

Пантелєєва І. В.

СТАН РОЗВИТКУ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

У статті розглядаються основні напрямки розвитку автоматизованих систем управління (АСУ) електричних мереж, зокрема, - підстанцій. Необхідність створення таких систем визначається складністю режимів роботи електромережі. Також треба враховувати, що існуючі елементи мережі 35÷750 кВ обладнані електромеханічними чи статичними пристроями захисту та автоматики, які виробили свій фізичний та моральний ресурс. З'явилась необхідність автоматизації цілого ряду технологічних операцій. Всі ці фактори визвали необхідність інтеграції всіх автоматичних та автоматизованих пристроїв у єдину автоматизовану систему управління електричною мережею.

Ключові слова: *електрична мережа, підстанція, автоматизована система управління, релейний захист, протиаварійна автоматика, лінія електропередачі, облік електроенергії, лічильник електроенергії, системи зв'язку, акумуляторна батарея.*

Постановка проблеми та аналіз останніх досліджень і публікацій.

Технічні системи електроенергетики вже на перших стадіях свого розвитку були обладнані деякими пристроями автоматичного управління у зв'язку з тим, що електричні процеси протікають з надзвичайно великою швидкістю, яка вимірюється у долях секунди. Ці пристрої, в першу чергу пристрої релейного захисту від коротких замикань та лінійної автоматики, розміщуються на підстанціях (ПС) та розподільчих пристроях електростанцій. З часом функції та склад автоматичних пристроїв суттєво розширились [4, с. 22-30]. З'явилась необхідність автоматизації багатьох технологічних операцій, зріс обсяг обміну інформації про стан об'єктів управління, виникла необхідність координації оперативної діяльності

сусідніх об'єктів електричної мережі. Всі фактори визначили необхідність інтеграції всіх автоматичних та автоматизованих пристроїв в єдину автоматизовану систему управління технологічними процесами мережі при широкому обміні інформації про її стан.

У електроенергетичній системі на різних елементах електричних мереж можуть виникнути пошкодження (короткі замикання), які приводять до відхилень від нормальних режимів роботи. Існує відома теоретична загальність початкових концепцій структури побудови релейного захисту та лінійної автоматики (РЗА) мереж напругою 110 кВ і вище в Україні та в закордонній практиці. У той же час є ряд принципових відмінностей, по-перше, в обладнанні РЗА України і світових фірм. По-друге, в Україні відсутні спеціалізовані підприємства по виробництву панелей, так званих, «складних» захистів елементів мереж. Приймаючи до уваги, що ці захисти при їх високій вартості відстають від сучасних вимог, розглядання можливостей використання сучасного обладнання є особливо актуальним [2, 3].

Традиційні електромеханічні та статичні релейні пристрої (ТРП) мають гостру направленість дії. Вони призначені для виконання фіксованих функцій. ТРП захисту та автоматики автономні, вони розділені та представляють абсолютно різні конструкції – панелі (шафи). У складі РЗА автономні захисти абсолютної та відносної селективності любого елемента мережі, що захищається. При цьому у пристроїв навіть вимірювальні органи виконані на різних принципах, тому використання потребує додаткової апаратури для їх узгодження [1, 4].

Постановка завдання. Розробити таку структуру автоматизованої системи управління технологічними процесами електричної мережі (АСУ ТП ЕМ), щоб вона забезпечувала єдиний підхід до функціонального наповнення організації технологічного управління, формування масивів інформації та організації доступу до цих масивів від всіх рівнів оперативного управління та архівів інформації.

Виклад основного матеріалу дослідження. Необхідність створення такої АСУ диктується зростаючою складністю режимів роботи електромережі, прагненням підвищити надійність і стійкість роботи електроенергетичної системи, підвищити швидкодію ліквідації порушень нормальних режимів за рахунок забезпечення оперативного персоналу всіх рівнів оперативної ієрархії необхідною інформацією про характер порушення режиму, про функціонування захисних пристроїв та засобів протиаварійного управління, а також про стан обладнання об'єкту та пристроїв управління об'єкту.

