

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України
НЕК «Укренерго»
Науково-технічний центр електроенергетики

**Огляд чинних кодексів електромереж
і умов підключення споживачів до електромереж
у зарубіжних країнах**

*Підготовлено відділом
інформаційно-аналітичного
забезпечення зарубіжною інформацією
НТЦЕ НЕК «Укренерго»*

Київ – 2012, червень

ЗМІСТ

1. Підходи до формування Кодексів електромереж у країнах Європейського Союзу.....	2
2. Огляд умов підключення споживачів до мереж у окремих зарубіжних країнах.....	5
3. Румунія. Технічний кодекс магістральної мережі ліній електропередавання.....	6
4. Італія. Кодекс передачі, диспетчерського управління, розвитку і безпеки мережі.....	12
5. Британія. Кодекс Національної магістральної електричної мережі.....	21
6. Казахстан. Електромережні правила республіки Казахстан.....	27
7. Росія. Технологічні правила роботи електроенергетичних систем.....	40
8. Білорусь. «Технический кодекс установившейся практики».....	53
<i>Додатки:</i>	
<i>Додаток 1 «Задачи ACER в отношении разработки сетевых кодексов согласно регламентам ЕС».....</i>	<i>58</i>
<i>Додаток 2 «Процесс разработки сетевых кодексов согласно Директиве 2009/72/ЕС».....</i>	<i>59</i>
<i>Додаток 3 «Основопологающие принципы (ОП) и сетевые кодексы (СК), определенные Регламентом 714/2009/ЕС».....</i>	<i>60</i>
<i>Додаток 4 «Правила регулирования электроэнергетической отрасли в Европе».....</i>	<i>61</i>
<i>Додаток 5 «Процедуры, термини та вартість підключення до системи електропостачання з доповіді Світового Банку «Ведение бизнеса в 2012 г.»..</i>	<i>62</i>
<i>Додаток 6 «Опыт подключения к сети в Германии».....</i>	<i>64</i>
Перелік основних скорочень.....	65
Використані джерела інформації.....	67

Огляд чинних кодексів електромереж і умов підключення споживачів до електромереж у зарубіжних країнах

1. Підходи до формування кодексів електромереж у країнах Європейського Союзу.

Відповідно до основних положень **Третього енергетичного пакету ЄС** передбачалось до березня 2012 р. завершити формування **Єдиного ринку електроенергії ЄС**, у тому числі й трансграничного передавання електроенергії. Для реалізації зазначеного завдання прийнято Регламент Європейського Парламенту і Ради Європейського Союзу 714/2009 від 13 липня 2009 р. щодо умов доступу до мереж і трансграничного обміну електроенергією, прийнято Директиву 2009/72/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 13 липня 2009 р. щодо загальних правил діяльності та регулювання внутрішнього ринку електроенергії.

Відповідно до зазначених документів створено **Європейську мережу системних операторів із передавання електроенергії ENTSO-E** (the European Network of Transmission System Operators for Electricity), яка організує діяльність системних операторів (СО) континентальної Європи на умовах конкуренції та прозорості прийняття рішень. Зазначені питання мають бути відображеними в розроблюваних **ENTSO-E мережевих кодексах і правилах** регулювання трансграничних перетоків енергії, які не мають замінювати національні мережеві кодекси.

Директивою і Регламентом Третього енергетичного пакету створено **Агентство із співпраці регуляторів енергетики – ACER** (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) (додаток 1), яке безпосередньо має відповідати за прискорення створення та запровадження мережевих кодексів та їх ефективність.

Регламентом 714/2009 визначено терміни та порядок розроблення і прийняття мережевих кодексів. Установлено, що Європейська Комісія, за узгодженням з Агентством ACER, ENTSO-E та іншими зацікавленими сторонами, установлює пріоритети, визначає сфери для їх застосування при розробленні мережевих кодексів. На основі цих принципів ENTSO-E розробляє мережеві кодекси, проекти яких подає на розгляд ACER. У разі їх відповідності встановленим Європейською Комісією (ЄК) принципам та пріоритетам ACER подає проекти зазначених документів на затвердження ЄК (додаток 2).

Зазначеними вище Регламентом і Директивою встановлено, що ACER приймає безпосередню участь у розробленні мережевих кодексів і здійснює моніторинг та аналіз послідуочого виконання положень мережевих кодексів і рамкових настанов, прийнятих ЄК. Агентство здійснює також моніторинг реалізації проектів підвищення пропускнуої здатності міжрегіональних мереж, виконання плану їх розвитку та організації співпраці регіональних операторів мереж.

У зв'язку з тим що за два попередніх роки для створення єдиного ринку електроенергії практично не було підготовлено та прийнято більшість документів, які відповідали б засадничим принципам (12 принципів і кодексів, додаток 3), Рада Євросоюзу своїм рішенням на **саміті глав держав і урядів ЄС** (Брюссель, 2011 р.)

перенесла термін створення Єдиного енергетичного ринку з 2012 р. на 2014 р. з покладанням відповідальності за завершення цієї роботи на національні регулятори і мережеві компанії. Саміт підтримав зусилля Євросоюзу щодо створення Єдиного ринку електроенергії та газу, зазначивши в підсумковій заяві, що у 2014 р., з урахуванням виконання зазначених рішень, електроенергія та газ мають транспортуватися вільно.

Згідно з рішенням Єврокомісії ENTSO-E у співпраці з Агентством ACER залучаються до розроблення 14 мережевих кодексів відповідно до політичних і економічних висновків Ради Євросоюзу (додаток 4), із завершенням до 2015 р. роботи щодо створення та введення в дію юридично обов'язкових електромережевих кодексів і загальноєвропейського мережевого Кодексу для операторів трансграничного передавання електроенергії.

Мережеві кодекси (регламент 714/2009, ст.8, п.6) з урахуванням за необхідності регіональних особливостей мають охоплювати такі сфери:

- правила мережевої безпеки і надійності, включаючи правила пропускну здатності резервного фонду для оперативної надійності мережі;
- правила підключення до мережі;
- правила доступу до мережі сторонніх виробників;
- правила обміну і передавання даних;
- правила взаємодії суб'єктів електромережі;
- оперативні дії в аварійних ситуаціях;
- правила розподілу потужності та усунення перевантажень;
- правила торгівлі, пов'язані з технічним і експлуатаційним наданням доступу до мережевого обслуговування і системи управління;
- правила відкритості;
- правила регулювання режимами резервної потужності;
- правила формування та погодження тарифів передавання електроенергії, включаючи правила компенсації операторам систем внутрішнього передавання;
- підвищення енергоефективності роботи електричних мереж.

Відповідно до зазначених рішень у 2014 р. в ЄС передбачено завершити створення Єдиної енергетичної інфраструктури, у результаті чого жодна з країн Євросоюзу не буде ізольованою від загальноєвропейських електричних і газових мереж, як це визначено в підсумковому рішенні саміту глав держав і урядів ЄС. При цьому мається на увазі створення сучасної транспортної енергетичної інфраструктури ринку нового покоління з урахуванням інтенсифікації розвитку альтернативних джерел енергії. У результаті країни ЄС отримають можливість приєднання як до Північних вітропарків, так і до джерел сонячної енергії електростанцій Середземноморського узбережжя ЄС.

Саміт повністю підтвердив прихильність ЄС, незважаючи на кризові явища, до виконання основних завдань Енергетичної стратегії ЄС до 2020 р. (доведення частки альтернативних джерел енергії до 20% від загального обсягу електроспоживання, підвищення на 20% енергоефективності та зниження на 20% викидів парникових газів), підтверджено також прогноз інвестування на реалізацію

зазначеної програми в обсязі 1 трлн євро.

Комісією Євросоюзу проведено систематизацію існуючих оперативно-технологічних правил і стандартів електроенергетичних систем країн Євросоюзу, прийнято експлуатаційні правила роботи системних операторів.

У всіх країнах ЄС реформування відносин у сфері електроенергетики супроводжувалося формуванням на національному рівні розгорнутої системи нормативно-правового забезпечення функціонування й розвитку енергосистеми та надійного електропостачання.

Рішенням ЄК визначено, що при розробленні загальноєвропейських мережевих кодексів мають бути розв'язаними проблеми **трансграничної мережі** та питання інтеграції країн-членів ЄС до ринку електроенергії. При цьому не повинні обмежуватися права країн-членів ЄС на створення **національних мережевих кодексів** за умови, що вони не протирічать умовам трансграничної торгівлі енергетичними ресурсами.

У країнах Західної Європи існує багаторічна практика створення та застосування національних правил функціонування й планування розвитку енергосистем, розроблення та прийняття національних мережевих кодексів і правил.

У **Великобританії** діє Системний кодекс (Grid Code, переглянутий у 2009 р.), до складу якого входять:

- Кодекс планування;
- Умови технологічного приєднання;
- Кодекс оперативного управління;
- Кодекс балансування;
- Кодекс реєстрації даних;
- Загальні умови.

У **Румунії** діє «Технічний кодекс магістральної мережі ліній електропередавання» (Кодекс), 2004 р. Положення Кодексу відповідають вимогам УСТЕ та Комерційного кодексу ринку електроенергії. Кодекс складається з 3 частин і 28 розділів:

- Частина I «Загальні основні правила»;
- Частина II «Положення про планування для диспетчеризованих генеруючих блоків»;
- Частина III «Положення про диспетчерське управління RPS».

У **Данії, Фінляндії, Норвегії та Швеції** прийнято Nordic Grid Code, 2007 р., що включає:

- Кодекс планування;
- Експлуатаційний кодекс;
- Кодекс технологічного приєднання;
- Кодекс інформаційного обміну.

У **Нідерландах** діють:

- Системний кодекс (System Code, 2007 р.);
- Мережевий кодекс (Network Code, 2007 р.).

В **Італії** прийнято «Кодекс передавання, диспетчерського управління, розвитку і безпеки мережі» (Grid Code, 2007 р.) у складі 14 розділів, до якого

вносяться зміни і доповнення згідно з правилами роботи ETSO-E.

У **Німеччині** діють:

- Кодекс магістральних мереж (Transmission Code, переглянутий у 2007р.);
- Кодекс розподільних мереж (Distribution Code, 2007 р.);
- Правила приєднання електричних станцій до мереж середньої напруги (2008 р.).

Національні кодекси різних країн відрізняються, серед іншого, співвідношенням технічних і комерційних правил. Зокрема, кодекси мереж Великобританії, Румунії спрямовано, в основному, на розв'язання технічних аспектів. У мережевих кодексах Казахстану і Росії та інших країн суттєву увагу приділено комерційним аспектам (правилам оптового ринку електроенергії тощо).

2. Огляд умов підключення споживачів до мереж у окремих зарубіжних країнах.

У більшості зарубіжних країн на належному рівні відпрацьовано умови підключення нових споживачів до електромереж різних рівнів напруги як у відповідних розділах мережевих кодексів, так і в окремих правилах. При цьому основну увагу приділено пошуку оптимального розв'язання основних проблемних питань для споживачів – розміру плати за потужність та мінімізації кількості процедур і тривалості часу, необхідних для підключення.

Інститутом проблем природних монополій РФ проведено аналіз світового досвіду технологічного приєднання до електричних мереж у 153 країнах, у тому числі більш детально по 6 країнах – Австралія, Великобританія, Казахстан, США, Канада, Китай. Результатом роботи стало визначення в основному **двох діючих в світовій практиці моделей** підключення споживачів до електромереж.

Перша модель – принцип повернення капітальних затрат. Плата за технологічне приєднання розраховується виходячи з понесених енергокомпанією витрат, за винятком дисконтного доходу енергокомпанії від підключення відповідного споживача. Принциповою складовою цього методу є віднесення реалізації функцій технологічного підключення до діяльності енергозбутових компаній.

Другу модель засновано на правилах, при реалізації яких споживач сплачує всі затрати енергокомпанії протягом послідуєчих років через тариф на електроенергію з урахуванням одержаного доходу. Така модель максимально враховує баланс інтересів споживача та електромережної компанії і застосовується в більшості країн.

У підготовленій та опублікованій Всесвітнім Банком (World Bank) та Міжнародною фінансовою корпорацією (IFS) доповіді «Ведення бізнесу в 2012 году» проведено рейтинг 183 країн світу по 10 основних показниках сприятливих умов для проведення бізнесу, у тому числі з питання **підключення споживачів до системи електропостачання**.

У зазначеному аналізі світового досвіду з цього напрямку діяльності основну увагу приділено розв'язанню ключових проблем, пов'язаних з підключенням до

електромереж. Це перш за все – максимальне скорочення кількості процедур для здійснення підключення, терміну підключення в днях і вартості витрат на підключення – у відсотках від доходу на душу населення (додаток 5).

Найбільш оптимальні показники з цих важливих питань – у 20 розвинених країнах світу, в яких кількість процедур і днів підключення зменшено відповідно до трьох і тридцяти, а вартість витрат не перевищує 30% від доходу на душу населення в країні:

Кількість процедур	Кількість днів, необхідних для підключення	Витрати, у % від прибутку на душу населення
«3 кроки до підключення»	«Менше 30 днів»	Менш ніж 30%
Німеччина Японія Швейцарія Швеція Катар	Німеччина Ісландія Тайвань Австрія	Японія Гонконг Норвегія Австралія Ізраїль Ісландія ОАЕ США Саудівська Аравія Аргентина Швеція

При цьому по країнах-членах ОЕСР кількість процедур і днів підключення до електромереж у середньому становить 5 та 103 відповідно, а вартість витрат (% від доходу на душу населення) не перевищує 93.

Примітка: Під процедурою підключення прийнято кожен взаємодію між енергокомпанією та споживачем. Термін підключення (у днях) визначається як фактичний медіанний показник, а не визначений відповідним нормативним правовим актом. Вартість витрат розраховується у відсотках від доходу на душу населення в країні з урахуванням усіх необхідних зборів, за виключенням ПДВ і можливих поборів.

Заслугове на увагу досвід розв'язання проблемних питань з підключення до електромереж у **Німеччині** (додаток 6). Оптимізація вирішення проблем з цих питань у країні дозволила максимально скоротити термін і кількість процедур підключення до електромереж, а також значно знизити вартість підключення. При цьому в енергетиці країни з цього питання фактично створено схему «єдиного вікна».

3. Румунія. Технічний кодекс магістральної мережі ліній електропередавання. Основним нормативним документом, що регулює технічні питання функціонування та планування діяльності в енергосистемі Румунії (RPS), є

«Технічний кодекс магістральної мережі ліній електропередавання» (далі – Кодекс), розроблений румунською акціонерною електроенергетичною компанією АЕК «Транселектрика» і схвалений Розпорядженням Національного регулятора теплоенергетики (ANRE) від 27.08.2004 р. №20. Кодекс регулює діяльність АЕК «Транселектрика» і диспетчерських центрів, їх взаємовідносини з користувачами передавальної електричної мережі (ПЕМ).

Відповідно до Закону Румунії «Про електроенергетику» від 16.07.2003 р. і постанови Уряду країни від 13.07.2000 р. №627 АЕК «Транселектрика» здійснює діяльність з передавання електричної енергії як Оператор передавання, є Комерційним оператором ринку електроенергії і Оператором комерційного обліку електроенергії на Оптовому ринку електроенергії Румунії. Кодексом також конкретизовано види діяльності АЕК «Транселектрика», у тому числі щодо приєднання користувачів до електропередавальної мережі.

Положення Кодексу відповідають положенням УСТЕ та Комерційного кодексу ринку електроенергії й мають перевагу над окремими економічними та фінансовими інтересами користувачів ПЕМ.

Основним завданням Кодексу є визначення мінімальних технічних правил і вимог до ринку електроенергії, установлення ряду правил і положень щодо доступу до ПЕМ, диспетчерського управління RPS, визначення якісних технічних параметрів експлуатації ПЕМ, планування й диспетчерського управління генеруючими блоками відповідно до Правил ринку електроенергії, Правил підключення до ПЕМ тощо. При розробленні Кодексу враховано положення ряду нормативних документів, зокрема, Технічного кодексу розподільних електричних мереж, Спеціальних норм охорони праці при передаванні й розподіленні електроенергії, Загальних правил перемикачів для електричних установок, Комерційного кодексу оптового ринку електричної енергії, Посібника з експлуатації УСТЕ. Застосовується Кодекс із урахуванням положень нормативних документів, перелік яких наведено в додатку до Кодексу.

Кодекс складається з 3 частин і містить 28 розділів, 294 статті та 2 додатки.

Частина I «Загальні основні правила», крім повноважень, компетенції, цілей та сфер застосування, включає в себе розділи щодо надання послуг із передавання електричної енергії та системних послуг, вимог до якості послуг, умови приєднання до електричної мережі, випробування, регулювання та контролю, захисту навколишнього середовища та обміну інформацією.

Відповідно до завдань і повноважень, відображених у частині I АЕК «Транселектрика» при здійсненні діяльності з надання послуг із передавання електричної енергії експлуатує, обслуговує, модернізує й розвиває: установки ПЕМ (лінії, устаткування комутаційних і трансформаторних підстанцій, пристроїв захисту й автоматики тощо); вимірювальну апаратуру для передавання електроенергії через ПЕМ і міжсистемний перетин із користувачами передавальної мережі; складає план розвитку ПЕМ; видає технічні умови та заключає договір на приєднання користувачів електричної енергії до електричної мережі відповідно до вимог Кодексу та Положення про підключення користувачів до державної електричної мережі; установлює, обслуговує, модернізує й розвиває централізовану систему

SCADA та інформаційні системи, що взаємодіють з місцевими системами SCADA з метою моніторингу RPS і оперативного управління.

Компанія «Транселектрика» повинна надавати послуги з передавання електроенергії, повністю виконуючи технічні умови відповідно до **вимог УСТЕ** тощо.

Компанія «Транселектрика» є відповідальною за безпечну експлуатацію RPS і єдиним постачальником системних послуг; вона має беззастережне право використовувати всі допоміжні послуги відповідно до укладених контрактів. Допоміжні послуги, які здійснюються без укладання контрактів, оплачуються їх постачальникам згідно із спеціальними положеннями ринку електроенергії.

Допоміжні послуги із стабілізації частоти передбачають наявність резервів потужності при регулюванні частоти.

Кодексом визначено резерви первинного, вторинного та третинного регулювання.

Резерв первинного регулювання повинен повністю активізуватися автоматикою (у межах до 30 с) із фактичним квазістаціонарним відхиленням частоти до ± 200 мГц від заданого значення і залишатися в роботі не менше 15 хв, якщо відхилення зберігається. Установлено вимоги щодо обов'язкової участі генерації в первинному регулюванні, розподіленні резерву по RPS та підтриманні доступного резерву первинного регулювання.

Резерв вторинного регулювання – це резервний обсяг потужності, який при відхиленні частоти і/або балансу RPS від заданого значення можна автоматично отримати повністю в термін, не більший 15 хв, і який призначається для участі у відновленні резерву первинного регулювання й приведення частоти і балансу RPS до планового значення. АЕК «Транселектрика» визначає необхідний резерв вторинного регулювання і його розподіл між енергоблоками, а виробники надають його в межах технічних можливостей своїх блоків. Компанія також установлює основні уставки регулятора частоти обертання блоків, залучених до вторинного регулювання.

Швидкодійний резерв третинного регулювання («однохвилинний» резерв) призначається для швидкого відновлення (у межах 15 хв) резерву вторинного регулювання й участі в регулюванні частоти та балансу потужності RPS і вводиться виробниками на запит компанії «Транселектрика» на певний інтервал часу.

Повільний третинний резерв забезпечується генеруючими блоками, час запуску й набору навантаження яких не перевищує 7 год.

Повільне третинне регулювання призначається для відновлення «однохвилинного» резерву і забезпечення балансу генерація-споживання в разі, якщо відхилення потужності від заданого графіка зберігається.

Кожний приєднаний до електричних мереж оператор розподільних мереж і правочинний споживач повинні забезпечувати автоматичне вимкнення або обмеження обсягу споживання при падінні частоти й/або напруги нижче встановленого АЕК «Транселектрика» рівня.

Визначено, що один раз на півроку компанія «Транселектрика» переглядає норми ручного знеструмлення для певних категорій споживачів електроенергії та

норми поетапного обмеження споживання електроенергії за особливих обставин у RPS з метою контролю наявності споживачів для автоматичного або ручного регулювання їхнього навантаження при тимчасовому дефіциті енергії або потужності. Правила, які встановлюють процедури обмеження навантаження та знеструмлення споживачів, схвалено Національним регулятором ANRE.

Відповідно до положень Кодексу для отримання допоміжних послуг зі стабілізації напруги компанія «Транселектрика» контролює і координує діяльність надавачів цих послуг.

Допоміжні послуги для відновлення роботи RPS після серйозної аварії надаються генеруючими блоками та джерелами реактивної потужності з метою швидкодійного відновлення роботи RPS.

Кодекс установлює вимоги до диспетчерських пунктів АЕК «Транселектрика» щодо обладнання її автоматизованою системою диспетчерського управління та збору даних (EMS SCADA).

Компанію «Транселектрика» приєднано до електронної шини декількох операторів системи передачі (TSO) з UCTE за допомогою вузла оператора Асоціації європейських системних операторів (ETSO) з дотриманням технічних та організаційних вимог UCTE.

