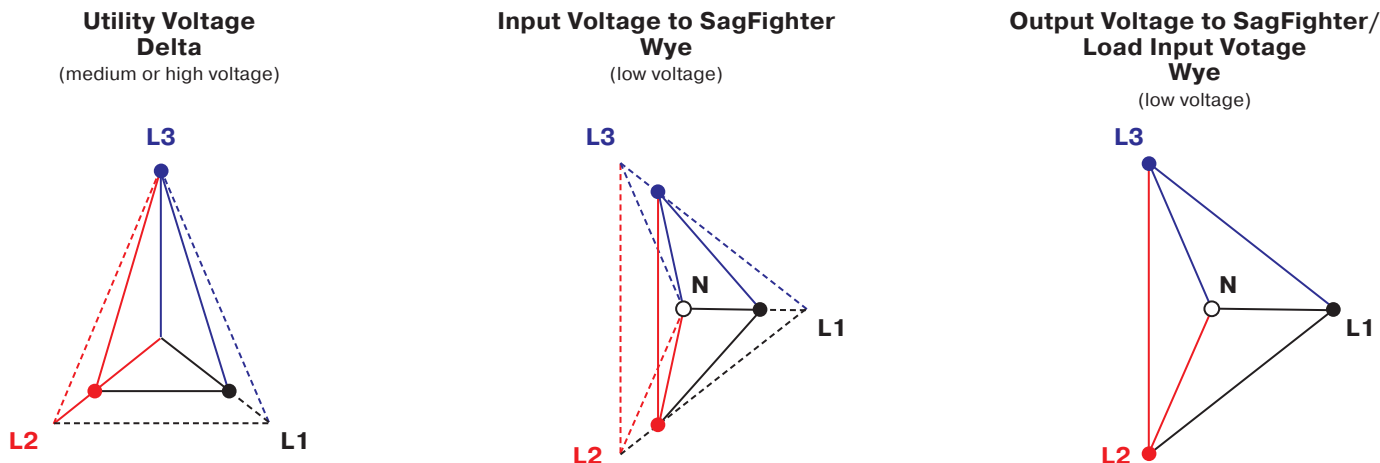


Рис. 11. Векторне представлення 40% двофазного провалу (60% залишилося) на L2 і L1 з компенсацією SagFighter

Таблиця 5. Вхідна напруга мережі, SagFighter та вихідна/навантажувальна напруга SagFighter для двофазних провалів на L1 та L2

Мережа		Мережа		Вхід в SagFighter		Вхід в SagFighter		Вихід з SagFighter/ вхід навантаж.		Вихід з SagFighter/ вхід навантаж.	
Лінія-земля		Лінія-лінія		Лінія-нейтраль		Лінія-лінія		Лінія-нейтраль		Лінія-лінія	
L1-G, L2-G	L3-G	L1-L2	L2-L3, L3-L1	L1-N	L2-N, L3-N	L3-L1, L1-L2	L2-L3	L1-N	L2-N, L3-N	L3-L1, L1-L2	L2-L3
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
90%	100%	90%	95%	90%	95%	92%	97%	90%	95%	92%	97%
80%	100%	80%	90%	80%	90%	84%	93%	100%	100%	100%	100%
70%	100%	70%	85%	70%	85%	75%	90%	100%	100%	100%	100%
60%	100%	60%	81%	60%	81%	68%	87%	100%	100%	100%	100%
50%	100%	50%	76%	50%	76%	60%	83%	94%	100%	95%	100%
40%	100%	40%	72%	40%	72%	53%	80%	84%	97%	85%	97%
30%	100%	30%	68%	30%	68%	46%	77%	73%	93%	75%	93%
20%	100%	20%	64%	20%	64%	41%	73%	60%	90%	67%	90%
10%	100%	10%	61%	10%	61%	36%	70%	47%	86%	58%	86%
0%	100%	0%	58%	0%	58%	33%	67%	33%	83%	50%	83%

Примітка. — провали напруги; — провал відсутній; — виправлений до $\pm 5\%$; — виправлений від -5% до -10% ; — компенс. нижче -10% .

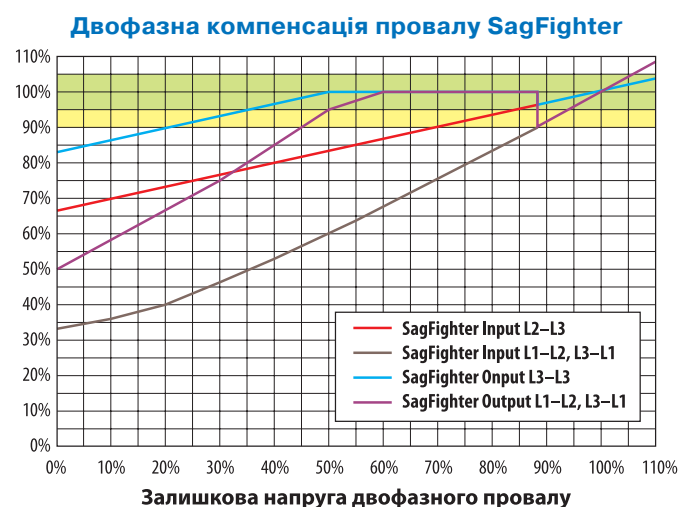


Рис. 12. Вхідні та вихідні напруги SagFighter для провалів однофазної мережі на L1 і L2. Зелена заштрихована область вказує $\pm 5\%$ від номінальної напруги. Жовта заштрихована область вказує на -10% номінальної напруги, нижній кінець допуску для більшості навантажувального обладнання. SagFighter виправляє протягом до 100 секунд.

Рисунок 12 ілюструє типову компенсацію SagFighter, засновану на двофазних провалах. Значення по осі x засновані на двофазному падінні напруги, що залишилася в мережі, лінія-земля для L1 і L2. Світло-червона лінія вказує міжлінійну вхідну напругу для SagFighter на L2-L3; темно-червона лінія вказує на дві міжрядкові вхідні напруги для SagFighter на L1-L2 і L3-L1. Виправлені міжрядкові вихідні напруги SagFighter позначаються синіми лініями. Зелена заштрихована область представляє $\pm 5\%$ номінальної напруги, а представлені значення мають допуск $\pm 5\%$.

3-фазна компенсація провалу напруги.

Наведені нижче малюнки та таблиця демонструють компенсацію SagFighter при виникненні трифазної КЗ в мережі. Рисунок 13 ілюструє, як 40% трифазного КЗ в мережі (60% напруги, що залишилася) вплине на вхідне живлення SagFighter і як вихідна напруга SagFighter буде виправлена на вхід обладнання навантаження. Таблиця 6 визначає величини провалів трифазної напруги в системі та типовий вихід SagFighter на вхід навантажувального

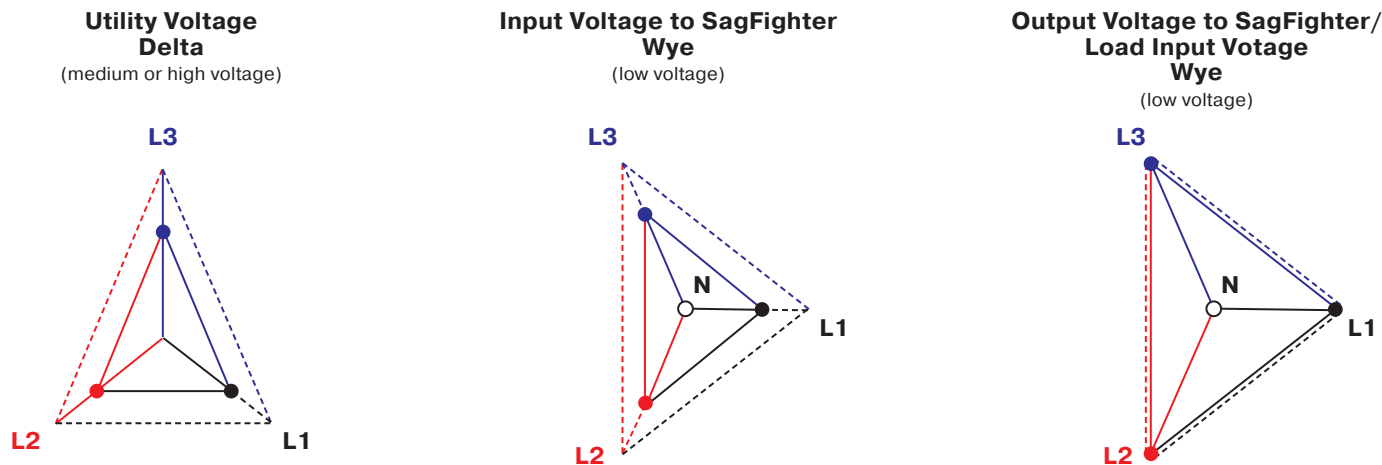


Рис. 13. Векторне представлення 40% трифазного провалу (60% залишилося) з компенсацією SagFighter

Таблиця 6. Вхід в мережі та SagFighter і вихід/навантаження SagFighter вхідної напруги для провалів трифазних мереж

Мережа	Мережа	Вхід SagFighter	Вхід SagFighter	Вихід SagFighter / Вхід навантаж.	Вихід SagFighter Вхід навантаж.
L1-G, L2-G, L3-G	L1-L2, L2-L3, L3-L1	L1-N, L2-N, L3-N	L1-L2, L2-L3, L3-L1	L1-N, L2-N, L3-N	L1-L2, L2-L3, L3-L1
100%	100%	100%	100%	100%	100%
90%	90%	90%	90%	90%	90%
80%	80%	80%	80%	100%	100%
70%	70%	70%	70%	100%	100%
60%	60%	60%	60%	95%	95%
50%	50%	50%	50%	80%	80%
40%	40%	40%	40%	40%	40%
30%	30%	30%	30%	30%	30%
20%	20%	20%	20%	20%	20%
10%	10%	10%	10%	10%	10%
0%	0%	0%	0%	0%	0%

Примітка. — провали напруги; — провал відсутній; — виправлений до $\pm 5\%$; — компенсація нижче -10% ; — режим байпаса.

