

ПРАВИЛА за управление на електроенергийната система

Обн., ДВ, бр. 6 от 21.01.2014 г.

Глава първа

ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) Тези правила регламентират правата и задълженията на оператора на преносната мрежа; производителите на електрическа енергия; операторите на разпределителните мрежи; клиенти, присъединени към преносната мрежа; обществения доставчик; крайните снабдители и търговците на електрическа енергия, във връзка с планиране развитието на преносната мрежа, планиране и управление режима на работа на електроенергийната система, процедури по задължителния обмен на данни, ред за оперативен обмен на информация, създаване и изпълнение на защитен план и план за възстановяване на електроенергийната система, условия и ред за провеждане на системни изпитания, за предоставяне на допълнителни и системни услуги и други дейности, свързани с цялостния процес на работа на електроенергийната система.

(2) Правилата за управление на електроенергийната система са основата за сключване на договори между оператора на преносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа.

(3) Взаимоотношенията на оператора на преносната мрежа с външни (чуждестранни) партньори се регламентират чрез споразумения и правила за съвместна работа и сътрудничество.

Чл. 2. Основните цели на тези правила са създаване на предпоставки за:

1. единното управление на електроенергийната система и надеждното функциониране на електропреносната мрежа, включително наличието на всички необходими допълнителни услуги;
2. ефективно развитие на преносната мрежа и производствените мощности в страната;
3. създаване на условия за участие на ползвателите на преносната мрежа в пазара на електрическа енергия при условия на равнопоставеност и гарантиране на надеждността и качеството на работа на електроенергийната система.

Чл. 3. (1) Тези правила определят:

1. процедурите за планиране на развитието на преносната мрежа;
2. техническите изисквания за присъединяване към преносната мрежа;
3. процедурите за ползване на преносната мрежа;
4. процедурите за планиране на работата на електроенергийната система;
5. процедурите за управление на електроенергийната система в реално време;
6. дейностите на оператора на преносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа, свързани с управлението на качеството на работа на електроенергийната система;
7. процедурите за изпитания на електроенергийната система.

(2) При дефинирането на процедурите и изискванията:

1. се гарантира сигурната, безопасна и ефективна работа на електроенергийната система и непрекъснатостта на снабдяването на клиентите с електрическа енергия;
2. са отчетени техническите изисквания на Синхронната зона на Континентална Европа към Организацията на операторите на електропреносни мрежи в Европа (ENTSO-E), отнасящи се до надеждността и качеството на паралелната работа на електроенергийните системи;

3. операторът на преносната мрежа има право да прилага пълен обхват на техническите изисквания към ползвателите в рамките на съществуващите им технически възможности, за да гарантира сигурното, безопасно и ефективно функциониране на електроенергийната система и непрекъснатостта на снабдяването на клиентите с електрическа енергия в нормални условия и при смущения;
4. операторът на преносната мрежа има право да взема и прилага решения в случай на несъответствия между изискванията на участниците на електроенергийния пазар и изискванията за запазването на необходимата степен на сигурност, безопасност и качество на работа на електроенергийната система;
5. са взети предвид организационните и техническите изисквания, които гарантират условията за възстановяване на електроенергийната система след тежки аварии;
6. е спазен принципът на равнопоставеност и недискриминационно отношение към ползвателите, получили равнопоставен достъп до преносната мрежа, да пренасят електрическа енергия и да ползват мрежата и системните услуги при ясни и публично оповестени условия на заплащане, отразяващо дългосрочните осреднени прирастни разходи на оператора на преносната мрежа;
7. са спазени изискванията и условията за развитие на либерализиран електроенергиен пазар като предпоставка за обществено развитие без риск за живота и здравето на гражданите, при приемливи екологични замърсявания, икономически разходи и социално напрежение.

Чл. 4. (1) Всички данни, определени като класифицирана информация по смисъла на ЗЗКИ, предоставени в съответствие с изискванията на тези правила от ползвателите на преносната мрежа на оператора на преносната мрежа за достъп към преносната мрежа, се считат класифицирана информация от всеки участник в процеса на работа на електроенергийната система, ако това е изрично отбелязано.

(2) Операторът на преносната мрежа, с изключение на случаи, определени в действащото законодателство, може да предоставя информация, маркирана като класифицирана информация, на трети лица само и единствено с писмено разрешение на собственика на информацията.

Глава втора

ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА

Раздел I

Общи положения

Чл. 5. (1) Правилата за планиране на развитието на преносната мрежа определят техническите критерии за планиране, потока и обема на информацията, обменяна между оператора на преносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа за целите на планирането, както и прилаганите процедури.

(2) Критериите за планиране на развитието на преносната мрежа трябва да бъдат спазвани от всички ползватели на преносната мрежа при планиране на развитието на техните собствени електрически мрежи.

(3) Взаимоотношенията, възникващи във връзка с разпоредбите по тази глава, се уточняват и договарят в договорите по чл. 62.

Чл. 6. (1) Преносната мрежа се планира в съответствие с чл. 81г от Закона за енергетиката (ЗЕ), като се разработва 10-годишен план.

(2) Плановите за развитие на електроенергийната система се разработват на всеки две години от оператора на преносната мрежа в съответствие с чл. 9, ал. 2, т. 2 ЗЕ на базата на следната информация:

1. прогнози за развитието на потреблението на електрическа енергия на регулирания пазар от обществения доставчик и за свободния пазар от отделни клиенти и/или операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи;
2. постъпили искания от производители на електрическа енергия за промяна на производствените мощности;

3. постъпили искания от нови производители на електрическа енергия за присъединяване към преносната и разпределителните електрически мрежи;

4. необходимими нови мощности за производство на електрическа енергия по чл. 4, ал. 2, т. 5 ЗЕ в интерес на сигурността на снабдяването с електрическа енергия, за изпълнение на задълженията за дял на енергията от възобновяеми източници (ВИ) в брутното крайно потребление на енергия, както и в интерес на опазването на околната среда и насърчаването на нови технологии, когато посредством пазарните механизми за инвестиции тези цели не могат да бъдат осигурени;

5. схеми за подпомагане в съответствие с чл. 2, ал. 2, т. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), свързани с развитието на преносната и разпределителните електрически мрежи, включително междусистемни връзки, на интелигентни мрежи, както и изграждането на регулиращи и акумулиращи съоръжения, свързани със сигурното функциониране на електроенергийната система при развитие на производството на енергия от възобновяеми източници;

6. актуалния 10-годишен план на ENTSO-E;

7. извеждане от експлоатация на съществуващи производствени мощности;

8. въвеждане на нови технологии, осигуряващи по-високо качество и сигурност на предоставяните услуги, и ефективност на дейността;

9. планове за развитие на спомагателните мрежи, включително с цел подобряване на сигурността на доставките.

Чл. 7. Развитието на преносната мрежа включва изграждане на нови и реконструкция на нейните елементи, компенсиращи устройства и спомагателните мрежи и системи за управление.

Раздел II

Цели и обхват на планирането

Чл. 8. Планирането на развитието на преносната мрежа трябва да осигури своевременното и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на преносната мрежа, с което да се осигури икономична и сигурна работа на електроенергийната система, при спазване на посочените в чл. 13 критерии за сигурност и действащите стандарти за качество на електроснабдяването.

Чл. 9. Планът за развитие на преносната мрежа трябва да посочва новите елементи, които е необходимо да бъдат изградени, техните основни технически характеристики, мястото им в преносната мрежа, сроковете и условията за въвеждането им в експлоатация.

Раздел III

Принципи за планиране

Чл. 10. (1) В съответствие със задълженията, произтичащи от ЗЕ, ЗЕВИ и издадената лицензия, операторът на преносната мрежа разработва и представя десетгодишен план за развитие на преносната мрежа.

(2) Планът за развитие на преносната мрежа е документ, който:

1. описва бъдещите промени и развитието на преносната мрежа;

2. определя по години очакваните работни характеристики на преносната мрежа;

3. показва на участниците на пазара основната инфраструктура за пренос, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите 10 години;

4. съдържа всички инвестиции, за които вече е взето решение, и определя новите инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години;

5. предвижда график за всички инвестиционни проекти.

(3) Процесът на планиране трябва да осигурява необходимото време за подготовка на проектите и предложенията на операторите на разпределителните мрежи и други заинтересовани страни по недискриминационен начин и достатъчно време за осъществяване на инвестиционните намерения.

Чл. 11. Планът трябва да посочва онези точки от преносната мрежа, които са технико-икономически най-подходящи за изграждане на нови връзки за бъдещ пренос на електроенергия, с оглед насърчаване на конкуренцията и развитието на преносната мрежа.

Чл. 12. Планът за развитие на преносната мрежа трябва да се основава на заявени, договорени или планирани от ползвателите на преносната мрежа нови производствени мощности или товари и да съдържа следната основна информация за съответния планов период:

1. анализ на потреблението на електрическа енергия в електроенергийната система (ЕЕС) на България и прогноза за развитие на електрическите товари;

2. анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници; списък на необходимите нови производствени мощности за гарантиране работата на ЕЕС при зададената степен на надеждност;

3. прогнозни мощностни и енергийни баланси на ЕЕС;

4. възможности за управление и анализ на гъвкавостта на производствените мощности: базови мощности, мощности с приоритетно производство, балансиращи и резервиращи мощности, регулиращи мощности;

5. развитие на преносната мрежа, анализ на потокоразпределението и характерни особености по райони;

6. нива на токовете на къси съединения;

7. развитие на телекомуникационната инфраструктура;

8. оценка на необходимите инвестиции за реализация на предложения план.

Чл. 13. (1) В процеса на експлоатация при нормален режим на работа преносната мрежа трябва да отговаря поне на критерия за сигурност "n - 1", което означава, че:

1. изключването на един който и да е елемент от преносната мрежа (електропровод, трансформаторна единица, генераторен блок или компенсиращо устройство), както и на група елементи на преносната мрежа (събирателни шини в разпределително устройство високо напрежение и др.), които могат да бъдат изключени едновременно от действието на едно защитно устройство или от действието на няколко защитни устройства, но в резултат на единична повреда, не трябва да довежда до:

а) отклонения на напреженията в който и да е от възлите на преносната мрежа извън границите, посочени в чл. 21, т. 1;

б) претоварване на оставащите в работа елементи на преносната мрежа;

в) нарушаване на качеството на електроснабдяването;

г) намаляване на запаса по устойчивост под допустимите стойности, както следва:

- 20 % за нормална схема на работа;

- 8 % за след аварийен режим;

д) нарушения в режима на работа на съседни електроенергийни системи, с които електроенергийната система на България работи в паралел;

2. изключването на двоен електропровод на обща стълбовна линия се приема като единична повреда.

(2) При присъединяване на АЕЦ към преносната мрежа се прилага критерий за сигурност "n - 2", което

означава, че изключването на два които и да са елементи от преносната мрежа не трябва да довежда до изброените в ал. 1, т. 1 последствия.

Чл. 14. Конфигурацията на преносната мрежа трябва да позволява провеждането на планови ремонтни работи на съоръженията, без да се нарушават посочените в чл. 13 критерии за сигурност.

Чл. 15. Изборът на критериите за сигурност трябва да се извършва на базата на сравнителен технико-икономически анализ на следните фактори:

1. вероятност от възникване на даден вид авария;
2. последствия от възникване на този тип авария;
3. разходи, необходими за покриване на постоянния риск;
4. цена на защитните мерки за предпазване от развитието на дадената авария.

Чл. 16. Планът за развитие на преносната мрежа се предоставя на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) и се публикува на сайта на оператора на електропреносната мрежа, за да бъде достъпен за всички съществуващи и потенциални ползватели на преносната мрежа.

Раздел IV

Предоставяне на информация за целите на планирането

Чл. 17. Операторът на преносната мрежа разработва планове за развитие на преносната мрежа на базата на следната информация:

1. прогноза за развитието на електрическите товари и потреблението на електрическа енергия от операторите на разпределителните мрежи/крайните снабдител;
2. постъпили искания от клиенти, присъединени към преносната мрежа, за промяна на потребяваната електрическа мощност и енергия;
3. постъпили искания на нови клиенти на електроенергия за присъединяване към преносната мрежа;
4. постъпили искания от производители на електрическа енергия за промяна на производствените мощности;
5. постъпили искания на нови производители на електроенергия за присъединяване към преносната мрежа;
6. постъпили искания от операторите на разпределителните мрежи за нови или изменения на съществуващи присъединявания;
7. постъпили искания на ползватели на мрежата за обмен на електроенергия с ползватели на мрежи на други електроенергийни системи (ЕЕС).

Чл. 18. (1) Посочената в чл. 17 информация се предоставя на оператора на преносната мрежа от ползвателите на преносната мрежа в частта, отнасяща се до тяхната дейност.

(2) Информацията за потреблението или за производствените мощности на ползвателите на преносната мрежа, която има класифициран характер, се използва от оператора на преносната мрежа само за прогнозиране на потоците на мощност и за плана за развитие.

Глава трета

ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ КЪМ ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Раздел I

Общи положения

Чл. 19. Основната цел на правилата на изискванията за присъединяване към преносната мрежа е да бъдат осигурени:

1. нормална работа на присъединявания ползвател при запазване на необходимата сигурност, безопасност и качество на работа на електроенергийната система след неговото включване;
2. възможност за оператора на преносната мрежа да изпълнява лицензионните си задължения за пренос на електрическа енергия чрез създаването на технически, проектни и експлоатационни изисквания към ползвателите при присъединяването им към преносната мрежа;
3. ненакърняване условията за ползване на мрежата от други ползватели.

Чл. 20. (1) Първоначално присъединяване на ползвател към преносната мрежа, както и увеличение на необходимата предоставена мощност (за клиент) или увеличение на инсталираната мощност (за производител) на присъединен ползвател се допуска, ако:

1. ползвателят е изпълнил изискванията, посочени в Наредба № 6 от 2004 г. за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи (обн., ДВ, бр. 74 от 2004 г.; изм., бр. 27 от 2005 г. и бр. 25 от 2008 г.);
2. са изпълнени техническите, проектните и експлоатационните изисквания, посочени в действащите наредби и правила за работа на преносната мрежа, от кандидатстващите за присъединяване към преносната мрежа ползватели;
3. ползвателят е сключил договор за присъединяване с оператора на преносната мрежа.

(2) Взаимоотношенията, възникващи във връзка с разпоредбите по тази глава, се уточняват и договарят:

1. за новоприсъединявани ползватели на преносната мрежа - в договорите за присъединяване, които те сключват с оператора на електропреносната мрежа;
2. за вече присъединени ползватели на преносната мрежа - в договорите по чл. 62 и/или в нови договори за присъединяване за предвидените случаи в чл. 4, ал. 1, т. 2 - 8 от Наредба № 6 от 2004 г. за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи.