Вимоги до якості послуг з передавання електричної енергії та системних послуг орієнтовано на підтримання допустимих відхилень від номінальної частоти в RPS.

Визначено значення номінальної напруги в ПЕМ і вузлах мережі: 750 кВ, 400 кВ, 220 кВ і 110 кВ, наведено межі припустимих діапазонів зміни напруги і вимоги до якості форми кривих напруги й струму.

Припустимий діапазон напруги

Напруга у вузлах мережі, кВ	Припустимий діапазон напруги, кВ
750	735 – 765
400	380 – 420
220	198 – 242
110	99 – 121

Для забезпечення надійності та статичної й динамічної стійкості визначено умови критерію безпеки «N-1»¹⁾.

Відповідно до вимог Закону «Про електроенергетику» в Кодексі визначено вимоги щодо формування **перспективного плану розвитку ПЕМ** відповідно до

¹⁾ Правило, згідно з яким при відмові одного елемента мережі (електрична лінія, трансформатор, генеруючий блок, збірна шина підстанції) решта елементів, що залишаються в експлуатації, повинні бути здатними витримувати зміни поточних перетоків у мережі, викликані цією єдиною відмовою.

Національної енергетичної стратегії і політики. План розвитку повинен подаватися для схвалення до відповідального міністерства, а для затвердження – до ANRE. Установлено порядок і процедуру врахування даних, прогнозних показників і технічних критеріїв статичної та динамічної стійкості при виборі необхідних параметрів устаткування.

Вимоги до користувачів мережі стосуються диспетчеризованих генеруючих блоків, яким встановлено умови генерації активної й реактивної потужності відповідно до їх робочого графіка (P-Q) у межах частотного діапазону 49,5 – 50,5 Гц. Кожний генеруючий блок повинен бути обладнаним автоматичним регулятором частоти обертання, здатним безперервно контролювати безпечну роботу турбоагрегату і забезпечувати потужність первинного регулювання з високою швидкістю (менше 30 с). Установлено вимогу щодо здатності енергоблока стійко працювати впродовж тривалого часу з потужністю принаймні 40% – 100% від номінальної, а також інші вимоги щодо регулювання енергоблоків при їх роботі в енергосистемі.

Вимоги до експлуатації електрообладнання споживачів і оператора розподілення направлено, перш за все, на забезпечення необхідного обсягу споживання, установленого АЕК «Транселектрика», при падінні частоти і/або напруги. При цьому приєднані до ПЕМ оператор розподілення і споживачі (залежно від обставин) зобов'язані забезпечувати і підтримувати в робочому стані енергетичне устаткування.

Визначено вимоги щодо випробування, регулювання і контролю роботи різних систем, у тому числі і захисту навколишнього середовища та обміну інформацією із споживачами і ANRE.

Кодексом встановлено положення щодо захисту навколишнього середовища та обов'язкового виконання вимог технічних нормативних документів з метою усунення негативної дії передавальних мереж на навколишнє середовище.

Частина II «Положення про планування для диспетчеризованих генеруючих блоків» містить розділи щодо порядку планування роботи диспетчеризованих генеруючих блоків, процедури подання заявок робочої потужності, фізичних заявок і самостійного складання графіків навантаження виробників електричної енергії. Відповідними розділами встановлено форми та вимоги до змісту інформації заявок, терміну їх подання, прогнозованого обмеження вироблення електроенергії для гідрогенераторів, а також процедури перевірки, приймання та зміни заявок на робочу потужність.

Установлено також, що при визначенні оперативного графіка для диспетчеризованих генеруючих блоків виробник електроенергії повинен передбачати резерви та інші системні послуги відповідно до укладених із TSO контрактів.

Для чіткого і однозначного розуміння змісту тексту в II частині наведено акроніми та надано визначення основних термінів, уживаних у Кодексі.

Частина III «Положення про диспетчерське управління RPS» включає в себе розділи щодо повноваження і організації диспетчерського управління RPS, діяльності диспетчерських пунктів, оперативного планування роботи RPS,

діяльності чергових диспетчерів тощо.

Визначено ціль та основні завдання диспетчерського управління RPS. Установлено, що основними функціями диспетчерського управління RPS є перспективне планування і оперативне управління, визначено його види: координаційне управління, пряме управління, дистанційне управління, а також сформульовано вимоги до організації адміністративного управління. Установлено порядок введення в експлуатацію генеруючого, передавального й розподільного обладнання RPS, вимоги до планування рівнів напруги, розроблення робочого графіка навантаження на відповідний період тощо. Деталізовано порядок обміну даними оперативного планування.

У розділі щодо оперативного управління в енергосистемі RPS відображено відносини оперативної підпорядкованості оперативного персоналу диспетчерських пунктів, їх взаємодію при вирішенні питань управління енергосистемою; регулювання перетоків потужності, у тому числі і міжсистемних; контролю завантаження електростанцій.

Окремим розділом визначено, що у випадках, коли головний диспетчерський пункт або його системи диспетчерського управління не можна використовувати через надзвичайні ситуації: природні катаклізми, військові конфлікти, терористичні акти тощо, то Центральний енергодиспетчер має аварійне резервування, що носить назву Центрального аварійного диспетчера. Центральний аварійний диспетчер має без затримки технічно забезпечити прийняття на себе виконання всіх функцій Центрального енергодиспетчера енергосистеми країни.

Положенням про диспетчерське управління RPS встановлено норми організації та функціонування диспетчерського управління, процедури надання системних послуг, а також перелік персоналу, для якого це положення є обов'язковим. У Кодексі наведено перелік нормативних документів, покладених в основу розроблення цього Положення.

Умови приєднання до електричних мереж. Кодексом забезпечується право господарюючих суб'єктів, що генерують і/або постачають електроенергію, а також споживачів електроенергії на приєднання та законне використання мережі передавання й розподілу електроенергії (доступ до мережі). Власник ліцензії з передавання електричної енергії зобов'язаний забезпечити недискримінаційний регульований доступ до мережі ліній електропередавання для всіх учасників ринку електроенергії, а також для інших споживачів, безпосередньо приєднаних до передавальної мережі.

Відповідно до вимог Кодексу компанія «Транселектрика» повинна забезпечувати регульований доступ до електричних мереж. Компанія зобов'язана також упродовж максимум 15 робочих днів від одержання контрактного запиту на послуги передавання, надіслані власником ліцензії або правочинним споживачем, приєднаним до ПЕМ, підготувати пропозиції та укласти спеціальний договір. Процес приєднання ПЕМ регулюється: Положенням з підключення користувачів до електричних мереж, Положенням з електропостачання споживачів, Процедурою щодо співпраці операторів розподілу, передавання та системних послуг, Процедурою вирішення суперечок щодо підключення користувачів до електричних

мереж тощо.

Стадії підключення до ПЕМ: схвалення місця підключення; видача технічного рішення щодо приєднання; укладення контракту на підключення; виконання фактичних операцій підключення; виконання випробувань установок користувачів з метою підготовки їхнього запуску; увімкнення установок під напругу.

Технічні вимоги для підключення надаються компанією «Транселектрика» згідно з нормативними актами, перелік яких наведено в Кодексі. Технічні вимоги до підключення є однаковими для всіх користувачів ПЕМ однієї категорії (виробники, споживачі й дистриб'ютори). Положеннями Кодексу також визначено вимоги щодо обладнання споживача та певних умов його підключення.

Відповідно до вимог Кодексу для одержання дозволу на приєднання, претендент (виробник електроенергії, дистриб'ютор, постачальник, правочинний споживач²⁾) до своєї заявки додає документацію за встановленим переліком. Компанія «Транселектрика» виконує необхідні процедури щодо аналізу заявки та схвалення технічного приєднання; пропонує контракт і необхідні роботи для забезпечення приєднання, а також тариф на підключення. Наведено перелік даних і документацію, яка додається до заявки. У Кодексі конкретизовано вимоги до обладнання й устаткування на підстанціях, що з'єднують ПЕМ з установками її користувачів. Установлено, що результати схвалення технічного приєднання надаються в термін до 90 календарних днів від дати реєстрації заявки та отримання компанією всієї відповідної документації.

У доповіді Всесвітнього Банку та Міжнародної фінансової корпорації «Ведение бизнеса в 2012 году» (додаток 5) наведено фактичні основні показники щодо підключення споживачів до системи електропостачання Румунії: кількість процедур для проходження процесу підключення – 7; термін реалізації процедур – 223 дні; вартість підключення – 556,9% від доходу на душу населення країни.

В окремому додатку до Кодексу наведено вимоги до приєднуваних до мережі установок генерації і споживання, а також необхідну інформацію щодо приладів захисту та установок компенсації реактивної потужності.

Наведено також перелік нормативних документів, які необхідно застосовувати при виконанні положень Кодексу.

4. Італія. «Кодекс передачі, диспетчерського управління, розвитку і безпеки мережі» (далі – Кодекс) підготовлено відповідно до Декрету Прем'єр-міністра Італії від 11 травня 2004 р. і Директив Італійського регуляторного органу у справах електроенергетики і газу, постановою якого від 1-го листопада 2005 р. № 226/05 його введено в дію.

У послідуєчий період до Кодексу було внесено поправки, затверджені постановою Регулятора і Міністерства виробничої діяльності країни.

Кодекс відповідає вимогам законодавства та Правил електроенергетики, діючим у країні на період його формування, а також вимогам Директиви 96/92/ЄС та Директиви 2003/54/ЄС щодо лібералізації і регулювання ринку електроенергії в

²⁾ Споживач, який може вибирати свого постачальника і безпосередньо укласти з останнім договір на необхідний обсяг споживання, маючи прямий доступ до мережі передавання чи розподілу електроенергії.

країнах-членах ЄС.

Кодекс складається з таких розділів:

1. Оновлення і поправки (вносяться в процесі роботи).
2. Розвиток мережі.
3. Управління, експлуатація і технічне обслуговування мережі.
4. Положення щодо диспетчерського управління.
5. Послуга обліку електроенергії.
6. Послуга агрегування даних обліку електроенергії.
7. Положення про фінансові витрати на послуги диспетчерського управління та послуги передавання.
8. Енергетичний баланс.
9. Статистика.
10. Захист безпеки.
11. Якість послуги передавання.
12. Збір інформації та управління.
13. Консультативний комітет.
14. Загальні положення.

Кодекс передавання, диспетчерського управління, розвитку та безпеки мережі об'єднує нормативні акти та методики відносно діяльності з приєднання, управління, планування, розвитку та технічного обслуговування Національної електропередавальної системи (НЕС), а також диспетчерського управління та обліку електроенергії.

Кодекс формулює прозорі недискримінаційні норми:

- доступу до мережі та відповідні технічні правила;
- розвитку, управління та технічного обслуговування мережі;
- послуг диспетчерського управління;
- послуг з обліку та розрахунків фінансових витрат;
- безпека національної енергосистеми.

Національна електропередавальна система складається з груп електростанцій, ліній електропередавання, які об'єднують центри виробництва з зонами споживання, групи підстанцій та розподільчих електромереж, системи телеметрії та дистанційного управління.

Італійська енергосистема характеризується трьома рівнями напруги: 380 кВ, 220 кВ і 150-132-120 кВ.

Електропередачі напругою 380 кВ забезпечують об'єднання з європейською енергосистемою і являються основною магістральною мережею передачі електроенергії.

Мережі напругою 150-132-120 кВ виконують функції розподілу електроенергії на високій напрузі.

Оператор Національної електричної мережі в процесі своєї діяльності надає користувачам:

- **послуги з передавання і трансформації** електроенергії в НЕС – від генеруючих станцій і ліній, об'єднаних з зарубіжними країнами, до місцевих розподільчих мереж. Ця послуга включає діяльність приєднання, розвитку,

використання та технічного обслуговування мереж;

- **послуги диспетчерського управління** спрямовано на підтримку балансу між виробництвом, передаванням та розподілом електроенергії з необхідними резервами потужності, скоординованого використання та експлуатації генеруючих електростанцій, електропередавальних та електророзподільних мереж;

- **послуги обліку електроенергії** спрямовано на здійснення вимірів потоків електроенергії в точках підведення та відбору енергії, а також у точках приєднання міжсистемних ліній для реєстрації перетоків енергії різних користувачів;

- **послуги об'єднання даних обліку** спрямовано на збір та опублікування результатів вимірів системами обліку дистриб'юторських компаній у межах мережі Оператора.

Разом із зазначеними послугами Оператор збирає та узагальнює статистичні дані щодо вироблення і споживання електроенергії в НЕС з подальшим випуском спеціальної документації.

У розділі «**Розвиток мережі**» викладено принципи, критерії та методи, на яких Оператор засновує свої рішення щодо розвитку НЕС. Процес планування розвитку НЕС ґрунтується на отриманні інформації і даних про користувачів, які безпосередньо або побічно підключено до НЕС і які працюють під управлінням Оператора.

Визначено, що Оператор, відповідно до інформації з прогнозування попиту, прогнозу імпорту/експорту електроенергії, нових приєднань до НЕС, розвитку мережі, уже запланованих як у НЕС, так і у взаємодіючих мережах, щорічно готує та видає **План розвитку (ПР) НЕС**.

Відповідно до зазначеного документа визначаються заходи щодо безпеки, надійності, ефективності та безперебійності поставок електроенергії, а також зниження витрат на передавання та електропостачання із забезпеченням належного рівня якості послуг, зниження можливого перевантаження мережі та виконання вимог законодавства щодо захисту екології. Розвиток НЕС тісно пов'язано з приєднанням у перспективі нових користувачів.

У процесі планування НЕС Оператор аналізує розрахункові базові сценарії з урахуванням діючих і прогнозованих електростанцій, електричних мереж для гарантування безпеки та надійності роботи всієї електропередавальної системи.

Аналіз потокорозподілу навантажень здійснюється виходячи з критерію «N-1», включає всі види генерації, у тому числі поновлювані джерела з урахуванням прогнозованої оцінки ймовірного режиму їх роботи.

Процес планування розвитку НЕС ґрунтується на:

- тенденціях споживання електроенергії;
- прогнозі імпорту та експорту електроенергії;
- проектах розвитку та приєднання нових користувачів з доступом третіх сторін;
- вимогах необхідності модернізації обладнання електростанцій та електричних мереж;
- вимогах національного законодавства щодо захисту навколишнього середовища.

Прогнози щодо зростання споживання електроенергії і відповідного розвитку генеруючих потужностей та систем передавання ґрунтуються на своєчасно оновлюваних макроекономічних показниках аналізу динаміки економічного розвитку країни, прогнозу темпів зростання ВВП, інвестицій, зайнятості та відповідного зростання енергоспоживання в різних сферах економіки країни.

Прогнози охоплюють десятирічний період часу з поділом національної території на відповідні макрообласті.

Підрозділом **«Прогнози потужності імпорту та експорту»** визначено порядок розгляду і реалізації проектів збільшення пропускної здатності міжсистемних ліній зв'язку з енергосистемами інших країн. Оператор розглядає і включає до плану розвитку спорудження нових ліній електропередавання, які з'єднують італійську енергосистему з енергосистемами інших країн відповідно до вимог Закону № 290/2003 та Директиви 1228/2003/ЄС.

Підрозділом **«Екологічні та електричні потреби в модернізації мережі»** відмічається застереження про неприпустимість погіршення навколишнього середовища, а також територіальних екологічних характеристик на маршруті проходження ліній електропередавання.

У відповідних підрозділах також визначено порядок розвитку НЕС як за рахунок коштів галузевого розвитку, так і залучення інвестицій споживачів електроенергії.

Підрозділ **«Типи діяльності з розвитку»** включає перелік всіх необхідних робіт для приєднання до НЕС енергоустановок і нових споживачів електроенергії.

Приєднання до мережі НЕС електроустановок розподіляється на три основні категорії:

- приєднання великих теплових електростанцій з тепловою потужністю понад 300 МВт;
- приєднання теплових електростанцій малої потужності або електростанцій на поновлюваних джерелах енергії;
- міжсистемні з'єднувальні лінії електропередавання.

У розділі **«Плани відновлення»** Оператор формує план відновлення електромереж НЕС відповідно до вимог Закону країни «Загальний закон про захист від дії електричних, магнітних і електромагнітних полів» та інших обов'язкових умов.

Процес відновлення НЕС здійснюється Оператором щорічно.

У додатку до підрозділу **«Методика розширення НЕС»** викладено методика, дотримувану Оператором при підготовці планів розвитку НЕС.

Розділом **«Управління, експлуатація та технічне обслуговування мережі»** визначено порядок управління та експлуатації, режими роботи НЕС і міжсистемних зв'язків.

У розділі описано методи, які Оператор використовує для:

- здійснення управління НЕС;
- організації експлуатації і технічного обслуговування частини НЕС, за яку він несе відповідальність;
- визначення порядку повідомлення про будь-які аварійні режими;

– прийняття та поновлення методики забезпечення функціональної сумісності НЕС з лініями зв'язку, з іншими електричними мережами.

Підрозділом **«Режими роботи національної енергосистеми»** Оператором ідентифіковано:

- нормальні та безпечні режими роботи НЕС;
- порушення режимів роботи, аварії та відновлення електропостачання.

Згідно з підрозділом **«Міжсистемні лінії з'єднання з іншими електричними мережами»** Оператор приймає і оновлює Технічні правила для міжсистемних ліній зв'язку після консультацій з операторами цих мереж. Технічні правила для міжсистемних ліній зв'язку НЕС із зарубіжними електричними мережами формуються відповідно до інструкцій і рекомендацій UCTE та Асоціації європейських системних операторів (ENSTO-E).

У підрозділі **«Планування та управління неготовністю»** визначено методики планування та управління неготовністю елементів НЕС, мереж із доступом третіх сторін, окремих частин енергосистеми і генеруючих джерел. Установлено також, що Оператор готує плани виведення з роботи мережі в тій частині, за яку він несе відповідальність; координує плани виведення з роботи мережі споживачів з урахуванням забезпечення виконання їх планів та права доступу третіх сторін; оновлює допустимі обсяги обмеження передачі між ринковими зонами відповідно до вимог законодавства та Директивами ЄС.

Готуючи плани виведення з роботи устаткування і ліній передавання, Оператор визначає рівні можливого обмеження передавання між ринковими зонами.

Визначено порядок оцінки Оператором можливих **мережевих обмежень через неготовність** відповідно до методики планування неготовності обладнання; при цьому Оператор інформує споживачів послуг диспетчерського управління про обмеження, що пов'язані з неготовністю.

Положеннями підрозділу **«Щорічний план виведення з роботи»** встановлено щорічні терміни формування оператором НЕС з доступом третіх сторін і споживачів послуг диспетчерського управління, планів виведення з роботи відповідного обладнання і ліній електропередавання.

Підрозділом **«Плани виведення з роботи генеруючих станцій»** згідно з Декретом Міністерства виробничої діяльності визначаються актуалізовані довгострокові плани виведення з роботи генеруючих джерел.

Оператор визначає також ефективно **доступну генеруючу потужність** від загальної встановленої генеруючої потужності для покриття споживання електроенергії та/або постачання резерву заміщення в певні періоди.

Підрозділом **«Нормативи на технічне обслуговування»** встановлено, що Оператор відповідно до чинного законодавства та інструкцій організовує ремонтні роботи у своїй мережі для підтримки робочого стану обладнання електростанцій.

Для збереження НЕС у готовності Оператор виконує належні перевірки та ремонтні роботи в нормальних і надзвичайних умовах. Перевірки і критерії якості технічного обслуговування визначаються Оператором відповідно до встановлених принципів, включаючи кодекс, стандарти, технічні умови на елементи та обладнання тощо.

У додатку до розділу **«Управління, експлуатація і технічне обслуговування мереж»** наведено нормативно-довідкові документи з організації експлуатації мереж:

- «Загальні критерії для захисту мереж з напругою 120 кВ та вище»;
- «План захисту енергосистеми»;
- «План відновлення енергопостачання національної енергосистеми»;
- «Загальні критерії для перевірки захисних апаратів мереж з напругою 120 кВ та вище»;
- «Критерії для перевірки частотних реле енергосистеми»;
- «Участь у регулюванні напруги»;
- «План дій у надзвичайній ситуації для безпеки енергосистеми»;
- «План дій у надзвичайній ситуації для безпеки енергосистеми»;
- «Відключення повітряних ліній електропередачі 380-220-150-132 кВ у випадках лісових пожеж» тощо.

Розділ **«Положення щодо диспетчерського управління»** є домінуючим у Кодексі як щодо важливості та повноти визначення основних положень режимно-диспетчерського управління енергосистемою країни, так і щодо обсягу опрацьованого матеріалу. У зазначеному розділі визначено загальні положення – споживачі послуг диспетчерського управління, вузли диспетчерського управління, одиниці вироблення (ОВ), потужність генерації та споживання з розподілом основної мережі на зони тощо. Особливу увагу приділено визначенню ресурсів для диспетчерського управління, перш за все для усунення перевантажень; ресурсам первинного, вторинного, третинного резервів потужності, а також резервам реактивної потужності для первинного та вторинного регулювання напруги.

Визначено причини та порядок скидання навантаження та участь у відновленні роботи енергосистеми. Опрацьовано питання безпеки в енергосистемі, методи та методики компенсації для забезпечення готовності виробничих потужностей.