Можливість створення систем АСУ ТП ЕМ визначається прогресом нових технологій у релейному захисті, протиаварійній автоматичній, контролі складу об'єкта, реєстрації аварійних подій та обліку електроенергії за рахунок використання мікропроцесорних систем, які мають: велику швидкодію і інформативність, глибокий автоконтроль функціонування апаратури, блокування від неправильних дій персоналу [6].

Цифрові мікропроцесорні релейні пристрої є результатом втілення комп'ютерних технологій у релейний захист. Це дозволило різко зменшити вагу та габарити пристроїв, знизити споживання струму та напруги, а також дозволило втілити функції автоконтролю і практично ліквідувати періодичне технічне обслуговування. Цифрові методи дозволяють більш точно і з великою швидкістю вести аналіз вхідних параметрів. Головну перевагу цифрових захистів можна оцінити по напрямкам:

- об'єднання одиничних функцій та підвищення точності, селективності, гнучкості;
- адаптивність до режимів енергосистеми, які відрізняються від номінального;
- створення передумов для координації управління та захисту у межах об'єкту.

Найважливішою особливістю захисту ліній електропередачі, наприклад, на мікропроцесорній техніці, є комплексне використання великої кількості функцій в одному пристрої, що дозволяє максимально знизити

вартість комплексу захисту і автоматики приєднання. Основними постачальниками мікропроцесорних захистів є закордонні фірми: «ABB», «SIEMENS», «ALSTOM» та вітчизняний виробник НВО «Хартрон» [5].

Питання поєднання традиційних захистів та сучасних мікропроцесорних пристроїв не мають єдиного рішення. Принципово можливі різні варіанти такого рішення, що враховується як рівнем готовності мікропроцесорних захистів і обсягом їх засвоєння, так і рівнем готовності експлуатаційного персоналу до їх обслуговування. У цілому, протягом тривалого часу необхідно буде враховувати сумісність використання традиційних і сучасних пристроїв як у межах мережі, так і в межах різних елементів мережі, які захищаються. У 2001-2002 р.р. закінчилось проектування та втілення сучасних мікропроцесорних захистів фірми «SIEMENS» для всіх повітряних ліній 500÷750 кВ України. Даний комплекс захистів встановлено паралельно існуючому комплексу захисту серії ПДЕ-2000. У перспективі аналогічні комплекси повинні бути встановлені на лінії 110÷330 кВ. Для захисту ЛЕП 35 кВ та нижче необхідно використовувати сучасні мікропроцесорні захисти вітчизняного виробника «Київприбор» і «Хартрон-Інкор», які включають і функції автоматики: пристроїв резервування відказу вимикачів, АПВ та визначення місць пошкодження.

Комплекс пристроїв протиаварійної автоматики (ПА) створює глибоко резервовану систему запобігань розвитку пошкоджень, дії яких розповсюджуються від відключення пошкодженого елемента мережі до збереження стійкості енергосистеми, до розділення її при асинхронному ході, запобігання лавині частоти та напруги. Для створення ефективного протиаварійного управління енергосистемою (ЕС) України передбачається трьохрівнева система управління [7, 8].

На її нижньому рівні забезпечується статична та динамічна стійкість локальних енерговузлів – потужних ТЕС, АЕС, ГЕС. У функцію другого рівня управління входить задача збереження стійкості внутрішніх зв'язків ЕС України, а також забезпечення режиму роботи прикордонних з Україною

країн (за контрактними умовами). Третій рівень управління – координуючий центр, який забезпечує зв'язок дій локальних і загальносистемних комплексів з метою забезпечення оптимізації їх роботи.

Трьохрівнева система управління будується таким чином, щоб при виході з роботи координуючого центру, комплекси ПА першого і другого рівнів управління самостійно виконували свої функції по забезпеченню статичної стійкості міжсистемних зв'язків, і статичної та динамічної стійкості генеруючих станцій, тобто без участі координуючого центру (рис. 1).