(3) За производители на електрическа енергия, подали искане за присъединяване, операторът на електропреносната мрежа спазва следния приоритет към технико-икономически най-изгодния възел или елемент от преносната мрежа за присъединяване:

1. водноелектрически централи (ВЕЦ), които освен за електропроизводство се използват и за допълнителни функции по Закона за водите;
2. топлофикационни електрически централи (ТЕЦ), използващи биомаса като енергиен източник;
3. ТЕЦ, използващи слънчевата радиация като енергиен източник;
4. ТЕЦ;
5. заводски електроцентрали, произвеждащи пара за основно производство;
6. ВЕЦ;
7. електрически централи на биомаса;
8. фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ);
9. вятърни електрически централи (ВяЕЦ);
10. всички останали технологии.

(4) При наличие на два или повече производители, отговарящи на едни и същи условия по ал. 3, се прилага

принципът на първия подал заявление за присъединяване.

(5) Случаите по ал. 3 и 4 не касаят производителите, с които операторът на електропреносната мрежа вече е сключил договор за присъединяване.

Раздел II

Технически параметри на преносната мрежа

Чл. 21. Проектни и експлоатационни параметри за напреженията в преносната мрежа ВН:

1. Номиналните напрежения и допустимите отклонения от тях в преносната мрежа и в местата на присъединяване на ползвателите при нормална работа са, както следва:

Номинални напрежения	Допустими отклонения
110 kV	$98 \text{ kV} \leq U \leq 123 \text{ kV}$ 90 %...112 %
220 kV	$198 \text{ kV} \leq U \leq 245 \text{ kV}$ 90 %...110 %
400 kV	$380 \text{ kV} \leq U \leq 420 \text{ kV}$ 95 %...105 %

2. Поддържаните стойности на напрежението в отделните възли на преносната мрежа се определят и регулират от оператора на преносната мрежа, а в подстанции (РУ) за присъединяване на разпределителни мрежи - координирано с операторите на разпределителните мрежи.

3. Централизираното денонощно регулиране на напрежението в преносната мрежа се извършва съгласно Инstrukция за регулиране на напрежението в преносната електрическа мрежа 110 ... 400 kV и "Трафик по напрежение" на оператора на преносната мрежа.

4. Операторът на преносната мрежа и ползвателите избират съоръженията на електроенергийната система и съоръженията за присъединяването на електроенергийните обекти така, че колебанията на напрежението при къси съединения и/или пренапрежения да не смущават нормалната им работа.

5. Устойчивостта на ползвателите трябва да бъде запазена, докато стойността на напрежението в мястото на присъединяване е ≥ 80 % от номиналната.

6. С цел предотвратяване на каскадни изключения и нарушаване на баланса между производство и потребление по време на къси съединения в електроенергийната система ползвателите трябва да приемат без смущения краткотрайни понижени стойности на напрежението, както следва:

а) липса на напрежение в мястото на присъединяване за време, по-малко от 0,15 секунди;

б) стойността на напрежението в мястото на присъединяване е по-ниска от 50 % от номиналната за време, по-малко от 0,7 секунди;

в) напрежението в мястото на присъединяване се възстановява до нормалните си стойности за време, по-малко от 1,5 секунди.

7. При понижаване на напрежението вследствие на претоварвания на електропроводи или трансформатори противоаварийната автоматика трябва да го възстанови до нормалните му стойности за време, по-малко от 20 секунди.

8. При повишаване на напрежението поради оставане на празен ход на електропроводи противоаварийната автоматика трябва да го възстанови до нормалните му стойности за време, по-малко от 10 секунди.

Чл. 22. Номиналната честота на електроенергийната система е 50,00 Hz. Зададената стойност на честотата може да бъде 49,99 Hz, 50,00 Hz и 50,01 Hz. При нормални експлоатационни условия се допускат отклонения от номиналната стойност в интервала от 49,8 Hz до 50,2 Hz.

Чл. 23. (1) Преносната мрежа ВН работи с директно заземен звезден център.

(2) Мястото и начинът на заземяване на звездните центрове на страна ВН на съоръженията на ползвателите на преносната мрежа се определят от оператора на електропреносната мрежа съобразно техническите характеристики на преносната мрежа и съоръженията на ползвателя.

Чл. 24. За нуждите на проектирането, избора на съоръжения и режими на работа ползвателите могат да поискат специализирана техническа услуга от оператора на електропреносната мрежа, отнасяща се до:

1. изследване потокоразпределението при нормални и ремонтни схеми;
2. определяне на критичните времена на изключване при къси съединения, по условията за динамична устойчивост;
3. токове на къси съединения в мястото на присъединяване;
4. еквивалентни импеданси на електроенергийната система в мястото на присъединяване;
5. настройки на релейни защиты на връзките на присъединявания обект към ЕЕС;
6. избор на защита от пренапрежение и координация на izolацията.

Чл. 25. Границата на собственост между електрическите съоръжения на оператора на електропреносната мрежа и тези на ползвателите клиенти, производители и операторите на електроразпределителните мрежи се определя от начина на присъединяване и от вида на съоръженията в мястото на присъединяване, както е посочено в Наредба № 6 от 2004 г. за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи.

Раздел III

Технически изисквания за присъединяване на клиенти

Чл. 26. При потреблението на активна енергия не се допуска превишаване на максимално допустимото натоварване на нито един елемент от електропроводите и захранващата подстанция, собственост на оператора на преносната мрежа.

Чл. 27. (1) Операторът на електропреносната мрежа определя изисквания към клиентите, които влияят върху сигурността на работа на електроенергийната система и върху нейната способност за възстановяване и са необходими за изпълнение на защитния план и плана за възстановяване.

(2) Клиентите са длъжни да приемат и изпълняват плана за:

1. автоматично честотно разтоварване (АЧР) и/или автоматично честотно отделяне (АЧО) при аварийно понижаване на честотата в електроенергийната система;
2. системна автоматика за ограничаване на натоварването (САОН) при аварийно изключване на големи единични генераторни блокове;
3. участие в аварийни коридори за възстановяване след системни аварии;
4. осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация с ЕСО.

(3) Максимално допустимите натоварвания на електропроводите, техническите параметри и настройки на АЧР, на АЧО, на САОН и конфигурацията на коридорите за възстановяване се задават и настройките се осъществяват от оператора на електропреносната мрежа и се съгласуват в договора, сключен между оператора на електропреносната мрежа и клиента съгласно чл. 62.

(4) В случай на аварии в електроенергийната система, свързани с нейното частично или пълно разпадане, операторите на електроразпределителните мрежи са длъжни активно да участват в процеса на възстановяване чрез предоставяне на електрически товари при изграждането на енергийните коридори в съответствие с оперативните разпореждания на оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 28. (1) Ползвателите на електрическа енергия от електрическите мрежи, операторите на разпределителните мрежи и производителите на електрическа енергия, когато са в режим на потребление, трябва да консумират електрическа енергия с фактор на мощността $\cos \varphi$ в диапазона 0,9 индуктивен до 1,0.

(2) Действителният фактор на мощността се изчислява на базата на 15-минутните показания на средства за търговско измерване за активна и реактивна енергия.

Чл. 29. (1) Клиентите, експлоатиращи електродъгови пещи, трябва да прилагат необходимите мерки за поддържане на относително постоянна активна мощност при потреблението на електрическа енергия при нормална работа.

(2) Скоростта на промяна на потребяваната активна мощност за минута в проценти от максималното натоварване не трябва да надхвърля 10 % от $P_{\max}$ за инсталирани мощности над 50 MVA.

(3) Когато изискването по ал. 2 не е спазено за даден клиент, в договора за достъп между оператора на електропреносната мрежа и клиента трябва да се договорят специфични технически условия или отделна услуга за регулиране.

Чл. 30. (1) Допустимото внасяне на хармоници (THD) от клиентите в точката на присъединяване към електрическата мрежа е 3 % за мрежи ВН и 8 % за мрежи СрН.

(2) Допустимата несиметрия на напреженията, предизвикана от клиентите в точката на присъединяване към електрическата мрежа, е 2,0 % за мрежи ВН и 3 % за мрежи СрН.

(3) Допустимите трептения (фликер), които може да предизвикат клиентите в точката на присъединяване към електрическата мрежа, са $P_{st} = 0,8$; $P_{lt} = 0,6$ за мрежи ВН и $P_{st} = 0,9$; $P_{lt} = 0,7$ за мрежи СрН.

(4) Когато клиентите на електрическа енергия причиняват в точката на присъединяване влошаване на качеството на електрическата енергия, операторите на съответната електропреносна или електроразпределителна мрежа имат право да прекратят достъпа им до електрическата мрежа. Операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи не дължат компенсации на клиентите в такива случаи.

(5) При ограничения в пропускателната способност на електрическата мрежа и опасност от повреди операторите на съответната електропреносна или електроразпределителна мрежа имат право да ограничават консумацията на клиентите, включително изключване от електрическата мрежа. Операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи не дължат компенсации на клиентите в такива случаи.

Чл. 31. (1) Клиентите, експлоатиращи електродъгови пещи, трябва да прилагат необходимите мерки за поддържане на относително постоянна реактивна мощност при потреблението на електрическа енергия при нормална работа.

(2) Когато технологичният процес на работа на даден клиент с инсталирана мощност, по-голяма от 50 MVA, предизвиква колебания на реактивната мощност, този клиент трябва да инсталира в своите електрически уредби статични компенсиращи устройства, с които да потиска колебанията на реактивната мощност в преносната мрежа и смущенията в режима на работа на другите ползватели на преносната мрежа.

(3) Когато за даден клиент е технически невъзможно да изпълни изискването по ал. 2, в договора за достъп между оператора на електропреносната мрежа и клиента трябва да се договорят специфични технически условия или отделна услуга за регулиране.

Чл. 32. (1) Когато клиент консумира електрическа енергия от преносната мрежа чрез трансформатор с автоматично регулиране на напрежението, е необходимо да се осигури автоматично блокиране на регулирането при достигане на определени минимални стойности на напрежението на първичната страна на трансформатора.

(2) Стойността на напрежението по ал. 1 се задава от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 33. Мрежовите оператори и клиентите използват стандартни символи за обозначаване на съоръженията.

Чл. 34. (1) Обемът и организацията на релейните защиты на трансформаторите, шините и електропроводите,

собственост на клиента, трябва да съответстват на изискванията на Наредба № 3 от 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии (обн., ДВ, бр. 90 и 91 от 2004 г.; изм., бр. 108 от 2007 г.; изм. и доп., бр. 92 от 2013 г.).

(2) Настройките по импеданс, ток и време на релейните защиты, действащи при къси съединения в електроенергийната система (външни за електросъоръженията на клиента), задължително се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа преди присъединяването.

Чл. 35. (1) Релейните защиты на присъединенията на клиента към преносната мрежа трябва да отговарят на действащите в страната стандарти и нормативни актове.

(2) Електрическите съоръжения трябва да се защитават от основни и резервни релейни защиты, действащи независимо.

(3) При електропроводи с напрежение 220 kV и по-високо и при междусистемни електропроводи се изпълнява организация на релейните защиты по принципа на "пълно близко резервиране" съгласно Наредба № 3 от 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии, като една от защитите трябва да бъде дистанционна.

(4) За присъединяване към мрежи с директно заземен звезден център на електропроводите допълнително трябва да се предвижда посочна тристъпална максималнотокова земна защита с независимо от тока закъснение.

(5) Във всички случаи при основно действие на релейните защиты (с първа зона, първо стъпало, диференциална защита) електропроводът трябва да се изключва от захранващата страна за време не по-голямо от 150 ms, включително времето на прекъсвача.

(6) Съгласувано с оператора на електропреносната мрежа се допуска:

1. при присъединяване на клиент чрез свои електропроводи към разпределителна уредба на оператора на електропреносната мрежа или разпределителна уредба, собственост на клиента, е присъединена към преносната мрежа чрез електропроводи, собственост на оператора на електропреносната мрежа, за електропроводи 110 kV, работещи в паралел с електроенергийната система, релейната защита да се изпълнява от една основна дистанционна защита и една резервна посочна максималнотокова защита, включваща и тристъпална посочна земна защита с независимо от тока закъснение;

2. при присъединяване на клиент чрез свои електропроводи към разпределителна уредба на оператора на електропреносната мрежа или разпределителна уредба, собственост на клиента, е присъединена към преносната мрежа чрез електропроводи, собственост на оператора на електропреносната мрежа, за електропроводи 110 kV и 220 kV, захранващи лъчист товар (едностранно захранена линия), релейната защита да се изпълнява само в захранващия край чрез максималнотокова отсечка, максималнотокова защита и земна защита с независимо от тока закъснение.

(7) При свързване на клиента чрез свой трансформатор към подстанция на преносната мрежа видът, обемът и организацията на релейните защиты на трансформатора са предмет на проект, който се съгласува с оператора на електропреносната мрежа с цел съвместимост със съществуващите устройства.

(8) При свързване на клиента към вторичната страна на трансформатор, собственост на оператора на електропреносната мрежа, видът, обемът и организацията на релейните защиты на съоръженията, свързани към вторичната страна на трансформатора, са предмет на проект, който се съгласува с оператора на електропреносната мрежа с цел съвместимост със съществуващите съоръжения и постигане на селективно действие на релейните защиты.

(9) Сигурността на действие на релейните защиты не трябва да е по-ниска от 99 %, определена като отношение на успешните изключения на прекъсвачите към общия брой на повредите.

Чл. 36. (1) Наличието и видът на автоматичното повторно включване (АПВ) - еднофазно, трифазно, контрол на синхронизъм или отсъствие на напрежение за електропроводите, свързващи уредбите на клиента с електроенергийната система, е предмет на съгласуване между клиента и оператора на електропреносната

мрежа на базата на проведени изчисления и изисквания за сигурност на електроснабдяването.

(2) Конкретните настройки на устройството за АПВ се определят и извършват съгласувано с оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 37. (1) За присъединяване на клиент към преносната мрежа за електропроводи и уредби, собственост на клиента и работещи в паралел с електроенергийната система, както и за радиално захранени клиенти с високи изисквания за сигурност, с цел ограничаване на смущението при отказ на прекъсвач, който участва във връзката между клиента и електроенергийната система, се прилага устройство за резервиране на отказа на прекъсвача (УРОП) за автоматично изключване на всички прекъсвачи, съседни на прекъсвача, който е отказал да изключи.

(2) Необходимостта от УРОП се съгласува с оператора на електропреносната мрежа въз основа на изчисления за устойчивост.

(3) Устройството се организира на принципа "УРОП на прекъсвач".