У підрозділі **«Формування оновлених програм виробництва та споживання електроенергії»** опрацьовано питання організації обліку електроенергії, закупівлі та продажу на ринку енергії на добу вперед, дерегулювання добового прогнозу споживання електроенергії тощо.

Опрацьовано методи й зобов'язання щодо виставлення заявок на ринку послуг диспетчерського управління, етапи його планування, а також ресурсного забезпечення послуг диспетчерського управління.

Установлено обов'язковість виконання вимог зазначеного розділу для Оператора ринку, споживачів послуг диспетчерського управління (СПДУ), Оператора мережі.

Визначено категорії формування груп генерації, у тому числі з урахуванням поновлюваних джерел та когенерації.

Установлено критерії для визначення основних електростанцій і груп станцій відповідної потужності та порядок взаємовідносин оператора та споживачів послуг диспетчерського управління, а також здійснено розподіл електромережі на зони обслуговування, забезпечення пропускної здатності систем передавання та постачання електроенергії для недопущення перевантажень у кожній зоні.

Визначено ресурси для диспетчерського управління та усунення перевантажень в основній мережі на етапі планування, порядок розблокування та введення в роботу поновлюваних джерел і потужностей резерву на стадії випробування, а також необхідні додаткові обсяги закупівлі генеруючих ресурсів через ринок послуг диспетчерського управління.

Розділом визначено **ресурси для первинного резерву** потужності для всіх генераторних груп, що працюють паралельно з об'єднаною європейською енергосистемою. Установлено, що резерв має бути постійно доступним та, за можливості, розподілятися в енергосистемі рівномірно. Надання ресурсів для резерву первинного регулювання здійснюється в діапазоні потужності вироблення електроенергії, доступної Операторові. Діапазон контролюється пристроєм автоматичного регулювання відповідно до відхилень частоти, установлено технічні вимоги до процесу надання ресурсів. При цьому СПДУ усіх діючих одиниць генерації зобов'язані надавати ресурси для резерву первинного регулювання, забезпечувати дотримання встановлених діапазонів регулювання, у тому числі окремо по зонах Сардинії і Сицилії ($\pm 10\%$) та в інших зонах (не менше ніж $\pm 1,5\%$ ефективної потужності кожної генераторної групи).

Допускається перерозподіл діапазону первинного регулювання серед діючих генераторних груп у складі ОВ між модернізованими теплоелектричними ОВ, модулями з комбінованим циклом і гідроелектростанцій.

Установлено, що компенсація за послуги визначається Органом влади за рекомендацією Оператора.

Розділом визначено, що Оператор використовує відповідні ресурси **вторинного резерву потужності** або вторинного регулювання частоти/активної потужності для компенсації розриву між споживанням електроенергії та її виробленням у НЕС, відновлення трансграничних енергообмінів електроенергією до планових рівнів, сприяючи відновленню частоти в європейській енергосистемі. Зазначене управління здійснює центральний регуляторний орган у системі управління Оператора. Надання ресурсів для вторинного резерву потужності від СПДУ формується на етапі планування оперативного управління та реалізується на етапі управління в реальному часі. При цьому діапазон вторинного резерву має контролюватися автоматичним пристроєм регулювання.

Оператор забезпечує наявність ресурсів для вторинного резерву потужності через Ринок послуг диспетчерського управління (РПДУ).

Установлено, що Оператор використовує ресурси **третинного резерву потужності** для створення необхідних запасів відносно мінімальної або максимальної потужності в програмах, виконуваних РПДУ.

Відмічено, що третинні резерви потужності мають бути включені в сукупні програми, виконувани РПДУ.

Розділом визначено основні ресурси для **послуг з балансування** в режимі реального часу для:

- підтримання балансу між виробництвом і відбором електроенергії;
- усунення перевантаження мережі;
- відновлення обсягів вторинних резервів потужності.

Для цього Оператор: активізує ресурси третинного резерву потужності; приймає, у режимі реального часу, заявки від одиниць, яким дозволено брати участь у балансуванні.

Дозволяється надавати послугу з балансування: ОВ, підключеним до електропередавальної системи на правах доступу третьої сторони; ОВ, що не належать до таких категорій, у тому числі ОВ від поновлюваних джерел.

Оператор забезпечує закупівлю ресурсів регулювання для збільшення ресурсів балансування через РПДУ.

До послуги з **короткочасного вимкнення навантаження** Оператор вдається при недостатності ресурсів потужності генерації для підтримання експлуатаційної безпеки енергосистеми.

Розділом визначено порядок установлення **резерву реактивної потужності для первинного регулювання напруги**. Поставка ресурсів для первинного регулювання напруги поділяється на резерв реактивної потужності для первинного регулювання напруги генераторної групи і резерв реактивної потужності для первинного регулювання напруги електростанцій за допомогою автоматичного пристрою регулювання реактивною потужністю.

Споживачі послуг диспетчерського управління зобов'язані надавати ресурси для послуги з резервування реактивної потужності для первинного регулювання напруги відповідно до вимог Оператора.

Надання ресурсів для послуги з резервування реактивної потужності для **вторинного регулювання напруги** полягає в підпорядкуванні вироблення реактивної потужності генераторної групи у складі електростанцій централізованого автоматичного пристрою регулювання, здатного регулювати реактивну потужність, надану кожною з цих генераторних груп на основі відхилення напруги в певних точках з'єднання, визначених Оператором відповідно до встановлених технічних умов. При цьому характеристики пристроїв регулювання мають відповідати вимогам, включеним до Технічних норм з приєднання.

Установлено, що для участі в послугі з резервування реактивної потужності для вторинного регулювання напруги кожна електростанція має бути обладнаною автоматичною системою регулювання реактивної потужності й напруги (ASRV) і відповідною телекомунікаційною апаратурою для обміну інформацією з регіональним регулятором напруги (RVR).

СПДУ, генераторні групи яких є правочинними з точки зору надавання послуги з резервування реактивної потужності для вторинного регулювання напруги, мають право на компенсацію за надані послуги на вимогу Оператора, яка визначається відповідним органом влади.

Підрозділом «**Перевірка безпеки**» встановлено щотижневі перевірки в енергосистемі з метою: можливості покриття споживання електроенергії в умовах перевантаження мережі; перевірки обсягів первинного, вторинного і третинного резервів потужності; оцінювання й прийняття рішень щодо планів проведення регламентних робіт, а також перевірки спорожнення резервуарів і водоймищ.

Оператор ринку визначає **результати ринку енергії «на добу вперед»**, включаючи заявки на додаткові закупівлі й продажі енергії, надсилає Операторові

попередні сукупні програми з виробництва й відбору електроенергії для вузлів диспетчерського управління.

Оператор публікує обсяг електроенергії, яку буде продано або куплено в кожному часовому інтервалі ринку енергії «на добу вперед», а також сталу вартість закупівлі або продажу електроенергії на ринку енергії «на добу вперед» у місяць, що йде після місяця накопичення таких витрат.

У підрозділі **«Керування ресурсами для послуг диспетчерського управління»** визначено обсяги ресурсів, застосовуваних для балансуючого ринку, порядок управління послугами з балансування ринку, у тому числі порядок управління ресурсами для послуг вторинного резерву потужності, а також порядок формування диспетчерських розпоряджень.

Відповідно до положень директив Міністерства промисловості, торгівлі й ремесел від 21 січня 2000 р. у разі страйків, які впливають на електроенергетику, Оператор повинен оцінювати рівень безпеки енергосистеми з урахуванням готовності всіх генеруючих ресурсів та надавати відповідні повідомлення.

Додатками до цього розділу Кодексу електричних мереж є нормативно-довідкові документи:

1. «План захисту енергосистеми».
2. «План відновлення функціонування національної енергосистеми».
3. «Участь у регулюванні напруги».
4. «Участь у регулюванні частоти активної потужності».
5. «Автоматична система регулювання напруги (ASRV) для електростанцій».
6. «План дій у надзвичайній ситуації для підтримання безпеки енергосистеми».
7. «Вимкнення повітряних ліній електропередавання 220-150-132 кВ у разі лісових пожеж».
8. «Методика вибору ресурсів на етапі планування РПДУ».
9. «Методика вибору ресурсів на балансуючому ринку».
10. «Визначення зон у основній мережі».
11. «Метод визначення обов'язкових програм».
12. «Типова угода про диспетчерське управління».
13. «Одиниці вироблення, визначальні з точки зору безпеки енергосистеми».
14. «Технічна методика для оцінювання сумісності страйків, що охоплюють електростанції, із захистом експлуатаційної безпеки».
15. «Метод повідомлення даних для щотижневих перевірок безпеки».
16. «Метод імовірнісної оцінки життєво важливих резервів».
17. «Методика визначення основної потужності третинного резерву».
18. «Ведення реєстру одиниць вироблення».
19. «Система команд: зміна технічних даних РОВ».
20. «Система команд: формат повідомлення».
21. «Ведення реєстру одиниць споживання».
22. «Система команд: комп'ютерні вимоги до засобів пересилання диспетчерських розпоряджень (BDE)».
23. «Пропозиція з визначення внеску на заміщення послуги резерву

первинного регулювання».

24. «Пропозиція з визначення внеску на заміщення послуги з резервування реактивної енергії для первинного регулювання напруги».

25. «Пропозиція з визначення компенсації за послугу резервування реактивної потужності для вторинного регулювання напруги».

26. «Комплексні технічні приписи щодо приєднання до Пульта управління короткочасним вимкненням навантаження».

27. «Вимкнення навантаження периферійного пристрою. Настанови із впровадження».

28. «Вимкнення навантаження периферійного пристрою. Профіль протоколу МЕК 870-5-104»;

29. «Технічні дані істотних ОВ, застосовні для цілей енергоринку».

30. «Система й гарантійні положення згідно зі Ст. 49 додатка А до постанови 111/06 Регуляторного органу з електроенергії й газу».

31. «Типова угода щодо надання послуги з короткочасного вимкнення навантаження диспетчером».

У розділі **«Енергетичний баланс»** встановлено завдання та порядок розрахунку фізичного балансу НЕС і всієї території країни з урахуванням окремо працюючих мереж, з визначенням загальних обсягів виробленої та спожитої активної енергії, а також торговельного балансу країни з урахуванням обсягів поставки енергії з вільного ринку. Для формування зазначених балансів, перш за все торговельного, встановлено порядок надання Оператору показників обліку потоків електроенергії всіма енергетичними компаніями країни.

Розділом Кодексу **«Статистика»** визначено порядок забезпечення інституціональних органів та всіх власників і користувачів мережі інформацією з визначенням порядку доступу до цієї інформації та терміну її надання. Встановлено порядок та обсяг інформаційного забезпечення Оператора від усіх видів генерації, у тому числі поновлюваних джерел, споживачів з доступом третіх сторін незалежно від форми власності.

Розділом **«Захист безпеки»** визначено порядок захисту НЕС країни в умовах здійснення планових відключень, аварійних і непередбачуваних ситуацій, що можуть призвести до втрати керованості енергосистемою для прийняття Оператором відповідних упереджувальних заходів. Виконання вимог зазначеного розділу покладено на Операторів мережі, власників і користувачів електромереж.

Розділом **«Якість послуг передавання»** встановлено обов'язковість виконання диспетчерських розпоряджень щодо регулювання та дотримання встановленого рівня напруги і частоти в енергосистемі відповідно до положень Технічного регулювання, необхідність розвивати та підтримувати в експлуатації електромережі відповідно до Технічного регламенту. Визначено порядок моніторингу якості послуг передавання електроенергії, диспетчерського управління та надання відповідної інформації для здійснення контролю якості послуг.

5. Британія. Кодекс Національної магістральної електричної мережі.

Мережний кодекс («The Grid Code» – National Grid Electricity Transmission)

встановлює правила та принципи робочих процедур, що регулюють відносини британської мережної компанії National Grid plc (NG) з усіма користувачами магістральної електроенергетичної мережі: виробниками, постачальниками та споживачами, що одержують електроенергію з магістральної мережі незалежно від конкретного постачальника.

Мережний кодекс визначає функціональні процедури для цілей планування, приєднання до мережі, оперативного управління робочих операцій (охоплює як штатні, так і позаштатні ситуації), а також балансування потужності.

Мережний кодекс має на меті створення умов для конкуренції у сфері виробництва та постачання електроенергії, є зведенням оптимальних рішень (особливо технічних) для всіх користувачів і для компанії NG щодо роботи магістральної електроенергетичної мережі.

Мережний Кодекс складається із Вступу, Словника термінів і визначень, Кодексу планування (Planning Code), Умов приєднання (Connection Conditions), Кодексів оперативного управління (Operating Codes), Кодексів балансування (Balancing Codes), Кодексу реєстрації даних (Data Registration Code), Загальних умов (General Conditions), Контрольних перевірочних процедур.

«Вступ» (не входить до складу Кодексу) – містить загальні відомості і призначений тільки для інформації користувачів.

«Кодекс планування» (Planning Code - PC) визначає технічні й проектні критерії й процедури, які треба застосовувати при плануванні розвитку магістральної системи NG, і враховуватися користувачами та магістральною системою при розвитку власних мереж і устаткування. PC встановлює вимоги щодо обміну інформацією між мережною компанією NG і користувачами магістральної системи стосовно питань планування й розвитку мереж.

У Кодексі планування визначаються основні причини, які викликають необхідність розширення й розвитку магістральної системи NG, зокрема:

- розвиток уже приєднаних до магістральної системи мереж користувача;
- утворення нових зон приєднання в системі NG і модифікації схем уже наявних зон;
- сукупний ефект взаємного розвитку магістральної системи NG і мереж одного або декількох користувачів.

Кодекс PC визначає типи енергооб'єктів і енергоустановок, на яких можна виконувати роботи з реконструкції, установлення та введення/виведення об'єктів з експлуатації, пов'язані з розширенням магістральної системи NG, а саме:

- підстанції на ділянках приєднання електростанцій та/або електроустановок користувачів;
- ділянки ліній та/або установки, що з'єднують місця приєднань користувачів безпосередньо до магістральної системи NG;
- лінії та/або установки в точках системи, віддалених від ділянок приєднання.

У зазначеному розділі визначаються вимоги до розрахунку часу, необхідного для проведення робіт із планування й розширення магістральної системи NG з урахуванням типів і масштабів робіт зі зміцнення й розширення енергосистеми, ступеня їхньої складності та тривалості процедури узгодження на їхнє проведення, у

тому числі переконання громадськості в збереженні надійності й безпеки енергопостачання на період проведення робіт тощо.

«Умови приєднання» (Connection Conditions) визначають мінімально припустимі технічні, проектні й експлуатаційні критерії та норми, які повинні виконуватися системою NG у місцях приєднання і яких повинні дотримуватися користувачі (як споживачі, так і виробники електричної енергії, за винятком дрібних електростанцій), приєднані або ті, що мають намір приєднатися до магістральної системи NG.

Положення щодо підключення до Національної системи передавання електроенергії викладено в Правилах приєднання і використання Кодексу (Connection and Use of System Code). Процедура підключення включає в себе положення щодо надання інформації і звітів з виконання умов підключення, правил безпеки, наявності програми введення в експлуатацію тощо

Розділ містить норми допустимих відхилень частоти і напруги в мережі. При нормальних умовах в пунктах підключення споживача до електричної мережі напругою 400 кВ допустиме відхилення напруги становить $\pm 5\%$. При порушенні встановленого порядку допустиме відхилення напруги в діапазоні $\pm 10\%$ протягом не більш 15 хв. Електричні мережі напругою 275 кВ і 132 кВ можуть мати похибку $\pm 10\%$ при нормальних умовах. При номінальній напрузі нижче 132 кВ за нормальних умов похибка може становити $\pm 6\%$.

При підготовці пропозицій щодо приєднання до мереж за згодою користувача і Національної мережі електропередавання (NGET – National Grid Electricity Transmission) використовується відповідна анкета запиту інформації, а при відсутності згоди між ними – нормована форма запиту інформації. При цьому має бути наведеним перелік високовольтного обладнання, перелік електростанцій і установок, зони обслуговування і постачання, перелік телекомунікаційного обладнання і вимірювальної апаратури.

У разі підключення нового користувача умови відповідальності кожної із сторін підключення повинні бути підготовлені NG за участю відповідних користувачів як мінімум за 2 тижні до дати підписання двосторонньої угоди на приєднання.

Перелік обов'язків кожної сторони повинен відповідати всім вимогам для електростанцій і пристроїв.

У доповіді Всесвітнього Банку та Міжнародної фінансової корпорації «Ведение бизнеса в 2012 году» (додаток 5) опубліковано основні показники щодо підключення споживачів до системи електропостачання в середньому по Англії: кількість процедур для проходження процесу підключення – 5; термін реалізації процедур – 109 днів; вартість підключення – 72,3 % від доходу на душу населення країни.

«Кодекси оперативного управління» (Operating Codes - OC) підрозділяються на окремі розділи (кодекси), у тому числі:

OC 1. Прогнозування попиту на електроенергію і потужність (Demand Forecasts) визначає процедуру прогнозування споживання (активної й реактивної потужності) для цілей оперативного управління.

Зумовлено, що для прогнозного періоду, визначеного як стадія оперативного прогнозування, величина попиту визначається компанією NG на підставі прогнозних даних, що надаються мережними операторами та при певних обставинах операторами виробників електроенергії за формою, прийнятою в даному кодексі. Враховуються також і дані, що надаються відповідно до Кодексу планування (PC). Для періодів, що послідовно слідує за стадією оперативного планування й визначених як стадія програмування і як стадія управління відповідно, мережена компанія NG здійснює свої прогнозні розрахунки обсягу споживання, з огляду на інформацію й дані, одержані від постачальників, мережних операторів і операторів генераторів.

Розділ визначає порядок надання даних, що стосуються управління споживанням, для стадії оперативного планування та програмування. Визначено та регламентовано терміни підготовки прогнозів.

ОС 2. Оперативне планування та забезпечення базами даних (*Operational Planning and Data Provision*). ОС 2 призначено для координації планування тимчасового виводу з експлуатації потужних блоків електростанцій, устаткування енергосистем і магістральних мереж, а також відключення користувачів у зв'язку із плановим і позаплановим поточним ремонтом, реконструкцією, будівництвом тощо.

Оперативне планування включає в себе планування на певні періоди за даними прогнозу передавання електричної енергії від генерації NGET разом з резервом генерації з урахуванням відключення окремих блок-станцій, модулів силових парків, зовнішніх зв'язків тощо, підтримуючи стандарти згідно з ліцензією на передавання електроенергії компанією NGET та ліцензією на постачання електричної енергії розподільчими мережами.

ОС 2 формулює умови й правила та процедури для координації: виведення з експлуатації генераторних установок, ділянок мережі, електричних установок і апаратів магістральної системи NG і систем мережних операторів для проведення будівельно-монтажних, ремонтних і профілактичних робіт; забезпечення компанією NG генеруючого резерву для покриття споживання як загальнонаціональних, так і регіональних груп споживачів. Кодекс містить вимоги до оперативного резерву, зокрема параметрів регуляторів частоти енергоблоків для запуску з режиму очікування, а також включення «гарячого» (швидкодійного) резерву генерації згідно з двосторонніми договорами. Установлено порядок щодо визначених добових і часових термінів введення резерву. Визначено діапазон регулювання частоти потужних електростанцій, а також можливість внесення змін діапазону частот між 49,70 Гц і 49,60 Гц за умови забезпечення загальної потужності енергосистеми. NGET визначає рівень оперативного резерву для реалізації механізму балансування потужності енергосистеми.

ОС 2 також містить положення щодо подання операторами виробників електроенергії компанії NG інформації та даних, що стосуються планових параметрів генеруючих установок з метою забезпечення процесу планування.

ОС 5. Випробування й моніторинг (*Testing and Monitoring*) визначає правила та процедури, які здійснює компанія NG при виконанні контролю за режимами роботи блоків електростанцій, дотриманні кодексу балансового механізму, за

виконанням їх зобов'язань щодо здійснення функції допоміжного обслуговування, **за виконанням користувачами умов приєднання (Connection Conditions)** при регулюванні частоти, а також зобов'язує користувачів до проведення випробувань відповідно до заданого оператором режиму роботи в енергосистемі в день їхнього проведення.

Чинність Кодексу ОС 5 однаковою мірою поширюється на компанію NG і на операторів – виробників електроенергії, мережних операторів, прямо приєднаних споживачів і постачальників.

ОС 6. Управління споживанням (Demand Control) визначає правила та процедури для мережних операторів розподільчої мережі і компанії NG при проведенні оперативних дій з зниження споживання при виникненні дефіциту активної потужності, аварійної ситуації або інших проблем з необхідністю регулювання частоти та рівнів напруги в енергосистемі.

Кодекс передбачає різні форми та засоби впливу на обмеження споживання:

- при зниженні напруги в споживача з ініціативи мережного оператора, крім дій, здійснених згідно інструкції й вказівки компанії NG;
- скорочення споживання шляхом відключення споживача від мережі з ініціативи мережного оператора, крім дій, здійснених згідно з інструкцією й вказівками компанії NG;
- скорочення споживання згідно з інструкцією й вказівками компанії NG;
- автоматичне частотне розвантаження шляхом відключення споживачів;
- відключення споживачів у режимі ручного управління при виникненні надзвичайних ситуацій.