обладнання. Ці значення мають допуск $\pm 5\%$. Для трифазного провалу нижче 45% SagFighter перейде в режим “байпас”, коли живлення переходить від входу до виходу без регулювання.

Рисунок 14 ілюструє типову швидкість компенсації SagFighter на основі трифазних провалів. Значення по осі x базуються на трифазному провалі напруги, що залишилася в мережі, лінія-земля для всіх фаз. Червона лінія вказує міжлінійну вхідну напругу на SagFighter на всіх трьох фазах. Виправлені міжлінійні вихідні напруги SagFighter позначені синьою лінією. Зелена заштрихована область представляє $\pm 5\%$ номінальної напруги, а представлені значення мають допуск $\pm 5\%$. Для трифазного провалу нижче 45% SagFighter перейде в режим “байпасу”, коли живлення переходить від входу до виходу без регулювання.

ВИКОНАННЯ SAGFIGHTER

SagFighter захищає навантажувальне обладнання від усіх трьох типів перепадів напруги (однофазний, двофазний і трифазний). SagFighter — це послідовно

Швидкість компенсації провалів в трифазних мережах SagFighter

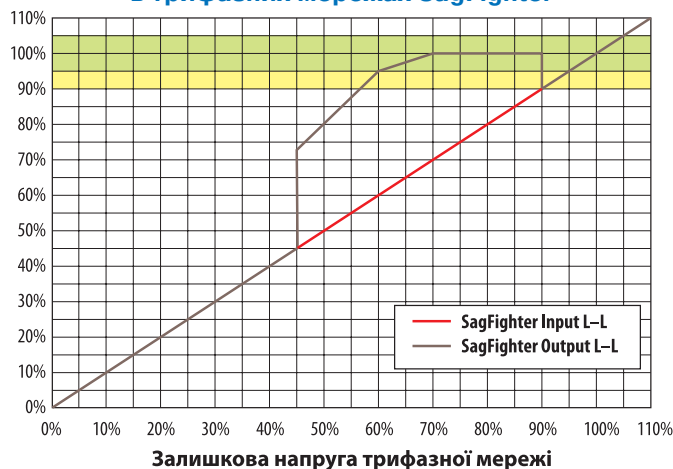


Рис. 14. Вхідні та вихідні напруги SagFighter для провалів трифазної мережі. Зелена затінена область вказує $\pm 5\%$ від номінальної напруги. Жовта заштрихована область вказує на -10% номінальної напруги, нижній кінець допуску для більшості навантажувального обладнання. SagFighter компенсує провали протягом до 100 секунд

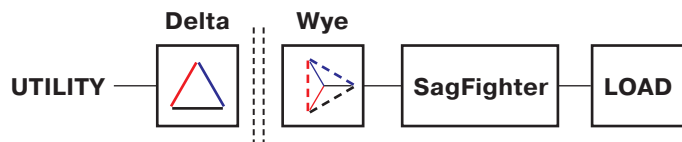


Рис. 15. Приклад підключення SagFighter до навантаження через трикутник-зірка трансформатор

з'єднаний пристрій між понижуючим трансформатором і навантаженням (див. **рис. 15**). Це пристрій, підключений до трикутник-входу та трикутник-виходу, з доступною опцією прохідної нейтралі.

У нормальних умовах експлуатації, коли немає провалів напруги, SagFighter працює в режимі “байпас”. У той час як SagFighter постійно контролює вхідну напругу, щоб виявити провали, живлення проходить від входу до виходу без регулювання.

Коли відбувається падіння напруги нижче 90% від номінальної, SagFighter активується та повністю виправляється протягом 2 мілісекунд. SagFighter виправляє будь-які з наступних перепадів напруги протягом 100 секунд.

Пристрій SagFighter™ компенсатор провалів напруги промислового призначення — це електронний пристрій, який працює без батарей або накопичувачів енергії.

Промислове призначення означає, що пристрій SagFighter™ сумісний з усіма типами навантажень і коефіцієнтами потужності навантажень і забезпечує мінімально 1000% захист від КЗ. На відміну від пристроїв захисту комп'ютерів або джерел безперебійного живлення (ДБЖ), пристрій SagFighter™ призначений для захисту від частих високих пускових струмів і для навантажень з низьким коефіцієнтом потужності без необхідності збільшення потужності пристрою.

Пристрій SagFighter™ має такі характеристики:

- Захист від провалу напруги відповідає стандарту SEMI-F47
- Повна компенсація провалу протягом 2 мсек
- Тривалість компенсації провалу напруги не залежить від навантаження чи коефіцієнта потужності
- Компенсація провалу проходить протягом мінімум 100 секунд
- Включення байпас не потрібно при високих пускових та перевантажувальних струмах
- Постійний захист, немає необхідності заряджати батареї або переустановки
- Відсутність безперервної роботи інвертора збільшує надійність та забезпечує ККД=99% (Інвертор включається в момент появи провалу напруги)
- Пристрій працює без батарей.

Пристрій SagFighter™ складається з 3 фазного трансформатора, в якому кожна з вторинних обмоток приєднана послідовно від джерела живлення до навантаження. Струм навантаження проходить через вторинні обмотки трансформатора, а пристрій працює в моніторинговому режимі від первинної обмотки трансформатора, пов'язаним з випрямлячем.

Пристрій SagFighter™ безперервно контролює синусоїду вхідної напруги при відхиленні симетричної

3-фазної напруги. У разі відхилення напруги пристрій SagFighter™ включає ланцюг інвертора, додаючи напругу на первинну обмотку послідовно з'єданого трансформатора. Додаткова напруга узгоджується з величиною, формою і фазним кутом таким чином, що коли додається до напруги, 3-фазна напруга симетрується. Коли на вході в пристрій фіксується нормальна 3-фазна напруга, ланцюг інвертора вимикається і пристрій працює у моніторинговому режимі.

Пристрій SagFighter™ розрахований на компенсацію провалів у тепловому режимі постійно, хоча в цьому немає необхідності.

Пристрій SagFighter™ використовує природне охолодження і не містить вентиляторів або будь-яких рушійних частин, проте потужніші пристрої можуть включати тепловідвідні вентилятори, які включаються в момент появи провалу напруги. Автоматичний електронний безвідмовний байпас у пристрої SagFighter™ підтримує живлення до навантаження у разі несправності пристрою.

Пристрій SagFighter™ працює автоматично при компенсації провалів напруги без участі оператора або будь-якої програми. Дисплей пристрою показує інформацію про стан пристрою, час компенсації провалів. Контакти сигналізації дозволяють підключитися дистанційно та бачити стан пристрою.

У пристрої SagFighter передбачено обхідний шунтуючий ланцюг — байпас. При внутрішніх пошкодженнях пристрою або при перевантаженні він автоматично перемикається на байпас. Таким чином навіть при виході джерела з ладу навантаження не втрачає живлення.

Стандартний SagFighter має перемикач, який відключає технологію компенсації провалу та просто живить навантаження від джерела живлення. Але цей стан небезпечний при відкритті дверей та виконанні сервісного обслуговування. Для виключення даної небезпеки передбачений як опція механічний байпас з двома додатковими перемикачами на вхід і вихід, створюючи шлях навколо SagFighter.

Встановлення пристрою SagFighter™ є дуже простим. Пристрій постачається у зібраному вигляді і не вимагає програмування, тестування, вимірювання, встановлення вимикачів або внутрішнього розведення. Він встановлюється як трансформатор сухого типу — спочатку установка пристрою, а потім приєднання вхідних та відвідних проводів.

Пристрій SagFighter™ не потребує регулярного обслуговування.