(4) Монтирането, въвеждането и поддържането на УРОП е задължение на собственика на обекта, в който се въвежда.

(5) Конкретните настройки и въздействието на УРОП се определят съгласувано с оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 38. (1) За електропроводите, свързващи клиента и работещи в паралел с преносната мрежа на напрежение 110 kV и по-високо, задължително се осигуряват устройства за пренос на сигнали за ускоряване (съвместно действие) на релейните защиты в двата края на свързващия електропровод.

(2) При необходимост заинтересованите страни съгласуват автоматично дистанционно изключване на прекъсвач в съседна електрическа уредба при действие на УРОП.

(3) Конкретните технически решения са предмет на проект и се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа, като времето за пренос на сигналите не трябва да бъде по-голямо от 20 ms.

Чл. 39. (1) Настройките на релейните защиты в електрическите уредби на клиента се определят и предлагат в проекта и преди началото на експлоатацията се уточняват и съгласуват с оператора на електропреносната мрежа на базата на актуализирани изчисления.

(2) Настройките на релейните защиты на присъединенията между електрическите уредби на клиента и електроенергийната система се определят от оператора на електропреносната мрежа.

(3) Настройките на релейните защиты и автоматични устройства, монтирани в уредбите на клиента, са задължителни и се изпълняват от него.

Чл. 40. За нуждите на управлението на електроенергийната система всеки клиент трябва да осигури техническите средства и да реализира следните комуникационни възможности:

1. телефон (основен и резервен, мобилен);
2. факс или електронен адрес;
3. телеизмерване и телесигнализация;
4. телеуправление;
5. дистанционно отчитане на данни от средствата за търговско измерване.

Чл. 41. (1) В договора, сключен съгласно чл. 62, операторът на преносната мрежа и ползвателите задължително се договарят за разпределяне на отговорностите в мястото на присъединяване и уточняват следното:

1. собственост, управление, поддръжка;

2. оперативни схеми;
3. списък на съоръженията;
4. списък на средствата за измерване и телекомуникация;
5. достъп до обекта;
6. проверки на релейните защиты;
7. ремонтни работи;
8. координация на безопасността.

(2) В зависимост от конкретните условия операторът на електропреносната мрежа може да изиска от клиентите монтирането на противоаварийна автоматика, изпълняваща защитни функции в мястото на присъединяването им. Защитните функции (логиката на автоматиката), настройките и мястото на монтирането им се определят от Електроенергийния системен оператор (ЕСО), а доставката и монтажът са за сметка на клиента, ако е в неговата собственост.

Раздел IV

Технически изисквания за присъединяване на производители

Чл. 42. (1) Електрическите синхронни и асинхронни генератори трябва да бъдат пригодни за продължителна експлоатация при всички възможни експлоатационни и климатични условия в мястото на тяхното инсталиране.

(2) Електрическите генератори трябва да бъдат конструирани и монтирани така, че да издържат без повреди при възникване на внезапно трифазно късо съединение на клемите на генератора.

(3) Номиналната активна мощност на електрическите генератори трябва да се запазва при отклонение на напрежението на клемите на генератора до $\pm 5 \%$ и на честотата до

$\pm 2,5 \%$.

(4) При отклонения на напрежението в мястото на присъединяване в диапазон $\pm 10 \%$ от номиналната стойност работната точка на генератора при максимално натоварване трябва да остава в границите на работната му P-Q диаграма.

(5) При отклонения на честотата електроцентралите трябва да остават включени и да доставят мощност към преносната мрежа съгласно изискванията на оператора на съответната мрежа и техническите възможности, определени от завода производител на оборудването. Честотните диапазони и продължителността на работа се уточняват в договора за присъединяване и договора за достъп.

(6) Производствените агрегати от ТЕЦ, ВЕЦ, газова електрическа централа (ГЕЦ) и газово-парова електрическа централа (ГПЕЦ), присъединени към преносната мрежа, трябва да са пригодени за надеждно преминаване от произволна работна точка към отделяне от мрежата и режим на захранване само на собствени нужди (СН). При това агрегатите трябва да са в състояние да работят най-малко два часа в този режим.

Чл. 43. (1) Операторът на електропреносната мрежа определя изискванията към производителите, които влияят върху сигурността на работа на електроенергийната система и са необходими за изпълнение на защитния план и плана за възстановяване.

(2) Производителите на електроенергия от ТЕЦ, ГЕЦ и ГПЕЦ, с единична мощност на агрегатите над 25 MVA, са длъжни да приемат и изпълняват:

1. автоматично честотно отделяне и захранване на собствените нужди;
2. автоматично честотно отделяне със захранване на остров, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква;

3. ресинхронизация към електроенергийната система след работа в островен режим;
4. автоматично бързо разтоварване при повишаване на честотата, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква;
5. участие в коридори за възстановяване след системна авария, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква;
6. осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация в реално време с оператора на електропреносната мрежа;
7. групово управление на възбуждането (ГУВ) по напрежение и реактивна мощност, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква.

(3) Производителите на електроенергия от ВЕЦ, с единична мощност на агрегатите над 10 MVA, са длъжни да приемат и изпълняват:

1. пускане без външно захранване на собствените нужди (черен старт), ако операторът на електропреносната мрежа го изисква;
2. работа в островен режим и ресинхронизация към електроенергийната система, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква;
3. участие в коридори за възстановяване след системна авария, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква;
4. осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация в реално време с оператора на електропреносната мрежа;
5. автоматично бързо разтоварване при повишаване на честотата, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква;
6. групово управление по активна мощност и честота, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква;
7. групово управление по напрежение и реактивна мощност, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква.

(4) Производителите на електроенергия от възобновяеми източници, присъединени към преносната и разпределителните мрежи, са длъжни да изпълняват следните технически и режимни изисквания:

1. ВИ са длъжни да предоставят и съгласуват с оператора на съответната електрическа мрежа, към която се присъединяват, техническите параметри на основното електрооборудване, което възнамеряват да инсталират и присъединят към мрежата;
2. при присъединяване на ВИ към преносната мрежа повишаващите трансформатори трябва да могат да регулират напрежението под товар в диапазон, съгласуван с оператора на електропреносната мрежа;
3. не се допуска работа на ВИ в островен режим;
4. допустимата несиметрия на напреженията, предизвикана от ВИ в мястото на присъединяване, е: 2,0 % към преносната мрежа и 3,0 % към разпределителните мрежи;
5. допустимото внасяне на хармоници от ВИ в мястото на присъединяване е: THD $\leq$ 3 % към преносната мрежа и THD $\leq$ 8 % към разпределителните мрежи;
6. допустимите трептения (фликер), които може да внесе ВИ в мястото на присъединяване, са: $P_{st} \leq 0,8$, $P_{lt} \leq 0,6$ към преносната мрежа и $P_{st} \leq 0,9$, $P_{lt} \leq 0,7$ към разпределителните мрежи;
7. диапазонът на фактора на мощността на ВИ в мястото на присъединяване към електрическата мрежа трябва

да е най-малко 0,96 (CAP)...1...0,94 (IND);

8. ВИ трябва да е оборудван с честотна защита, която да я изключва от електрическата мрежа при отклонение на честотата извън диапазона 47,5 Hz...50,3 Hz, с времезакъснение 0,2 s;

9. не се допуска автоматична ресинхронизация на ВИ към преносната мрежа, след нейното автоматично изключване от честотна защита; такава синхронизация може да се осъществи само след разрешение на оператора на електропреносната мрежа;

10. ВИ трябва да участва в регулирането на напрежението в мястото на присъединяване към електрическата мрежа в съответствие с техническите си възможности и съгласно изискванията на оператора на съответната електрическа мрежа; когато ВИ е технически невъзможно да участва в регулирането на напрежението, е необходимо да монтира допълнителни компенсиращи устройства, регламентирани в договора за достъп с оператора на съответната електрическа мрежа;

11. качеството на произвежданата от ВИ електрическа енергия трябва да отговаря на БДС IEC 61000-2-2 и БДС EN 50160; когато произведената електрическа енергия не отговаря на критериите за качество, операторът на съответната мрежа има право да прекрати достъпа на съответния производител до електрическата мрежа; операторът на мрежата не дължи компенсации на ВИ в този случай;

12. при понижена пропускателна способност на електрическата мрежа и опасност от повреди операторът на съответната мрежа има право да ограничава генерацията на ВИ, включително изключване от електрическата мрежа; операторът на мрежата не дължи компенсации на ВИ в този случай; при поискване от ВИ операторът на съответната електрическа мрежа представя информация за причините, довели до ограничения в генерацията на ВИ;

13. при невъзможност за поддържане на баланса между производство и потребление в ЕЕС (критичен баланс от значително намаляване на електропотреблението) операторът на преносната мрежа има право да ограничава генерацията на ВИ по видове технологии, включително изключване от електрическата мрежа; операторът на преносната мрежа не дължи компенсации на ВИ в този случай; съобщенията за ограничения в генерацията на ВИ операторът на преносната мрежа публикува на своя интернет сайт;

14. ВИ трябва да допускат краткотрайни понижени и повишени стойности на напрежението, без да се отделят от електрическата мрежа, както следва:

- понижение на напрежението под 50 % U_n за време до 0,7 s;

- повишение на напрежението над 120 % U_n за време до 0,7 s;

15. ВИ трябва да имат комуникационни връзки и обмен на информация в реално време с оператора на съответната електрическа мрежа;

16. за контрол на изпълнението на посочените по-горе изисквания операторът на електрическата мрежа има право да инсталира и да поддържа за своя сметка специализирана измервателна апаратура (регистратори или мрежови анализатори) за анализ и оценка на внасяните смущения;

17. ВИ, присъединени към преносната мрежа, е необходимо да предоставят на оператора технически данни във формат, позволяващ точно моделиране на централата за изчислителни цели (изчисляване на т.к.с., потокоразпределение, изследване на динамична устойчивост).

(5) Не се допуска присъединяване към преносната и разпределителните мрежи на ВяЕЦ с постоянна скорост и асинхронни генератори с кафезен ротор. Присъединените вече агрегати от този тип могат да останат в работа до изчерпване на експлоатационния им ресурс.

Чл. 44. (1) Всички синхронни генератори в конвенционалните електроцентрали трябва да имат система за възбуждане, осигуряваща продължителна работа при номинално натоварване на синхронния генератор в допустимите експлоатационни условия за дадената електрическа централа.

(2) Конструкцията, типът и настройките на възбудителните системи на хидрогенератори над 10 MVA и турбогенератори над 25 MVA трябва да бъдат съгласувани с оператора на електропреносната мрежа.

(3) Възбудителната система трябва да може да увеличава (форсира) възбудителния ток на синхронния генератор при кратност спрямо номиналния роторен ток на синхронния генератор, както следва:

1. за хидрогенератори до 10 MVA - минимална кратност 1,5;
2. за хидрогенератори над 10 MVA - минимална кратност 1,6;
3. за турбогенератори до 25 MVA - минимална кратност 1,8;
4. за турбогенератори над 25 MVA - минимална кратност 2,0.

(4) Възбудителната система трябва да може да осигури продължителност на форсировката не по-малко от 10 s.

(5) Възбудителните системи на новите и рехабилитираните генератори с мощност над 10 MVA за хидрогенератори и над 25 MVA за турбогенератори трябва да бъдат статични, като броят на каналите и степента на резервиране на конверторите се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа.

(6) Безчеткови възбудителни системи се прилагат, когато конструкцията на генератора го изисква.

(7) Операторът на електропреносната мрежа има право да контролира състоянието, работата, настройките и техническата документация на възбудителните системи на всички производители, присъединени към преносната мрежа.

Чл. 45. (1) Всички синхронни генератори с електрическа мощност над 5 MVA трябва да бъдат оборудвани с автоматичен регулатор на възбуждане.

(2) Автоматичните регулатори на възбуждане трябва да осигуряват поддържане на напрежението на клемите на генератора с точност:

1. за генератори до 25 MVA - не по-ниска от $\pm 1,0$ %;
2. за генератори над 25 MVA - не по-ниска от $\pm 0,5$ %.

(3) Автоматичните регулатори на възбуждане трябва да осигуряват възможност за компенсиране на спада на напрежение в блочния трансформатор или устойчиво да разпределят реактивната мощност между синхронните генератори, свързани към общи шини (статизъм по реактивна мощност).

(4) Автоматичните регулатори на възбуждане трябва да притежават ограничители, гарантиращи оптималната и безопасна работа на синхронните генератори. Настройките на ограничителите трябва да бъдат координирани с настройките на съответните функции в генераторните релейни защиты.

(5) Автоматичните регулатори на възбуждане на синхронни хидрогенератори с мощност над 10 MVA и турбогенератори с мощност над 25 MVA трябва да имат системен стабилизатор (PSS), потискащ локалните и междусистемните колебания на активната мощност. Типът, настройките и изпитанията на PSS се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа.

(6) Автоматичните регулатори на възбуждане при шунтово захранване на възбудителната система трябва да осигуряват първоначално възбуждане и плавен старт до достигане на зададеното напрежение на изходите на генератора.

(7) Системите за автоматично регулиране на възбуждането на генераторите, които са предвидени за участие във възстановяването на електроенергийната система след големи аварии (водни и газови турбини), е необходимо да имат възможност за регулиране на напрежението при първоначално възбуждане на синхронния генератор при отсъствие на външен източник на променливо напрежение за захранване на собствените нужди.

(8) Автоматичните регулатори на възбуждане на синхронни хидрогенератори с мощност над 10 MVA и турбогенератори над 25 MVA трябва да осигуряват възможност за управление от по-горно йерархическо ниво (система за ГУВ, управляваща система и т. н.).

(9) Автоматичните регулатори на възбуждане на новите и рехабилитираните генератори с мощност над 10 MVA за хидрогенератори и над 25 MVA за турбогенератори трябва да бъдат цифрови, със съгласувана от

оператора на електропреносната мрежа степен на резервиране на каналите.

(10) Цифровите регулатори за възбуждане трябва да осигуряват поддържане на заданието с точност:

1. в режим регулиране на напрежението - не по-ниска от $\pm 0,5 \%$;
2. в режим регулиране на реактивната мощност - не по-ниска от $\pm 1,0 \%$;
3. в режим регулиране на възбудителния ток - не по-ниска от $\pm 1,0 \%$.

(11) Блочните трансформатори не трябва да ограничават синхронните генератори да отдават реактивна мощност в целия диапазон, определен от P-Q диаграмата на генератора, без това да води до повишаване на генераторното напрежение над $1,05 U_n$ или недопустимо понижаване на устойчивостта им (под 20%). За целта производителят предоставя на оператора на електропреносната мрежа за съгласуване основните технически параметри на новите блочни трансформатори и на тези, които се рехабилитират.