Основний принцип побудови ПА в ЕС України у сучасних умовах може бути сформульований наступним чином: кожний регіон повинен мати свою систему ПА, яка забезпечує стійкість при відключенні в цьому регіоні найбільш потужних ЛЕП чи генеруючих блоків. При цьому результуючий небаланс, який обумовлений збуренням і керуючими діями, не повинен перевищувати допустимої величини, яка визначається стійкістю електропередач у інших регіонах України. У такому вигляді цей принцип був покладений в основу побудови ПА в ЕС України. Однак у сучасних умовах, він повинен бути доповнений новою та складною вимогою: виконувати керуючі дії в максимальному обсязі у регіоні поблизу місця аварії. Цю нову вимогу складно виконати, тому що обсяг керуючих дій у кожному регіоні обмежений.

Система координації (третій рівень управління) допомагає вирішити цю задачу, діючи у двох напрямках:

- збільшення допустимого небалансу керуючих дій на основі аналізу напруженого режиму всієї енергосистеми України;
- адаптивний розподіл керуючих дій на основі визначення «винуватця» створення напруженого режиму.

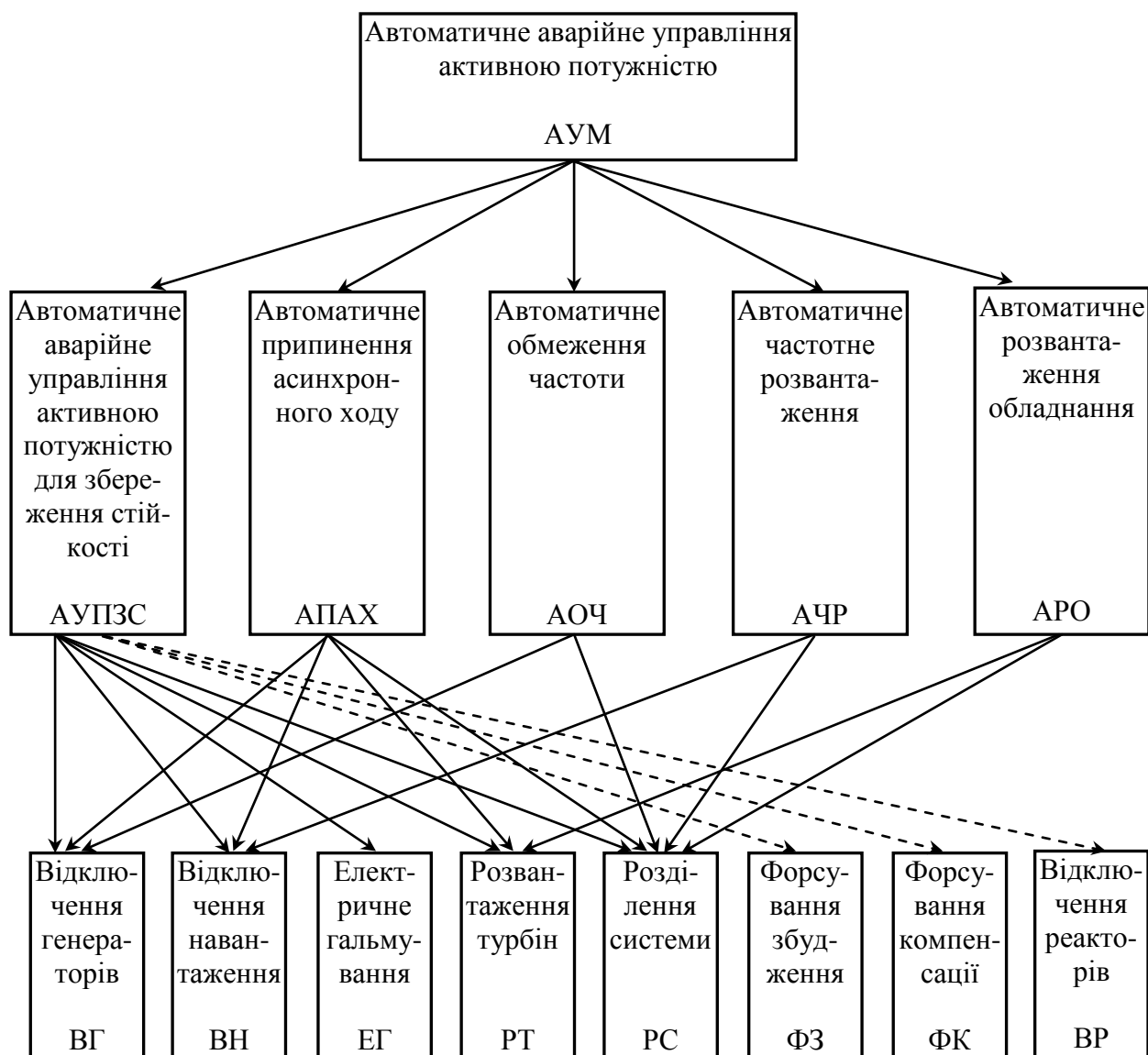


Рис. 1. Схема протиаварійного управління (суцільні лінії – основні дії, пунктирні лінії – дії для підвищення пропускної здатності ліній)

Для збереження статичної та динамічної стійкості енергооб'єктів України пристрої управління активною потужністю (АУПЗС, рис. 1) виконують: відключення частини гідроелектричних станцій, а в деяких випадках, коли це технологічно допустимо, теплових електростанцій (ВГ); швидке зниження чи набір потужності парових турбін без автоматичного відновлення навантаження, що було раніше (розвантаження турбін РТ); відключення (при необхідності) частини навантаження споживачів, які легко переносять

короткочасну перерву у електропостачанні (ВН); автоматичне розділення енергосистеми (РС), якщо вказані вище заходи недостатні; короткочасне розвантаження турбін; короткочасне включення навантажувальних активних опорів (електричне гальмування ЕГ).