Консультації по адресу:

E-mail: powertessa@gmail.com

Тел.: +380 98 054 61 87



ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ SAGFIGHTER

Діапазон використання		
Діапазон потужності (кВА) [тільки для 3-ф]	20, 25, 30, 50, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 750, 1000, 1250, 1500, 1750, 2000, ... більші розміри можливі	
Вхідна/вихідна напруга	60 Гц: 208, 240, 480, 600	50 Гц: 220, 380, 400, 415 Можлива нестандартна напруга
Компенсація провала/робочі характеристики		
Компенсація провалу	1 або 2-х фазні провали до 30% залишкової напруги (-70% провал) компенсуються до 95% від номінальної напруги 3-х фазний провал 60% залишкової напруги (-40% провал) компенсуються до 95% від номінальної напруги	
Регулювання вихідної напруги	Номінальна напруга ±5% на час провала напруги [Важливо:обладнання робить в режимі моніторинга, доки напруга не сягне 90% номінальної напруги, при якій починається компенсація провала напруги]	
Час реагування	Повна компенсація провалу протягом 2 мс незалежно від навантаження чи коефіцієнта потужності навантаження	
Час компенсації	Провали компенсуються як мінімум протягом 100 сек незалежно від навантаження и $\cos\phi$	
Регулювання напруги	Відсутнє — регулювання постійне для навантаження від 0 до 100% та для будь-якого коефіцієнта потужності	
Коррекція зсуву фазного кута	Зсув фазного кута корегується автоматично під час компенсації провалу	
Гармонічні спотворення	Не додається	
Перевантажувальна здатність	6000% — 1 період, 1000% — 1 сек, 500% — 5 сек, 200% — 1 хвилина; 1000% очищення від КЗ	
Навантаження / коеф. потужності	Сумісні зі всіма типами навантаження	
ККД	99% при нормальній роботі	
Робоча частота	Відповідає стандарту NERC	
Захист/Усунення шумів		
Усунення кідків напруги	Включено, відповідає стандарту ANSI/IEEE C62.41	
Автомат. вимикач на вході	Включен, відповідає розмірам стандарту	
Безвідмовний електронний байпас	Спрацьовує автоматично за високої температури, перевантаження струму або несправності пристрою — без втрати навантаження	
Опис обладнання		
Технологія	Додаткова напруга, що подається регульованим мікропроцесором інвертором	
Трансформатор	Мідна обмотка, трансформатор сухого типу (3W+G на вході та виході)	
Робота інвертора	Працює лише у момент компенсації провалу напруги	
Охолодження	Природне охолодження вентилятор включається в момент компенсації провалу	
Корпус	Встановлений на фундаменті NEMA 1, ANSI 61 сірий колір, можливі інші кольори та типи корпусів	
Кабелі / З'єднання	Дивитися креслення корпусу з вхідним та вихідним кабелем, автоматом включення	
Рівень шуму	Менш ніж 65 dB, 1 метр	
Дисплей	Сенсорний реєстратор подій та журналу даних (з підсвічуванням дисплея LCD на пристроях менш ніж 100 кВА)	
Управління	Не потребує контролю та програмування	
Моніторинг	Є контакти для перегляду віддалених показань та стану придушення стрибків напруги	
Вимоги до довкілля		
Температура — Вологість	Температура від 0°C до 40°C — Відносна вологість 0–95%	
Робоча висота	Можливість роботи на висоті до 3000 м	

SAGFIGHTER™ АКТИВНИЙ РЕГУЛЯТОР НАПРУГИ — КОМПЕНСАТОР ПРОВАЛІВ (SRT)

Вага, розміри, номер моделі, документація и звичайні опції

Вага та розміри						
кВА	Висота (см)	Ширина (см)	Глибина (см)	Вага — 60 Гц (кг)	Вага — 50 Гц (кг)	Корпус
20	42 (107)	28 (71)	26 (66)	420 (191)	462 (210)	S28
25	42 (107)	28 (71)	26 (66)	450 (205)	495 (225)	S28
30	42 (107)	28 (71)	26 (66)	480 (218)	528 (240)	S28
50	42 (107)	28 (71)	26 (66)	550 (250)	605 (275)	S28
75	46 (117)	36 (91)	28 (71)	700 (318)	770 (350)	S36
100	46 (117)	36 (91)	28 (71)	1000 (455)	1100 (500)	S36
125	65 (165)	44 (112)	33 (84)	1150 (523)	1265 (575)	S44
150	65 (165)	44 (112)	33 (84)	1300 (591)	1430 (650)	S44
200	65 (165)	44 (112)	33 (84)	1600 (727)	1760 (800)	S44
250	65 (165)	44 (112)	33 (84)	2000 (909)	2200 (1000)	S44
300	65 (165)	44 (112)	33 (84)	2400 (1091)	2640 (1200)	S44
350	78 (198)	72 (183)	48 (122)	2800 (1273)	3080 (1400)	S72
400	78 (198)	72 (183)	48 (122)	3500 (1591)	4200 (1909)	S72
500	78 (198)	72 (183)	48 (122)	4500 (2045)	5400 (2455)	S72
600	78 (198)	72 (183)	48 (122)	5500 (2500)	6600 (3000)	S72
750	80 (203)	85 (216)	66 (168)	6500 (2955)	7150 (3250)	S85
1000	80 (203)	85 (216)	66 (168)	8500 (3864)	9350 (4250)	S85
1250	80 (203)	85 (216)	66 (168)	10000 (4545)	11000 (5000)	S85
1500	80 (203)	96 (244)	78 (198)	11000 (5000)	12100 (5500)	S96
1750	80 (203)	120 (305)	78 (198)	12000 (5455)	13200 (6000)	S120
2000	80 (203)	120 (305)	78 (198)	13000 (5909)	14300 (6500)	S120

* Вага та розміри для стандартного обладнання. Певні опції можуть вимагати збільшення корпусу чи ваги.

Номер моделі обладнання	
Model #: SRT — SSSS — AAA — OOOO	Приклад: 600 кВА, 50 Гц, 380В
SSSS: кВА — одиниця потужності — включає спереду нулі, наприклад: 75 кВА = 0075	З механічним байпасом на вході: SRT-0600-380-5M
AAA: Вхідна напруга (L-L), наприклад: 480В = 480	
OOOO: Опції — Звертатись до загального переліку опцій з відповідним кодом	

Стандартна документація та заводські випробування

Інформація про встановлення (вага, розміри корпусу, вхідні та вихідні кабелі, з'єднання проводів) зазвичай надсилаються протягом 10 робочих днів у форматі PDF. 2 копії інструкції з експлуатації з описом пристрою, електричними схемами та даними заводських випробувань поставляються з кожним пристроєм. Кожен пристрій проходить заводські випробування за стандартами Виробника, щоб гарантувати його роботу.

КОМПАНІЯ UST(США) НАДАЄ ЯКІСНУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ ПРОМИСЛОВИМ ПІДПРИЄМСТВАМ, ДЕ ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ КРИТИЧНА:

- ХІМІЧНА, ФАРМАЦЕВТИЧНА, ХАРЧОВА ПРОМИСЛОВІСТЬ
- ДЕРЖАВНІ, ВІЙСЬКОВІ ТА МЕДИЧНІ УСТАНОВИ
- АЕРОПОРТИ ТА ЗАЛІЗНИЧНІ ЦЕНТРИ

ТОВ "ТЕССА" — ОФІЦІЙНИЙ ПРЕДСТАВНИК В УКРАЇНІ
 email: powertessa@gmail.com
 tel: +380980546187 • web: powertessa.google.sites

Utility Systems Technologies, Inc. (UST) є провідним світовим розробником і виробником електронного контролю напруги та продуктів для кондиціонування живлення. Продукти UST використовуються в усьому світі в лікарнях, фабриках, нафтопереробних заводах, посольствах, центрах обробки даних та інших критично важливих об'єктах, пом'якшуючи ризик пошкодження електричних стрибків, провалів, усуваючи перебої та забезпечуючи безпечне підключення до локальної мережі.

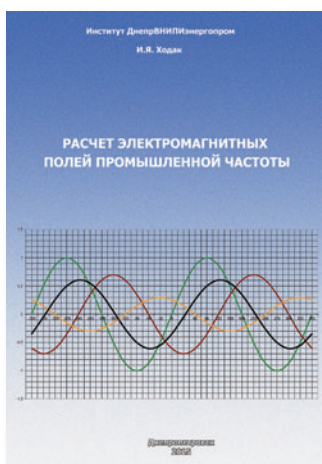


ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО СБОРУ И ВЫДАЧЕ МОЩНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ И ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Книга содержит введение, 12 глав, приложение и заключение. Всего 119 страниц. Формат книги карманный. В ней приведен краткий обзор солнечных и ветровых электростанций: их функциональные и структурные схемы, характеристики основных элементов станции. Приведены схемы присоединения СЭС и ВЭС к энергосистеме, схемы подстанций связи СЭС и ВЭС с энергосистемой, внутростанционные схемы сбора мощности от инверторных подстанций и ветроустановок до подстанций сбора мощности.