Передбачено введення процедури «Системне попередження – Високий ризик скорочення попиту» або «Системне попередження NG – Неминучий контроль попиту», яка встановлюється за певних умов (ОС 6.5.3, ОС 6.5.4).

Установлено, що в особливих умовах Національна передавальна компанія може надати попередження про можливий ризик скорочення споживання до 20% від загального обсягу на термін до 5 хв рівномірно по всіх мережних зонах. При менших обсягах можливого скорочення споживання (у межах 5-6%) мережний оператор повинен без затримки виконувати інструкції компанії NGET.

У разі необхідності скорочення споживання в обсязі більше 20% Національна мережна компанія має повідомити Мережного оператора про можливість такого високого ризику до 16 год попередньої доби. При цьому рівень можливого короткочасного зниження споживання обмежено понад 20%, але не більше 40% від загального його обсягу. Відмічено, що при попередженні Мережного оператора після визначення часу обсяги споживання можуть бути знижені лише в допустимих для мережі обсягах.

ОС 7. Оперативний зв'язок (Operational Liaison) передбачає вимоги до оперативного обміну інформацією, до графіків планованих оперативних дій, а також до оперативних дій у зв'язку з непередбаченими обставинами, наприклад, аваріями або технологічними збоями в роботі. Визначено також види системного попередження NG.

ОС 8. Координація безпеки робіт (Safety Coordination) визначає стандартні

правила та процедури для компанії NG і користувачів при координації, прийнятті та виконанні заходів з безпеки в ході проведення профілактичних, ремонтних, монтажних і інших робіт у системі NG або у користувача, а також при подібних роботах на високовольтних апаратах у суміжних з NG системах або у користувача.

ОС 9. Планування при виникненні непередбачених обставин (Contingency Planning) передбачає необхідність врахування при плануванні можливості виникнення непередбачених обставин і випадків у ході виконання графіків передавання електроенергії відповідно до контрактних зобов'язань. Установлюються основні процедури щодо виконання відновлювальних процедур після повної або часткової зупинки (запуску із знеструмленого стану (Black Starts), з ресинхронізації окремих ділянок загальної системи, які виявилися ізольованими від усієї енергосистеми без повної або часткової зупинки роботи електростанцій.

ОС 10. Інформація про поточні події, що відбуваються (Event Information Supply) установлює вимоги до уніфікації та спрощення процедури подання детальної інформації про істотні події. Передбачає вимоги щодо подання письмових звітів про збої, що відбуваються, або порушення режимів і супутніх їм обставин.

ОС 11. Перелік і номенклатура високовольтного устаткування (Numbering and Nomenclature of HV Apparatus at Certain Sites) визначає вимоги до високовольтної апаратури компанії NG, установленної на ділянках систем користувачів і високовольтної апаратури користувача, установленної на ділянках приєднання до компанії NG. Номенклатура повинна відповідати вимогам нумерації та ідентифікації системи позначення, яку застосовує компанія NG. Визначає процедуру обліку високовольтного устаткування й апаратури та їх номенклатурних характеристик.

ОС 12. Системні випробування (System tests) установлює умови щодо процедури проведення системних випробувань, до яких відносяться випробування, що включають контрольоване моделювання нерегулярних, незвичайних або екстремальних умов у загальній системі або на ділянці загальної енергосистеми, що не відносяться до регламентних випробувань при введенні в дію устаткування.

ОС 12 визначає обов'язки та вимоги до процедури організації й проведення системних випробувань, які впливають або можуть впливати на систему NG, систему користувачів та/або систему оператора зовнішньої об'єднаної енергосистеми. Системні випробування, що виконуються компанією NG і мають вплив на систему користувача, у всіх випадках підпадають під дію кодексу ОС 12.

«Кодексом балансового механізму» (Balancing Codes as Balancing Mechanism process) визначено процедури щодо порядку оперативних дій у рамках балансового механізму (Balancing Mechanism) з випуском відповідних розпоряджень для користувачів, спрямованих на підтримку **цілісності магістральної мережі NG**.

Кодекс балансів або балансового механізму складається з трьох розділів:

ВР 1. Процедура формування балансу, що передуює закриттю торгів (Pre Gate Closure Process). Розділ передбачає порядок збору даних по кожній одиниці енергетичного устаткування, що входить до балансового механізму (Balancing Mechanism Unit). Проводиться також збір іншої інформації, необхідної для використання на торгах наступного дня («на добу вперед»).

BP 2. Процедура складання балансу після закриття торгів (Post Gate Closure Process). Розділ передбачає ту саму процедуру, що й розділ BP 1, у реальному часі після закриття торгів.

Крім того, положення розділу BP 2 регулюють процедуру обміну будь-якою іншою інформацією між компанією NG і учасниками балансового механізму (BM Participants) або окремими користувачами, що може мати місце після закриття торгів.

BP 3. Процедура контролю частоти (Frequency Control Process). Балансовий кодекс BP 3 встановлює процедуру контролю рівня частоти в енергосистемі (System Frequency control), що повинна забезпечуватися компанією NG при відповідній взаємодії з користувачами. Контроль рівня частоти здійснюється за допомогою електростанцій, що діють у відповідному діапазоні реагування або обмеженого реагування на коливання частоти та за допомогою управління споживанням за завданням компанії NG. Установлено, що відповідні інструкції й розпорядження компанії NG обов'язкові для виконання операторами електростанцій і мереж. Зазначені режими визначаються за узгодженням з усіма учасниками балансового механізму (Balancing Mechanism).

«Кодекс реєстрації даних» (Data Registration Code) установлює уніфікований перелік усіх даних, які мають одержувати на регулярній основі компанія NG від користувачів і користувачі від компанії NG у процесі реалізації процедури мережного кодексу.

Установлено, що при виявленні розбіжності в ідентифікації окремих даних між тематичним розділом мережного кодексу й зведеним розділом кодексу реєстрації даних, перевагу мають положення тематичного розділу.

Розділ «Загальні умови» (General Conditions) містить загальні положення й умови застосування всіх положень правил та процедури функціонування компанії NG. Основна мета загальних положень і умов – забезпечити, наскільки це можливо, єдине розуміння й трактування різних розділів мережного кодексу і порядок застосування його положень на практиці для створення найбільш вигідних умов для всіх користувачів. Визначено також порядок утворення й діяльності Контрольної ревізійної комісії з дотримання мережного кодексу.

У розділі **«Контрольні перевірки процедури»** (не входить до складу Кодексу) описано процедури внесення змін до Кодексу. У ліцензії на право здійснення передавання електроенергії (Transmission Licence) міститься порядок внесення змін і уточнень до Кодексу, а також перелік обов'язків мережної компанії NG згідно з дотриманням регламенту, визначеного в розділі «Загальні умови».

6. Казахстан. Електромережні правила республіки Казахстан.

«Електромережні правила республіки Казахстан» (ЕМП – Правила) – це нормативно-правовий акт, що регулює відносини, пов'язані з користуванням електричними мережами, включаючи планування, приєднання, експлуатацію, диспетчеризацію тощо. Структура електроенергетики Казахстану є аналогічною українській після реструктуризації.

Правила мають тристоронню мету:

– містять положення, які регулюють обов'язки користувачів, що дозволяють електромережним компаніям, технічному й ринковому операторам виконувати свої обов'язки з надійного передавання електроенергії, надання системних послуг і забезпечення якісного постачання електроенергії в умовах конкурентного ринку;

– відображають вимоги та обов'язки електромережних компаній, технічного й ринкового операторів щодо забезпечення відповідних умов діяльності всіх суб'єктів ринку електроенергії, а також додаткових послуг;

– визначають порядок доступу до енергосистеми, у тому числі фізичного підключення до енергосистеми. Правила також визначають умови для справедливого й відкритого використання мережі.

Правила регулюють відносини між різними користувачами електричних мереж, тому вони є об'єднувальним документом. При цьому вони не містять положень, що регулюють внутрішню діяльність електромережних компаній. Правила встановлюють процедуру розв'язання спірних питань, арбітражу.

Правила встановлюють також умови, які повинні виконувати всі сторони. Відповідальність за перегляд і внесення змін у ЕМП покладено на відповідний уповноважений орган.

Правила мають сім основних розділів:

1. Загальні положення.
2. Розвиток енергетичної системи.
3. Порядок доступу до енергосистеми.
4. Правила управління роботою енергетичної системи.
5. Комерційний облік.
6. Оцінка надійності.
7. Системне регулювання та послуги диспетчеризації.

Розділ «**Загальні положення**» містить список використаних термінів і загальні умови, що відносяться до всіх розділів ЕМП.

У розділі «**Розвиток енергетичної системи**» наведено процедури планування й розвитку мереж і системи виробництва.

Вимоги цього розділу поширюються на:

- системного оператора (СО);
- енергогенеруючі організації (ЕГО);
- електромережні компанії;
- споживачів електроенергії з прямим приєднанням до відповідних електромережних компаній;
- оператора ринку централізованої торгівлі електроенергії (ОРЦТЕ);
- осіб, що підписали договір на вхід в електричні мережі (договір на приєднання).

Процедуру планування електричної мережі – стандарти й критерії, що використовуються при плануванні, наведено в другій главі Правил.

План розвитку електричної мережі (ПРЕМ) є основним документом, на підставі якого уповноважений орган видає дозвіл на будівництво електричних станцій, ліній електропередавання та підстанцій, основних міжсистемних і міжрегіональних мереж і визначає строки будівництва зазначених об'єктів.

Наведено структуру ПРЕМ, дані про енергоустановки, навантаження, а також про системи користувача.

Установлено, що СО щорічно розробляє і публікує детальний План розвитку Національної електричної мережі (ПРНЕМ) з перспективою на три роки. ПРНЕМ повинен відповідати Індикативним планам розвитку виробництва (ІПРВ) та враховувати всі його вимоги.

Прийнято що ПРНЕМ має відповідати нормативним документам з планування стандартам, повинен бути підготовленим протягом трьох місяців з моменту публікації ІПРВ.

В ІПРВ визначено критерії системи планування виробництва електроенергії для забезпечення енергетичної незалежності та національної безпеки на основі розвитку самодостатньої енергетики для енергопостачання економіки і населення.

Завданням ІПРВ є інформування учасників ринку про перспективи розвитку нових енергоустановок і забезпечення надійної роботи енергосистеми.

ІПРВ повинен мати перспективу на три роки, містити аналіз постачання електроенергії відповідно до очікуваного попиту та стандартів надійності, а також враховувати можливості розвитку виробництва.

При формуванні ІПРВ необхідно визначати коефіцієнт обов'язкового резерву (установлена виробнича потужність/ пікове навантаження) та прогнозне значення можливого дефіциту енергії, ймовірність максимальної втрати генерації тощо.

Нижче наведено основні положення ІПРВ, включаючи поточні та прогнозні дані:

- 1) поточна та перспективна пікова генерація, навантаження і споживання електроенергії (для системи в цілому і по регіонах);
- 2) очікуваний розвиток енергоспоживання для різних категорій (промисловість, сільське господарство тощо) на основі прогнозних економічних сценаріїв (низький, нормальний і високий темпи економічного зростання);
- 3) вплив добового і сезонного графіків навантаження;
- 4) розвиток технологій із збереження енергії та можливостей управління енергоспоживанням;
- 5) установлені і перспективні генеруючі потужності (потужність, тип установки), вид палива, рік введення та виведення з експлуатації;
- 6) приєднання та розвиток розподіленої генерації, у тому числі невеликих електростанцій (що працюють від енергії сонця, вітру тощо);
- 7) можливість імпорту та експорту електроенергії;
- 8) наслідки можливих обмежень пропускної навантажувальної можливості мережі та засоби до їх зниження;
- 9) сценарії зміни цін на паливо;
- 10) вибір первинних джерел з урахуванням використання різних видів палива, у тому числі поновлюваних ресурсів і умов охорони навколишнього середовища.

Правилами визначено вимоги до планових показників – планова інформація, яку надають користувачі, обмін інформацією між користувачами та електромережною компанією, технічні вимоги, які електромережна компанія зобов'язана надавати користувачам тощо.

Для виконання своїх зобов'язань на передавання і розподіл електроенергії електромережна компанія вимагає необхідну інформацію від усіх користувачів регіональної мережі, а також надає інформацію для всіх користувачів регіональної мережі.

Для можливості підготовки Плану розвитку регіональної мережі наведено показники планування, які має представляти щорічно кожен користувач електромережевої компанії.

Для тих користувачів, від яких згідно з цими Правилами вимагається подання прогнозів навантаження, має бути внесено вимоги з підготовки щорічного подання для електромережної компанії плану розвитку на наступні як мінімум три роки з плановою інформацією на п'ять років наперед.

У разі незапланованих змін у системі користувача або в його робочому режимі користувач повинен оперативним повідомляти про це електромережну компанію.

Згідно з вимогами Правил електромережна компанія повинна виконувати розрахунок оптимальної реактивної потужності, що передається споживачеві в години максимальних і мінімальних навантажень, необхідної потужності компенсуючих пристроїв у його мережі. Розрахункові значення використовуються при видачі Технічних умов підключення споживачів і розроблення проектної документації з компенсації реактивної потужності в споживачів.

Установлено, що споживачі надають електромережній компанії один раз на рік інформацію про споживання активної та реактивної потужності за один зимовий і один літній місяці, сумарну потужність конденсаторних установок напругою 6-10 кВ і 0,4 кВ, а також про сумарну потужність і кількість синхронних двигунів напругою 6-10 кВ (без урахування резервних), їх сумарну наявну реактивну потужність у години максимальних і мінімальних навантажень тощо.

У розділі **«Розвиток електричної системи»**, підрозділі «Планування електричної мережі», встановлено, що проектування та планування електричної мережі здійснюється відповідно до критерію **«N-1»**, викладеного у відповідних нормативних документах щодо надійності та якості. В окремих випадках рекомендовано застосовувати критерій **«N-2»**.

При цьому прийнято, що зазначені критерії означають, що система повинна бути здатною до відновлення відповідно до вимог як із виробництва, так і навантаження в разі відключення будь-якого одного (або двох відповідно) великого елемента багатоелементної групи. У цьому ж підрозділі визначено заходи **щодо забезпечення надійності енергосистеми**.

Порядок доступу до енергосистеми, правила й процедуру приєднання до електромереж визначено в розділі 3. Доступ до електричної мережі надає учасникам ринку електричної енергії можливість підключення до електричних мереж електромережевих компаній, отримувати (видавати) куплену (продану) електроенергію на справедливій і недискримінаційній основі. Для отримання доступу до електричної мережі кожен її користувач повинен укласти з електромережною компанією Договір на вхід в електричні мережі, в якому визначаються вимоги щодо підключення до електричної мережі на основі чинних нормативів.

Користувачі шляхом укладання з електромережною компанією Договору повинні забезпечувати виконання правил, процедур, технічних умов і вимог, викладених у Правилах.

Порядок доступу до електричної мережі визначає порядок фізичного приєднання до електричних мереж, договір на вхід у мережу, технічні вимоги до приєднання споживачів електроенергії, технічні вимоги до приєднання енергогенеруючих організацій, додаткові технічні вимоги до всіх сторін, механізми (процедури) приєднання, техніко-економічне обґрунтування.

Порядок і процедура доступу поширюється на енерговиробну організацію, СО, електромережні компанії та споживачів електричної енергії.

Порядок фізичного підключення до енергосистеми. Усі потенційні користувачі електричної мережі, що бажають скористатися її послугами, але не мають фізичного підключення до неї, а також вже підключені користувачі, які мають намір збільшити споживану (видавану) електричну потужність, здійснюють підключення відповідно до таких процедур:

- будь-який користувач електричної мережі повинен подати письмову заявку в електромережну компанію;
- технічні умови на підключення до електричної мережі суб'єктів потужністю 5 МВт і більше видаються на підставі «Схеми зовнішнього постачання споживача» і «Схеми приєднання (видачі потужності) електростанції», розроблених спеціалізованими проектними організаціями, що мають ліцензію на даний вид діяльності;
- схема приєднання (видачі потужності) електростанції в обов'язковому порядку погоджується із СО і затверджується повноважним органом;
- проектування і будівництво дублюючих ліній електропередавання та підстанцій здійснюються за попереднім повідомленням та узгодженням з уповноваженим органом та державним органом, що здійснює контроль і регулювання діяльності у сфері природної монополії та СО;
- електромережна компанія повинна запропонувати заявнику укласти Договір на вхід в електричні мережі, в якому залежно від категорії заявника зазначаються нові точки підключення.

Для підключення споживачів електроенергії потрібні такі дані:

1) для споживачів, що мають власні електростанції, має бути визначеним контрактний обсяг електроспоживання із зазначенням обсягу споживання енергії, що постачається організаціями з передавання електроенергії, з урахуванням вироблення енергії електростанціями споживача та якості електроенергії, що поставляється в енергосистему;

2) промислові та приватні до них споживачі, а також сільськогосподарські споживачі з навантаженням вище 750 кВА повинні: надавати баланси електричної енергії для підприємств у цілому, а також для найбільш енергоємних виробництв і технологій на рік та найближчі п'ять років для можливості прогнозування потреби в електричній енергії; у разі аварійного скидання навантаження в системі електропостачання виконувати вимоги Диспетчерського центру Регіональної електромережної компанії, знижувати (відключати) навантаження або обмежувати

електроспоживання відповідно до графіка обмеження або відключення навантаження, затвердженого відповідно до прийнятих процедур, підтримувати на межі балансової належності системи електропостачання параметру якості енергії відповідно до укладеного договору;

3) прогнозовані робочі режими для електростанцій на добу, місяць, квартал та рік, вимоги до джерел генерації щодо зміни графіка виробництва електричної енергії залежно від режиму споживання;

4) графіки навантаження для робочих і вихідних днів на кожен клас напруги.

Договір на вхід в електричні мережі визначає вимоги, при виконанні яких гарантується підключення до електричної мережі.

Електромережна компанія, що уклала Договір на підключення, повинна забезпечити конкретному користувачеві можливість отримання кількості та якості послуг відповідно до критеріїв, визначених Правилами.

Технічні вимоги до заявки споживачів повинні містити таку інформацію:

1) про точку підключення (балансова приналежність, конфігурація, список асоційованих активів, відповідна нумерація і номенклатура, рівні струму короткого замикання та його підживлення, повний опір мережі, яка підключається, номінальні характеристики ВРУ, номінальні рівні напруги, тип обладнання, час усунення пошкодження (уставки реле, схеми телевимикання, особливості автоматики тощо);

2) узгоджені обсяги споживання, які можуть надаватися користувачеві;

3) детальна інформація про установалення систем комерційного обліку електроенергії з урахуванням втрат;

4) інтервали випробувань для асоційованих систем захисту;

5) узгоджені протоколи з координації технічного обслуговування;

6) експлуатаційні схеми;

7) креслення місця установалення;

8) будь-які особливі умови місця установалення, обмеження, винятки тощо;

9) інші дані у вигляді тексту або графічних схем, які обидві сторони вважатимуть необхідними.

Конкретна інформація, необхідна від кожного користувача або генеруючої одиниці, залежить від типу, потужності та категорійності, а також схеми приєднання.

У Договорі на вхід до мережі необхідно зазначати стандартні послуги, що надаються користувачеві в кожній точці підключення.

У доповіді Всесвітнього Банку та Міжнародної фінансової корпорації «Ведение бизнеса в 2012 году» (додаток 5) опубліковано фактичні основні показники щодо підключення споживачів до системи електропостачання Казахстану: кількість процедур для проходження процесу підключення – 6; термін реалізації процедур – 88 днів; вартість підключення – 88,4 % від доходу на душу населення країни.

Механізми та процедури підключення. Фізичне підключення обладнання користувача до електричної мережі треба здійснювати згідно з викладеними процедурами підключення користувачів до електричних мереж із урахуванням можливих змін, узгоджених із електромережною компанією.

Процедури підключення та орієнтовні терміни їх виконання

Дія	Термін	Виконавець
Подача офіційної заяви	0	Користувач
Видача повної пропозиції (якщо не потребується посилення мережі)	1–4 міс.	Електромережна компанія
Видача повної пропозиції (якщо потребується посилення мережі)	1–6 міс.	Електромережна компанія
Прийняття пропозиції	1–2 міс.	Користувач
Підпис договору	1 міс.	Електромережна компанія
Надання детальних планових даних	1 міс.	Користувач
Прийняття об'єктів підключення		Комісія у складі: електромережна компанія, представники Комітету з Держенергонагляду, генеральний підрядчик будівництва, користувач
Видача дозволу на включення		Комітет з Держенергонагляду

У розділі «**Правила управління роботою енергетичної системи**» розглядаються питання щодо координації техніки безпеки, зупинок обладнання, планування технічного обслуговування тощо.

Зокрема, щодо координації зупинок і технічного обслуговування визначено стандарти на зупинки і технічне обслуговування, порядок відключень у ремонт обладнання мереж, планові і непланові зупинки в магістральній мережі, надзвичайні ситуації, повідомлення про вимушені аварійні зупинки в магістральній електромережі.

Визначено також категорії системних перевірок, строки їх проведення, перенесення строків проведення або скасування системних перевірок, склад учасників перевірок тощо.