Чл. 46. (1) Всички синхронни агрегати с мощност над 5 MVA трябва да бъдат съоръжени със системи за автоматично регулиране на оборотите и активната мощност на турбината (турбинни регулатори, маслонапорни устройства, сервомотори, изпълнителни органи и т.н.).

(2) Системите за автоматично регулиране на активната мощност на турбината трябва да осигуряват възможност за настройка на ограничения по минимална и максимална активна мощност на синхронния генератор при работа в паралел с електроенергийната система в диапазона от 0% до 110% . В зависимост от особеностите на турбината конкретните настройки се предлагат от собственика и се утвърждават от оператора на електропреносната мрежа.

(3) Системите за автоматично регулиране на активната мощност на турбината трябва да осигуряват възможност за поддържане на зададената активна мощност на генератора с точност:

1. за агрегати до 25 MW - не по-ниска от $\pm 2 \%$;
2. за агрегати над 25 MW - не по-ниска от $\pm 1 \%$.

(4) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината трябва да осигуряват възможност за изравняване на честотата на синхронния агрегат с честотата на електроенергийната система преди включване на генератора в паралел с точност $\pm 0,1 \%$.

(5) Системите за автоматично регулиране на мощност и обороти на турбини с мощност над 25 MW трябва да преминават от режим "регулиране на мощност" към режим "регулиране на обороти", при изключване на генератора от мрежата, без да задейства защитата от свръхобороты.

(6) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината трябва да осигуряват възможност за ограничение и защита от свръхобороты на синхронния агрегат с възможност за настройка в диапазона, както следва:

1. за парни турбини - от 104% до 112% от номиналната им стойност;
2. за водни и газови турбини - от 104% до 130% от номиналната им стойност.

(7) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегатите, които са предвидени за участие в първично регулиране на честота в електроенергийната система, трябва:

1. да имат постоянна, присъща на регулиращата система, зона на нечувствителност не по-голяма от $\pm 10 \text{ mHz}$;
2. да имат възможност за настройване на мъртва зона до 500 mHz за диапазона от $49,0 \text{ Hz}$ до $50,5 \text{ Hz}$;
3. да осъществяват регулиране по статична характеристика с възможност за настройка на статизма в границите от 2 до 10% .

(8) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегати с мощност над 10 MVA за хидроагрегати и над 25 MVA за турбоагрегати трябва да могат да участват във вторичното регулиране на

честотата и обменните мощности на ЕЕС, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква.

(9) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегатите, които са предвидени да работят в островен режим, трябва да могат да преминават от зададената статична характеристика към друга статична или астатична характеристика:

1. по критерии, вградени в регулатора (горна и долна граница по честота, скорост на промяна на честотата или натоварването);
2. от оператора на електрическата централа;
3. дистанционно в зависимост от състоянието на комутационната апаратура.

(10) При автоматично преминаване в островен режим трябва да се активира групово управление по напрежение (независимо от предходния режим) и да се изключи PSS на работещите генератори. Превключването от "островен" режим към режим на регулиране по активна мощност се извършва само ръчно от дежурния оператор в централата.

(11) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегатите, които са предвидени да участват във възстановяването на електроенергийната система след големи аварии, е необходимо да имат възможност за развъртане при черен старт.

(12) Електрическите централи, предвидени за работа на остров, трябва да имат режим на групово управление на агрегатите по честота.

Чл. 47. (1) Диапазонът на настройките на системите за автоматично регулиране на възбуждането и системите за автоматично регулиране на оборотите се определя при избора на типа и конфигурацията на регулиращите системи и изготвянето на работен проект съгласувано с оператора на електропреносната мрежа.

(2) Преди въвеждането на системите в пробна или редовна експлоатация настройките на режимите на работа и техните приоритети, коефициентите на усилване, времеконстантите, ограничителите и други параметри се уточняват на базата на актуализирани изчисления и се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 48. Мрежовите оператори и производителите използват стандартни символи за обозначаване на съоръженията.

Чл. 49. (1) Обемът и организацията на релейните защиты на генераторите, повишаващите трансформатори, шините и електропроводи като минимум трябва да съответстват на изискванията на Наредба № 3 от 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии и с действащи в страната стандарти, наредби и правилници.

(2) Настройките по импеданс, ток и време на релейните защиты, действащи при къси съединения в електроенергийната система (външни за генераторите и повишаващите трансформатори в централата), се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа.

(3) Електрическите съоръжения трябва да бъдат защитени от основни и резервни релейни защиты, действащи независимо.

(4) При електропроводи с напрежение 220 kV и по-високо и при междусистемни електропроводи се изпълнява организация на релейните защиты по принципа на "пълно близко резервиране" съгласно Наредба № 3 от 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии. Една от защитите трябва да бъде дистанционна.

(5) На електропроводите за присъединяване на РУ на централи към мрежи с директно заземен звезден център допълнително трябва да се предвижда посочна тристъпална максималнотокова земна защита с независимо от тока закъснение. На високата страна на повишаващите трансформатори се въвежда индивидуална, а при необходимост - групова земна защита.

(6) Във всички случаи при основно действие на релейните защиты (с първа зона, първо стъпало, диференциална защита) електропроводът трябва да се изключва за време не по-голямо от 150 ms, включително

времето на прекъсвача, както от страна на централата, така и от страна на електроенергийната система.

(7) При присъединяване чрез трансформатор и електропровод се препоръчва комбинация от надлъжно диференциална и дистанционна релейна защита. Първата е основна и защитава трансформатора и електропровода, а втората се монтира на високата страна на повишаващия трансформатор, резервира надлъжно диференциалната защита при къси съединения по електропровода и осъществява далечно резервиране при къси съединения по другите присъединения, изходящи от разпределителната уредба, собственост на оператора на електропреносната мрежа.

(8) При присъединяване чрез електропроводи се препоръчва комбинация от две дистанционни или комбинация от дистанционна и надлъжно диференциална релейна защита на свързващите електропроводи. При присъединяване на фотоволтаични и вятърни електрически централи, една от релейните защиты на свързващите електропроводи задължително трябва да бъде надлъжно диференциална.

(9) Комбинацията, типът и функциите на релейните защиты са предмет на съгласуване между централата и оператора на електропреносната мрежа.

(10) За осигуряване нормалното функциониране на релейните защиты на електропроводите, свързващи електроцентралата с електроенергийната система, отговорност носят:

1. от страна на електроцентралата - нейният собственик;
2. от страна на ЕЕС - операторът на електропреносната мрежа.

(11) Сигурността на действие на релейните защиты не трябва да е по-ниска от 99 %, определена като отношение на успешните изключвания на прекъсвачите към общия брой на повредите.

(12) Фотоволтаични и вятърни електрически централи задължително въвеждат в действие автоматика за разпознаване отделянето на централата от мрежата (loss of grid protection) и действаща на изключване/спиране на генерацията.

Чл. 50. (1) Наличието и видът на АПВ (еднофазно, трифазно, контрол на синхронизъм или отсъствие на напрежение) за електропроводите, свързващи разпределителната уредба при централата с ЕЕС, е предмет на съгласуване между собственика на разпределителната уредба при централата и оператора на електропреносната мрежа на базата на проведени изчисления за динамична устойчивост.

(2) Конкретните настройки за АПВ се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 51. (1) За да не се допусне разширяване на смущението при отказ на прекъсвач, участващ във връзката между разпределителната уредба при централата и електроенергийната система, се прилага УРОП за автоматично изключване на всички прекъсвачи, съседни на прекъсвача, който е отказал да изключи.

(2) Необходимостта от УРОП се уточнява съгласувано с оператора на електропреносната мрежа на базата на изчисления за устойчивост.

(3) Устройството се организира на принципа "УРОП на прекъсвач".

(4) Монтирането, въвеждането и поддържането на УРОП е задължение на собственика на обекта, в който се въвежда - оператора на електропреносната мрежа или електрическата централа.

(5) Конкретните настройки и въздействието на УРОП се определят съгласувано с оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 52. (1) Устройствата за пренос на сигнали за ускоряване на релейните защиты и за дистанционно изключване на прекъсвачи са предмет на проект и на съгласуване с оператора на електропреносната мрежа.

(2) За електропроводите с напрежение 110 kV и по-високо, присъединяващи централата с електроенергийната система, се осигуряват устройства за пренос на сигнали за ускоряване (съвместно действие) на релейните защиты в двата края на присъединяващия електропровод.

(3) При необходимост се договаря автоматично дистанционно изключване на прекъсвач в съседна

разпределителна уредба при действие на УРОП.

(4) Доставка и монтажът на апаратурата за пренос на сигналите са задължение на собственика на разпределителната уредба, в която се монтират.

(5) Времето за пренос на сигналите не трябва да бъде по-голямо от 20 ms.

Чл. 53. (1) Всички нелъчисти електрически присъединения към разпределителните уредби с напрежение 110 kV и по-високо трябва да бъдат оборудвани със системи за точна синхронизация. Настройките на синхронизиращите устройства (допустима разлика в напреженията, допустима разлика в честотата и допустимо дефазирание) се определят от оператора на електропреносната мрежа.

(2) Синхронните електрически генератори в централите, присъединени към преносната мрежа, трябва да бъдат съоръжени със системи за автоматична точна синхронизация.

(3) Когато синхронните електрически генератори в централите, присъединени към преносната мрежа, нямат система за автоматична точна синхронизация, трябва да бъдат съоръжени с устройства за ръчна точна синхронизация и блокировка срещу несинхронно включване.

(4) Включването на синхронните електрически агрегати в паралел с електрическата мрежа по метода на самосинхронизацията се допуска само след съгласуване на всеки конкретен случай с оператора на съответната мрежа.

Чл. 54. (1) Операторът на електропреносната мрежа определя термичните електроцентрали, които формират остров при АЧО. Конфигурацията на островите и настройките на АЧО се определят от оператора на електропреносната мрежа, като се описват в защитния план на ЕЕС.

(2) Автоматично честотно отделяне не се изисква за атомни електроцентрали.

Чл. 55. (1) За синхронните агрегати, за които по данни на производителя се допуска асинхронен ход (със или без възбуждане), се извършва проверка за устойчивост в мястото на тяхното присъединяване към електрическата мрежа.

(2) Асинхронен ход е недопустим за генератори с номинална мощност над 10 MVA. Те трябва да бъдат съоръжени със защита срещу загуба на възбуждане и защита от пренапрежение на ротора, въздействащи на изключване на генератора от мрежата.

(3) Синхронни генератори с номинална мощност над 150 MVA трябва да са съоръжени със защита от асинхронен ход. При загуба на устойчивост съответният генератор трябва да се изключи автоматично от мрежата, за да се предотврати повторно "превъртане" на ротора.

Чл. 56. (1) Конфигурацията и настройките на релейните защиты в електрическите централи се определят и предлагат в проекта, като преди началото на експлоатацията се уточняват и съгласуват с оператора на електропреносната мрежа на базата на актуализирани изчисления.

(2) Настройките на релейните защиты на присъединенията между електрическата централа и електроенергийната система се определят от оператора на електропреносната мрежа.

(3) Настройките на релейните защиты и автоматичните устройства, монтирани на територията на електрическата централа, са задължителни за собственика на централата и се изпълняват от него.

Чл. 57. За нуждите на управлението на електроенергийната система всеки производител трябва да осигури техническите средства и да реализира следните комуникационни възможности:

1. телефон (основен и резервен, мобилен);
2. факс или електронен адрес;
3. телеизмерване и телесигнализация;
4. телеуправление;

5. телерегулиране;

6. дистанционно отчитане на данни от средствата за търговско измерване.

Чл. 58. Операторът на електропреносната мрежа и производителите задължително се договарят за разпределяне на отговорностите в мястото на присъединяване и уточняват следното:

1. собственост, управление, поддръжка;

2. оперативни схеми;

3. списък на съоръженията;

4. списък на средствата за измерване и телекомуникация;

5. достъп до обекта;

6. проверки на релейните защиты;

7. ремонтни работи;

8. координация на безопасността;

9. проверки на противоаварийни автоматики.

Раздел V

Технически изисквания за присъединяване на обекти на операторите на електроразпределителните мрежи към преносната мрежа

Чл. 59. Присъединяването на обекти на операторите на електроразпределителните мрежи към преносната мрежа се извършва по реда на част четвърта "Присъединяване на обекти на разпределителните предприятия към преносната мрежа" на Наредба № 6 от 2004 г. за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи.

Чл. 60. (1) За всяко място на присъединяване на обекти на операторите на електроразпределителните мрежи към преносната мрежа се прилагат изискванията на раздели I, II и III на глава трета от тези правила.

(2) При наличие на производствени мощности към разпределителната мрежа присъединяването на разпределителната към преносната мрежа се урежда съгласно изискванията на раздел IV на глава трета от тези правила.

Чл. 61. Присъединяването на производствени мощности към разпределителната мрежа се извършва при спазване на изискванията на раздел IV от глава трета на тези правила.

Глава четвърта

ПОЛЗВАНЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Чл. 62. (1) Преносната мрежа се ползва за пренос на електрическа енергия, за предоставянето на допълнителни услуги и за получаване на системни услуги.

(2) Ползването се извършва чрез вкарване на мощност/електроенергия от уредбите на производителите в определени възли на преносната мрежа и изкарване на еднаква мощност/електроенергия от същите или други възли чрез уредбите на клиентите при обезпечени системни показатели - честота, напрежение, сигурност.

(3) Операторът на електропреносната мрежа определя и контролира максимално допустимата мощност, която може да бъде вкарана във/или съответно изкарана от всеки възел на преносната мрежа през всеки период, за да не бъдат нарушени показателите на електроенергийната система.

(4) Ползването се основава на договор за достъп (право на ползване на преносната мрежа, предоставяне на

допълнителни услуги и ползване на системни услуги), сключен между ползвателя и оператора на електропреносната мрежа.

(5) В договора по ал. 4 се уточняват взаимоотношенията, възникващи във връзка с разпоредбите по тази и следващите глави между ползвателите на преносната мрежа, от една страна, и оператора на електропреносната мрежа, от друга.

Чл. 63. (1) Производителите ползватели на преносната мрежа, които са получили право на ползване на преносната мрежа и системните услуги, доставят в преносната мрежа договорената от тях електроенергия въз основа на разрешени от оператора на електропреносната мрежа графици за доставки през всеки единичен пазарен интервал (период на сетълмент), а клиентите ползватели на преносната мрежа получават от нея договорената от тях електроенергия въз основа на разрешени от оператора на електропреносната мрежа графици за доставки.