Пристрої АУПЗС звичайно використовують також і для підвищення пропускної здатності ліній електропередачі, тобто вони виконують деякі функції, які виходять за межі свого призначення.

Для підтримки нормальних та економічно вигідних параметрів роботи енергосистеми України при можливих збуреннях задіяні також пристрої автоматичного регулювання частоти (АЧР), ця система заснована на наступних принципах: основним об'єктом визначення обсягу АЧР є вся електроенергетична система України як сума обсягів АЧР частин, які складають систему; допустима нижня уставка – 46,5 Гц, тому що подальше зниження може привести до виникнення лавини частоти; необхідний максимальний обсяг першої черги АЧР повинен приблизно дорівнювати потужності найбільшого генератора у системі.

За останні десятиріччя в електроенергетиці пройшли великі зміни технічного та економічного характеру. Ці фактори суттєво вплинули як на режими роботи енергосистем та обладнання електростанцій, так і на умови роботи протиаварійних автоматик, у тому числі і на АЧР. Продовжується робота по визначенню нової концепції побудови сучасної системи АЧР, адаптованої до прогнозованих режимів роботи енергосистеми України на більш віддалену перспективу [11].

Важливим елементом створення загальноенергетичного інформаційного середовища буде широке втілення реєстрації параметрів у нормальних, доаварійних, аварійних і післяаварійних режимах. Основу такого середовища складають інформаційно-діагностичні комплекси, які забезпечують реєстрацію режимних параметрів, їх аналіз, розробку рекомендацій по проведенню режимів, організації експлуатації обладнання, рішенню техніко-економічних задач.

Інформаційно-діагностичний комплекс повинний на нижньому рівні охопити всі приєднання підстанції, силове обладнання, системи вторинної комутації. Інформація у виді аналогових і дискретних сигналів після первинної обробки повинна передаватися на підстанційний рівень для її обробки, аналізу, підготовки для передачі на щит управління станції або диспетчерський пункт.