У розділі «**Комерційний облік**» визначено правила й порядок установа лічильників і оперування даними їх показань, необхідних для здійснення комерційних розрахунків:

– ключові принципи – усі суб'єкти оптового ринку електроенергії (ОРЕ) повинні надавати відповідні показання комерційних лічильників та інформацію про необхідну комунікаційну інфраструктуру для реєстрації й збору даних щодо перетоків активної або реактивної енергії з інтервалом 60 хв, а потужності – з інтервалом 30 хв, залежно від ситуації;

– для забезпечення роботи ринку до обов'язків технічного оператора (ТО) входить збір даних комерційного обліку, а ринкового оператора – здійснення розрахунків із належної оплати й нарахування;

– технічний оператор повинен передавати належні затверджені дані відповідним електромережним компаніям, які будуть виконувати розрахунок і

одержувати відповідну плату за транспортування;

– вимоги щодо точності систем комерційного обліку приєднання різних класів напруги (від низької до 500 кВ): клас точності устаткування комерційного обліку, загальна точність систем комерційного обліку, певна визначена та фактична точки комерційного обліку; точність обліку – на міждержавних мережах, на з'єднаннях між електромережними компаніями, на електростанціях і в споживачів.

У підрозділі «Точність комерційного обліку» визначаються комплекс і система комерційного обліку – вимірювальні трансформатори, лічильники, пристрої зберігання даних, засоби контролю, устаткування зв'язку, місцевий і віддалений запит, гарантія безпеки комплексу комерційного обліку, устаткування і його випробування, доступ до даних, документація, база даних комерційного обліку та управління нею, показання лічильників комерційного обліку, інформація про пункт приєднання й точку комерційного обліку, устаткування для установлення приладів комерційного обліку, інформація з обміну даними, процедури перевірки достовірності й заміни даних, оброблення даних до проведення розрахунків тощо.

Визначається обладнання комерційного обліку, яке має забезпечувати точність виміру для всіх сторін із заданою похибкою.

Тип обладнання	Клас точності приєднань			
	500 кВ і вище, генератори 200 МВт і вище	220-110 кВ, генератори від 50 МВт до 200 МВт	35-6 кВ, генератори до 50 МВт	низької напруги
ТС	0,2	0,5	0,5	0,5
ТН	0,2	0,5	0,5	-
Лічильник активної енергії	0,2	0,5	1,0	2,0
Лічильник реактивної енергії	2,0	2,0	2,0	4,0

Установлено, що суб'єкти ОРЕ надають СО на перевірку паспорт-протокол і свідоцтва про повірку трансформаторів напруги, трансформаторів струму і лічильників комерційного обліку.

Комплекс комерційного обліку повинен бути обладнаним засобами для збереження тимчасових даних, що знаходяться в пам'яті, у тому числі в довготривалій пам'яті даних комерційного обліку.

Для здійснення взаєморозрахунків і використання мереж для кожного приєднання 500 кВ і вище встановлено виконання вимірювання електроенергії за відповідний період часу (15 хв), обсяги імпорту та експорту.

Аналогічні вимірювання виконуються при здійсненні взаєморозрахунків і використанні мереж по кожній точці підключення до мереж класом напруги 220 кВ,

110 кВ, 35 кВ, 10 кВ або 6 кВ.

У розділі «**Оцінка надійності**» визначено правила та порядок складання добового графіка й проведення оцінки надійності ринковим оператором, технічним оператором і учасниками оптового ринку при оперативному плануванні з урахуванням системних і робочих обмежень.

Установлено, що добовий графік для генеруючих установок складає енергогенеруюча організація на основі договірних зобов'язань, зазначених у двосторонніх контрактах або угодах про роботу на централізованому ринку (спот-ринку) електроенергії.

На основі вихідних графіків учасників ринку ТО і РО зобов'язані забезпечувати системний баланс і надійне передавання запланованих перетоків електроенергії.

Повні правила із складання добових графіків і диспетчеризації наведено в документах, затверджених Міністерством енергетики й мінеральних ресурсів Республіки Казахстан, зокрема:

– Правила організації й функціонування оптового ринку електричної потужності й енергії Республіки Казахстан;

– Правила надання послуг ТО Єдиної електроенергетичної системи Республіки Казахстан;

– Правила надання послуг РО ринку електричної потужності й енергії Республіки Казахстан.

Оцінка надійності роботи ЄЕС здійснюється шляхом аналізу щорічної, щомісячної та щоденної оцінки надійності.

У розділі «**Системне регулювання та послуги диспетчеризації**» визначено питання диспетчеризації, регулювання частоти та перетоків електроенергії, контролю та регулювання напруги в електромережі, регулювання навантаження, а також планування можливих непередбачуваних ситуацій тощо.

У відповідних підрозділах визначено основні функції та напрями діяльності Системного оператора, електромережних компаній, електростанцій та взаємовідносини енергосистеми зі споживачами.

У підрозділі «**Диспетчеризація**» визначено функції СО щодо передавання електроенергії від генерації до споживачів, управління режимами міждержавних перетоків електроенергії, оперативно-диспетчерське управління процесами виробництва та передавання електроенергії, а також організації паралельної роботи ЄЕС Казахстану з іншими енергосистемами.

Відзначено, що СО здійснює заходи щодо забезпечення взаємовигідної роботи ринку електричної енергії для всіх її учасників, підтримання балансу виробництва та постачання електроенергії, стабільності, надійності і якості енергозабезпечення.

Визначено функції диспетчеризації та **диспетчерський резерв електричної потужності**, який формується такими структурами:

- 1) ПУЛ резервів електричної потужності ЄЕС Казахстану (ПУЛ РЕМ),
- 2) балансуєчий ОПЕ;
- 3) ринок системних і допоміжних послуг.

Резерв потужності, представлений ПУЛ РЕМ, формується на підставі

класифікаційної таблиці, що розробляється щодня в установленому інструкціями порядку.

У разі виникнення непередбачених ситуацій, пов'язаних зі зниженням генерації електростанцій, СО своїм розпорядженням вводить в дію резерви потужності в установленому порядку з реєстрацією їх у оперативному журналі.

За розпорядженням СО, у разі необхідності, вводяться резерви для якнайшвидшого повернення системи в робочий стан, що відповідає нормальним стандартам її безпечного функціонування; встановлено, що система не повинна працювати з порушенням установлених стандартів надійної та безпечної роботи понад 30 хв.

Системні характеристики і резерви забезпечуються виробниками електроенергії та іншими користувачами. Цю послугу централізовано координує СО, який забезпечує наявність конкретного обсягу резерву, доступного в будь-який час для забезпечення підтримання частоти в системі відповідно до стандартів з регулювання частоти ЄЕС Казахстану.

Системні характеристики і резерви повинні:

1) реагувати на постійні незначні зміни частоти в системі через зміни в обсязі навантаження та / або роботи генеруючої установки;

2) реагувати на більш глибокі зміни частоти в системі, що виникають через раптові зміни в загальному обсязі виробництва і споживання електроенергії.

Встановлено, що в разі аварійної втрати генерації або імпорту потужності, а також при порушеннях у роботі електричних мереж може виникати необхідність у аварійному управлінні навантаженням для захисту цілісності мережі. Таке управління досягається комбінацією прийомів, що складаються із зниження навантаження при зниженні частоти і аварійного відключення навантаження вручну.

Регулювання навантаження по можливості передбачено **не застосовувати до пріоритетних споживачів**, таких, як основні постачальники послуг інфраструктури, медичні установи тощо.

У підрозділі «**Регулювання частоти і перетоків електроенергії**» визначено процедури регулювання частоти і активної потужності в ЄЕС Казахстану, а також згідно з договорами щодо організації паралельної роботи з енергосистемами сусідніх держав.

Визначено склад резерву заміщення, а також порядок його формування, умови введення СО зазначеного резерву, зокрема, при виникненні виняткових обставин: вихід з роботи генеруючої установки та довгострокова відсутність генерації. Визначено склад резерву заміщення (генератори на теплових електростанціях в режимі гарячого резерву, гідрогенератори), час введення резерву заміщення (у межах 60 хв) та вихід на повну потужність у мінімальний термін.

Вимоги до регулювання частоти застосовуються СО для забезпечення нормального функціонування ЄЕС Казахстану.

Виділено **первинне регулювання**, здійснюване за рахунок швидкої дії (до 30 с) регуляторів швидкості турбін в основному при аварійних відхиленнях частоти, **вторинне регулювання**, здійснюване за рахунок повільної зміни генерації автоматично або вручну в нормальних або післяаварійних режимах. При роздільній

роботі ЄЕС Казахстану з ЄЕС Росії та ОЕС Центральної Азії регулювання частоти в ЄЕС Казахстану передбачається здійснювати одним або більше способами – автоматичними регуляторами генераторів, що реагують у обидва напрямки при відхиленні частоти, автоматичним управлінням генерацією на генеруючих установках централізованої диспетчеризації або ж регулюванням навантаження.

Установлено **діапазон первинного регулювання** – область регулювання потужності, у якій первинні регулятори можуть автоматично реагувати в обидва напрямки при відхиленні частоти. Цей діапазон повинен становити не менше 5% номінальної потужності турбін, що беруть участь у первинному регулюванні.

Резерв потужності для первинного регулювання повинен становити не менше 2,5% загальної наявної потужності електростанцій ЄЕС Казахстану та розподілятися в як можна більшій кількості генераторів.

Час мобілізації первинного резерву повинен відповідати вимогам, установлюваним СО і затверджуваним уповноваженим органом.

Установлено, що статизм регуляторів швидкості обертання турбін не повинен перевищувати 5%, а ступінь нечутливості має бути мінімальним і не перевищувати 0,2 Гц.

Вторинне регулювання частоти та сальдо перетоків потужності здійснюється за допомогою автоматичних регуляторів частоти та потужності (АРЧП) ЄЕС Казахстану.

Діапазон вторинного регулювання – це діапазон регулювання вторинної регулюючої потужності, у якому вторинний регулятор (або диспетчер) автоматично (або вручну) може діяти в обидва напрямки від робочої точки у відповідний період часу.

Установлено, що сумарний обсяг **вторинного резерву** в ЄЕС Казахстану має бути не нижче обсягу потужності найбільшого агрегату або з відхиленням до 8% поточного споживання ЄЕС.

Вторинне регулювання повинне забезпечувати повний набір (зниження) установленого навантаження до 15 хв.

Визначено, що **постійний резерв** – це генерація, яка гарантує відновлення достатнього резерву активної потужності для забезпечення первинного й вторинного регулювання частоти, забезпечує постійний резерв, який визначається СО відповідно до укладених договорів. Уведення постійного резерву здійснюється автоматично або вручну в таких випадках:

1) при зміні первинної частотної характеристики й/або вторинної частотної характеристики після того, як відбулася надзвичайна подія, що дозволить відновити необхідну частотну характеристику;

2) як запасний резерв у разі непередбаченої події;

3) надання додаткового резерву за прогресуючих втрат електроенергії.

Резерв повинен бути активізованим для можливості вчасного відновлення первинної частотної характеристики й/або вторинної частотної характеристики.

Визначене також **третинне регулювання** напруги, яке складається з дій у ручному режимі відповідно до інструкцій СО для координування роботи всіх пристроїв регулювання напруги та реактивної потужності. Способи, які

застосовуються для здійснення первинного регулювання напруги, можна також використовувати для здійснення вторинного регулювання напруги разом із шунтувальними реакторами, компенсаторами та перемикачами, що перебувають під напругою відгалужень, трансформаторів або автотрансформаторів.

Установлено, що **загальною метою третинного регулювання** є підтримка необхідних рівнів напруги та реактивної потужності в електричній мережі. СО, енерговиробні організації, всі електромережеві компанії повинні забезпечувати стан, за якого їх електростанції в будь-який час відповідали б вимогам положення про третинне регулювання напруги. У цьому ж розділі наведено порядок управління навантаженням споживачів, пов'язаних з електричними мережами 110 кВ і вище, з навантаженням не менше 5 МВт за умови згоди споживача використовувати відповідну частку свого навантаження для регулювання.

СО може обмежувати або відключати навантаження споживачів для забезпечення регулювання частоти або інших цілей, установлених договором.

Установлено, що до системи автоматичного частотного розвантаження підключається приблизно 60% загального навантаження з уставками від 49 Гц до 46,5 Гц. Рішення щодо уставок і обсягу автоматичного частотного розвантаження приймає СО.

При проведенні відключень з належним попередженням відповідно до Правил, компенсацій для жодної із сторін не передбачено.

Система протиаварійної автоматики (ПА) складається з підсистем, що виконують такі функції:

- 1) автоматичне запобігання порушенню стійкості;
- 2) автоматична ліквідація асинхронного режиму;
- 3) автоматичне обмеження підвищення напруги;
- 4) автоматичне обмеження зниження напруги;
- 5) автоматичне обмеження зниження частоти;
- 6) автоматичне обмеження підвищення частоти;
- 7) автоматичне розвантаження устаткування.

До керуючих впливів, які формує система ПА ЄЕС Казахстану, залучаються устаткування та електроустановки електромережевих користувачів незалежно від їх відомчої приналежності та форм власності.

У режимі паралельної роботи ЄЕС Казахстану або її окремих регіонів з ЄЕС Росії або/і з ОЕС Центральної Азії система ПА ЄЕС Казахстану може включати керуючі впливи, які реалізовано в суміжних енергооб'єднаннях (ОЕС Уралу, ОЕС Сибіру, ОЕС Середньої Волги, ОЕС Центральної Азії), а також у свою чергу виконувати відповідні вимоги, установлені в суміжних енергооб'єднаннях.

У підрозділі **«Контроль напруги»** визначено вимоги та критерії щодо регулювання напруги в енергосистемі та обладнання з регулювання напруги і реактивної потужності. Установлено вимоги з цього питання до СО, електромережних компаній і споживачів електроенергії для забезпечення необхідного рівня напруги в споживача, стійкості енергосистеми та паралельної роботи електростанцій, забезпечення пропускної спроможності міжсистемних зв'язків і мінімізації втрат електроенергії в енергосистемі. Контроль рівня напруги

ЄЕС забезпечується підтриманням відповідного режиму по реактивній потужності для динамічного регулювання напруги та забезпечення статичної та динамічної стійкості.

Найбільші робочі напруги ЄЕС Казахстану

Номинальна напруга	Найбільша робоча напруга	Максимальне відхилення напруги
1150 кВ	1200 кВ Макс.	-----
500 кВ	525 кВ Макс.	-----
220 кВ	252 кВ Макс.	-----
110 кВ	126 кВ Макс.	-----
35 кВ	40,5 кВ Макс.	-----
10 кВ	12 кВ Макс.	(-10% до + 10%)
6 кВ	7,2 кВ Макс.	(-10% до + 10%)
<1 кВ	-----	(-10% до + 10%)

Рівні напруги, наведені в таблиці, визначено на основі циркуляру Ц-01-95(Э) від 15.03.1995 р. РАО ЕЕС Росії, прийнятого Науково-технічною Радою «Казахстаненерго» 13.12.1995 р.

Установлено, що баланс виробленої та спожитої реактивної потужності повинен забезпечуватися на регіональному рівні.

У цілому в розділі «Системне управління й послуги диспетчеризації» визначається порядок управління електричними мережами в режимі реального часу, включаючи диспетчеризацію, регулювання частоти, регулювання напруги у вузлах енергосистеми, регулювання споживання, планування непередбачуваних ситуацій і обмін інформацією, що здійснюються в такій послідовності та обсязі:

- Системне регулювання й послуги диспетчеризації – «диспетчеризацію» сторін ОРЕ й потужності ЄЕС Казахстану здійснюють ТО і РО. Правилами визначено процедуру, обов'язки учасників ринку, аудит, диспетчеризацію в режимі реального часу, саморегулювання, заходи щодо збалансування, міждержавні перетоки електроенергії, у тому числі реактивної потужності. Визначено відповідальність ТО, обґрунтованість диспетчерських розпоряджень.

- Повноваження технічного оператора – моніторинг роботи, диспетчерський резерв, диспетчеризація резерву в непередбачуваних ситуаціях, випадки неможливості одержання диспетчерських інструкцій, втрата всього зв'язку.

- Диспетчеризація в умовах дефіциту поставки – невідповідність потужності електростанцій навантаженню в режимі реального часу, попередження про дефіцит поставки, дотримання термінів, недотримання зобов'язань, дії Технічного оператора.

- Регулювання частоти й потужності – стандарти з регулювання частоти, підтримка частоти й потужності, забезпечення системних характеристик і резерви, первинна і вторинна частотні характеристики, постійний резерв, типи постійного резерву, час мобілізації, вимоги до резервів, резерв заміщення, типи резерву заміщення, процедура регулювання, режим вільного регулювання, вимоги до генеруючих установок, установлення статизму, зона нечутливості регулятора, швидкість відстеження графіка навантаження, безперервна зміна потужності

роздільна (ізолювана) система і зональний резерв, повноваження ТО на проведення перевірки.

- Витрати – вартість послуг з регулювання частоти й потужності розраховується на основі платежів учасників ОРЕ, за величину (обсяг) відхилення фактичного перетоку від установленого щоденним графіком значення. Порядок оплати мають установлювати Уповноважений і Регулюючий органи. Технічний оператор визначає електростанції й споживачів, що беруть участь у процесі регулювання і одержують відшкодування за понесені витрати при забезпеченні регулювання частоти й потужності.

Установлено, що СО готує і видає **щорічну оцінку надійності Єдиної Енергосистеми.**

Визначено, що енергосистема Казахстану входить до синхронізованої енергосистеми ЄЕС/ОЕС.

За невиконання або неналежне виконання своїх зобов'язань учасники ринку електричної енергії Казахстану несуть відповідальність, передбачену чинним законодавством Республіки Казахстан і укладеними договорами.

У Казахстані не існує загальних вимог, які могли б застосовуватися до всіх електростанцій; вимоги для кожної електростанції встановлюються в індивідуальному порядку під час процедури підключення до мереж.

У країні провадиться внесення та обговорення пропозицій у мережні правила для приєднання встановленої поновлюваної енергії (ВЕС, СЕС тощо), які відповідали б європейським правилам.

7. Росія. Технологічні правила роботи електроенергетичних систем.

ЄЕС Росії – одна з найбільших енергосистем у світі, яка об'єднує на паралельну роботу шість збалансованих по потужності ОЕС – Центру, Північного Заходу, Півдня, Середньої Волги, Уралу і Сибіру, мережні зв'язки яких дозволяють здійснювати перетоки електричної енергії через 6 часових поясів. Інфраструктура електроенергетики перебуває в єдиному технологічному процесі й режимі синхронної роботи і покриває централізованим електропостачанням понад 90% споживачів електроенергії країни. ЄЕС Росії має розвинені електричні зв'язки з енергосистемами суміжних держав. Особливо сильні електричні зв'язки між ЄЕС Росії та ОЕС Балтії, Білорусії, України, Казахстану. У незначних обсягах здійснюється експорт електроенергії в Норвегію, Монголію, Китай. Через вставку постійного струму на ПС 400 кВ «Виборзька» здійснюється несинхронний зв'язок ЄЕС Росії з енергосистемою Фінляндії. Продовжує діяти повітряна лінія передавання постійного струму Волзька ГЕС – ПС «Михайлівка», здійснюючи експорт електроенергії з Волгоградської енергосистеми в Донбаську енергосистему ОЕС України.

Велика протяжність основної мережі ЄЕС Росії не виключає можливості розширення синхронної зони, наприклад, за рахунок приєднання до системи ENTSO-E.

Розвиток електричних мереж ЄЕС у майбутньому визначатиметься такими цілями:

- забезпечення достатньої пропускної спроможності між окремими її частинами;
- задоволення потреб ринку електроенергії, що розвивається, і ринку потужності;
- зниження втрат електроенергії.

На перспективу, що розглядається, вищим класом напруги в ЄЕС Росії залишаться 1150 кВ для мереж змінного струму і освоєні за кордоном класи напруги ± 500 , ± 600 і ± 800 кВ для передавання постійного струму. Основна роль цього електропередавання полягатиме в створенні електричного моста Схід-Захід за декількома напрямками (північне, центральне, південне).

Істотна роль у перспективному розвитку електроенергетики Росії відводиться формуванню законодавчої і нормативно-правової бази.

Сьогодні в електроенергетиці Росії не сформовано цілісної системи нормативно-технічного регулювання. Діюча система нормативного регулювання не дозволяє встановлювати обов'язкові вимоги до учасників єдиного технологічного процесу функціонування ЄЕС Росії. Комплекс стосунків, пов'язаних із забезпеченням надійного і безпечного функціонування ЄЕС Росії, випав із сфери як законодавства про електроенергетику, так і законодавства про технічне регулювання.

ЄЕС Росії може відповідати вимогам надійності і безпеки повною мірою тільки за умови функціонування єдиного технологічного комплексу, усі компоненти якого перебувають у взаємозв'язку. Підхід, коли в ЄЕС встановлюються тільки пооб'єктні обов'язкові вимоги (як це передбачено положеннями Закону РФ «Про технічне регулювання»), не враховує зазначеної принципової особливості електроенергетики, зумовленої фізичною системністю і характером технологічної організації галузі.

Слід зазначити, що розвиток ринкових стосунків у російській електроенергетиці супроводжується суттєвою нормативною та інституціональною підтримкою, тоді як в технологічній сфері, базовою виробничою ланкою якої є ЄЕС Росії, спостерігається явне відставання в розвитку нормативно-технічної бази. Недостатність чинного законодавства для реалізації зростаючих вимог до енергосистеми полягає в наступному.