(2) През преносната мрежа се пренася доставената от ползвателите производители електроенергия до ползвателите клиенти в съответствие с диспечиранията от оператора на електропреносната мрежа графици за доставки, електроенергията за балансиране, електроенергията за загуби в преносната мрежа, междусистемни графици за обмен на електроенергия, в т.ч. графици за компенсиране на нежеланите отклонения.

(3) Ползвателите на преносната мрежа се балансират за разликата между фактичската доставена и респективно получена от мрежата електроенергия и тази по договорения график за доставка по ред и условия, указани в Правилата за търговия с електрическа енергия (ДВ, бр. 66 от 2013 г.).

(4) Операторът на електропреносната мрежа осъществява общия баланс между производството и потреблението на електрическа енергия в зоната/блока за управление (контролния блок) чрез съвместното използване на резервите за първично, вторично и третично регулиране, пазари на балансираща енергия, както и чрез активиране на студения резерв.

(5) Операторът на електропреносната мрежа изкупува от доставчици необходимите за сигурността на ЕЕС допълнителни услуги, в т. ч. студен резерв, и ги предоставя на всички ползватели на преносната мрежа заедно със системните услуги, които той извършва.

(6) При възникване на обстоятелства, застрашаващи сигурността на работата на електроенергийната система или на части от нея, операторът на електропреносната мрежа има право временно да спира изпълнението на сделки или да променя договорените количества електрическа енергия по тях при условия и по начин, описани в Правилата за търговия с електрическа енергия и наредбите съгласно чл. 74, ал. 1 и чл. 115 ЗЕ.

(7) Взаимните задължения между ползвателите на преносната мрежа при процеса на ползване на мрежата и системните услуги, както и при балансирането на графиците за доставка се определят след периода на ползване (доставката), по ред и начин, определени в Правилата за търговия с електрическа енергия.

(8) Операторът на електропреносната мрежа санкционира нарушителите на договорените с ползвателите на мрежата технически изисквания за надеждна работа на електроенергийната система съгласно условията на договора за достъп.

Чл. 64. (1) Всички места на обмен на електрическа енергия между преносната мрежа, ползвателите на преносната мрежа и съседни контролни зони/блокове трябва да са оборудвани със средства за търговско измерване на електрическата енергия съгласно правилата по чл. 83, ал. 1, т. 6 ЗЕ.

(2) За целите на участие в пазара на електрическа енергия ползвателите на преносната мрежа се обединяват чрез формиране на балансиращи групи. Участниците във всяка балансираща група упълномощават с договор финансово отговорно юридическо лице за уреждане небалансите на съответната група (координатор на балансиращата група), което трябва да е регистрирано лице за участие в пазара на балансираща енергия.

(3) Операторът на електропреносната мрежа сключва договори с координаторите на балансиращи групи след потвърждаване готовността да се събират, удостоверяват и предоставят търговско измерените фактически доставяни енергии през всеки единичен пазарен период за всяко място на измерване по границата на съответната балансираща група.

Чл. 65. (1) Обменът на електрическа енергия между дадена балансираща група и други ползватели на преносната мрежа и/или други балансиращи групи се извършва по графици за доставка, обединяващи всички графици за доставка на всички ползватели, чиито обекти са включени в дадената балансираща група.

(2) Изготвянето на графиците за доставка на балансиращата група и реализирането на потвърдените от оператора на електропреносната мрежа графици се извършва от координатора на балансиращата група.

(3) В срокове и по начин, указани в глава пета на тези правила и в Правилата за търговия с електрическа енергия, лицето по ал. 2 кореспондира с оператора на електропреносната мрежа относно графиците за доставки в балансиращата група и за обмен между балансиращата група и други ползватели на преносната мрежа и/или балансиращи групи.

(4) Лицето по ал. 2 носи отговорност за баланса на групата по отношение на други балансиращи групи и/или ползватели на мрежата и е страна по сделките с балансираща енергия относно графиците за обмен на групата с други балансиращи групи и/или ползватели на преносната мрежа.

Чл. 66. (1) Количеството електрическа енергия, постъпващо във всяка балансираща група в местата на обмен, трябва да бъде равно на сумата от количествата енергия по графиците за покупка на електрическа енергия от други балансиращи групи и/или ползватели на преносната мрежа.

(2) Количеството електрическа енергия, отдавано от всяка балансираща група в местата на обмен, трябва да бъде равно на сумата от количествата енергия по графиците за продажба на електрическа енергия на други балансиращи групи и/или ползватели на преносната мрежа.

Чл. 67. (1) Преносът на електрическа енергия през преносната мрежа при снабдяване от производители на свои предприятия и обекти с електрическа енергия се извършва при условията на Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) Когато обектите по ал. 1 принадлежат към различни балансиращи групи, количествата електроенергия, които се пренасят от обектите за производство към обектите за потребление, се добавят към количествата по графиците за обмен на балансиращите групи.

(3) Когато обектите по ал. 1 принадлежат към една балансираща група, но преносът на електроенергия се осъществява през елементи на преносната мрежа, координаторът изготвя и представя на оператора отделен график само за тази енергия.

Глава пета

ПЛАНИРАНЕ НА РАБОТАТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА

Раздел I

Прогнози на потреблението

Чл. 68. Операторът на електропреносната мрежа извършва прогнози на потреблението за целите на:

1. инвестиционно планиране - за период десет години;
2. годишно планиране - по месеци за следваща календарна година;
3. месечно планиране - един месец предварително;
4. седмично планиране - една седмица предварително;
5. денонощно планиране - едно денонощие предварително;
6. планиране в рамките на текущото денонощие и следоперативен контрол.

Чл. 69. (1) За анализи на потреблението на електрическа енергия и корекция на годишната прогноза операторите на електроразпределителните мрежи/крайните снабдители предоставят на оператора на електропреносната мрежа отчетни данни за всеки месец на текущата година до края на всяко тримесечие за:

месечен енергиен баланс с данни за електроенергията, постъпила в разпределителната мрежа, по източници, продажби на съседни оператори на електроразпределителни мрежи/крайни снабдители и клиенти по тарифни групи, технологични разходи за разпределение на електроенергията.

(2) Операторите на електроразпределителните мрежи/крайните снабдители предоставят на оператора на електропреносната мрежа отчетни данни съобразно лицензионните си задължения за всеки месец на предходната календарна година за целите на инвестиционното и на годишното планиране до края на м. март на текущата година за:

1. закупена електроенергия и денонощни товарни профили на производители с инсталирана мощност 200 kW и по-голяма, присъединени към разпределителната мрежа, както следва:

а) за дните на минимално и максимално натоварване на разпределителната мрежа;

б) за дните на минимално и максимално натоварване на преносната мрежа;

2. закупена/продадена електроенергия от/на съседни оператори на електроразпределителните мрежи/крайни снабдители и денонощни товарни профили, както следва:

а) за дните на минимално и максимално натоварване на разпределителната мрежа;

б) за дните на минимално и максимално натоварване на преносната мрежа.

(3) За целите на ежедневното планиране операторите на електроразпределителните мрежи предоставят на оператора на електропреносната мрежа в рамките на текущия ден:

1. измерени товарни профили от последното отчитане за производството по типове производители с инсталирана мощност 30 kW и по-голяма, присъединени към електроразпределителната мрежа;

2. почасово отчетен активен поток през силовите трансформатори за разпределителната мрежа по административни области.

(4) За анализ на характера на електрическия товар и планиране на противоаварийното управление на ЕЕС операторите на разпределителните мрежи провеждат контролни измервания за всяка подстанция (РУ) и предоставят данните на оператора на преносната мрежа за определени от него характерни сезонни (контролни) дни и часове, но не по-малко от осем пъти в годината. Измерванията са за всеки извод средно напрежение, собственост на разпределителното дружество, и включват:

1. активен товар;

2. реактивен товар;

3. съотношение битов към промишлен товар;

4. активна генерация от електрическите централи и тип на централите, присъединени към извода;

5. реактивна генерация от електрическите централи и тип на централите, присъединени към извода.

Чл. 70. (1) Операторите на електроразпределителните мрежи/крайни снабдители предоставят на оператора на електропреносната мрежа за всяка подстанция (РУ), присъединена към преносната мрежа, прогнозни данни за всяка от следващите десет календарни години за целите на инвестиционното планиране до края на м. март на текущата година, както следва:

1. годишни количества електроенергия;

2. максимални и минимални мощности;

3. получени заявки за присъединяване на нови електропроизводствени мощности към разпределителната мрежа;

4. евентуални планове за строителство на нови електропроизводствени мощности, които ще се присъединяват

към разпределителната мрежа, в случай че операторите на електроразпределителните мрежи са уведомени за тях.

(2) Операторите на електроразпределителните мрежи трябва да отчитат в своите прогнози предвижданото производство на електроенергия от производителите, присъединени към съответните разпределителни мрежи, както и загубите, свързани с разпределението на електрическата енергия.

Чл. 71. Клиентите, присъединени към преносната мрежа, предоставят на оператора на електропреносната мрежа отчетни данни за произведената електроенергия от собствени източници за всеки месец на предходната календарна година за целите на инвестиционното и на годишното планиране до края на месец март на текущата година, както следва:

1. количества електроенергия;
2. товарни диаграми за дните на минимално и максимално натоварване на клиента;
3. товарни диаграми за дните на минимално и максимално натоварване на преносната мрежа.

Чл. 72. (1) Производителите ползватели на преносната мрежа предоставят на оператора на електропреносната мрежа до 31 март на текущата година прогнозни данни за всяка от следващите десет календарни години за целите на инвестиционното планиране, както следва:

1. годишно електропроизводство;
2. планове за строителство на нови електропроизводствени мощности, които ще се присъединяват към преносната мрежа;
3. годишни количества на потребление на електроенергия пряко от преносната мрежа;
4. дългосрочни договори за внос/износ на електроенергия.

(2) Клиентите, присъединени към преносната мрежа, предоставят на оператора на електропреносната мрежа за всяко място на присъединяване към преносната мрежа прогнозни данни за всяка от следващите десет календарни години за целите на инвестиционното планиране до края на м. март на текущата година, както следва:

1. годишни количества електроенергия;
2. максимални и минимални мощности за съответните години;
3. планове за строителство на нови електропроизводствени мощности, които ще се присъединяват към преносната мрежа.

(3) Клиентите, присъединени към преносната мрежа, трябва да отчитат в своите прогнози предвижданото производство на електроенергия от собствени източници.

Чл. 73. (1) Операторите на електроразпределителните мрежи/крайни снабдители предоставят на оператора на електропреносната мрежа за всяка подстанция (РУ), присъединена към преносната мрежа, прогнозни месечни данни за следващата календарна година за целите на годишното планиране до 31 май на текущата година, получени от ползвателя на разпределителната мрежа, както следва:

1. количества електроенергия;
2. максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност.

(2) Операторите на електроразпределителните мрежи/крайни снабдители предоставят на ЕСО за целите на годишното и месечното планиране до 31 май на текущата година, получени от ползвателя на разпределителната мрежа, следните прогнозни месечни данни за следващата година:

1. за източници на електроенергия ползватели на разпределителната мрежа, както следва:

- а) доставени в разпределителната мрежа количества електроенергия;
 - б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници;
2. закупена/продадена електроенергия от/на съседни оператори на електроразпределителни мрежи/крайни снабдители, както следва:

- а) количества електроенергия;
- б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност;

3. месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница съгласно чл. 100 ЗЕ и заангажираната за тези цели разполагаемост;

4. месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

Чл. 74. (1) Клиентите, присъединени към преносната мрежа, предоставят на оператора на електропреносната мрежа за всяко място на присъединяване към преносната мрежа прогнозни месечни данни за следващата календарна година за целите на годишното планиране до края на м. март на текущата година, както следва:

- 1. количества електроенергия;
- 2. максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност.

(2) Клиентите, присъединени към преносната мрежа, предоставят на оператора на електропреносната мрежа за целите на годишното и месечното планиране до 31 май на текущата година следните прогнозни месечни данни за следващата година:

- 1. за собствени източници на електроенергия, както следва:

- а) доставени количества електроенергия;
 - б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници;
2. месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница съгласно чл. 100 ЗЕ и заангажираната за тези цели разполагаемост;

3. месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

Чл. 75. При промяна на месечните прогнозни данни с повече от 5 % съответният ползвател на преносната мрежа трябва да изпрати новите данни на оператора на електропреносната мрежа не по-късно от 30 дни след установяване на промяната.

Чл. 76. (1) Операторът на електропреносната мрежа уведомява операторите на електроразпределителните мрежи и клиентите, присъединени към преносната мрежа, за деня на максимално натоварване и за деня на минимално натоварване на преносната мрежа за съответните месеци на отчетната година до края на месец януари на следващата година.

(2) Операторите на електроразпределителните мрежи и клиентите, присъединени към преносната мрежа, уведомяват оператора на електропреносната мрежа за дните на максимално и минимално натоварване на своите мрежи за съответните месеци на отчетната година до края на м. януари на следващата година.

Чл. 77. (1) За целите на годишното и месечното планиране производителите ползватели на преносната мрежа предоставят на оператора на електропреносната мрежа до 31 май на текущата година следните прогнозни месечни данни за следващата година:

1. за собствените източници на електроенергия:

а) количества електроенергия, планирани за доставяне в преносната мрежа;

б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници в третата сряда от месеца;

2. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с клиенти в страната или зад граница и заангажираната за тези цели разполагаемост;

3. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с клиенти в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

(2) За целите на седмичното и денонощното планиране пазарните участници, ползватели на преносната мрежа, представят на ЕСО информация съгласно чл. 88 и Правилата за търговия с електрическа енергия.

Чл. 78. Операторът на електропреносната мрежа съставя съответните видове прогнози на производството и потреблението на основата на предоставената информация, като допълнително отчита следните фактори:

1. структурни изменения на товарите диаграми за минали периоди;

2. метеорологични прогнози, както и фактически метеорологични данни;

3. особеностите на товарите диаграми за характерни дни - национални, религиозни и други празници;

4. влиянието на принудения помпен режим на ПАВЕЦ върху товарите диаграми;

5. статистически и прогнозни данни за икономическото развитие на страната.

Чл. 79. (1) Операторът на електропреносната мрежа съставя месечни прогнози за загубите на електрическа енергия в преносната мрежа, като отчита:

1. загуби в електропроводи и трансформатори;

2. загуби в компенсиращи устройства;

3. потребление на електроенергия за СрН на подстанциите на преносната мрежа.

(2) Изчисленията във връзка с прогнозите по ал. 1 се правят на месечна основа и трябва да включват загуби на мощност и енергия. Загубите на активна мощност и енергия включват джаулови и коронни загуби.

(3) Изчисленията на загубите се правят на основата на прогнозните данни за генерацията, потреблението и топологията на преносната мрежа.