Рассмотрены вопросы расчета токов короткого замыкания в близких и удаленных точках короткого замыкания, режимы заземления нейтрали в сети с резисторным заземлением нейтрали, балансы реактивных мощностей. Предложена

методика расчета коэффициента несинусоидальности напряжения, вызванной генерацией инверторами и преобразователями частоты токов высших гармоник, в т.ч. с учетом источников гармоник в системе.



РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

В книге главного специалиста-электрика института ДнепроВНИПИЭнергопром кандидата технических наук **И.Я. Ходака** приведены практические методы расчета электрических и магнитных полей, создаваемых воздушными и кабельными линиями электропередач и сухими токоограничивающими реакторами в местах возможного кратковременного или длительного пребывания людей, животных и микропроцессорной аппаратуры. Алгоритмы расчетов позволяют использовать общедоступные офисные программные средства и, при необходимости, выполнить расчеты для контрольных точек вручную.

Книга рассчитана на работников проектных организаций, эксплуатационный персонал служб предприятий электрических сетей, систем электрооборудования предприятий и городов, экологов, работников санстанций и других контролирующих органов.



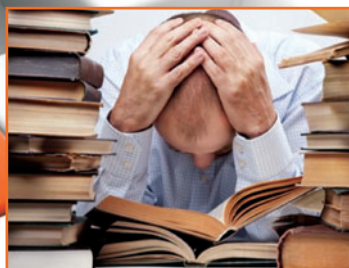
ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ ИМПУЛЬС ВЫСОТНОГО ЯДЕРНОГО ВЗРЫВА И ЗАЩИТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ОТ НЕГО

В этой необычной книге рассказывается об истории развития военных ядерных программ в СССР и США, роли разведки в создании ядерного оружия в СССР, обнаружении электромагнитного импульса при ядерном взрыве (ЭМИ ЯВ), многочисленных испытаниях ядерных боеприпасов.

В доступной для неспециалистов в области ядерной физики форме описан процесс образования ЭМИ ЯВ при подрыве ядерного боеприпаса на большой высоте, показано влияние многочисленных факторов на интенсивность ЭМИ ЯВ и его параметры. Рассмотрено влияние ЭМИ ЯВ на электронные компоненты и устройства, а также и на силовое

электрооборудование энергосистем. Большую часть книги занимает описание практических (а не теоретических, как в сотнях отчетов на эту тему) средств и методов защиты электронного и электротехнического оборудования от ЭМИ ЯВ, испытания этого оборудования на устойчивость к ЭМИ ЯВ, оценки эффективности средств защиты.

Книга рассчитана на инженеров-электриков и энергетиков разрабатывающих, проектирующих и эксплуатирующих электронное и электротехническое оборудование, а также будет полезна преподавателям вузов и студентам.



ОРІЄНТОВНИЙ ПЕРЕЛІК ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА/АБО МАТЕРІАЛІВ, ЯКІ Є СКЛАДОВИМИ (КОМПЛЕКТУЮЧИМИ) УСТАТКУВАННЯ ТА МАТЕРІАЛІВ,

що визначені Порядком використання коштів, передбачених у державному бюджеті для здійснення заходів щодо ефективного використання енергетичних ресурсів та енергозбереження, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 17 жовтня 2011 року № 1056 (станом на 17.03.2021).

Основні обладнання та/або матеріали, на придбання якого відшкодування ЗДІЙСНЮЄТЬСЯ — виділене зеленим кольором і жирним шрифтом.

Другорядні обладнання та/або матеріали, на придбання якого без основного обладнання та/або матеріалів відшкодування НЕ ЗДІЙСНЮЄТЬСЯ — виділене жовтим кольором і звичайним шрифтом.

№ з/п	Назва обладнання та/або матеріалів		Підстава (ДБН (http://www.minregion.gov.ua/building/tehnichne-regulyuvannya-ta-naukovo-tehnichniy-rozvitok/normuvannya/derzhavni-ta-galuzevi-budivelni-normi/), ДСТУ) щодо обов'язковості застосування
	За постановою	На яке здійснюється відшкодування	
1	2	3	4
Об'єднання співвласників багатоквартирних будинків, житлово-будівельних кооперативів (підпункт 3 пункту 3 постанови)			
1	Обладнання і матеріали для об'єднання індивідуальних теплових пунктів, у тому числі регулятори теплового потоку за погодними умовами та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	Насос (насосна група) системи опалення (циркуляційний, циркуляційно – змішувальний, підвищувальний, підживлювальний), щит керування насосами	ДБН В.2.5-67 6.1.9, 6.1.18, М.2, М.3, М.4
		Насос (циркуляційний, підвищувальний) для системи гарячого водопостачання	ДБН В.2.5-64 14.1, 14.8, 14.19 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.4.18.14
		Мембранний розширювальний бак, бак-акумулятор	ДБН В.2.5-39 16.18 ДБН В.2.5-67 6.1.17, 14.16, 15
		Теплообмінник системи опалення	ДБН В.2.5-39 16.11, 16.12 ДБН В.2.5-67 6.1.14
		Теплообмінник системи гарячого водопостачання	ДБН В.2.5-39 16.11, 16.12 ДБН В.2.5-67 6.1.19
		Фільтр, грязьовик, запірні арматура, зворотний клапан	ДБН В.2.5-39 12.19, 16.14
		Магнітні (у т. ч. електромагнітні), ультразвукові, антикорозійні оброблювачі води	ДБН В.2.5-39 16.16
		Повітровідвідник, запобіжні клапани	ДБН В.2.5-39 16.13 ДБН В.2.5-64 10.15 ДБН В.2.5-67 6.7.41, 6.7.42
		Труби (у т. ч. попередньо теплоізовані) та фітинги	ДБН В.2.5-39 12.1, 12.3, 12.4 ДБН В.2.5-64 9.1 ДБН В.2.5-67 6.6.1 ДБН В.2.5-22 ДСТУ БВ 2.5-21 ДСТУ БВ 2.7-143

1	2	3	4
		Елементи кріплення трубопроводів та фланці	ДБН В.2.5-64 9.18
		Теплоізоляційні матеріали для трубопроводів та обладнання,	ДБН В.2.5-39 13.1
		антикорозійне покриття, фарба	ДБН В.2.5-64 5.3, 7.8 ДБН В.2.5-67 Б, М.19
		Вентилятор	ДБН В.2.5-39 16.19 ДБН В.2.5-67 М.18
		Дренажний насос	ДБН В.2.5-39 16.20, ДБН В.2.5-67 М.17
		Щит автоматизації (управління)	ДБН В.2.5-67 11.13
		Двері, замок, будівельні матеріали для влаштування перегородки, фундаменту та трапу з решіткою	ДБН В.2.5-39 16.20, 16.28 ДБН В.2.5-67 М.20
		Віброізоляційна прокладка, підкладка (вставка), віброфундамент	ДБН В.2.5-64 10.6, 10.18, 14.15 ДБН В.2.5-67 М.5, М.6, М.13
		Регулятор теплового потоку за погодними умовами:	
		Електронний регулятор температури; регулювальний клапан з електроприводом; датчики: температури (зовнішнього повітря, теплоносія, температури внутрішнього повітря, зворотного теплоносія), швидкості вітру, тиску	ДБН В.2.5-39 9.8.10, 16.2, 16.7, 16.7.2 ДБН В.2.5-67 3.44, 6.1.10, М.8
		Підживлювальний клапан	ДБН В.2.5-67 М.9
		Штуцери	ДБН В.2.5-39 16.13
		Контрольно-вимірювальні прилади (термометри, манометри, у т. ч. термоманометр), гільзи та фітинги до них	ДБН В.2.5-39 16.2, 16.14 ДБН В.2.5-64 9.10
		Електрокабель	ДБН В.2.5-67 М.8
		Запірна арматура (шарові крани, поворотні заслінки, клапани, вентилі) та фланці до них	ДБН В.2.5-39 12.9, 12.12, 16.13 ДБН В.2.5-64 9.7, 9.10, 10.3, 14.14 ДБН В.2.5-67 6.7.32
		Регулятор перепаду тиску (витрати) з імпульсною/ими трубою/ами	ДБН В.2.5-39 16.7, 16.7.3 ДБН В.2.5-67 6.1.10, 6.1.11, М.11
		Регулятор температури з приводом для системи гарячого водопостачання та гільзою для датчика температури	ДБН В.2.2-15 із зміною №1 5.24 ДБН В.2.5-67 М8
		Балансувальні клапани	ДБН В.2.5-67 6.1.16, 6.4.7.12
		Регулятор тиску «до себе», регулятор тиску «після себе», регулятор витрати	ДБН В.2.5-64 7.5 ДБН В.2.5-67 6.1.13
		Перепускний клапан	ДБН В.2.5-67 6.1.9
		Зворотний клапан	ДБН В.2.5-64 9.12, 9.13, 10.4, 13.1, 14.14 ДБН В.2.5-67 М.12
		Запобіжна автоматична арматура від перевищення температури, тиску, витрати теплоносія	ДБН В.2.5-67 6.1.15, 6.6.3, 6.7.33, 7.12.36, В
		Блочний тепловий пункт – усе вище перелічене обладнання окрім матеріалів для облаштування, а також щит керування ІТП	Відповідно до вищезазначених норм
2	Обладнання і матеріали для проведення робіт з термомодернізації внутрішньобудинкових систем опалення та систем гарячого водопостачання	Система водяного радіаторного опалення:	
		Опалювальний прилад (радіатор, конвектор) з терморегулятором/автоматичним регулятором температури повітря в приміщенні (убудованим або у комплекті). Термостатичний елемент, привід (мотор, термопривід), електронний термостат, клапан терморегулятора	ДБН В.2.2-15 5.26 ДБН В.2.5-67 3.1, 6.4.7.7 (5-й абз.), 6.7.1, 6.7.12, 6.7.22, 6.7.24, 6.7.35.1, 6.7.35.2 ДСТУ-Н Б В.2.5-62 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.4.16.8
		Терморегулятор/автоматичний регулятор температури повітря у приміщенні. Термостатичний елемент або привід (мотор, термопривід) з електронним термостатом; клапан терморегулятора	ДБН В.2.2-15 5.26 ДБН В.2.5-67 3.1, 6.4.7.7 (5-й абз.), 6.7.22, 6.7.24, 6.7.35.1, 6.7.35.2 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.4.16.8
		Автоматичні балансувальні клапани для стабілізації тиску або витрати, або обмеження витрати зі стабілізацією/регулюванням температури теплоносія (термостатичні елементи або електронний контролер з датчиками температури)	ДБН В.2.5-67 6.4.7.7, 6.4.7.12
		Труби, фітинги,	ДБН В.2.5-67 6.6.1, 6.7.31, 6.7.36,