Створення системи інформаційно-діагностичного забезпечення ЕС України, враховуючи їх масовість, повинно базуватися на продукції вітчизняних виробників і науково-технічних комплексів. Вітчизняні системи реєстрації, які втілюються у сучасний час, по технічній реалізації відповідають рівню розробок ведучих світових фірм, а по функціональним можливостям (у деяких випадках) їх перевищують. Вони розроблені під технічні вимоги та умови електроенергетичної системи України, а вартість їх значно менше [9, 12].

Технічна експлуатація сучасних підстанцій та електричних мереж неможлива без багатьох різноманітних пристроїв, які передбачені для управління комутаційними апаратами, контролю і діагностики стану електрообладнання; пристроїв релейного захисту та автоматики, вимірювання, сигналізації, блокування та реєстрації аварійних процесів. Від надійної роботи цих пристроїв, яких звать «вторинними», які об'єднані між собою вторинними ланцюгами, залежить безаварійна і раціональна експлуатація об'єктів електричної мережі. Використання мікропроцесорних вторинних пристроїв змінює характер роботи персоналу підстанції. Однією з важливих переваг сучасних вторинних пристроїв є можливість фіксувати у режимі реального часу всі параметри технологічного процесу та стану самих пристроїв, а також дії персоналу. Подальший аналіз цієї інформації дозволяє оперативно розслідувати причини аварійних ситуацій та попередити аналогічні похибки при подальшій експлуатації об'єктів.

Необхідно визначити, що такі системи слід втілювати на підстанціях класу напруги 330÷750 кВ, тому що системи передбачають визначений

рівень обслуговування і, крім того, необхідні значні інвестиції на закупку та ввід до експлуатації окремих пристроїв, так і системи в цілому.

Комплексна система автоматизації підстанції передбачає здійснення інформаційного обміну між окремими модулями системи по волоконно-оптичним кабелям. Для перетворення сигналів використовують оптикоелектричні конвертори. Однак зв'язок з силовим обладнанням, приводами комутаційних апаратів, трансформаторами струму та напруги виконується струмопровідними кабельними зв'язками. Використання мікропроцесорних пристроїв на підстанціях з відкритими розподільчими пристроями 110÷750 кВ потребує особливої уваги до захисту вторинних ланцюгів, так як з-за низького рівня та широкого частотного спектру робочих сигналів, ці пристрої мають високу чуттєвість до імпульсних електромагнітних перешкод. Нормативними документами встановлені допустимі значення напруг перешкод, виходячи з умов, що дослідницькі напруги мікропроцесорних вторинних пристроїв задовольняють стандартам МЕК – міжнародної електротехнічної комісії.

Зниження рівня перешкод до допустимих значень досягається виконанням ряду вимог до заземлення [13], вибору типу кабелю та засобу його прокладки. Для об'єктів, що реконструюються, вибір конкретних заходів повинний здійснюватися на базі випробувань, які включають комплексну діагностику стану заземлюючого пристрою з перевіркою рівня імпульсних перешкод у вторинних ланцюгах.

Уявляється перспективним використання мікропроцесорних пристроїв захисту, автоматики, контролю та управління приєднань 6÷10 кВ. Такий пристрій розміщується, як правило, безпосередньо в комірці КРП та є уніфікованим, може використовуватись як для приєднань, що відходять, так і для ввідних та секційних вимикачів. При відносно низькій вартості значно розширюється діапазон функцій, що виконуються, без встановлення додаткових елементів.