Раздел II

Планиране на бавния третичен (студен) резерв и годишните ремонти. Планиране на общата разполагаемост и прогнозиране на излишъка/недостига на електроенергия

Чл. 80. С тези правила се уреждат процедурите за планиране и договаряне на студения резерв по чл. 105 ЗЕ, за координиране на разполагаемостта и определяне на програмите за планов престой на производствените агрегати по чл. 109, ал. 3 ЗЕ, за да се удовлетворят изискванията на потреблението в съответствие със степента на надеждност, определена по чл. 4, ал. 2, т. 4 ЗЕ.

Чл. 81. (1) Процедурата за планиране на студения резерв обхваща моделните изчисления, които операторът на електропреносната мрежа извършва на основата на принципа на равни разходи за необходимия резерв и за недоставена енергия за разглеждания период, както и разпределянето на студения резерв между производители

ползватели на преносната мрежа по икономичен критерий. При определянето на разходите се приемат:

1. прогнозна цена за разполагаемост на студения резерв;
2. осреднена цена за недоставена електроенергия, която се определя ежегодно за следващата прогнозна година от ДКЕВР до 30 юли на текущата година като изчислителна, а не търговска величина; ДКЕВР определя осреднена цена за недоставена електроенергия по предложение на оператора на електропреносната мрежа, внесено до 30 юни на текущата година.

(2) Моделиране разполагаемостта на производствените мощности: Моделът се основава на функцията на вероятностно разпределение на сумарната разполагаема мощност на електроенергийната система. За определяне на функцията се прилага методът на еквивалентното нормално разпределение въз основа на данните за разполагаемите мощности и стационарните коефициенти на готовност на отделните агрегати.

Коефициентът на готовност на отделен агрегат се дефинира като отношение на времето, през което агрегатът е бил в работа, и сумата от времето в работа и времето в неразполагаемост (поради планов календарен, планов краткосрочен и принуден ремонт), т. е.

$$K_z = \frac{T_{\text{раб}}}{T_{\text{раб}} + T_{\text{неразн}}} .$$

Агрегатите в кондензационните електрически централи (КЕЦ) се представят индивидуално чрез техните очаквани разполагаеми мощности и реални коефициенти на готовност от предходната година. Топлофикационните централи се представят общо като една еквивалентна централа с разполагаема мощност, съответстваща на средностатистическата мощност, реализирана от тези централи през предходната година. По същия начин се представя и участието на заводските централи. Всички ВЕЦ се еквивалентират като средна работна мощност на възможното годишно количество електроенергия, обезпечено при условията на нормално влажна година (една еквивалентна централа от десет агрегата по 40 MW и обща средногодишна мощност 400 MW).

Функцията на вероятностно разпределение на сумарната разполагаема мощност е следната:

$$F_g(g) = \int_{-\infty}^g f_g(g) dg,$$

където:

$$f_g(g) = \frac{e^{-\frac{(g-\bar{g})^2}{2\delta_g^2}}}{\delta_g(2\pi)^{0.5}},$$

е плътността на вероятностното разпределение;

$$\bar{g} = \sum_{i=1}^{n_g} g_i p_i,$$

е математическото очакване на сумарната разполагаема мощност;

$$\delta_g^2 = \sum_{i=1}^{n_g} g_i^2 p_i (1 - p_i),$$

е дисперсията на сумарната разполагаема мощност;

g_i - разполагаемата мощност на i -тия агрегат (реален или еквивалентен);

p_i - стационарният коефициент на готовност на i -тия агрегат;

n_g - общият брой на разглежданите агрегати (реални и еквивалентни).

(3) Моделиране на товара:

Моделът на товара на електроенергийната система се основава на нормално вероятностно разпределение на средночасовите товари:

$$F_w(w) = \int_{-\infty}^w f_w(w) dw,$$

където:

$$f_w(w) = \frac{e^{-\frac{(w-\bar{w})^2}{2\delta_w^2}}}{\delta_w(2\pi)^{0.5}},$$

е плътността на вероятностното разпределение;

$\bar{w}$ - математическото очакване на прогнозния товар;

δ_w^2 - дисперсията на товара, определена въз основа на статистически данни.

В зависимост от целите на моделирането товарът на електроенергийната система може да представлява само товара в страната или общия товар на страната и салдото на договорения внос и/или износ на електроенергия.

(4) Моделиране на мощностния баланс:

Моделът на мощностния баланс се основава на еквивалентно нормално вероятностно разпределение на резултантната величина, получена като разлика на разполагаемата мощност и товара. Съгласно закона за сумиране/изваждане на нормално разпределени случайни величини балансът ще бъде със следните параметри:

- математическо очакване на баланса

$z = (g - w)$ и

- дисперсия на баланса $\delta_z^2 = (\delta_g^2 + \delta_w^2)$.

Функцията на разпределение ще бъде:

$$F_z(z) = \int_{-\infty}^z f_z(z) dz,$$

където:

$$f_z(z) = \frac{e^{-\frac{(z-\bar{z})^2}{2\delta_z^2}}}{\delta_z(2\pi)^{0.5}},$$

е плътността на вероятностното разпределение.

(5) Обобщени показатели за адекватност на електроенергийната система:

1. Определянето на необходимия резерв за постигане на дадена степен на енергийна надеждност не е еднозначно, тъй като големината на този резерв зависи от състава на работещите агрегати и респективно техните надеждностни показатели и тяхната единична мощност. Съставът на работещите агрегати се изменя в годишен разрез в зависимост от съответстващото изменение на общия товар на страната. Поради тази причина определянето на оптималната степен на енергийна надеждност за целия планов период от 8760 (8784 за високосна) h за година се разделя на три подпериода, съответстващи на трите вида натоварвания в ЕЕС:

а) минимални условия, съответстващи на минималния товар на електроенергийната система;

б) средни условия, съответстващи на средния товар на електроенергийната система;

в) максимални условия, съответстващи на максималния товар на електроенергийната система;

2. пълната вероятност за мощностен дефицит

е: $I_{\text{def}} = F_z(0)$;

3. коефициентът на енергийна адекватност

е: $K_r = 1 - I_{\text{def}}$.

Коефициентът K_r за цялата година се изчислява като средна стойност на определения коефициент поотделно за трите изчислителни условия. Прилага се итерационен метод, като се добавят или изваждат генераторни блокове с техните реални коефициенти на готовност;

4. количеството недоставена електроенергия се определя чрез:

$$F_{\text{unsv}} = F_z(z) = T \int_{-\infty}^0 z f_z(z) dz,$$

където T е дължината на разглеждания период, h ;

5. стойностите на студения резерв се изчисляват като разлика между разполагаемостта, съответстваща на средния коефициент K_r , и очаквания прогнозен средночасов товар.

Въз основа на горните изчисления до 15 август на текущата година операторът на електропреносната мрежа предлага проект, а до 30 август министърът на икономиката и енергетиката издава заповед за задължителните показатели по чл. 4, ал. 2, т. 4 ЗЕ за следващата календарна година.

Чл. 82. Предварителното планиране на годишните разполагаемости и на годишните престои на производствените агрегати се извършват по следната процедура:

1. на основата на годишната прогноза на потреблението в страната, на сключените договори и на планирания студен резерв до 15 септември на текущата година операторът на електропреносната мрежа изпраща на производителите, ползватели на преносната мрежа, прогнозни данни за разполагаемост през следващата календарна година;

2. всички производители, присъединени към преносната мрежа, изпращат на ЕСО до 30 септември на текущата година обосновани първоначални предложения за ремонтни програми през следващата година, които включват:

а) диспечерско наименование на производствената единица;

б) декларирана мощност на производствената единица;

в) продължителност на планирания ремонт;

г) предпочитан период на провеждане на ремонта и допустими размествания;

3. освен информацията по т. 2 производителите на ВЕЦ с инсталирана мощност, по-голяма от 40 MW, изпращат на оператора на електропреносната мрежа и информация за:

а) прогнозите за хидроложката обезпеченост, наличните и очакваните водни количества във водоемите;

б) техническите ограничения при каскадна работа на ВЕЦ;

в) спазването на изискванията за комплексно използване на водите;

4. по критерий за максимална надеждност и равномерна месечна адекватност операторът на електропреносната мрежа съставя предварителна програма за разполагаемост и предварителна програма за престоите на производствените агрегати на основата на направените обосновани предложения, като отчита

изискванията на:

- а) прогнозното потребление в страната;
- б) дългосрочните договори за покупка/продажба на електроенергия;
- в) необходимия студен резерв и резерви за първично, за вторично и за третично регулиране;

5. операторът на електропреносната мрежа представя на производителите, ползватели на преносната мрежа, предварителната програма за разполагаемост и предварителната програма за планирани престои до 15 октомври на текущата календарна година;

6. операторът на електропреносната мрежа и засегнатите страни провеждат консултации за постигане на договореност в случаите, когато не е възможно приемането на първоначалното предложение;

7. когато не може да бъде постигнато съгласие, операторът на електропреносната мрежа има право да определи съответните периоди на престой, като изхожда от изискванията по т. 4;

8. операторът на електропреносната мрежа изготвя програма за общата разполагаемост и окончателната ремонтна програма до 15 ноември на текущата година и я изпраща на производителите на електроенергия;

9. операторът на електропреносната мрежа предоставя на министъра на икономиката и енергетиката прогнозни данни за излишък/недостиг на разполагаемост в страната през отделните месеци на следващата година в срок до 30 ноември на текущата година.

Чл. 83. Краткосрочните престои за ремонти на производствените агрегати трябва да бъдат планирани като процент от разполагаемостта през годината, без да се регламентира предварително периодът на тяхното провеждане в годишния план. Конкретният период за провеждане на краткосрочния престой се определя чрез подаване на писмена заявка от производителите до ЕСО в съответствие с изискванията на Наредба № РД-16-57 от 2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите (ДВ, бр. 17 от 2008 г.) и съответното разрешение, дадено от оператора на електропреносната мрежа. Освен техническите условия заявката трябва да съдържа декларация на производителя за условията на балансиране на компрометирани графици за доставка за времето на престоя: от собствен резерв, от балансиращия пазар, от друг доставчик или смесено. Липсата на такава декларация превръща престоя в принудителен.

Чл. 84. Процедурата при принудителни престои на генериращи блокове е, както следва:

1. в случаите, когато производственият агрегат принудително излиза от работа, съответният производител трябва незабавно да информира оператора на електропреносната мрежа за събитието;

2. засегнатата страна трябва възможно най-скоро да предостави на оператора на електропреносната мрежа информация за вероятната продължителност на принудителното спиране и друга информация, която е свързана със събитието; освен техническите условия информацията трябва да съдържа декларация на производителя за условията на балансиране на компрометирани графици за доставка за времето на принудителния престой: от собствен резерв, от балансиращия пазар, от друг доставчик или смесено; липсата на такава декларация означава балансиране чрез балансиращия пазар.

Чл. 85. (1) За провеждане на планови ремонти операторът на електропреносната мрежа дава разрешения съгласно Наредба № РД-16-57 от 2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите.

(2) В деня на започването на плановия ремонт операторът на електропреносната мрежа трябва да оцени конкретните условия на работа на електроенергийната система и може да отложи планирания ремонт в случаите, когато не са изпълнени изискванията за надеждност на снабдяването с електрическа енергия или при недостатъчна ликвидност на пазара на електроенергия.

(3) Операторът на електропреносната мрежа съгласува със засегнатия производител нов срок за провеждане на

плановия ремонт, като във всеки случай отлагането не може да надвишава 7 календарни дни, освен ако страните не се споразумеят за друго.

Раздел III

Разпределяне и съставяне на годишни графици за разполагаемост. Графици за производство на електроенергия

Чл. 86. С тези правила се определят процедурите, по които електроенергийният системен оператор съставя окончателните графици за разполагаемост и за производство така, че да осигури надеждността и качеството на снабдяването с електроенергия.

Чл. 87. (1) За целите на годишното и месечното планиране и управление режима на работа на електроенергийната система до 15 декември на текущата година операторът на електропреносната мрежа договаря с производителите разполагаемост за осигуряване на планирания студен резерв в съответствие със заповедта по чл. 4, ал. 2, т. 4 ЗЕ и необходимите допълнителни (спомагателни) услуги.

(2) За целите на годишното и месечното планиране и управление режима на работа на електроенергийната система до 15 ноември на текущата година общественият доставчик предоставя на оператора на електропреносната мрежа следните месечни данни за следващата година:

1. количества електроенергия, планирани за доставяне в преносната мрежа;
2. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици или клиенти в страната или зад граница и заангажираната за тези цели разполагаемост;
3. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с производители/доставчици или клиенти в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

(3) За целите на годишното и месечното планиране и управление режима на работа на електроенергийната система до 15 ноември на текущата година производителите, ползватели на преносната мрежа, предоставят на оператора на електропреносната мрежа следните месечни данни за следващата година:

1. за собствените източници на електроенергия:
 - а) количества електроенергия, планирани за доставяне в преносната мрежа;
 - б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници в третата сряда от месеца;
2. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с търговци и клиенти в страната или зад граница и заангажираната за тези цели разполагаемост;
3. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с търговци и клиенти в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

(4) За целите на годишното и месечното планиране и управление режима на работа на електроенергийната система до 15 ноември на текущата година операторите на електроразпределителни мрежи/крайните снабдители и клиенти, ползватели на преносната мрежа, предоставят на оператора на електропреносната мрежа следните месечни данни за следващата година:

1. производствени източници, ползватели на разпределителната мрежа, съответно собствени източници на електроенергия, както следва:
 - а) доставени в мрежата на ползвателя количества електроенергия;

- б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници;
2. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница и заангажираната за тези цели разполагаемост;
3. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

(5) За целите на пълзящото планиране и управление на месечните режими на работа на електроенергийната система всеки ползвател на преносната мрежа информира незабавно оператора на електропреносната мрежа за възникнали изменения в информацията по предходните алинеи.

Чл. 88. (1) За целите на краткосрочното планиране ползвателите на преносната мрежа и операторът на електропреносната мрежа прилагат следната процедура за договаряне режима на ползване на мрежата през всеки ден от следващата седмица:

1. ползвателите производители заявяват при оператора на електропреносната мрежа планирания състав на генериращите мощности, а договорените почасови доставки на електроенергия една седмица напред и непродадените разполагаеми мощности при спазване на условията съгласно тези правила; договорените количества не могат да нарушават техническите характеристики на агрегатите, в т. ч. работния диапазон, както и условията за достъп до мрежата;
 2. операторът на електропреносната мрежа проверява изпълнимостта на договорените седмични доставки;
 3. операторът на електропреносната мрежа съгласува със засегнатите оператори на зони/блокове за управление и представя в центъра за координиране на графиците за междусистемен обмен коректни графици в сроковете и при условията на многостранното споразумение, действащо в Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E, в това число компенсационните доставки, предизвикани от неумишлените отклонения на реалните обмени спрямо плановите;
 4. ползвателите производители заявяват при оператора на електропреносната мрежа исканите от тях изменения в разполагаемостта на производствените агрегати или елементи на мрежата в сроковете и при условията на Наредба № РД-16-57 от 2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите.
- (2) При необходимост операторът на електропреносната мрежа определя предварителен график за работа на производствените агрегати на производителите и режима на преносната мрежа и ги съобщава на производителите ползватели на мрежата.