Федеральний закон «**Об электроэнергетике**» від 26.03.2003 р. № 35-ФЗ і практично прийняті відповідно до цього закону нормативно-правові акти відносять електроенергетику до комплексу економічних стосунків і не визначають технологічних правил роботи, не встановлюють відповідальності за невиконання таких правил, не формалізують поняття надійності електроенергетичної системи на етапах її функціонування і розвитку.

Федеральний закон «**О техническом регулировании**» встановлює обов'язкові вимоги до продукції і процесів її виробництва, експлуатації тощо (технічні регламенти).

Перехід на нову систему технічного регулювання вимагає певної кількості часу для актуалізації, розроблення і прийняття нормативно-технічної документації. У зв'язку з цим згідно з перехідними положеннями Закону «Про технічне

регулювання» передбачено перехідний період строком на сім років для прийняття єдиного технічного регламенту для ЄЕС країни.

Нормальна робота галузі сьогодні ускладнюється через відсутність у Федеральному законі «О техническом регулировании» положення щодо вимог і умов роботи об'єктів електроенергетики в складі ЄЕС. Не розроблено жодного технічного регламенту відповідно до Федерального закону «О техническом регулировании», що має системне значення, і після набуття його чинності ключові для електроенергетичної галузі нормативно-технічні документи (ПТЕ, ПУЕ тощо) мають невизначений правовий статус.

У 2010 р. ВАТ «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского» за участю СО ЄЕС Росії було розроблено проект Концепції нормативного забезпечення функціонування і розвитку ЄЕС Росії, яким визначено, що законодавство про технічне регулювання можна застосовувати лише до окремих об'єктів енергетичної системи (електричних станцій, мереж), а не до встановлення комплексних вимог до енергосистеми в цілому.

Сьогодні на території Російської Федерації діє дворівневий (оптовий і роздрібний) ринок електроенергії і потужності. На оптовому ринку продавцями і покупцями є генеруючі компанії, оператори експорту/імпорту електроенергії, збутові організації, мережні компанії (у частині придбання електроенергії для покриття втрат при передаванні), великі споживачі. Суб'єкти оптового ринку можуть виступати в ролі як продавців, так і покупців електроенергії і потужності. Для отримання статусу учасника оптового ринку організація повинна задовольняти вимогам, викладеним у затверджених постановою Уряду РФ від 27.12.2010 р. №1172 Правилах ОПЕ (потужності) і в Договорі про приєднання до торгової системи оптового ринку. Оптовий ринок електроенергії і потужності функціонує на території регіонів, об'єднаних у цінові зони. До першої цінової зони відносяться території Європейської частини Росії та Уралу, до другої – Сибір.

Чинне російське законодавство не розраховане на встановлення вимог до ЄЕС як єдиного багатофункціонального технологічного комплексу, надійність і безпека роботи якого залежать від погодженої роботи усіх елементів, що входять до його складу.

Із урахуванням викладеного на державному рівні країни було визнано необхідність переоцінення і систематизації усіх нормативно-правових актів, базових правил і вимог до роботи ЄЕС та споживачів електричної енергії з **розробленням і прийняттям єдиного комплексного загальнообов'язкового документа.**

Відповідно до підсумкової доповіді Парламентської комісії Державної Думи Російської Федерації відносно розслідування обставин, пов'язаних з виникненням надзвичайної ситуації техногенного характеру на Саяно-Шушенській ГЕС 17 серпня 2009 р. Урядом РФ з метою забезпечення безпеки і надійності ЄЕС Росії рекомендовано розробити нормативно-правовий акт, який регламентував би правила технологічної роботи електроенергетичних систем.

На державному рівні визначено порядок роботи з підготовки та прийняття «Технологічних правил роботи електроенергетичних систем Росії» (ТПР ЄЕС), який включає низку організаційних заходів: включення до плану

законопроектної діяльності Міністерства енергетики Росії підготовки законопроекту щодо внесення змін до Федерального Закону «Про електроенергетику», які передбачають: наділення Уряду РФ повноваженнями щодо затвердження ТПР ЄЕС; наділення Міністерства енергетики Росії додатковими повноваженнями щодо прийняття у сфері електроенергетики НТД обов'язкового застосування; включення розроблення ТПР ЄЕС до плану нормативної діяльності Уряду РФ і Міністерства енергетики Росії; розроблення проекту ТПР ЄЕС (ВАТ «СО ЕЭС» і експертні організації); прийняття Постанови Уряду РФ щодо затвердження ТПР ЄЕС і внесення супутніх змін до чинних нормативно-правових актів.

Для розмежування питань регулювання технічних регламентів і ТПР ЄЕС і підготовки пропозицій із внесення змін до законодавства РФ наказом Міністерства енергетики Росії від 02.04.2010 р. №137 створено Міжвідомчу робочу групу з удосконалення нормативно-технічних документів і принципів технічного регулювання в електроенергетиці.

Міністерством енергетики РФ підготовку проекту «Технологічні правила роботи електроенергетичних систем» (проект) покладено на ВАТ «СО ЕЭС».

У ВАТ «СО ЕЭС» за цим дорученням створено експертну робочу групу під керівництвом першого заступника голови правління ВАТ «СО ЕЭС», до складу якого входять представники ВАТ «СО ЕЭС», Міністерства енергетики Росії, інфраструктурних організацій (ВАТ «ФСК ЕЭС»), ключових проектних і наукових інститутів галузі (ВАТ «Институт Энергосетьпроект», ВАТ «Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского», ВАТ «ВТИ», ВАТ «НТЦ Электроэнергетики», ВАТ «ВНИИР», ВПО «Московский энергетический институт (Технический университет)» тощо.

Завданням із розроблення ТПР ЄЕС визначено необхідність створення комплексного нормативного акта, що встановлює юридично обов'язкові для суб'єктів електроенергетики і споживачів електричної енергії базові мінімально необхідні вимоги, які забезпечують надійне функціонування ЄЕС, установлення правових і технологічних основ функціонування і розвитку ЄЕС, визначення порядку та умов взаємодії суб'єктів електроенергетики і споживачів електричної енергії, а також установлення вимог до інфраструктурних організацій, суб'єктів електроенергетики і споживачів. Вимоги ТПР ЄЕС мають поширюватися на об'єкти з виробництва електроенергії, єдину національну (загальноросійську) електричну мережу (ЄНЕМ), інші об'єкти електромережевого господарства напругою 35 кВ і вище, енергоприймальні установки споживачів (у частині умов їх приєднання і роботи у складі ЄЕС) тощо.

Упродовж майже чотирьох років за провідної ролі ВАТ «СО ЕЭС» розроблено усі розділи ТПР ЄЕС.

У липні 2010 р. структуру, предмет регулювання і основні положення ТПР ЄЕС було розглянуто на спільному засіданні Наукової ради РАН і Науково-технічної колегії НП «НТЦ ЕЭС» (протокол № 4/10).

25 травня 2011 р. (протокол №5/11) проект ТПР ЄЕС затверджено Науково-технічною колегією НП «НТЦ ЕЭС» після розгляду на спільному засіданні з Науковою радою РАН з проблем надійності і безпеки великих систем енергетики.

Технологічні правила складаються з дев'яти базових розділів, що містять як

загальноприйняті, так і нові норми з урахуванням аналізу досвіду функціонування ЄЕС Росії в «пост-реформений» період і необхідності вирішення актуальних завдань, що стоять перед галуззю.

Застосування ТПР ЄЕС має бути обов'язковим при проектуванні, будівництві, реконструкції, модернізації, введенні в експлуатацію, експлуатації, здійсненні діяльності з оперативно-диспетчерського управління в електроенергетиці, а також при виробництві, передаванні і споживанні електричної енергії.

Нові правила і вимоги поширюються на новоспоруджувані об'єкти та об'єкти електроенергетики, що комплексно реконструюються.

Структура ТПР ЄЕС:

1. Загальні положення.
2. Системні вимоги і умови роботи ЄЕС.
3. Системи технологічного управління.
4. Вимоги до системи планування розвитку ЄЕС.
5. Вимоги до системи планування режимів роботи ЄЕС.
6. Оперативно-диспетчерське управління в електроенергетиці та оперативно-технологічне управління.
7. Управління роботою ЄЕС в особливих умовах.
8. Вимоги із забезпечення готовності персоналу ЄЕС і об'єктів електроенергетики.
9. Контроль технічного стану об'єктів електроенергетики для забезпечення надійності функціонування ЄЕС.

Системні вимоги та умови роботи ЄЕС визначають порядок вирішення питань класифікації режимів роботи ЄЕС, забезпечення системної надійності (у тому числі балансової надійності) і живучості ЄЕС, допустимих струмів короткого замикання, загальних принципів режимного і протиаварійного управління, системних умов і режимів роботи основного устаткування та об'єктів електроенергетики.

Питання **технологічного управління** представлено в частині вимог до протиаварійної і режимної автоматики, а також систем моніторингу перехідних режимів (СМПР, WAMS-системи) енергосистеми за даними синхронізованих вимірів параметрів. Зокрема, передбачено, що обсяг потужності навантаження споживання, задіяний під автоматичне частотне розвантаження, визначається суб'єктом оперативно-диспетчерського управління і повинен становити не менше 60% обсягу споживання енергосистеми.

При вирішенні питань нормування режимної автоматики енергосистем встановлюються вимоги до конкретних елементів системи і виконавчих пристроїв у частині регулювання частоти і перетоків активної потужності, регулювання напруги і реактивної потужності. Визначено вимоги до участі ГЕС у автоматичному регулюванні частоти і активної потужності, що забезпечують погоджену роботу систем автоматичного регулювання частоти і перетоків потужності ЄЕС Росії та автоматики управління потужністю ГЕС.

Для систем моніторингу перехідних режимів СМПР сформульовано умови: визначено критерії вибору місць установлення реєстраторів СМПР; встановлено

технічні вимоги до реєстраторів СМПР, точності виміру параметрів електроенергетичного режиму, формування і зберігання лінійних і аварійних архівів; визначено відповідальність власників при експлуатації реєстраторів СМПР.

Визначено **вимоги до системи планування розвитку ЄЕС** щодо структури, розташування та концентрації генеруючих потужностей, основних характеристик генеруючого устаткування електростанцій, розвитку електричних мереж, резервування, планування балансів електричної енергії і потужності, інформаційного обміну та умов приєднання об'єктів електроенергетики і енергоприймальних установок на паралельну роботу з енергосистемою. Установлено період планування від 2 до 7 років та на період понад 7 років.

При розгляді питань **системного планування режимів ЄЕС** визначено вимоги до планування електроенергетичних режимів на 1 рік, місяць, тиждень, добу і менше, планування розміщення потужностей первинного, вторинного і третинного резервів, планування ремонтів ЛЕП, устаткування електричних станцій і мереж, технічного обслуговування облаштувань релейного захисту і автоматики (РЗА) і засобів системи диспетчерського і технологічного управління (СДТУ), а також до інформаційного обміну. Визначено загальні принципи (правила), планування електроенергетичних режимів ЄЕС. Зокрема, установлено комплексні вимоги до планування режимів роботи для електростанцій, що функціонують на оптовому і роздрібному ринках (нині ці вимоги частково регламентовано для оптової генерації у рамках договору про приєднання до торгової системи оптового ринку і регламентів оптового ринку); формалізовано вимоги до діяльності з планування режимів роботи ЄЕС, здійснюваних суб'єктами оперативно-диспетчерського управління в електроенергетиці; визначено особливості планування режимів роботи енергосистеми в періоди екстремально низьких температур (у тому числі в осінньо-зимовий період). Систематизовано вимоги до завдань короткострокового планування в структурі галузі, установлено технологічні принципи формування зведених річних і місячних графіків ремонтів ЛЕП, устаткування електростанцій і мереж, технічного обслуговування облаштувань РЗА і СДТУ (чинні Правила виведення об'єктів електроенергетики в ремонт і з експлуатації регулюють тільки процедурні аспекти).

Вимоги до **оперативно-диспетчерського управління ЄЕС** і оперативно-технологічного управління полягають передусім в організації оперативно-диспетчерського управління в електроенергетиці (ОДУ) і оперативно-технологічного управління (ОТУ) об'єктами електроенергетики і енергоприймальними установками споживачів щодо порядку проведення оперативних перемикачів у електроустановках і організації паралельної роботи ЄЕС Росії та електроенергетичних систем іноземних держав. Визначено вимоги до організації і здійснення ОТУ, принципи взаємодії суб'єктів електроенергетики з суб'єктами ОДУ і власниками суміжних об'єктів; вимоги до створення центрів управління мережами в мережних організаціях; вимоги до організації оперативного обслуговування об'єктів електроенергетики, у тому числі за відсутності цілодобового чергування персоналу на об'єкті. Закріплено вимоги до організації паралельної роботи ЄЕС Росії та електроенергетичних систем іноземних держав,

включаючи порядок скоординованого планування графіків міждержавних перетоків електричної енергії (потужності), порядок планування графіків ремонтів міждержавних ЛЕП і електротехнічного устаткування та пристроїв, що відносяться до них, правила спільного регулювання частоти і перетоків активної потужності, правила надання аварійної взаємодопомоги при порушеннях нормального режиму роботи паралельно працюючих енергосистем тощо.

Для **режимів управління роботою ЄЕС в особливих умовах** встановлено технологічні особливості управління в умовах осінньо-зимового періоду, роботи з високим ризиком порушення електропостачання в умовах паводка, високих температур навколишнього середовища, вимушеного режиму. Передбачено правила попередження і ліквідації порушень нормального режиму в електричній частині енергосистем і вимоги до розроблення графіків аварійного обмеження споживання електричної енергії (потужності).

Установлено підвищені системні вимоги до енергопостачання великих міст і мегаполісів. Сформульовано умови підготовки і проведення системних експериментів.

Оскільки в проекті ТПР ЄЕС містяться тільки мінімально необхідні вимоги, то в подальшому як доповнення до ТПР ЄЕС здійснюватиметься розроблення і прийняття на галузевому рівні проектів НТД, що забезпечують реалізацію ТПР ЄЕС, зокрема тих, які стосуються питань ліквідації порушень нормального режиму, регулювання частоти та перетоків активної потужності в ЄЕС Росії, методичних вказівок щодо надійності і стійкості енергетичних систем, планування розвитку ЄЕС Росії, норм технологічного проектування ЛЕП 35-750 кВ, норм технологічного проектування ПС змінного струму напругою 35–750 кВ тощо.

Установлюються вимоги до професійної освіти і досвіду роботи в електроенергетиці для осіб, що призначаються на посади керівних працівників об'єктів електроенергетики.

Проект ТПР ЄЕС розглянуто більш ніж двадцятьма експертними організаціями, у тому числі ВАТ «Институт «Энергосетьпроект», ВАТ «НИИПТ», ВАТ «Фирма ОРГРЭС», ВАТ «ЭНИН им. Г.М.Кржижановского», ВАТ «ВТИ», ВАТ «НТЦ Электроэнергетики», ВАТ «ВНИИР», ЗАТ «АПБЭ», ИНЭИ РАН, МЭИ (ТУ), УГТУ-УПИ, ВАТ «Электрозавод», ЦКБ «Энергоремонт», ЗАТ «Интеравтоматика», ВАТ «Газпромгаз», Департаментом техніко-економічного господарства м. Москви тощо.

При розгляді та обговоренні проекту ТПР ЄЕС було висловлено зауваження і пропозиції щодо доопрацювання і коригування вже діючої нормативної бази, звернуто увагу передусім на системні вимоги існуючих галузевих НТД (ПУЕ, ПТЕ), вимоги до нових видів техніки і технологій, наприклад, устаткування гнучких систем електропередавання (FACTS), ПГУ тощо. Рекомендовано розробити **Комерційні правила роботи електроенергетичних систем** із урахуванням вимог ТПР ЄЕС. Зокрема, запропоновано враховувати компенсацію власникам економічних втрат, які виникають унаслідок залучення вискоєфективного генеруючого устаткування до участі в регулюванні добових мінімумів і максимумів графіка навантажень, відобразити порядок надання послуг для протиаварійного

управління і участь електростанцій і споживачів-регуляторів у регулюванні частоти. Комерційні та Технологічні правила роботи ЄЕС мають бути погодженими між собою і складати єдину систему правил, розроблення яких має бути ініційовано державними органами влади.

У процесі розроблення і обговорення ТПР ЄЕС підтверджено необхідність подальшого вдосконалення законодавчої і нормативно-правової бази функціонування і розвитку електроенергетики Росії.

Установлено, що ТПР ЄЕС не можуть замінити всю систему нормативно-технічного регулювання, ПТЕ, ПУЕ та інші нормативно-технічні документи і повинні формуватися спільно з технічними регламентами, ПТЕ, ПУЕ та іншими НТД. ТПР ЄЕС має бути документом загального плану, а технічні регламенти, національні стандарти, зведення правил, стандарти організацій, ПУЕ, ПТЕ та інші галузеві нормативно-технічні документи повинні стати невід'ємною складовою частиною ТПР ЄЕС, яким необхідно надавати статус документів обов'язкового застосування.

До прийняття ТПР ЄЕС і подальшого функціонування енергосистеми відповідно до ТПР ЄЕС необхідно внести зміни і доповнення в законодавство РФ, зокрема у Федеральний закон від 26.03.03 № 35 «Про електроенергетику» в частині наділення Уряду РФ повноваженнями щодо затвердження ТПР ЄЕС, а також наділення Міненерго Росії додатковими повноваженнями щодо прийняття НТД обов'язкового застосування у сфері електроенергетики. Необхідно також внести відповідні зміни і доповнення в чинні нормативні акти. **Запропоновано в II кв. 2012 р. прийняти постанову Уряду РФ щодо затвердження ТПР ЄЕС.**

Передбачено також завершення розроблення і затвердження Міненерго Росії комплексу галузевих НТД, що містять загальнообов'язкові вимоги до ЄЕС, які конкретизують і розвивають положення ТПР ЄЕС.

Технологічне приєднання енергоприймальних облаштувань споживачів електричної енергії та об'єктів виробництва електричної енергії до електричних мереж.

Питання приєднання облаштувань споживачів електричної енергії, об'єктів виробництва електричної енергії до електричних мереж регулюються нормативними документами, затвердженими постановами Уряду РФ, а також відомчими нормативними документами.

Процедура технологічного приєднання енергоприймальних облаштувань (енергетичних установок) юридичних і фізичних осіб до електричних мереж регламентується такими нормативними правовими актами:

- Федеральним законом від 26.03.2003р. №35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- «Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям», затвердженими постановою Уряду РФ від 27.12.2004 № 861 (далі – Правила);

- «Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации», затвердженими постановою Уряду РФ від 26.02.2004 № 109;

- «Методическими указаниями по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям», затвердженими наказом Федеральної служби по тарифах РФ від 23.10.2007 № 277-э/7;

- «Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии», затвердженими постановою Уряду РФ від 21.01.2004 № 24;

- Постановою Уряду РФ від от 21 квітня 2009 р. № 334 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования порядка технологического присоединения потребителей к электрическим сетям»;

- Постановою Уряду РФ від 24 вересня 2010 р. № 759 «О совершенствовании порядка технологического присоединения потребителей к электрическим сетям»;

- Постановою Уряду РФ від 27 листопада 2010 р. № 940 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части совершенствования порядка подключения к сетям инженерно-технического обеспечения»;

- Наказом Федеральної служби по тарифах Росії від 30 листопада 2010 р. № 365-э/5 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям»;

- Постановою Уряду РФ від 1 березня 2011 р. № 129 «О внесении изменений в правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

Основним документом є **«Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»**, затверджені постановою Уряду РФ від 24.12.2004 №861 зі змінами і доповненнями, затвердженими постановами Уряду РФ від 21.03.2007 р. №168, від 14.02.2009 р. №118, від 21.04.2009 р. №334, від 24.09.2010 р. №759, а також від 1.03.2011 р. №129.

Процедура технологічного приєднання здійснюється при приєднаннях електроустановок, що вперше вводяться в експлуатацію, раніше приєднаних енергоприймальних електроустановок, що реконструюються, приєднана потужність яких збільшується, а також у разі, коли відносно раніше приєднаних енергоприймальних установок змінюються категорія надійності електропостачання, точки приєднання, види виробничої діяльності, величини приєднаної потужності, що не вимагають перегляду, але змінюють схему зовнішнього електропостачання таких енергоприймальних установок.

Технологічне приєднання здійснюється на відшкодувальній основі на підставі договору.

Технологічне приєднання – це комплексна процедура, етапами якої є:

- 1) подання заявки на технологічне приєднання;

- 2) укладення договору на технологічне приєднання;
- 3) виконання сторонами заходів, передбачених договором;
- 4) отримання дозволу Ростехнадзору на допуск до експлуатації об'єктів заявника (крім об'єктів, для яких не потрібно отримання дозволу, умови якого визначено Правилами);
- 5) здійснення мережевою організацією фактичного приєднання об'єктів заявника до електричних мереж;
- 6) фактичне приймання (подання) напруги і потужності (фіксація комутаційного апарату в положенні «ввімкнено»);
- 7) складання актів про технологічне приєднання і про розмежування балансової приналежності та експлуатаційної відповідальності.