1	2	3	4
		шайби замикальних ділянок опалювальних приладів, запобіжники зворотної циркуляції, приєднувальна регулювальна гарнітура для опалювальних приладів, гільзи, компенсатор теплового подовження трубопроводу, лючки	6.6.8, 6.6.12, 6.6.5 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.4.16.5, 5.4.16.7, 5.4.16.10
		Арматура для спорожнення	ДБН В.2.5-67 6.7.38
		Повітровідвідники (автоматичні, ручні)	ДБН В.2.5-67 6.7.40, 6.7.42, 6.7.47
		Запірна арматура (кульові крани, пробкові крани, вентиля, поворотні заслінки, соленоїдні клапани) та фланці до них	ДБН В.2.5-67 6.7.32, 6.7.33, 6.7.35, 6.7.35, 6.7.47
		Теплоізоляційні матеріали для трубопроводів та обладнання	ДБН В.2.5-67 4.2, 4.4.5, 4.4.6
		Система гарячого водопостачання:	
		Труби та з'єднувальні деталі (фітинги)	ДБН В.2.5-64 9.1
		Теплоізоляційні матеріали для трубопроводів та обладнання,	ДБН В.2.5-64 5.3, 7.8
		антикорозійне покриття, фарба	
		Запірна арматура (шарові крани, поворотні заслінки, клапани, вентиля) та фланці до них	ДБН В.2.5-64 9.7
		Автоматичні термостатичні (балансувальні) клапани та ручні балансувальні клапани	ДБН В.2.2-15 із зміною №1 5.16 ДБН В.2.5-64 12.8
		Регулятор тиску	ДБН В.2.5-64 7.5
		Зворотний клапан	ДБН В.2.5-64 9.13
		Елементи кріплення трубопроводів та фланці	ДБН В.2.5-64 9.18
3	Теплонасосна система для водяної системи опалення та/або гарячого водопостачання та відповідне додаткове обладнання і матеріали до неї	Тепловий насос для водяної системи опалення та/або гарячого водопостачання Трубопроводи, розподільний колектор з терморегуляторами (з/без ротаметрів), фітинги, бак-акумулятор, теплообмінник, насос, мембранний розширювальний бак, запірно-регулювальна арматура (кульові крани, вентиля, клапани), регулятори температури	ДБН В.2.2-15 із зміною №1 5.24 ДБН В.2.5-67 6.1.1, 6.1.4, 6.1.5. 6.5.10, 10.10 ДСТУ Б В.2.5-44 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.5.10
4	Система сонячного теплопостачання та/або гарячого водопостачання та відповідне додаткове обладнання і матеріали до неї	Сонячний колектор Циркуляційний насос, запірно-регулювальна та запобіжна арматура, розширювальний бак, бак-акумулятор, теплообмінник, фітинги	ДБН В.2.5-67 6.1.1, 6.1.4, 10.10 ДСТУ Б В.2.5-43 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.4.10
5	Обладнання і матеріали для модернізації систем освітлення місць загального користування (у тому числі електропроводка, автоматичні вимикачі, лампи (крім ламп розжарювання), патрони до них)	Електричні кабелі, проводи та додаткове оснащення для їх прокладання (гофро-труба (захисна оболонка), кабельні труби, лотки, короби) Стабілізатори напруги Лампи з класом енергоефективності не нижче «С» Світлодіодні освітлювальні пристрої для внутрішнього освітлення об'єктів житлово-комунального господарства Світлодіодні лампи неспрямованого світла Лампи та світильники з обмеженням часу перебування у включеному стані (датчики руху/присутності/освітленості), пристрої захисту та керування (автоматичні вимикачі, ПЗВ, контактори), розподільчі та установчі коробки, клемники тощо	ДБН В.2.5-23 4.27, 4.31, 4.32, 4.36 ДБН В.2.5-28 із змінами №1, № 2 4.27 Технічний регламент енергетичного маркування електричних ламп та світильників. Додаток 7 Технічний регламент енергетичного маркування електричних ламп та світильників. ДБН В.2.5-23 2.19 в)г), 4.55, 4.76, 5.5-5.8, 9.7, 9.19, 9.28 ДБН В.2.5-28 із зміною № 2 8.4, 4.27
6	Вузли обліку води (гарячої, холодної) та теплової енергії, зокрема засоби вимірювальної техніки (прилади обліку, лічильники), прилади-розподільвачі, автоматичні регулятори температури повітря в приміщенні та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	Теплолічильник Джерело живлення, комплектуючі, запірна арматура (кульовий кран, поворотна заслінка, клапан), контрольний кульовий кран із заглушкою, штуцери, манометри, термометри, гнучка вставка, зворотний клапан, автоматичний повітровідвідник, фільтр (сітка), грязьовик, труби та фітинги Лічильник води Запірна арматура (кульовий кран, поворотна заслінка, клапан), контрольний кульовий кран із заглушкою, штуцери, манометри, термометри, фільтр, гнучка вставка, зворотний клапан, автоматичний повітровідвідник, фільтр (сітка, механічний, магніто-механічний), труби та фітинги	ДБН В.2.2-15 5.24, 5.26 ДБН В.2.5-67 6.2.1, 6.2.4, 6.2.6 Технічний регламент щодо суттєвих вимог до засобів вимірювальної техніки Додаток 4 ДБН В.2.5-64 13.1, 13.2, 13.3, 13.5, 6.10.2 Технічний регламент щодо суттєвих вимог до засобів вимірювальної техніки Додаток 1