Чл. 89. (1) За целите на ежедневното планиране ползвателите на мрежата и операторът на електропреносната мрежа прилагат следната процедура за договаряне режима на ползване на мрежата "през следващия ден":

1. ползвателите производители, присъединени към преносната мрежа, изпращат брутни графици за производство на централата и по отделни агрегати съгласно сроковете и условията в Правилата за търговия с електрическа енергия;
2. операторите на електроразпределителните мрежи и координатори на балансиращи групи са задължени да изпращат агрегирана информация за почасовото производство/консумация в съответната мрежа и/или група съгласно сроковете и условията в Правилата за търговия с електрическа енергия;
3. нетни почасови графици за "следващия ден" се изпращат съгласно сроковете и условията в Правилата за търговия с електрическа енергия; графиците на производителите не могат да нарушават договорените технически характеристики на агрегатите, в т. ч. работния диапазон, както и условията за достъп до мрежата;
4. операторът на електропреносната мрежа съгласува със засегнатите оператори на зони/блокове за управление и представя в Северния център за координиране на графиците в Синхронната зона на Континентална Европа

към ENTSO-E графици за междусистемен обмен в сроковете и при условията на многостранното споразумение, както и правилата, действащи в ENTSO-E;

5. ползвателите производители, ползвателите клиенти и общественият доставчик заявяват при оператора на електропреносната мрежа исканите от тях изменения в разполагаемостта на производствените агрегати или елементи на мрежата за следващия ден при условията на Наредба № РД-16-57 от 2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите;

6. операторът на електропреносната мрежа валидира и регистрира брутните и нетни графици съгласно сроковете и условията в Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) След получаване на нетните графици за реализация на пазара за "следващия ден" доставчиците на балансираща енергия изпращат на оператора на електропреносната мрежа предложения за балансиране съгласно сроковете и при условията в Правилата за търговия с електрическа енергия.

(3) Режимът на ползване на мрежата през "следващия ден" се определя в съответствие с глава шеста (Управление на електроенергийната система в реално време) и при условията съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия.

Чл. 90. При възникване на обстоятелства, които нарушават безопасността или качеството и сигурността на работа, операторът на електропреносната мрежа има право:

1. да прекрати работата на пазара на електроенергия;
2. да анулира планираните графици на засегнатите производители;
3. да разпoredи оперативно нови графици на работа на засегнатите производители в рамките на техните технически възможности.

Чл. 91. Минималният обхват на техническите параметри на производствените агрегати за целите на планирането е, както следва:

1. за термични блокове:
 - а) време за синхронизиране от различни температурни състояния на турбината;
 - б) време за достигане на минималната производствена мощност;
 - в) стойност на минималната производствена мощност;
 - г) скорост на изменение на товара между минималната производствена мощност и номиналната мощност;
 - д) време за спиране;
 - е) резерв за първично регулиране;
 - ж) резерв за вторично регулиране;
 - з) мощностна диаграма на синхронния генератор;
 - и) допустим брой пускания/спирания за определен период от време;
 - к) номинална мощност;
 - л) други параметри, съгласувани между заинтересованите страни;
2. за хидроагрегати:
 - а) време за пускане;
 - б) работен диапазон;

- в) резерв за първично регулиране;
- г) резерв за вторично регулиране;
- д) възможност за пускане без външно захранване, работа на остров и възстановяване на останала без захранване мрежа;
- е) мощностна диаграма на синхронния генератор;
- ж) скорост на изменение на товара;
- з) ограничения при работа в каскада;
- и) ограничения при комплексно водоползване;
- к) номинална мощност;
- л) други параметри, съгласувани между заинтересованите страни.

Раздел IV

Планиране на допълнителните услуги

Чл. 92. Правилата в този раздел определят:

1. видовете допълнителни услуги;
2. критериите за качество на предоставяните услуги;
3. критериите, прилагани от ЕСО при тяхното планиране, договаряне и използване.

Чл. 93. (1) Допълнителни услуги се предоставят от ползвателите на преносната мрежа по разпореждане на оператора на електропреносната мрежа при управлението на електроенергийната система в реално време и се регламентират с договори между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа.

(2) Операторът на електропреносната мрежа изпълнява своята основна функция за сигурно, качествено и ефективно управление на електроенергийната система чрез извършване на системни услуги, като една част от тях предоставя сам (планиране, диспечирание и управление на надеждната синхронна работа на нейните ползватели; балансиране на доставките; измерване и отчитане на мощността, регулиращата и балансиращата енергия; уреждане на задълженията на пазарните участници).

(3) За реализиране на някои системни услуги операторът на електропреносната мрежа закупува допълнителни услуги от ползватели на мрежата и ги предоставя на всички останали ползватели.

Чл. 94. Допълнителните услуги включват:

1. участие на производствените агрегати в първично регулиране на честотата;
2. участие на производствените агрегати във вторично регулиране на честотата и обменните мощности;
3. участие в третично регулиране на мощността - бърз третичен резерв;
4. предоставяне на студен резерв - бавен третичен резерв.

Чл. 95. (1) Разполагаемостта на генериращи блокове за участие в първичното, вторичното и третичното регулиране, както и студеният резерв се договарят и заплащат отделно от електроенергията.

(2) За изпълнението на задълженията си във връзка с регулирането на честотата и обменните мощности операторът на електропреносната мрежа планира доставката на всички допълнителни услуги съгласно чл. 94.

Чл. 96. Условието, при които се предоставят допълнителни услуги на оператора на електропреносната мрежа по договори с ползвателите на преносната мрежа, трябва да дават възможност за:

1. количествена и качествена оценка на услугата чрез измерване на определени параметри по съгласуван между страните начин;
2. контрол от оператора на електропреносната мрежа по всяко време;
3. доказване на способността да се предоставят услугите чрез периодични изпитания.

Чл. 97. (1) Първичното регулиране на честотата цели бързо възстановяване на равновесието между производство и потребление на принципа на солидарно участие на група машини или партньори. Практически, това е честотна корекция на заданието по активна мощност в турбинните регулатори, чието първично регулиране е активирано по разпореждане на оператора на електропреносната мрежа.

(2) Резервът за първично регулиране P_r е положителната част на обхвата на първичното регулиране от работната точка преди смущението до максималната мощност за първично регулиране. Понятието резерв за първично регулиране е приложимо както за генериращи блокове, така и за контролни блокове за регулиране. За отделните контролни блокове от Синхронната зона на Континентална Европа изискваният резерв за първично регулиране се разпределя и утвърждава от Регионална група Континентална Европа на ENTSO-E.

(3) Предоставянето на резерва за първично регулиране се дефинира със следните показатели:

1. статизъм на турбинните регулатори, който се изчислява по формулата:

$$\sigma = \frac{\Delta f}{f_n} \frac{P_n}{\Delta P} 100, [\%]$$

където:

ΔP е промяната на мощността на блока, MW;

P_n – номиналната мощност на блока, MW;

Δf – отклонението на честотата, Hz;

f_n – номиналната честота на електроенергийната система, Hz.

Статизмът на турбинните регулатори трябва да бъде настройваема величина в диапазона от 2 % до 10 %; точната му стойност за всеки блок в електроцентралите се задава от оператора на електропреносната мрежа;

2. мъртва зона, в която турбинният регулатор не реагира при промяна на честотата; тя трябва да бъде настройваема величина в диапазона от 0 до ± 500 mHz спрямо номиналната честота; настройката на мъртвата зона за всеки блок в електроцентралите се задава от оператора на електропреносната мрежа;

3. зона на нечувствителност, в която турбинният регулатор и силовите органи за управление на турбината конструктивно не могат да реагират при промяна на честотата; тя се определя от конструкцията на системата за автоматично регулиране на оборотите на турбината и не трябва да надвишава диапазона от ± 10 mHz;

4. размерът на резерва за първично регулиране при термичните електроцентрали се задава от оператора на електропреносната мрежа в зависимост от техническите характеристики на енергийния блок; при ВЕЦ, участващи в първичното регулиране, резервът за първично регулиране не се ограничава изкуствено;

5. цялата договорена мощност за първично регулиране трябва да се активира при честотно отклонение от ± 200 mHz за време, което не трябва да бъде по-голямо от 30 s от момента на възникване на смущението по честота;

6. генериращият блок трябва да бъде в състояние да поддържа активирания резерв за първично регулиране през цялото време на отклонение на честотата на електроенергийната система от зададената;

7. допуска се грешка на устройствата за локално измерване на честота за нуждите на първичното регулиране не по-голяма от ± 10 mHz.

(4) Операторът на електропреносната мрежа планира резерва за първично регулиране на базата на следните критерии:

1. при паралелна работа на електроенергийната система на България с други електроенергийни системи сумарната величина на резерва за първично регулиране в електроенергийната система на България трябва да бъде в съответствие с определената в действащите споразумения за паралелна работа за съответната година;
 2. при самостоятелна работа на електроенергийната система на България резервът за първично регулиране трябва да бъде не по-малък от възможния дефицит на активна мощност, който може да възникне в електроенергийната система на България при аварийно изключване на генераторна мощност;
 3. общият резерв за първично регулиране трябва да бъде разпределен, доколкото е възможно, равномерно между енергийните блокове, които могат да го предоставят, като се отчитат техните икономически показатели и техническите им характеристики.
- (5) Операторът на електропреносната мрежа определя производителите на електроенергия от системно значение, които трябва да участват в първичното регулиране.
- (6) Първичното регулиране на определените от оператора на електропреносната мрежа ВЕЦ трябва да е активирано постоянно.
- (7) Времето на непълноценно участие в първично регулиране се санкционира в съответствие с условията на договора за достъп с оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 98. (1) Вторичното регулиране на честотата и обменните мощности се осъществява чрез автоматична промяна на брутната активна мощност на генераторите, включени в регулирането в рамките на диапазона за вторично регулиране, предоставян от производствените агрегати на производителите на електрическа енергия в съответствие със заданието, изпратено от централния регулатор на честотата и обменните мощности.

(2) Положителната част на диапазона за вторично регулиране, от работната точка до максималната стойност на диапазона за вторично регулиране, представлява резерв за вторично регулиране нагоре. Частта от диапазона за вторично регулиране, която вече е използвана до работната точка, се нарича мощност за вторично регулиране. Отрицателната част на диапазона за вторично регулиране, от работната точка до минималната стойност на диапазона за вторично регулиране, представлява резерв за вторично регулиране надолу.

(3) Предоставянето на резерва за вторично регулиране се дефинира със следните показатели:

1. устойчива работа на агрегата при промяна на заданието по активна мощност;

2. скорост на изменение на активната мощност на агрегата:

а) за ВЕЦ - не по-малка от 1,5 % от номиналната мощност за секунда;

б) за КЕЦ - не по-малка от 1,5 % от номиналната мощност за минута;

в) за ГПЕЦ - не по-малка от 8 % от номиналната мощност за минута;

3. точност на изпълнение на заданието по активна мощност - по-висока от 2 % за хидроагрегати и 5 % за кондензационни блокове спрямо номиналната мощност.

(4) Планирането на резерва за вторично регулиране се извършва на основата на следните критерии:

1. големината на резерва се определя в съответствие с правилата за управление на ENTSO-E и политика 1 на Operational Handbook на ENTSO-E;

2. планираният резерв за вторично регулиране се увеличава със статистически определена корекция, изчислена на база прогнозното производство от ВИ;

3. общият резерв за вторично регулиране трябва да бъде разпределен равномерно между производствените агрегати, които могат да го предоставят, като се отчитат техните икономически показатели и техническите им характеристики.

(5) Операторът на електропреносната мрежа определя производителите на електроенергия от системно значение, които трябва да участват във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности.

(6) При поискване от оператора на електропреносната мрежа определените по ал. 5 производители предоставят допълнителната услуга "Пълноценно участие във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности" съгласно условията на договора за достъп.

(7) Диапазоните за вторично регулиране, скоростта и границите на изменение на заданието, подавано от системата на оператора към генераторните блокове, се договарят двустранно между производителите и оператора на електропреносната мрежа и са задължителни при участието във вторично регулиране.

(8) Времето на непълноценно участие във вторичното регулиране се санкционира в съответствие с условията на договора за достъп с оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 99. (1) Третичното регулиране на мощността се осъществява чрез активиране на резерва за третично регулиране, предоставян от производствените агрегати на производителите на електрическа енергия, от клиенти, участващи в пазара на балансираща енергия, или от външни доставчици от синхронната зона.

(2) Резервът за третично регулиране представлява мощността, която може да бъде въведена автоматично или ръчно в рамките на третичното регулиране за предоставяне на достатъчен резерв за вторично регулиране. Той трябва да бъде активиран така, че навреме да даде своя принос за възстановяване на резерва за вторичното регулиране.

(3) Операторът на електропреносната мрежа планира резерва за третично регулиране на базата на следните критерии:

1. време за активиране на пълната стойност - не по-голямо от 15 минути;
2. време на поддържане на отдадения резерв - колкото е необходимо за възстановяване на резерва за вторично регулиране.

Чл. 100. (1) Регулирането на напрежението в преносната електрическа мрежа се осъществява от оператора на електропреносната мрежа чрез:

1. производствените агрегати на производителите на електрическа енергия;
2. регулиращите средства на преносната мрежа;
3. регулиращите устройства на производители и клиенти, присъединени към преносната мрежа.

(2) Операторът на електропреносната мрежа планира регулирането на напреженията на базата на следните критерии:

1. допустими граници на напрежението във възлите на преносната мрежа;
2. запас по устойчивост;
3. минимални загуби при пренос и трансформация на електрическата енергия;
4. гарантиране техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения.

(3) Участието в регулиране на напрежението от ползвателите на преносната мрежа се дефинира със следните показатели:

1. диапазон за работа по реактивна мощност или фактор на мощността - определен от мощностната диаграма или техническите характеристики на генериращото или компенсиращото средство;
2. точност на поддържане на зададеното напрежение, както следва:
 - а) ± 4 kV за електрическа уредба 400 kV;
 - б) ± 3 kV за електрическа уредба 220 kV;
 - в) ± 2 kV за електрическа уредба 110 kV.