Ефективне функціонування вторинних пристроїв неможливо без організації надійної роботи системи оперативного струму. Використання сучасних високовольтних елегазових і вакуумних вимикачів з електромагнітними приводами та струмом живлення ланцюга електромагнітів не більше 11 А, а також використання герметизованих акумуляторних батарей дозволило перейти до постійного оперативного струму для підстанцій напругою від 35 кВ, які виконані по спрощеним схемам. Розроблені та успішно використовуються сучасні щити постійного струму, які забезпечують повноцінне розділення ланцюгів живлення основних та резервних захистів лінійних приєднань і підстанційних елементів [8, 10]. Для забезпечення селективної роботи захисних апаратів в мережі постійного струму розроблені і встановлюються у щити постійного струму автоматичні вимикачі серії ВА09-35С, які мають уставки спрацювання по часу у зоні струмів короткого замикання від 0,1 с до 0,5 с. Автоматичні вимикачі не мають аналогів у світовій практиці та дозволяють забезпечити повну селективність у мережах оперативного постійного струму.

Для підстанцій 35÷220 кВ, які виконані по спрощеним схемам, використовується компактна система організації постійного оперативного струму, яка складається з однієї чи двох шаф з акумуляторними батареями (АБ) та двох шаф управління з вбудованими пристроями, що спрямляють. В них передбачене повне розділення ланцюгів живлення основних та резервних захистів, можливість виводу у ремонт однієї з секцій та акумуляторної батареї (при двох АБ). Захист приєднань та ланцюга АБ здійснюється автоматичними вимикачами, передбачений контроль рівня ізоляції у мережі постійного струму, контроль напруги, захист АБ від глибокого розряду. Наявність на підстанціях двох АБ дозволяє значно підвищити надійність живлення оперативних ланцюгів. Коротке замикання в системі оперативного постійного струму однієї з двох АБ не впливає на рівень напруги у системі другої АБ, що забезпечує нормальне функціонування пристроїв РЗА, які живляться від другої АБ. Обмін інформацією про стан об'єктів управління в

енергетиці неможливий без сучасних засобів зв'язку. Розвиток засобів зв'язку електроенергетичної галузі на період до 2020 р. буде йти шляхом широкого втілення цифрових систем передачі інформації та комутації на базі створення: цифрових високочастотних (ВЧ) каналів по ЛЕП всіх класів напруг; волоконно-оптичних ліній зв'язку (ВОЛЗ) з підвіскою волоконно-оптичних кабелів на опорах повітряних ліній електропередачі напругою 110÷330 кВ; цифрових радіорелейних ліній.

ВОЛЗ мають ряд переваг перед іншими системами зв'язку. Швидке втілення в інформаційні мережі оптичних ліній зв'язку є результатом переваг, які витікають із особливостей розповсюдження сигналів у оптичному середовищі. До переваг оптичних волокон можна віднести наступне: широка полоса пропускання; мале затухання світлового сигналу у волокні; низький рівень шумів; висока перешкодозахищеність; мала вага та обсяг волоконно-оптичних кабелів; висока захищеність від несанкціонованого доступу; гальванічна розв'язка; вибухо- та пожежна безпека; економічність; довготривалий термін експлуатації та інше.

До недоліків волоконно-оптичних систем відноситься висока вартість прецизійного монтажного обладнання і лазерних джерел випромінювання. Однак переваги від використання ВОЛЗ настільки значні, що подальші перспективи розвитку технології ВОЛЗ більш, ніж очевидні.

Висновки. 1. Розроблена структурна схема протиаварійного управління підстанціями АСУ ТП ЕМ.

2. АСУ ТП ЕМ повинна виконувати наступні функції управління: релейного захисту та лінійної автоматики; протиаварійного управління; оперативного управління; контролю і діагностування стану об'єкту; реєстрації аварійних ситуацій; обліку електричної енергії; контролю якості електричної енергії; обміну інформацією.

3. Проаналізовані переваги та недоліки деяких підструктурних об'єктів розробленої схеми управління.