1	2	3	4
		Прилади-розподільвачі	ДБН В.2.5-67 6.2.4
		Пристрій для дистанційної передачі інформації	ДБН В.3.2-2-2009 12.3.2 ДСТУ EN 834 ДСТУ EN 835
		Автоматичний радіаторний терморегулятор (складається з клапана терморегулятора та привода прямої дії (термостатичного елемента)) Електронний регулятор витрати теплоносія (складається з клапана та привода непрямої дії з термостатом або автоматизованою системою управління)	ДБН В.2.5-67 п.п. 3.1, 6.4.7.7 (5-й абз.), 6.7.22, 6.7.24, 6.7.35.1, 6.7.35.2
7	Багатозонні (багатотарифні) прилади обліку електричної енергії (лічильники активної електричної енергії) та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	Багатозонний (багатотарифний) прилад обліку електричної енергії (лічильник активної електричної енергії) Автоматичний вимикач, пристрій захисного відключення, розподільчий щит, силовий провід, клемники, інше	ДБН В.2.5-23 11.1, 11.7, 11.8 ДБН В.2.5-24 16.2, 16.3
8	Обладнання і матеріали для проведення робіт з теплоізоляції (термомодернізації) зовнішніх стін, підвальних приміщень, горищ, покрівель та фундаментів	Вироби (плити, рулони) з мінеральної вати Вироби теплоізоляційні зі скляного штапельного волокна Плити пінополістирольні (пінопласт) Екструдований пінополістирол Газо- та пінозолобетон Вироби з жорсткого пінополіуретану Вироби зі спіненого пінополіетилену Вироби зі спіненого хімічно зшитого пінополіетилену Вироби зі спіненого хімічно зшитого пінополіетилену з покриттям алюмінієвою фольгою Целюлозний утеплювач Вироби теплоізоляційні перлітоцементні та перлітогіпсові Вироби перлітобентонітові теплоізоляційні Вироби цементополістирольні Бетони ніздрюваті Вермикулітобетон Щебінь перлітовий Вермикулітова засипка Піноскло Супердифузійна мембрана ПВХ мембрана гідроізоляційна Гідроізоляція бітумна, бітумно-полімерна, бітумні мембрани, рубероїд, мастики гідроізоляційні Паробар'єр армований, гідробар'єр Термоізоляційна прокладка (поліпропіленова) Еластична полімерцементна гідроізолююча суміш (обмазувальна) Грунтовка (праймер) бітумна та бітумно-полімерна Кутник фасадний з сіткою Водовідлив металевий Плита деревинностружкова з орієнтованою стружкою (ОСБ) Плівка пароізоляційна Грунтовка глибокопроникаюча Клейова суміш для теплоізоляційного матеріалу (в т.ч. для мінераловатних плит, для пінополістирольних плит) Суміш для армування, приклеювання пінополістиролу та мінеральної вати Захисна суміш для мінераловатних плит Захисна суміш для пінополістирольних плит Скловітка імпрегнована (лугостійка) Сітка склоткана Профілі цокольні з перфорованими полицками Профілі кутові з перфорованими стінками (металеві або з ПВХ) Профіль для примикань із склосіткою Профіль CD Профіль горизонтальний металевий оцинкований або з нержавіючої сталі Профіль вертикальний металевий оцинкований або з нержавіючої сталі	ДБН В.1.1-7 ДБН В.2.6-14 зі змінами № 1, 2, 3, 4 ДБН В.2.6-31 ДБН В.2.6-33 ДСТУ Б В.2.6-9 п.п. 4.1.1, 4.2.2, 4.3.1, 4.3.2, 4.3.3, 4.3.4 ДСТУ Б В.2.6-34 ДСТУ Б В.2.6-35 ДСТУ Б В.2.6-36 ДСТУ Б В.2.6-189 ДСТУ Б В.2.7-8-94 ДСТУ Б В.2.7-56 ДСТУ Б В.2.7-83 ДСТУ Б В.2.7-101 зі змінами п.п. 4.1.2, 4.1.4, 4.1.5, 4.1.10, 4.1.14, 4.1.15 (табл. 2), 4.1.17, 4.1.19, 4.1.20, 4.1.23 ДСТУ Б В.2.7-108 ДСТУ Б В.2.7-126 ДСТУ Б В.2.7-265 за п.п. 2.2 (табл. 2), 2.3-2.5, 2.7, 2.11 ДСТУ EN 300:2008

1	2	3	4
		<p>Кронштейн (консоль) з металу оцинкованого, нержавіючої сталі або алюмінію</p> <p>Джгут із спіненого поліетилену або відповідні прокладки</p> <p>Герметик</p> <p>Матеріали ущільнення (в т. ч. піна будівельна, герметики)</p> <p>Фарба ґрунтувальна водо-дисперсійна (під декоративну штукатурку)</p> <p>Фарба фасадна водо-дисперсійна (акрилова, силікатна, силіконова) Барвник для фарби (пігмент, колорант, тонер)</p> <p>Штукатурка декоративна тонкошарова (мінеральна, акрилова, силікатна, силіконова, силікон-силікатна). Фактура поверхні: короїд, камінцева, гладка, мозаїчна Шпаклівка акрилова, для зовнішніх робіт Шпаклівка мінеральна Шпаклівка полімерцементна армована для зовнішніх робіт Суміш полімерцементна для улаштування стяжки (легковирівнювальна) для зовнішніх робіт</p> <p>Брус дерев'яний</p> <p>Сайдинг з комплектуючими</p> <p>Профнастил стіновий</p> <p>Плитка фасадна цементно-піщана або з клінкерної кераміки, з цементно-волокнистих матеріалів; керамограніт</p> <p>Цемент</p> <p>Керамзит</p> <p>Допоміжні матеріали: дюбелі, шурупи, шайби, клямери тощо</p>	
9	Світлопрозорі конструкції з енергозберігаючим склом (крім однокамерних), у тому числі вікна та балконні двері у квартирах, для місць загального користування (під'їздів), підвалів, технічних приміщень, горищ, та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	<p>Світлопрозорі конструкції з енергозберігаючим склом, у тому числі вікна, балконні двері для місць загального користування (під'їздів, підвалів, технічних приміщень, горищ тощо) (крім таких, що мають однокамерний склопакет)</p> <p>Метизи кріплення, підвіконня, деталі зливу (у т. ч. відлив), матеріали ущільнення (у т. ч. піна будівельна, герметики), паро-, тепло- та гідроізоляційні матеріали, інші матеріали необхідні для віконних укосів</p>	<p>ДБН В.2.6-31</p> <p>ДБН В.2.2-15 із зміною № 1</p> <p>ДСТУ Б EN 15316-2-3 табл. А.1, зноска а</p> <p>ДСТУ Б В.2.6-15 із зміною № 1</p> <p>ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.4.19.2а)</p>
10	Двері для місць загального користування (під'їздів), підвалів, технічних приміщень, горищ та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	<p>Двері для місць загального користування (у т. ч. під'їздів, підвалів, технічних приміщень, горищ)</p> <p>Метизи кріплення, матеріали ущільнення, паро-, тепло- та гідроізоляційні матеріали, інші матеріали</p>	<p>ДБН В.2.6-31</p> <p>ДСТУ Б В.2.6-15 із зміною № 1</p>
11	Електричні котли для водяної системи автономного теплопостачання або водяної індивідуальної (автономної) системи опалення та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	<p>Електричні котли для водяної системи опалення</p> <p>Багатозонні (багатотарифні) прилади обліку електричної енергії (лічильники активної електричної енергії)</p> <p>Акумуляційна ємність</p> <p>Програматор (автоматична система контролювання опалення) Розподільчий щит, клемники, інше</p> <p>Електричні кабелі, проводи та додаткове оснащення для їх прокладання (гофротруба (захисна оболонка), кабельні труби, лотки, коробки)</p> <p>УЗО (пристрій захисного відключення)</p> <p>Автоматичні вимикачі Стабілізатор напруги</p> <p>Термостат безпеки з датчиком температури Запобіжний клапан Перепускний клапан Зворотний клапан Насос циркуляційний</p> <p>Запірна арматура (шарові крани, поворотні заслінки, клапани, вентиля) та фланці до них</p> <p>Розширювальний бак</p> <p>Радіатор опалення</p> <p>Фільтри</p> <p>Теплоізоляційні матеріали для трубопроводів та обладнання Труба (у т. ч. попередньо теплоізольована), фітінги</p> <p>Прокладки, ущільнюючі матеріали Елементи кріплення</p>	<p>ДБН В.2.5-23,</p> <p>ДБН В.2.5-27,</p> <p>ДБН В.2.5-67 4.2, 4.4.5, 4.4.6, 6.1.3, 6.1.9, 6.6.1, 6.7.32, В.2.1, В.2.2.1, В.2.4, М.12</p> <p>ПУЕ та НПАОП 40.1-1.21</p> <p>ДСТУ БВ 2.5-21</p> <p>ДСТУ-Н Б В.2.5-65 5.2.1, 6.2.1</p> <p>ДСТУ БВ 2.7-143</p>
Населення одно- та двоквартирних житлових будинків (підпункт 4¹ пункту 3 постанови)			
12	Радіатори водяної системи опалення, регулятори температури повітря (в тому числі автоматичні), та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	<p>Радіатор опалення з терморегулятором/автоматичним регулятором температури повітря в приміщенні</p> <p>Радіатор опалення</p>	<p>ДБН В.2.5-67 3.1, 6.4.7.7 (5-й абз.), 6.7.1, 6.7.12, 6.7.22, 6.7.24, 6.7.35.1, 6.7.35.2</p> <p>ДСТУ-Н Б В.2.5-62</p>