Передбачаються варіанти технічного приєднання як безпосередньо, так і за індивідуальним проектом у разі, якщо необхідне будівництво (реконструкція) об'єкта електромережного господарства, не включеного в інвестиційні програми на черговий період регулювання. Визначено поняття складного характеру технологічного приєднання (при приєднанні об'єктів з виробництва електричної енергії, максимальна потужність яких перевищує 5 МВт, або енергоприймальних установок, приєднувана потужність яких перевищує 750 кВА).

При поданні заявки на технологічне приєднання до електричних мереж мережної організації заявник повинен надавати пакет обов'язкових документів для укладення договору про здійснення технологічного приєднання (список документів зазначається в заявці). Подається заявка відповідно до категорії споживачів, визначених Правилами.

Правилами визначено вимоги щодо змісту заявки на технологічне приєднання і переліку документів, які додаються до заявки. Мережна організація не має права вимагати від заявника представлення інших документів, а заявник не зобов'язаний їх представляти.

Укладення договору про здійснення технологічного приєднання. Деякі категорії споживачів, терміни підготовки договору про здійснення технологічного приєднання і видачі ТУ наведено в таблиці:

Критерії		Термін підготовки договору	Термін виконання договору	Термін підготовки технічних умов
Категорії замовників	Віддаленість електроустановки заявника до електричних мереж			
1	2	3	4	5
Фізична особа, електроустановка до 15 кВт включно, для побутових потреб, за 3 категорією	Точка приєднання до 300 м у містах і 500 м у сільському господарстві необхідного класу напруги до 20 кВ	30 днів	6 місяців	Одночасно з договором
	Точка приєднання до 300 м у містах і 500 м у сільському господарстві необхідного класу напруги, вище 20 кВ		1 рік, якщо коротших термінів не передбачено інвестпрограмою або угодою сторін	

1	2	3	4	5
Фізична або юридична особа, електроустановка до 15 кВт включно, комерційне навантаження, за 3 категорією	Точка приєднання до 300 м у містах і 500 м у сільському господарстві необхідного класу напруги до 20 кВ	30 днів	6 місяців	Одночасно з договором
	Точка приєднання до 300 м у містах і 500 м у сільському господарстві необхідного класу напруги вище 20 кВ		1 рік, якщо коротших термінів не передбачено інвестпрограмою або угодою сторін	
Фізична або юридична особа, електроустановка до 100 кВт включно, за 3 категорією	Точка приєднання до 300 м у містах і 500 м у сільському господарстві необхідного класу напруги до 20 кВ	30 днів	6 місяців	Одночасно з договором
	Точка приєднання до 300 м у містах і 500 м у сільському господарстві необхідного класу напруги вище 20 кВ		1 рік, якщо коротших термінів не передбачено інвестпрограмою або угодою сторін	
Фізична або юридична особа, електроустановка до 750 кВт включно		15 роб. днів	2 роки (макс. 4 роки)	Через 15 робочих днів після укладення договору

Джерело інформації: <http://pokh.net/>

Укладення договору є обов'язковим для мережної організації. При необґрунтованій відмові або ухиленні мережної організації від укладення договору зацікавлена особа має право звернутися до суду з позовом про примусове укладення договору і стягнення збитків, заподіяних такою необґрунтованою відмовою або ухиленням, або звернутися до антимонопольного органу.

Мережна компанія не має права відмовляти заявникові в здійсненні технологічного приєднання через відсутність у неї технічної можливості. Правила встановлюють особливості процедури технологічного приєднання для окремих категорій споживачів за відсутності в мережній організації технічної можливості.

Визначено порядок і терміни передачі проекту договору на приєднання електромережною організацією заявникові для різних категорій заявників, а також за відсутності в заявці обов'язкових відомостей і документів. Установлено терміни направлення електромережною організацією технічних умов на приєднання; зокрема, при складному характері технологічного приєднання термін направлення проекту договору може бути збільшено на термін, необхідний для узгодження технічних умов із СО.

У разі якщо заявник не згоден з представленим проектом договору і/чи невідповідністю його Правилам, він має право направляти мережній організації мотивовану відмову від підписання проекту договору з пропозицією про зміну представленого проекту договору і вимогою про приведення його у відповідність до Правил. Постановою Уряду РФ від 1 березня 2011 р. № 129 «О внесении изменений

в правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» затверджено форми типових договорів технологічного приєднання до електричних мереж для споживачів з приєднаною потужністю енергоприймальних установок до 750 кВА, що **унеможливує застосування діючої раніше дискримінаційної практики нав'язування споживачеві** будь-яких умов контракту.

Договір вважається укладеним починаючи з дати надходження підписаного заявником екземпляра договору.

Після цього заявник повинен виконати технічні умови відповідно до його зобов'язань за договором і здати в енергомережну компанію результати робіт з виконання ТУ.

У доповіді Всесвітнього Банку та Міжнародної фінансової корпорації «Ведение бизнеса в 2012 году» (додаток 5) опубліковано фактичні основні показники щодо підключення споживачів до системи електропостачання Росії: кількість процедур, які необхідно виконати для проходження процесу підключення – 10; кількість днів необхідних для виконання процедур – 281; вартість підключення – 1852,4 % від доходу на душу населення країни.

Значний розмір плати за технологічне приєднання енергоприймальних установок у попередні роки викликала різку критику з боку користувачів електричними мережами, і в першу чергу споживачів, що привело до прискореного удосконалення нормативної бази (прийняття ряду Постанов Уряду з цього питання), і як наслідок – до введення нової методології визначення розміру плати за приєднання; установлення переліку видів витрат, які включаються до кошторису; затвердження розміру плати за приєднання органом державного регулювання в сфері тарифів, а також установлення граничного рівня плати за приєднання для побутових споживачів.

Постановою Уряду РФ від 1 березня 2011 р. № 129 внесено зміни до **«Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»**, якими передбачено, що розмір плати за технологічне приєднання енергоприймаючих установок максимальною потужністю, яка не перевищує 15 кВт включно (з урахування раніше приєднаної в даній точці приєднання потужності), встановлюється органом державного регулювання тарифів виходячи із вартості заходів із технологічного приєднання в розмірі не більше 550 руб. за умови, що відстань від межі ділянки замовника до об'єктів електромережевого господарства необхідного заявнику класу напруги мережної організації, до якої подано заявку, становить не більше 300 м у містах і селищах місцевого типу, і не більше 500 м – у сільській місцевості.

Для інших заявників розмір плати за технологічне приєднання визначається відповідно до рішення регулюючого органу. Установлений порядок оплати: для заявників – юридичних осіб з приєднуваною потужністю об'єктів, що не перевищує

750 кВт включно, порядок оплати встановлюється таким чином: 10% плати вноситься впродовж 15 днів з дати укладення договору; 30% – упродовж 60 днів з дати укладення договору, але не пізніше дати фактичного приєднання 20% – у термін 180 днів з дня укладення договору; 30% – упродовж 15 днів з дати підписання сторонами акта про виконання заявником технічних умов, акта про огляд приладів обліку і узгодження розрахункової схеми обліку електричної енергії (потужності), а також акта про розмежування балансової належності електричних мереж і акта про розмежування експлуатаційної відповідальності сторін; 10% плати вноситься впродовж 15 днів з дати фактичного приєднання.

При цьому для суб'єктів малого і середнього підприємництва в договорі (за бажанням таких заявників) передбачається безвідсоткова розстрочка платежу в розмірі 95% плати за технологічне приєднання за умови щоквартального внесення плати однаковими частками від загальної суми розстрочки на період до 3 років з дати підписання сторонами акта про здійснення технологічного приєднання. Для інших груп споживачів порядок оплати встановлюється умовами договору.

Розрахунок плати здійснюється відповідно до «**Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям**», затверджених Федеральною службою з тарифів від 30 листопада 2010 р. №365-з/5. Плата за технологічне приєднання стягується одноразово. Методика передбачає, що до складу плати за приєднання не включається інвестиційна складова на розширення існуючих електричних мереж (як було раніше). Цей захід дозволив знизити тариф на технологічне приєднання на 2011 р. порівняно з 2010 р., зокрема у м. Москві, на 83%, у Московській області – на 47%. У Єкатеринбурзі тариф на технологічне приєднання знизився більш ніж на 50%.

Вимога мережної компанії для споживачів, електропостачання яких здійснюється за індивідуальним тарифом, укласти договір до встановлення регулюючим органом розміру плати (тобто, фактично, без остаточної ціни договору) є незаконною.

Договір на технологічне приєднання повинен заключатися тільки після встановлення органом регулювання розміру плати.

Після закінчення процедури технологічного приєднання і виконання заходів із технологічного приєднання мережна організація і споживач (заявник) складають і підписують акти: про розмежування балансової приналежності електричних мереж, про розмежування експлуатаційної відповідальності сторін, про здійснення технологічного приєднання.

Мережна організація не має права вимагати від заявника внесення додаткової плати за складання зазначених документів.

Правилами встановлено перелік інформації, яку мережні організації зобов'язані розкривати (опубліковувати) на своїх сайтах в мережі Інтернет, а саме: типові договори про здійснення технологічного приєднання; відомості про тарифи на послуги з технологічного приєднання, звіти про виконання річних планів капітальних вкладень і планів капітального ремонту, річні графіки капітального ремонту електромережних об'єктів, відомості про подані заявки на технологічне

приєднання і укладені договори на технологічне приєднання по кожній ділянці електричної мережі тощо.

8. Білорусь. «Технический кодекс установившейся практики».

Основним нормативним документом, який встановлює правила облаштування електроустановок для роботи в електричних мережах Республіки Білорусь, є «Технический кодекс установившейся практики [ТКП 339-2011 (02230)]. Електроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний» (далі – Кодекс).

Кодекс розроблено Науково-дослідним і проектним республіканським унітарним підприємством «БЕЛТЭИ» (РУП «БЕЛТЭИ») спільно з ВАТ «Белэнергоналадка», Науково-дослідним і проектно-вишукувальним інститутом «Белэнергосетьпроект», ВАТ «Белэлектросетьстрой». Кодекс затверджено і введено в дію постановою Міністерства енергетики Республіки Білорусь від 23 серпня 2011 р. № 44.

Відмічено, що Кодекс введено вперше на заміну ПУЕ шостого видання в частині обліку, заземлення та захисних заходів електробезпеки, норм приймально-здавальних випробувань, струмопроводів напругою до 35 кВ, повітряних ліній напругою до 1 кВ і вище 1 кВ, акумуляторних установок, генераторів і синхронних компенсаторів, електрообладнання жилих і громадських будівель.

Кодекс складається з 8 розділів і 2 додатків. Розділи 1–3 мають загальний характер і включають в себе положення щодо сфери застосування, нормативні посилання, терміни і визначення; розділи 4–8 містять вимоги до пристроїв і устаткування та норми випробувань і захисних заходів безпеки при будівництві об'єктів електричних мереж. У додатках наведено норми допустимих відстаней між проводами і тросами за умови їх галопування, а також вимоги до ізоляції електроустановок.

Кодекс розповсюджується на електроустановки змінного струму напругою до 750 кВ включно і постійного струму напругою до 1500 кВ включно. На електроустановки, що вводяться в експлуатацію, або на електроустановки, що реконструюються, вимоги Кодексу поширюються лише на ту частину, яка реконструюється та вводиться в дію.

Правила і норми Кодексу розроблено з урахуванням обов'язкового проведення в умовах експлуатації технічного обслуговування та ремонтів електроустановок і їх електрообладнання.

Цей Кодекс поширюється на всі організації, незалежно від їх організаційно-правових форм, а також на індивідуальних підприємців і громадян – власників електроустановок.

У розділі «Загальні правила» відображено вимоги до вибору пристроїв (конструкція, виконання, спосіб установлення, маркування, розташування тощо), до кабелів, проводів і шин при проектуванні і виборі схем їх компонувань і

конструкцій електроустановок, а також загальні вимоги до приймання в експлуатацію новоспоруджених і реконструйованих електроустановок, засобів вимірювання, виробництва, передавання, розподілу електроенергії, зокрема, вимоги до розрахункового обліку. У разі якщо засоби вимірювання передбачається використовувати у складі АСКОЕ, згідно з даними якої здійснюються розрахунки за спожиту електроенергію, то зазначені засоби повинні також відповідати вимогам чинного нормативного документа на засоби вимірювання СТБ 2096 і бути внесеними в «Отраслевой рекомендуемый перечень средств коммерческого учета электроэнергии» для цілей застосування в складі системи АСКОЕ. Наведено також вимоги щодо встановлення засобів обліку і організації технічного обліку електроенергії.

У розділі 4 також визначено вимоги щодо заземлення, заземлювальних пристроїв і заходів безпеки. Наведено конкретні варіанти схем і конструкцій облаштування заземлення та їх виконання. Зазначений розділ містить норми приймально-здавальних випробувань електроустаткування (генератори, синхронні компенсатори, машини постійного струму, електродвигуни змінного струму, силові трансформатори, вимикачі, вимірювальні трансформатори, комплектні розподільні установки, збірні і сполучні шини, повітряні і кабельні лінії, заземлювальні пристрої тощо), а також методичні вказівки щодо проведення випробувань. Розділ містить детальні вимоги до обсягів випробувань різних конструкцій електроустаткування.

Розділ 5 містить вимоги до облаштування струмопроводів, повітряних ліній електропередавання, у тому числі до конструкцій опор, фундаментів, проводів і їх підвісок при проходженні їх через різні зони, у тому числі через важкодоступні місця трас, перешкоди, житлові масиви тощо.

У розділі 6 визначено норми і правила спорудження розподільних установок. Наведено вимоги до конструкції РУ, їх встановлення, розташування комутаційних апаратів, встановлення приладів, шин, проводів, кабелів, захисту від грозових перенапружень, встановлення силових трансформаторів і реакторів, акумуляторних батарей.

Вимоги розділу 7 поширюються на силові електроустановки (генератори і синхронні компенсатори), їх розміщення та встановлення, вибір і розміщення електродвигунів, комутаційної апаратури для управління ними тощо.

Розділ 8 містить вимоги до вибору і розміщення силового електроустаткування та освітлення для новозбудованих жител і тих, які реконструюються, громадських будівель, крім систем устаткування видовищних будівель, клубних установ, критих спортивних будівель і споруд.

У додатку А наведено допустимі норми відстаней між проводами, проводами і тросами за умови недопущення галопування проводів залежно від рівня напруги, а також допустимі відстані по вертикалі проводів від землі.

У додатку Б наведено вимоги до ізоляції електроустановок, зокрема до вибору ізоляції високовольтних ліній, відкритих розподільних установок. Визначено допустимий ступінь забруднення ізоляції, допустимі норми забруднення ізоляції для електроустаткування, яке працює поблизу різних видів виробництв, у тому числі і поблизу ТЕС.

Слід зазначити, що Кодекс не містить положень щодо правил експлуатації та планування розвитку електричних мереж, диспетчерського управління електростанціями, високовольтними і розподільними мережами, регулювання навантаження, резервів потужності, регулювання активної і реактивної потужності, частоти і напруги при управлінні системами передавання електричної енергії. Не відображено також положення щодо приєднання до електричних мереж тощо. В Кодексі відсутні положення про умови і правила функціонування ринків електроенергії, у тому числі взаємовідносин суб'єктів енергоринку.

Аналіз чинних електромережних кодексів ряду країн Євросоюзу (Італія, Румунія, Великобританія) показує, що в цілому зазначені документи відповідають вимогам Директив ЄС щодо лібералізації ринку електроенергії та Регламенту Третього енергетичного пакету ЄС щодо розроблення та прийняття мережних кодексів. Зокрема, **«Технічний кодекс магістральної мережі ліній електропередавання Румунії»** є регуляторним актом з передавання електроенергії та диспетчерського управління енергосистемою країни, установлює технічні вимоги до учасників ринку електроенергії та визначає:

- відповідальність і обов'язки електроенергетичної акціонерної компанії «Транселектрика» і всіх користувачів передавальної електромережі;
- положення і нормативні акти з диспетчерського управління енергосистемою.

Зазначений кодекс установлює правила і положення для доступу користувачів до передавальної електромережі та ряд інших технічних вимог з експлуатації та оперативно-диспетчерського управління, а також визначає основні положення планування розвитку магістральних і міждержавних електромереж.

В Італії **«Кодексом передачі, диспетчерського управління, розвитку і безпеки»** визначено положення з діяльності по плануванню розвитку і технічному обслуговуванню Національної електропередавальної системи, диспетчерському управлінню та наданню послуг з обліку та фінансових розрахунків. Визначено також положення щодо приєднання споживачів до електромереж. У процесі роботи, за урядовим рішенням, сферу діяльності Національної електропередавальної системи було поширено на елементи розподільних електромереж, а також електростанцій та мереж інших споживачів електроенергії.

Відповідно до рішень Єврокомісії Асоціація ENTSO-E разом з Агентством ACER залучені до розроблення та введення в дію до 2015 року юридично обов'язкових електромережних кодексів для операторів магістральних та розподільних електромереж, а також інших учасників ринку електроенергії з урахуванням досвіду цієї роботи в зазначених та інших країнах Євросоюзу.

Заслуговує на увагу також вивчення досвіду окремих країн СНД – Казахстану та Російської Федерації. Зокрема, **«Електромережними правилами Республіки Казахстан»** визначено технічні вимоги та умови роботи енергосистеми країни з урегулювання питань щодо планування розвитку електромереж, управління енергосистемою та надання послуг з диспетчеризації, організації комерційного обліку, а також умов доступу до електромереж.

В Росії відповідно до урядового рішення розроблено проект «Технологічні правила роботи електроенергетичних систем», які мають стати обов'язковим документом при проектуванні, будівництві, плануванні, експлуатації та проведенні оперативного-диспетчерського управління в електроенергетиці країни при виробництві, передаванні та споживанні електроенергії. Зазначеним документом визначено вимоги до системного планування розвитку та формування режимів в ЄЕС, оперативного-диспетчерського та технологічного управління єдиною енергосистемою країни. Технологічні правила після їх затвердження у встановленому порядку мають стати єдиним комплексним загальнообов'язковим для ЄЕС та споживачів електроенергії документом.

У таблиці наведено узагальнений перелік основних послуг, визначених мережними кодексами ряду зарубіжних країн Євросоюзу та СНД, розглянутих у цій інформаційно-аналітичній роботі:

Країни	Румунія	Італія	Великобританія	Казахстан	Росія
Компанії	АЕК «Транселектро»	Terna S.p.F	National Grid Electricity Transmission plc	АО «KEGOC	<i>ФСК «ЄЕС»</i> <i>СО «ЄЕС»*</i>
Мережні кодекси – основні функції, послуги					
Відношення кодексу	магістральні та міждержавні мережі	магістральні, розподільні, міждержавні мережі	магістральні та міждержавні мережі	Єдина енергосистема	Єдина енергосистема
Передавання електричної енергії (управління, експлуатація і технічне обслуговування мережі)	+	+	+	+	+
Оперативно-диспетчерське управління (Системний оператор, Оператор передавання)	+	+	+	+	*
Формування перспективного плану розвитку енергосистеми (Кодекс планування)	+	+	+	+	+
Адміністратор (послуги) комерційного обліку електричної енергії (Оператор комерційного обліку електроенергії)	+	+	+	+	*
Приєднання до електромережі	+	окремі правила приєднання	+	+	окремі правила приєднання

У країнах Євросоюзу – Румунія, Великобританія – мережні кодекси визначають умови та правила управління магістральними і міждержавними мережами. В Італії положення Кодексу, відповідно до внесених змін, відносяться

також і до розподільних електромереж і мереж споживачів. У Казахстані та Росії Електромережні правила та Технологічні правила, відповідно, визначають правила роботи та управління всією об'єднаною енергосистемою, у тому числі і електромережами споживачів електроенергії. При цьому в Росії сьогодні функції з передавання та комерційного обліку електроенергії покладено на різні компанії (ВАТ «ФСК ЄЕС» та ВАТ «СО ЄЕС»).