Список літератури:

1. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических объектов. Издательство МЭИ, 2009. 324 с.
2. Ларионова В.В. Системы регулирования в энергетике – подходы и решение. Автоматизация в промышленности, 2004. № 4. С. 15-19.
3. Лукоянов В.Ю. Комплект микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики для оснащения подстанций 6-35 кВ. В кн. Релейная защита и автоматика энергосистем, 2004. С. 277, 278.
4. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. Энергоатомиздат, 2004. 568 с.
5. Кузнецов А.Н. Программное обеспечение устройства противоаварийной автоматики с применением микроЭВМ. Электротехника, 1995. № 9. С. 54-57.
6. Алимов Ю.Н., Белотелов А.К., Левиуш А.И. Основные принципы построения релейной защиты оборудования 330-750 кВ с использованием микропроцессорных устройств. Электрические станции, 2005. № 9. С. 42-45.
7. Пантелеева І.В. Основні протиаварійні заходи на промислових підприємствах. Modern Methods, Innovations and Experience of Practical Application in The Field of Technical Sciences. Poland, 2017. С. 80-82.
8. Пантелеева І.В., Шматько Н.М., Горбенко Н.І. Протиаварійне керування в енергосистемах при глибоких зниженнях напруги. Системи озброєння і військова техніка. ХУПС, 2010. № 1(21). С. 228-231.
9. Лепейко Т.І., Шматько Н.М. Особливості прояву енергетичних ефектів в українській економіці. Бізнес Інформ Business Inform, 2012. № 11. С. 6-8.
10. Юшков А.М., Орлов Р.П., Рычачев В.Н. Опыт компании «АББ Автоматизация» в области реализации систем АСУ ТП подстанций, сетей и электрической части электростанции на базе микропроцессорной техники. Информационные материалы II Научно-технического семинара. ОРГРЭС, 2001. 120 с.

11. Пантелеева І.В., Олійник Ю.С. Особенности регулирования электродвигунів пристроями силової перетворювальної техніки промислового електроприводу. Комунальне господарство міст, 2013. № 109. С. 89-95.

12. Шматько Н.М. Рекомендації щодо оцінки складових фінансового потенціалу гнучкості машинобудівного підприємства. Вісник НТУ «ХП», 2011. № 25. С. 79-85.

13. Budanov P. Improvement of safety of autonomous electrical installations by implementing a method for calculating the electrolytic grounding electrodes parameters / P. Budanov, K. Brovko, A. Cherniuk, I. Pantielieieva, Yu. Oliynyk, N. Shmatko, P. Vasyuchenko // Eastern-european journal of enterprise technologies.2018. 5/5 (95). P. 20-28. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.144925>

СОСТОЯНИЕ РАЗВИТИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В статье рассматриваются основные направления развития автоматизированных систем управления (АСУ) электрических сетей, в частности, - подстанций. Необходимость создания таких систем определяется сложностью режимов работы электросети. Также необходимо учитывать, что существующие элементы сети 35÷750 кВ оборудованы электромеханическими или статическими устройствами защиты и автоматики, которые выработали свой физический и моральный ресурс. Появилась необходимость автоматизации целого ряда технологических операций. Все эти факторы вызвали необходимость интеграции всех автоматических и автоматизированных устройств в единую автоматизированную систему управления электрической сетью.

Ключевые слова: *электрическая сеть, подстанция, автоматизированная система управления, релейная защита, противоаварийная автоматика, линия электропередачи, учет*

электроэнергии, счетчик электроэнергии, системы связи, аккумуляторная батарея.

STATE OF DEVELOPMENT OF AUTOMATED CONTROL SYSTEMS IN ELECTRICAL NETWORKS

The article discusses the main directions of development of automated control systems (ACS) of electrical networks, in particular, substations. The need to create such systems is determined by the complexity of the modes of operation of the power grid. It is also necessary that the existing network elements of 35 ÷ 750 kV are equipped with electromechanical or static protection and automation devices, which have developed their physical and moral resource. There is a need to automate a number of technological operations. All these factors necessitated the integration of all automatic and automated devices into a single automated system for managing the electrical network.

Key words: *electrical network, substation, automated control system, relay protection, emergency control, power line, electricity metering, electricity meter, communication systems, rechargeable battery.*