1	2	3	4
		<p>Терморегулятор/автоматичний регулятор температури повітря в приміщенні. Термостатичний елемент, привід (мотор, термопривід), електронний термостат, клапан терморегулятора, клапан терморегулятора вбудований в радіатор</p> <p>Терморегулятор/автоматичний регулятор температури повітря у ванній/душовій для рушникосушарки. Термостатичний елемент, привід (мотор, термопривід), електронний термостат, клапан терморегулятора, клапан терморегулятора вбудований в рушникосушарку</p> <p>Трубопроводи та фітинги вузлів об'язки радіаторів, шайби замикальних ділянок, запобіжник зворотної циркуляції Елементи кріплення трубопроводів</p>	
13	Рекуператори теплоти вентиляційного повітря та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	<p>Механічна припливно-витяжна вентиляція з рекуперацією теплоти</p> <p>(рекуператор,</p> <p>повітроводи, теплоізоляція, клапани, шумоглушники, вентилятори, повітрозбірник та повітророзподільні решітки, фільтри, нагрівник, елементи кріплення повітроводів та обладнання)</p>	ДБН В.2.5-67 3.54, 3.55, 5.6, 7, 8.6, 7.8.7, 7.8.9, 10.16, 10.23.5, 10.23.6, 10, 23, 12, 10.23.14 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.4.19.2в)
14	Теплонасосна система для водяної системи опалення та/або гарячого водопостачання та відповідне додаткове обладнання і матеріали до неї	<p>Тепловий насос для водяної системи опалення та/або гарячого водопостачання</p> <p>Трубопроводи, розподільний колектор з терморегуляторами (з/без ротаметрів), фітинги, бак-аккумулятор, теплообмінник, насос, мембранний розширювальний бак, запірнорегульовальна арматура (кульові крани, вентилі, клапани, регулятори температури)</p>	ДБН В.2.2-15 із зміною №1 5.24 ДБН В.2.5-67 6.1.1, 6.1.4, 6.1.5, 6.5.10, 10.10 ДСТУ Б В.2.5-44 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.5.10
15	Система сонячного теплопостачання та/або гарячого водопостачання та відповідне додаткове обладнання і матеріали до неї	<p>Сонячний колектор</p> <p>Циркуляційний насос, запірнорегульовальна та запобіжна арматура, розширювальний бак, бак-аккумулятор, теплообмінник, фітинги</p>	ДБН В.2.5-67 6.1.1, 6.1.4, 10.10 ДСТУ Б В.2.5-43 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.4.10
16	Вузли обліку води (гарячої, холодної), зокрема засоби вимірювальної техніки (прилади обліку, лічильники) та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	<p>Лічильник води</p> <p>Запірна арматура (кульовий кран), гнучка вставка, фільтр (сітка, механічний, магніто-механічний), трубопроводи та фітинги</p>	ДБН В.2.5-64 13.1, 13.2, 13.3, 13.5, 6.10.2 Технічний регламент щодо суттєвих вимог до засобів вимірювальної техніки Додаток 1
17	Багатозонні (багатотарифні) прилади обліку електричної енергії (лічильники активної електричної енергії) та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них, інтелектуальні лічильники електричної енергії	<p>Багатозонний (багатотарифний) прилад обліку електричної енергії (лічильник активної електричної енергії), розумний лічильник електричної енергії або смарт-лічильник електричної енергії</p> <p>Автоматичний вимикач, пристрій захисного відключення, розподільчий щит, силовий провід, клемники, інше</p>	ДБН В.2.5-23 11.1, 11.7, 11.8, 11.9, 11.10, 11.12 ДБН В.2.5-24 16.2, 16.3
18	Обладнання і матеріали для проведення робіт з теплоізоляції (термомодернізації) зовнішніх стін, підвальних приміщень, горіщ, покрівель та фундаментів	<p>Вироби (плити, рулони) з мінеральної вати</p> <p>Вироби теплоізоляційні зі скляного штапельного волокна</p> <p>Плити пінополістирольні (пінопласт)</p> <p>Екструдований пінополістирол</p> <p>Газо- та пінозолотобетон</p> <p>Вироби з жорсткого пінополіуретану</p> <p>Вироби зі спіненого пінополіетилену</p> <p>Вироби зі спіненого хімічно зшитого пінополіетилену</p> <p>Вироби зі спіненого хімічно зшитого пінополіетилену з покриттям алюмінієвою фольгою</p> <p>Целюлозний утеплювач</p> <p>Вироби теплоізоляційні перлітоцементні та перлітогіпсові</p> <p>Вироби перлітобентонітові теплоізоляційні</p> <p>Вироби цементополістирольні</p> <p>Бетони ніздрюваті</p> <p>Вермикулітобетон</p> <p>Щебінь перлітовий</p> <p>Вермикулітова засипка</p> <p>Піноскло</p>	ДБН В.1.1-7 ДБН В.2.6-14 зі змінами № 1, 2, 3, 4 ДБН В.2.6-31 ДБН В.2.6-33 ДСТУ Б В.2.6-9 п.п. 4.1.1, 4.2.2, 4.3.1, 4.3.2, 4.3.3, 4.3.4 ДСТУ Б В.2.6-34 ДСТУ Б В.2.6-35 ДСТУ Б В.2.6-36 ДСТУ Б В.2.6-189 ДСТУ Б В.2.7-8-94 ДСТУ Б В.2.7-56 ДСТУ Б В.2.7-83 ДСТУ Б В.2.7-101 зі змінами п.п. 4.1.2, 4.1.4, 4.1.5, 4.1.10, 4.1.14, 4.1.15 (табл. 2), 4.1.17, 4.1.19, 4.1.20, 4.1.23 ДСТУ Б В.2.7-108 ДСТУ Б В.2.7-126 ДСТУ Б В.2.7-265 за п.п. 2.2 (табл. 2), 2.3-2.5, 2.7, 2.11

1	2	3	4
		<p>Супердифузійна мембрана ПВХ мембрана гідроізоляційна Гідроізоляція бітумна, бітумно-полімерна, бітумні мембрани, рубероїд, мастики гідроізоляційні Паробар'єр армований, гідробар'єр Термоізоляційна прокладка (поліпропіленова) Еластична полімерцементна гідроізолююча суміш (обмазувальна) Ґрунтовка (праймер) бітумна та бітумно-полімерна Кутник фасадний з сіткою Водовідлив металевий Плита деревинностружкова з орієнтованою стружкою (ОСБ) Плівка пароізоляційна Ґрунтовка глибокопроникаюча Клейова суміш для теплоізоляційного матеріалу (в т.ч. для мінераловатних плит, для пінополістирольних плит) Суміш для армування, приклеювання пінополістиролу та мінеральної вати Захисна суміш для мінераловатних плит Захисна суміш для пінополістирольних плит Скломітка імпрегнована (лугостійка) Сітка склоткана Профілі цокольні з перфорованими поличками Профілі кутові з перфорованими стінками (металеві або з ПВХ) Профіль для примикань із скломіткою Профіль CD Профіль горизонтальний металевий оцинкований або з нержавіючої сталі Профіль вертикальний металевий оцинкований або з нержавіючої сталі Кронштейн (консоль) з металу оцинкованого, нержавіючої сталі або алюмінію Джгут із спіненого поліетилену або відповідні прокладки Герметик Матеріали ущільнення (в т.ч. піна будівельна, герметики) Фарба ґрунтувальна водо-дисперсійна (під декоративну штукатурку) Фарба фасадна водо-дисперсійна (акрилова, силікатна, силіконова) Барвник для фарби (пігмент, колорант, тонер) Штукатурка декоративна тонкошарова (мінеральна, акрилова, силікатна, силіконова, силікон-силікатна). Фактура поверхні: короїд, камінцева, гладка, мозаїчна Шпаклівка акрилова, для зовнішніх робіт Шпаклівка мінеральна Шпаклівка полімерцементна армована для зовнішніх робіт Суміш полімерцементна для улаштування стяжки (легковирівнювальна) для зовнішніх робіт Брус дерев'яний Сайдинг з комплектуючими Профнастил стіновий Плитка фасадна цементно-піщана або з клінкерної кераміки, з цементно-волокнистих матеріалів; керамограніт Цемент Керамзит Допоміжні матеріали: дюбелі, шурупи, шайби, клямери тощо</p>	<p>ДСТУ EN 300:2008</p>
19	<p>Світлопрозорі конструкції з енергозберігаючим склом (крім однокамерних), у тому числі вікна та балконні двері, та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них</p>	<p>Вікна, балконні двері з енергозберігаючим склом (крім таких, що мають однокамерний склопакет) Метизи кріплення, підвіконня, деталі зливу (у т.ч. відлив), матеріали ущільнення (у т.ч. піна будівельна, герметики), паро-, тепло- та гідроізоляційні матеріали, інші матеріали необхідні для віконних укосів</p>	<p>ДБН В.2.2-15 із зміною № 1 ДБН В.2.6-31 ДСТУ Б EN 15316-2-3 табл. А.1, зноски а ДСТУ Б В.2.6-15:2011 із зміною № 1 ДСТУ-Н Б В.3.2-3 5.4.19.2а)</p>
20	<p>Електроакумулюючі системи (системи накопичення енергії)</p>	<p>Система накопичення (акумулювання) електричної енергії, акумуляторний блок (крім акумуляторів для автомобілів)</p>	<p>ПУЕ ДСТУ 1ЕС 62040-3 ДБН В.2.5-23:2010 п. 2.1 Правила роздрібного ринку електричної енергії (постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312) п. 2.4.2, п. 5.5.5 та 5.5.11</p>