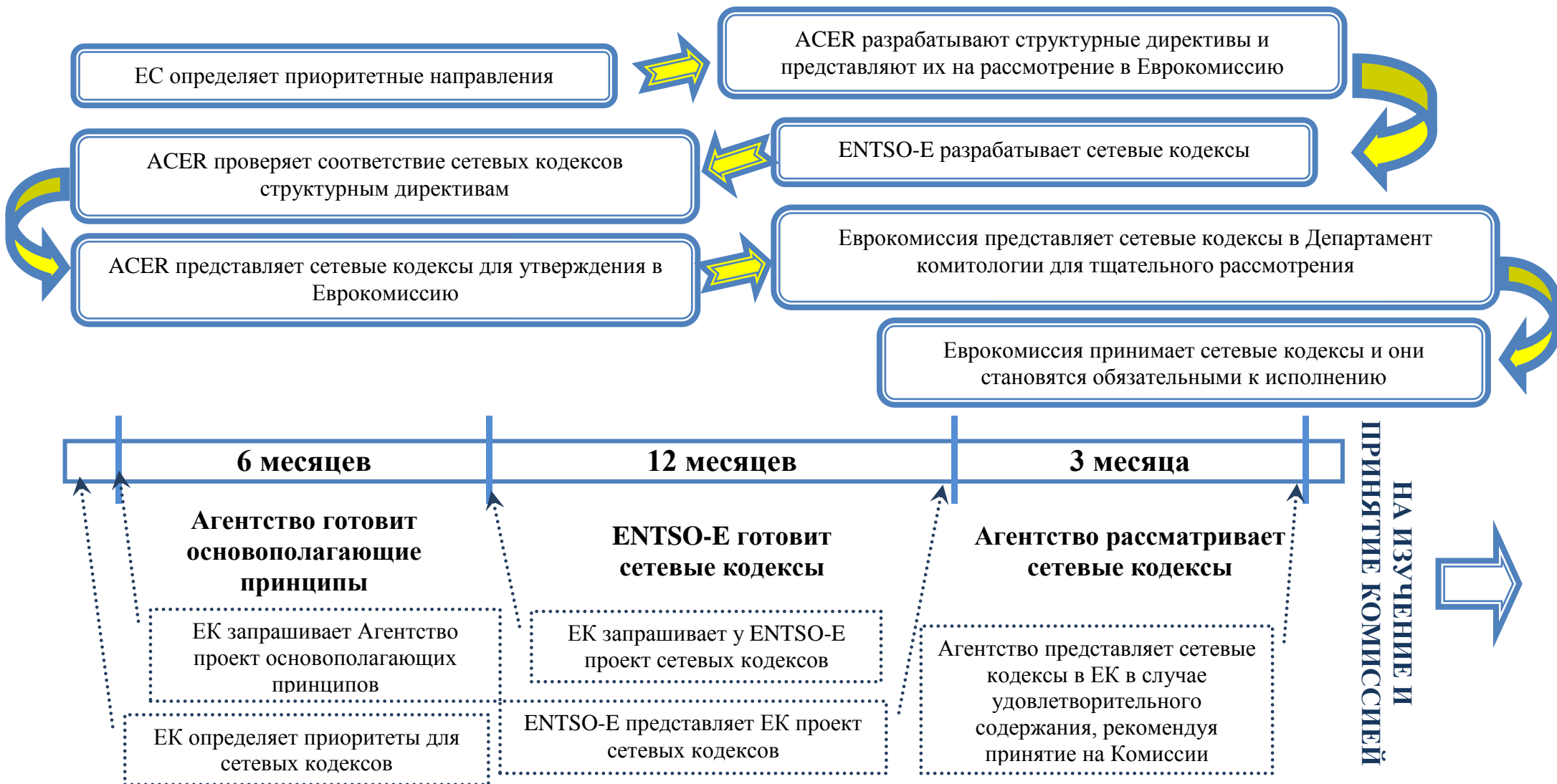
Підготовлено відділом інформаційно-аналітичного забезпечення зарубіжною інформацією на основі аналізу директивних, регламентних та інформаційних матеріалів Європейського Союзу, Світового Банку, мережних кодексів ряду країн Євросоюзу та СНД

Задачи АСЕР в отношении разработки сетевых кодексов согласно регламентам ЕС

Задачи	Тип деятельности	Нормативно-правовая база
Подготовка и представление на рассмотрение проектов сетевых кодексов по запросу Еврокомиссии	Представление проекта на рассмотрение Еврокомиссии	Статья 6(4) Регламента (ЕС) No. 713/2009; Статья 6(9)+(10), 7(1) Регламентов (ЕС) No. 714/2009 и No. 715/2009
Предложение поправок к сетевым кодексам	Представление проекта на рассмотрение Еврокомиссии	Статья 6(4) Регламента (ЕС) No. 713/2009; Статья 6(9)+(10), 7(1) Регламентов (ЕС) No. 714/2009 и No. 715/2009
Мониторинг и анализ реализации сетевых кодексов и структурных директив, представление отчёта в Еврокомиссию	Мониторинг, представление отчёта в Еврокомиссию	Статья 6 Регламента (ЕС) No. 713/2009; Статья 9 Регламентов (ЕС) No. 714/2009 и No. 715/2009

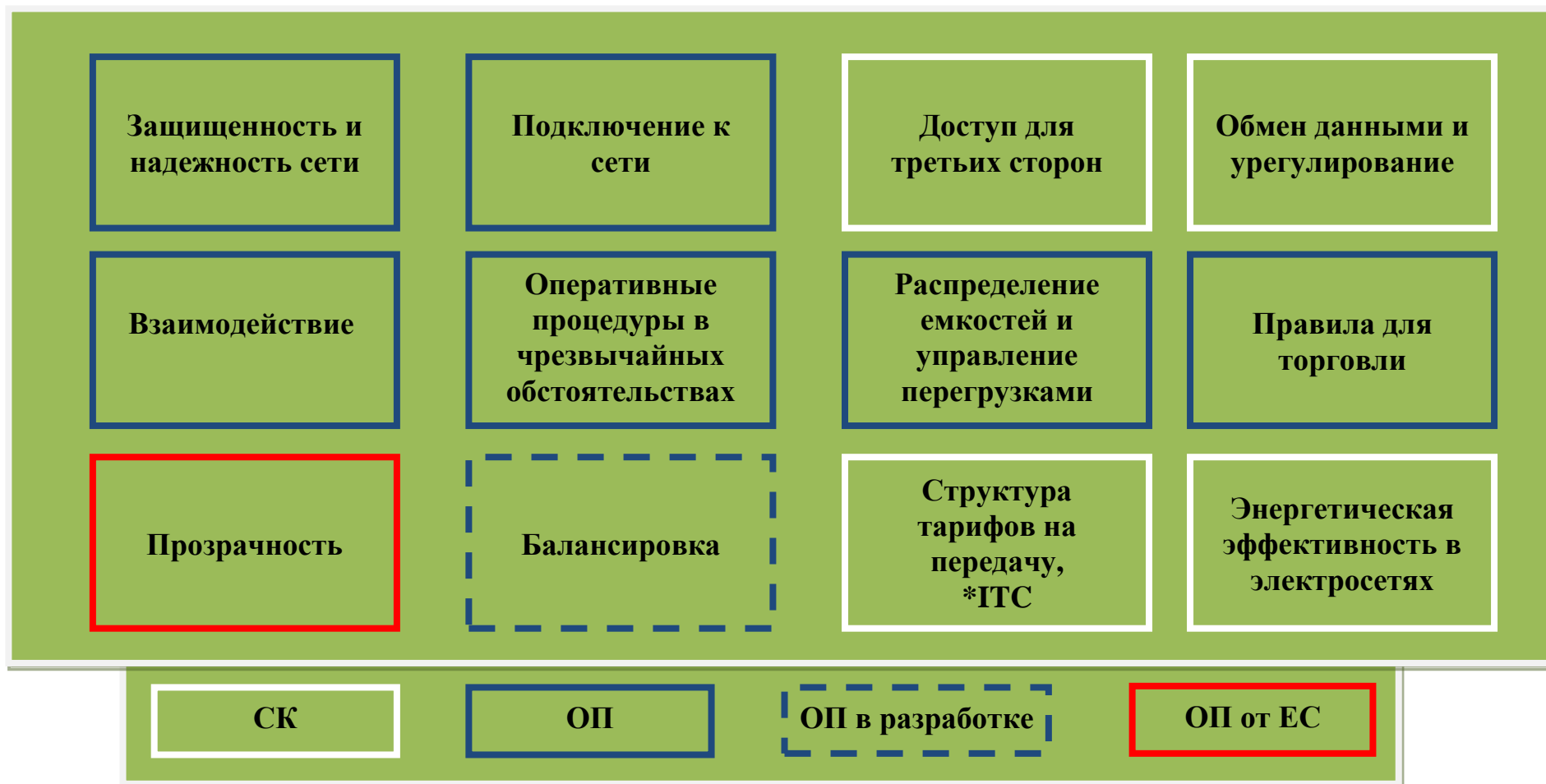
Джерело: Міжнародна конференція «Регулювання та лібералізація енергетических ринків: Третій енергетический пакет» Брюссель, жовтень 2010 р.

Процесс разработки сетевых кодексов согласно Директиве 2009/72/ЕС



Джерело: Доклад ACER, 2012 г.

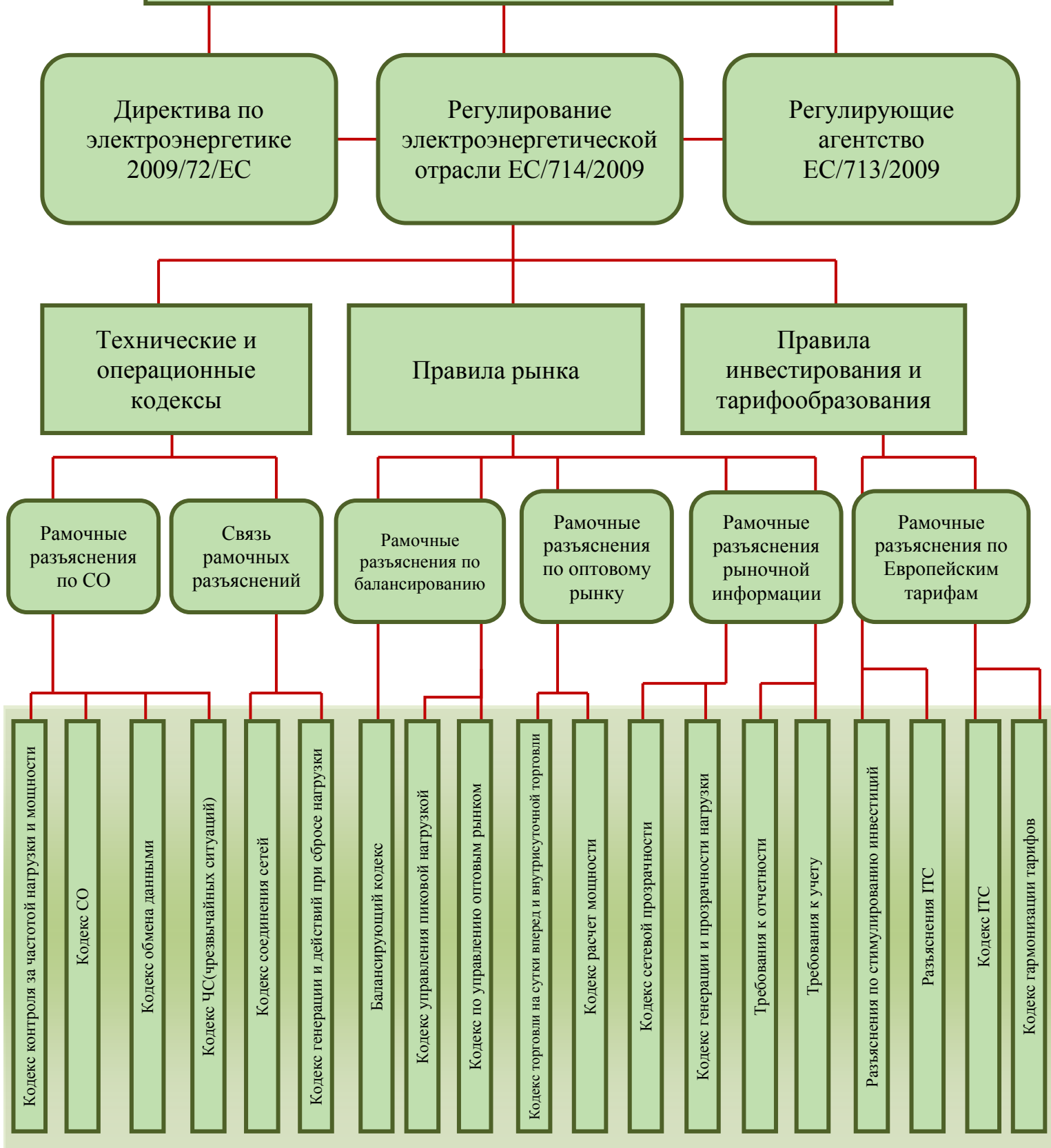
Основополагающие принципы (ОП) и сетевые кодексы (СК), определенные Регламентом 714/2009/ЕС



* - ITC (Inter TSO Compensation - ITC) схема компенсации между TSO

Джерело: Доклад ACER, 2012 г.

Правила регулирования электроэнергетической отрасли в Европе



Джерело: Міжнародна конференція «Регулирование и либерализация энергетических рынков: Третий энергетический пакет» Брюссель, жовтень 2010 р.

**Процедури, терміни та вартість підключення до системи
електропостачання з доповіді Світового Банку
«Ведение бизнеса в 2012 г.»**

Країна	Процедури (кількість)	Термін (дні)	Вартість (% від доходу на душу населення)
1	2	3	4
Європа і Центральна Азія	7	168	751,2
ОЕСР	5	103	92,8
Австралія	5	81	9,2
Австрія	5	23	110,8
Азербайджан	9	241	677,6
Албанія	6	177	585,6
Аргентина	6	67	20,4
Бельгія	6	88	95,3
Білорусь	7	254	1 383,8
Болгарія	6	130	366,6
Боснія і Герцеговина	8	125	497,6
Бразилія	6	34	130,3
Вірменія	6	242	257,8
Греція	6	77	59,2
Грузія	5	97	751,3
Данія	4	38	120,6
Естонія	4	111	222,5
Ізраїль	6	132	12,2
Індія	7	67	216,2
Ірландія	5	205	91,1
Іспанія	5	101	231,9
Італія	5	192	327,2
Казахстан	6	88	88,4
Канада	8	168	143,9
Катар	3	90	4,1
Китай, Гонконг	4	43	1,7
Китай	5	145	640,9
Латвія	5	108	439,1
Литва	5	148	63,3
Молдова	7	140	660,6
Німеччина	3	17	49,9
Норвегія	4	66	7,1
Об'єднане Королівство Великобританії	5	109	72,3
Об'єднані Арабські Емірати	4	55	14,6

1	2	3	4
Польща	4	143	209,3
Російська Федерація	10	281	1 852,4
Румунія	7	223	556,9
Сербія	4	131	545,7
Словаччина	5	177	242,2
Словенія	5	38	119,1
США	4	68	16,8
Угорщина	5	252	120,3
Україна	11	274	229,2
Фінляндія	5	53	31,7
Франція	5	123	40,2
Чеська Республіка	6	279	186,2
Швейцарія	3	39	62,7
Швеція	3	52	20,7
Японія	3	117	0
Центральноафриканська Республіка	6	102	12 852,1
Чад	5	67	13 123,8

Джерело: Аналітична доповідь Світового Банку та Міжнародної фінансової корпорації (IFC) «Ведення бізнесу в 2012 году»

Подключение к электросети в Германии



Джерело: Аналітична доповідь Світового Банку та Міжнародної фінансової корпорації (IFC) «Ведення бізнесу в 2012 році»

Основні скорочення

ЄС – Європейський Союз
СНД – Співдружність незалежних держав
ОЕСР – Організація економічного співробітництва і розвитку
ЄК – Європейська Комісія
РФ – Російська Федерація
IFS – Міжнародна фінансова корпорація
ENTSO-E (the European Network of Transmission System Operators for Electricity) – Європейська мережа системних операторів із передачі електроенергії
ENTSO – Асоціація європейських системних операторів
UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) – Об'єднання з координації електроенергії
TSO – оператор системи передавання
ТО – технічний оператор
СО – системний оператор
ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) – Агентство із співпраці регуляторів енергетики
ANRE – Національний регулятор теплоелектроенергетики Румунії
NGET (National Grid Electricity Transmission) – Національна мережа електропередавання Британії
NG (National Grid plc) – Британська мережна компанія
RPS – енергосистема Румунії
НЕС – Національна електропередавальна система Казахстану
ЄЕС – єдина енергетична система
ЄНЕС – єдина національна електрична система Росії
ЕВО – енерговиробна організація
ПГУ – парогазова установка
ПЕМ – передавальна електрична мережа
ЛЕП – лінія електропередавання
РУ – розподільча установка
ВРУ – відкрита розподільча установка
ТН – трансформатор напруги
ТС – трансформатор струму
ОРЕ – оптовий ринок електричної енергії
РО – ринковий оператор
ОРЦТЕ – Оператор Ринку Централізованої Торгівлі Електроенергії
CUSC (Connection and Use of System Code) – Правила приєднання і використання системи
ПР – План розвитку
ПРЕМ – План розвитку електричної мережі
ІПРВ – Індикативний план розвитку виробництва
ПРВ – План розвитку виробництва

ЕМП – електромережні правила
ТПР ЄЕС – Технологічні правила роботи електроенергетичних систем Росії
N-1 – критерій здатності до відновлення енергосистеми при відключенні одного великого елемента системи
N-2 – критерій здатності до відновлення енергосистеми при відключенні двох великих елементів системи
ОДУ – оперативно-диспетчерського управління в електроенергетиці
ОТУ – оперативно-технологічне управління
EMS SCADA – автоматизована інформаційна система контролю, диспетчерського управління та збору даних
СПДУ – споживачі послуг диспетчерського управління
СДТУ – система диспетчерського і технологічного управління
РПДУ – ринок послуг диспетчерського управління
ОВ – одиниця вироблення електричної енергії (одиниця генерації)
ASRV – автоматична система регулювання реактивної потужності й напруги
RVR – регіональний регулятор напруги
АРЧП – автоматичний регулятор частоти та потужності
ПА – протиаварійна автоматика
СМІР, WAMS – система моніторингу перехідних режимів
РЗА – релейний захист і автоматики
FACTS – гнучка система електропередавання
НТД – нормативна технічна документація
ПТЕ – Правила технічної експлуатації
ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
ПУЭ – Правила устройств електроустановок
ТУ – Технічні умови
АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електричної енергії
ВВП – валовий внутрішній продукт
ПУЛ (резервов мощности ЕЭС Казахстана) – Некомерційна організація, добровільно заснована електростанціями та окремими оптовими споживачами з метою формування необхідного обсягу, структури і розміщення резервів електричної потужності для забезпечення безперебійного енергопостачання споживачів у разі непередбаченого виходу з ладу генераторів або ліній електропередавання.

Використані джерела інформації

1. Директива 2009/72/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 13 липня 2009 року щодо загальних правил для внутрішнього ринку електроенергії та скасування Директиви 2003/54/ЄС
2. «Регламент Европейского Парламента и Совета Европейского Союза 714/2009 от 13 июля 2009 г. об условиях доступа к сетям в целях трансграничного обмена электричеством и об отмене Регламента 1228/2003»
3. Європейська мережа системних операторів передавання електроенергії – European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), <https://www.entsoe.eu>
4. Агентство по взаємодії регуляторів у сфері енергетики – Agency for the Cooperation of energy Regulators (ACER), acer.europa.eu
5. «Розробка основних вимог до Кодексу електричних мереж (КЕМ) України», - ДП НЕК «Укренерго», 2005 р.
6. Офіційний вісник Європейського Союзу, – агентство ACER, 14.08.2009 р.
7. «Технологическое присоединение к сетям в России и мире» – Институт проблем естественных монополий (ИПЕМ)
8. «О системе нормативно-технического обеспечения электроэнергетики Республики Казахстан» – к.т.н. Байтас Оспанов, АО «Казахский институт развития индустрии»
9. «О правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей в свете нового законодательства Российской Федерации» – Шавров Э.Н., «Энергетик», №11/2010.
10. Технологические правила работы электроэнергетических систем (проект). Протокол совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Нучно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС». Вести в электроэнергетике, №5, 2011
11. Технологические правила работы электроэнергетических систем (основные положения). Протокол совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Нучно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС». Вести в электроэнергетике, №5, 2010
12. Памятка заявителю для заключения договора на технологическое присоединение. <http://rokh.net>
13. О Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей в свете нового законодательства Российской Федерации, Шавров Э.Н. Энергетик №11, 2010
14. «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям», затверджені постановою Уряду РФ від 27.12.2004 № 861
15. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям (в ред.

Постановлений Правительства РФ от 21.03.2007 N 168, от 14.02.2009 N 118, от 21.04.2009 N 334). <http://talan.su/>

16. *Постанова Уряду РФ від 24 вересня 2010 р. № 759 «О совершенствовании порядка технологического присоединения потребителей к электрическим сетям»*
17. *Постанова Уряду РФ від 27 листопада 2010 р. № 940 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части совершенствования порядка подключения к сетям инженерно-технического обеспечения»*
18. *Постанова Уряду РФ від 1 березня 2011 р. № 129 «О внесении изменений в правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»*
19. *«Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям», затверджені наказом Федеральної служби по тарифах РФ від 23.10.2007 № 277-э/7*
20. *Наказ Федеральної служби по тарифах Росії від 30 листопада 2010 р. № 365-э/5 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям»*
21. *Процедура технологического присоединения энергопринимающих устройств потреби теля и к электрическим сетям ОАО «МРСК Центра» <http://www.mrsk-1.ru/ru/>*
22. *Методическое пособие для предпринимателей «Технологическое присоединение к электрическим сетям», <http://fasrt.ru/>*

Опрацьовані чинні Кодекси:

1. *Румунія. Технічний кодекс магістральної мережі енергосистеми Румунії.*
2. *Італія. Кодекс передачі, диспетчерського управління, розвитку і безпеки мережі.*
3. *Британія. Кодекс Національної магістральної електричної мережі.*
4. *Казахстан. Електромережні правила республіки Казахстан.*
5. *Білорусь. Технический кодекс установившейся практики.*