1	2	3	4
		Гібридний або автономний інвертор, контролер заряду, зарядний пристрій для акумуляторів	
21	Обладнання для заряджання електричних транспортних засобів	Зарядна станція (для електроавтомобіля) Зарядний кабель до зарядної станції для електроавтомобіля, штекер, перехідник для зарядки електроавтомобіля, автоматичний вимикач, пристрій захисного відключення, розподільчий щит, силовий провід, інше	ПУЕ ДБН В.2.5-23:2010 п. 2.1 Правила роздрібного ринку електричної енергії (постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312) п. 2.4.2, п. 5.5.5
Населення (підпункт 4 пункту 3 постанови)			
22	Котли з використанням будь-яких видів палива та енергії (крім природного газу та електроенергії) та відповідне додаткове обладнання і матеріали до них	Котел на твердому паливі Котли піролізні (газогенераторні) Котли на рідкому паливі Котли комбіновані (універсальні), окрім тих, що працюють на природному газі або на електроенергії Термостат безпеки з датчиком температури Запобіжний клапан Розширювальний мембранний бак Насос Перепускний клапан Зворотний клапан Запірна арматура (шарові крани, поворотні заслінки, клапани, вентилі) та фланці до них Теплоізоляційні матеріали для трубопроводів та обладнання Труба (у т. ч. попередньо теплоізольована), фітинги, елементи кріплення трубопроводів	ДБН В.2.2-15 із зміною № 1 5.25 ДБН В.2.5-23 ДБН В.2.5-27 ДБН В.2.5-67 6.1.2, 6.1.3 ПУЕ та НПАОП 40.1-1.21 ДБН В.2.5-67 В.2.1 ДБН В.2.5-67 В.2.2.1 ДБН В.2.5-67 В.2.4 ДБН В.2.5-67 6.1.9 ДБН В.2.5-67 6.1.9 ДБН В.2.5-67 М.12 ДБН В.2.5-67 6.7.32 ДБН В.2.5-67 4.2, 4.4.5, 4.4.6 ДБН В.2.5-22 ДБН В.2.5-67 6.6.1 ДСТУ БВ 2.5-21 ДСТУ БВ 2.7-143

ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015


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.

ДСТУ можна замовити у редакції інформаційного збірника "Промислова електроенергетика та електротехніка", в проектній компанії ТОВ "ЕТИН".

Тел.: +38 044 228 82 68

www.promelektro.com.ua

E-mail: promelektro.etin@gmail.com




НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ

НАСТАНОВА З ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015

Видання офіційне



Київ
Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України
2016



ПОРТАТИВНЫЙ МНОГОКАНАЛЬНЫЙ АНАЛИЗАТОР КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ PQUBE 3 (США)



ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

- Прибор осуществляет мониторинг трехфазного, однофазного напряжения и расщепленной фазы 69-480 В L-N, 100-960 В L-L, 50/60/400 Гц. Не требует измерительных трансформаторов.
- **8 каналов тока** (позволяет одним прибором одновременно измерять две 3-фазные нагрузки. Отпадает необходимость в покупке 2 приборов)
- Автоконфигурация – автоматическое определение однофазного и многофазного напряжения, номинального напряжения, номинальной частоты
- Четыре аналоговых входа, один цифровой вход, один релейный выход
- Дополнительно подключается модуль ИБП с резервным питанием 30 минут
- Хранение данных во внутренней памяти 16 Гб
- Съёмная карта памяти microSD на 16 Гб и USB-флешка на 8 Гб с закрывающейся крышкой для ограниченного доступа
- Цветной сенсорный дисплей можно использовать в защитных перчатках
- Жесткий кейс для переноса прибора

МОНИТОРИНГ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Прибор класса А (Редакция 3)

- Сертифицированный класс А IEC 61000-4-30 Ed 3
- Высокоскоростное скачивание данных – 512 показаний за период
- Запись отклонений параметров качества электроэнергии с изображением формы волны и среднеквадратичного значения
- Провалы напряжения, перенапряжения и отключения, события повышенной частоты и снижения частоты, снимки мгновенных значений.
 - КИС напряжения, КИС тока; несимметрия напряжения и тока; VAP; VAP-час; Фликер (Pinst, PST, PLT).
- Гармоники напряжения и тока и интергармоники – до 63-й, со статистикой
- Регистрация и запись высокочастотных импульсов 1 МГц (до 4 МГц на одном канале)



- Измерение кондуктивных помех в диапазоне частот от 2 до 150 кГц
- Размеры прибора: 27×24.6×12.4 см
- Вес: 2,8 кг

ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГИИ (класс точности 0,2s)

- Под заказ поставляются высокоточные трансформаторы тока PSL, отвечающие требованиям стандартов IEC 62053-22 класса 0.2 и ANSI C12.20 класса 0.2
- Вт, ВА, VAP, Фактический коэффициент мощности, Вт-часы, ВА-часы, VAP-часы
- Двухнаправленная мощность – полученная и поставленная
- Пиковые средние значения – за один период, 1 минута, 15 минут и с выбранными пользователем интервалами
- Поддержка коэффициентов ТТ от 1:1 до 1:50000;
- Соотношение коэффициента ИТ поддерживается до 1:10000 (6 900 000) вольт
- Ежедневные, еженедельные, ежемесячные тренды; кривые длительности нагрузок
- Дополнительно 2 датчика температуры и влажности, атмосферного давления, вибрации, ускорения
- Два порта для датчика солнечного излучения (Вт/м²), термодпары типа К и т.д.

НЕ ТРЕБУЕТСЯ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

- Файлы графиков и таблиц снимаются с самого устройства PQube3
 - Прибор работает как самостоятельно, так и в системе режима реального времени..
 - Может работать без каналов связи. PQube3 снимает все данные с SD карты, как цифровой фотоаппарат
- Удаленный доступ к встроенному веб-серверу
- Доступ к файлам данных через FTP
- Встроенный порт Ethernet
- Как опция Wi-Fi
- 2 порта USB 1.0, 1 порт USB 2.0 для передачи данных на флэш-накопитель
- Счетчики реального времени с Modbus-TCP и SNMP (v2 и v3)
- NTP и SNTP для синхронизации времени
- Безопасная зашифрованная связь с HTTPS
- МЭК 61850

НАКОПЛЕННЫЕ ПАРАМЕТРЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОЗВОЛЯЮТ

- Разработать мероприятия по оптимизации работы системы энергоснабжения
- Определить источник, который создает помехи в электросети
- Определить погрешность учета электроэнергии, которая зависит от качества электроэнергии

В качестве опции PQube3 может работать как микросинхрофазометр для предупреждения появления кибератаки в энергосистеме. Приборы PQube3 успешно используются на объектах: **Киевэнерго, Нафтогаз, Канбуд, Линде-Газ, Укрпластик, Днепр-Азот, Национальный университет «Львовская Политехника»** и др.

Консультации по адресу:

E-mail: powertessa@gmail.com

Тел.: +380 98 054 61 87



ООО “ТФ Донтехпром”

ЕГРПОУ 39530665
69118, г. Запорожье,
ул. Автозаводская, 50, офис 147
+380 50 470 18 38

kozenko@3g.ua
www.dontechprom.ua

БОЛЕЕ 1300 ПРОЕКТОВ ЗА 25 ЛЕТ



Донтехпром

ПОЛНЫЙ КОМПЛЕКС УСЛУГ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ

- Промышленные предприятия
- Административные и жилых здания
- Открытые сооружения
- Ветроэлектростанции
- Солнечные электростанции
- Газотурбинные электростанции
- Малые гидроэлектростанции
- Дизельные электростанции
- Когенерационные энергоблоки
- Подстанции на напряжение 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 6 – 10 кВ
- Линии электропередачи: воздушные и кабельные на напряжение 330 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 0,4 кВ
- Системы автоматизации и диспетчеризации
- Системы связи и передачи данных
- Системы телемеханики и релейных защит
- Системы безопасности и контроля доступа
- Системы кондиционирования, отопления, вентиляции
- Системы водопровода, канализации
- Системы АСКУЭ
- Системы АСУТП
- Системы IT и промышленного телевидения
- Системы электроснабжения и электроосвещения
- Системы электропривода технологических линий

ООО “ТФ Донтехпром” основано в 1996 г. и за это время стало одним из лидеров отрасли, что подтверждается многочисленными наградами.

В частности, решением Научно-экспертного совета национальной имиджевой программы “Лидеры XXI столетия” предприятие награждено Знаком качества “Высшая проба” за высокое качество оказываемых услуг.

“БОТИЕВСКАЯ” ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

мощностью 200 МВт
в с. Ботиєво Приазовского района
Запорожской области



“ПРИМОРСКАЯ” ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

мощностью 200 МВт
в Приморском районе
Запорожской области

ЦЕХА ХАРЦЫЗСКОГО ТРУБНОГО ЗАВОДА



“БОГАТИТЕЛЬНАЯ ФАБРИКА” ЗАО “ДОНЕЦКСТАЛЬ МЗ”

СЕТЬ МАГАЗИНОВ БЫТОВОЙ ТЕХНИКИ “СОМФУ”

61 супермаркет
общей площадью 99 125 м²
в городах: Днепропетровск, Киев,
Харьков, Мелитополь, Белая Церковь,
Черновцы, Ивано-Франковск,
Довжанськ Донецкой области



Теплонакопичувачі

Дешево та економне опалення офісів, квартир, котеджів

Теплонакопичувач використовує для заряду електроенергію за багатозонним тарифом