(4) Качеството на регулиране на напрежението в мястото на присъединяване се оценява по отклонението на работните напрежения от зададените стойности и използването на диапазона по реактивна мощност.

(5) Участието в регулиране на напрежението е задължение на всички производители на електрическа енергия, присъединени към преносната мрежа, в съответствие с изискванията на оператора и техническите възможности на генериращите средства.

(6) Участието в регулиране на напрежението се урежда в договора за допълнителни услуги.

(7) Нарушението на диспечерския график по напрежение се санкционира в съответствие с условията на договора за достъп с оператора на електропреносната мрежа.

Раздел V

Планиране на бързия третичен (минутен) резерв

Чл. 101. Целта на третичното управление е:

1. поддържане и възстановяване на необходимия резерв за вторично регулиране, когато е частично или напълно използван;
2. разпределяне на работната мощност и резерва за вторично регулиране между отделните генератори по икономически критерии чрез автоматично или ръчно изменение на работната точка на производствените агрегати.

Чл. 102. Планирането на необходимия резерв за третично регулиране и неговото управление се осъществява от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 103. (1) Резервът за третично регулиране включва следните средства:

1. частта от въртящия резерв на синхронните генератори, работещи в паралел към електроенергийната система, която не е включена в резерва за първично и вторично регулиране;
2. синхронни генератори, които могат да бъдат включени в паралел и натоварени;
3. диапазон на промяна на потреблението на електрическия товар, която може да бъде осъществена след диспечерско разпореждане;
4. резервна мощност в състава на други електроенергийни системи, която може да бъде предоставена при поискване от оператора на електропреносната мрежа по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

(2) Използването на резерва по ал. 1, т. 1, 2 и 3 се осъществява чрез промяна на плана и графиците за производство и потребление вътре в зоната за регулиране, а на резерва по ал. 1, т. 4 - чрез промяна на графика за обмен с други електроенергийни системи.

(3) Средствата за третично регулиране, посочени в ал. 1, трябва да бъдат активирани за период от време не по-голям от 15 минути, считано от момента на диспечерското разпореждане.

(4) Резервът за третично регулиране не трябва да включва:

1. производствени източници, изключени за ремонт и в принудителен престой;
2. диапазоните на производствени източници, за които има ограничения в мощността, произтичащи от условията на околната среда, като температура на охлаждаща вода през лятото, емисии и др.;
3. диапазоните на ВЕЦ и ПАВЕЦ, за които има ограничения на мощността, свързани с хидроложки условия или ограничение на обема на изходящата вода;
4. производствени източници и обекти на клиенти за диапазоните, за които има ограничения, свързани с режимите на работа на преносната и/или разпределителните мрежи.

Чл. 104. Резервът за третично регулиране може да се предоставя чрез:

1. договори за използване на непродадената разполагаемост на кондензационните електрически централи;
2. договори за използване на ВЕЦ и ПАВЕЦ;
3. активиране на предложения на пазара на балансираща енергия от страна на ползвателите на преносната мрежа в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия;
4. договори с оператори на или доставчици от други електроенергийни системи.

Чл. 105. (1) Активирането на резерва за третично регулиране може да става от диспечерския център на оператора на електропреносната мрежа без намеса на оперативния персонал в електрическата централа, когато генераторите са оборудвани със средства за дистанционно управление.

(2) Активирането на резерва за третично регулиране в енергийни обекти, които не са оборудвани със средства за дистанционно управление, се извършва чрез намесата на оперативния персонал в съответните енергийни обекти на основата на диспечерски разпореждания.

(3) Активирането на резерва за третично регулиране от съседни системи се извършва след съгласуване със съответните оператори на електроенергийни системи чрез промяна на графика за обмен.

(4) Резервът на кондензационни или хидроагрегати след активиране може да бъде въведен във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности с цел възстановяване на резерва за вторично регулиране.

Чл. 106. (1) Планирането на резерва за третично регулиране се извършва в координация с планирането на резерва за надеждност на снабдяването на клиентите с електрическа енергия (студения резерв).

(2) Определянето на необходимата ежедневна мощност на резерва за третично регулиране се извършва по следната емпирична формула:

$$P_t = 1,1 (P_{1000}), \text{ MW},$$

където:

P_{1000} е работната мощност на най-големия блок за деня.

където:

P_{1000} е работната мощност на най-големия блок за деня.

(3) При установяване на недостиг на третичен резерв операторът на електропреносната мрежа активира студен резерв в необходимия размер.

Чл. 107. (1) Всички източници, използвани за третично регулиране, се подреждат в приоритетни списъци в срокове и по начин, указани в Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) Приоритетните списъци по ал. 1 са за:

1. компенсиране на недостига на генераторна мощност в електроенергийната система;
2. компенсиране на излишъка на генераторна мощност в електроенергийната система; списъците съдържат информация за източниците на балансираща енергия за всеки единичен период на диспечирание.
- (3) Техническите параметри, характеризиращи динамиката на процеса на промяна на активната мощност на всеки източник на балансираща енергия в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия, са неделима част от приоритетните списъци по ал. 1.

Раздел VI

Планиране режима на работа на преносната електрическа мрежа

Чл. 108. (1) Целта на планирането на режима на работа на преносната мрежа е създаването на необходимите условия за нормална и икономична работа на електроенергийната система и за провеждане на необходимите планови и принудителни ремонти на съоръженията, без да се нарушават критериите за сигурност.

(2) Планирането се осъществява чрез:

1. изработване и съгласуване на ремонтната програма на междусистемните електропроводи съвместно с представители на системните оператори от Югоизточна Европа;
2. разработване на годишната ремонтна програма на мрежи 400 kV и 220 kV и съоръженията от преносната мрежа;
3. оперативно планиране.

Чл. 109. Операторът на електропреносната мрежа разработва ремонтната програма за следващата година на базата на: съгласуваната ремонтна програма на междусистемните електропроводи; заявките за ремонт на съоръженията в ОРУ на АЕЦ; заявките на мрежовите експлоатационни райони (МЕР); програмата за ремонт на генериращите мощности; инвестиционната програма на оператора на преносната мрежа и други утвърдени програми за реконструкции на елементи от преносната мрежа.

Чл. 110. Годишната ремонтна програма на съоръженията от преносната мрежа посочва началната дата, продължителността на ремонта, през който съоръжението няма да бъде разполагаемо, и задължителните условия, които трябва да бъдат изпълнени при извеждане на съоръжението от работа, ако има такива.

Чл. 111. При разработването на програмата за ремонт се спазват следните приоритети:

1. проверка чрез съответните изчислителни модели за допустимост от гледна точка на критериите за сигурност, посочени в чл. 13;
2. съгласувани дългосрочни договори и програми за доставка на електрическа енергия;
3. ремонтна програма на производствените мощности на производителите на електрическа енергия;
4. съгласувани договори и програми на външни партньори за ремонт или за изграждане на нови съоръжения.

Чл. 112. Годишната ремонтна програма на съоръженията от преносната мрежа се предоставя на всички ползватели на преносната мрежа.

Чл. 113. Годишната ремонтна програма може да бъде променена в хода на нейното изпълнение при:

1. съществено отклонение на реалния режим на преносната мрежа от планирания и възникване на експлоатационни условия, които не позволяват да бъдат изпълнени критериите за сигурност, посочени в чл. 13;
2. взаимна договореност между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа;
3. форсмажорни обстоятелства.

Чл. 114. (1) Операторът на електропреносната мрежа на базата на информацията по чл. 87 и оперативна информация от собствените си информационни системи извършва изчисления, анализи и оперативно определя максималната разполагаема преносна способност на критични електропроводи или сечения от преносната мрежа в MW.

(2) Ако определената максимална разполагаема преносна способност е по-голяма от проявения интерес за пренос на мощности в преносната мрежа, операторът на електропреносната мрежа разрешава достъп за максимално заявените от всички ползватели мощности, при което преносната мрежа удовлетворява без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, а ползвателите заплащат цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36, ал. 3 ЗЕ.

(3) Ако определената максимална разполагаема преносна способност е по-малка от проявения интерес за

пренос на мощности в преносната мрежа и тя не може да удовлетвори без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, операторът на електропреносната мрежа ограничава достъпа за максимално заявените от всички ползватели мощности в съответствие с чл. 165.

(4) При понижена пропускателна способност на преносната електрическа мрежа, причинена от присъединяване на производители с приоритетно производство, изпреварващо предвиденото развитие на мрежата, операторът на електропреносната мрежа определя максималната преносна способност по критични елементи от преносната мрежа, като я разделя на пропорционален принцип според размера на инсталираната мощност на всеки един от заинтересованите производители, за което ги уведомява предварително.

Чл. 115. (1) За целите на управлението на електроенергийната система в реално време операторът на електропреносната мрежа извършва оперативно планиране на режима на работа на преносната мрежа.

(2) Оперативното планиране обхваща период от една седмица.

(3) Целта на оперативното планиране е да се създадат необходимите условия за сигурна и икономична работа на електроенергийната система.

Чл. 116. При оперативното планиране се определят съставът на съоръженията и конфигурацията на преносната мрежа, като се следват следните приоритети:

1. съблюдаване на критериите за сигурност по чл. 13 и икономична работа при прогнозираните условия на работа през плановия период (прогнозни електрически товари, планиран състав на производствените мощности, разполагаеми съоръжения на преносната мрежа);

2. съгласувани дългосрочни планови обмени на електроенергия между ползвателите на преносната мрежа;

3. годишна програма за ремонт на съоръженията на преносната мрежа;

4. краткосрочни обмени на електроенергия между ползвателите на преносната мрежа.

Чл. 117. (1) За целите на оперативното планиране операторът на електропреносната мрежа трябва да получава предвидената в чл. 88 информация, както и информацията съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) Операторът на електропреносната мрежа извършва ежедневен обмен на прогнозни изчислителни модели с другите държави - членки на ENTSO-E, в съответствие с изискванията на процедурата за ежедневно прогнозиране на ограниченията в ЕЕС за ден напред (DACF). Като резултат от процедурата и в резултат на обединяването на прогнозните изчислителни модели се получава актуален модел за потокоразпределение, отразяващ състоянието на съседните и на българската ЕЕС, който съдържа топология, товар и генерация.

Чл. 118. (1) Операторът на електропреносната мрежа извършва ежедневно един ден предварително оценка на допустимостта и сигурността на режима на работа на електроенергийната система.

(2) В случаите, когато критериите за сигурна работа на електроенергийната система, посочени в чл. 13, не са изпълнени, операторът на електропреносната мрежа има право да не съгласува тези доставки на електроенергия между ползватели на преносната мрежа, които застрашават нейната сигурна работа и създават предпоставки за възникване на системна авария или повреда на съоръжения, както и да диспечира ново разпределение на мощностите.

(3) Заявките, свързани с изключване на основни елементи на преносната мрежа, се разрешават само след режимни изчисления и проверка изпълнението на критериите за сигурност.

Раздел VII

Защитен план

Чл. 119. (1) Работата на преносната мрежа се планира така, че да се запазва статичната и динамичната устойчивост и да се поддържа равновесно състояние на електроенергийната система при нормални условия и при смущения.

(2) Основната цел на защитния план е да осигури противоаварийен механизъм за противопоставяне на нарушаването режима на работа и устойчивостта на ЕЕС и да предотврати разпадането на електроенергийната система на България при тежки аварии.

Чл. 120. Защитният план определя техническите изисквания и правила за автоматизирани действия при управление на ЕЕС в критични условия, включващи: значително отклонение на честотата, напреженията или междусистемните обмени извън допустимите граници; аварийно разделяне обединението на зони, работещи несинхронно; значителни по обем каскадни аварии и загуба на устойчивост.

Чл. 121. (1) Защитният план се разработва от оператора на електропреносната мрежа в съответствие с изискванията на Policy 5: "Emergency Operations" на ENTSO-E.

(2) Защитният план определя необходимите действия на оперативния персонал на електроенергийната система и изискванията към управляващите системи, релейната защита и противоаварийната автоматика в ЕЕС на България за неразпространение на смущенията и аварията към съседните паралелно работещи енергийни системи.

(3) Операторът на електропреносната мрежа е отговорен за сигурната и устойчива паралелна работа на електроенергийната система и координира нейното реализиране и прилагане в процеса на работа.

(4) Мерките, предвидени в защитния план, се изпълняват от всички ползватели на преносната мрежа и са задължителни за тях.

(5) Защитният план трябва да обхваща:

1. регулиране баланса на активните мощности в реално време със средствата на АСДУ;
2. устройства за запазване и възстановяване устойчивостта по роторен ъгъл;
3. устройства за запазване и възстановяване устойчивостта по честота;
4. устройства за запазване и възстановяване устойчивостта по напрежение;
5. разпределение на задълженията и отговорностите между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа при прилагането на защитния план.

Чл. 122. (1) Всички съоръжения от електроенергийната система трябва да бъдат оборудвани с релейни защиты, които да осигуряват изключването на повреденото съоръжение в резултат на късо съединение.

(2) Релейните защиты трябва да имат такава организация и настройки, че да отговарят на следните изисквания:

1. чувствителност - да заработват при всички видове къси съединения в защитаваната зона;
2. бързо действие - да изключват повредения елемент максимално бързо с цел да се минимализират материалните щети от повредата и да не се допусне нарушаване на устойчивата синхронна паралелна работа на електроенергийната система или на отделна електрическа централа;
3. селективност - релейните защиты трябва да изключват само засегнатото от к. с. съоръжение, за да се минимализират последиците от прекъсване на електрозахранването и да не се нарушава устойчивата паралелна работа на електроенергийната система.

(3) За да се осигури възможно най-бързо включване на електропроводите след изключване на късото съединение, те трябва да бъдат оборудвани с АПВ.

(4) Изискванията към релейните защиты са посочени в глава трета на тези правила.

Чл. 123. (1) Освен релейните защиты всички междусистемни електропроводи 400 kV трябва да имат противоаварийна автоматика (ПАА), която включва:

1. автоматика за прекратяване на асинхронен ход (АПAX);

2. автоматика за защита от повишено напрежение (АЗПН);

3. автоматика срещу претоварване по активна мощност;

4. честотна автоматика;

5. регистратор или анализатор на качеството с непрекъснат запис.

(2) За запазване статичната и динамичната устойчивост на ЕЕС на определени междусистемни електропроводи може да бъде монтирана ъглова автоматика или друго допълнително устройство по препоръка на оператора на ЕЕС.

(3) Видът на оборудването, техническите параметри и настройките на ПАА на междусистемните електропроводи се определят и задават от оператора на ЕЕС.

Чл. 124. (1) Всички съоръжения от електроенергийната система, за които съществува риск да бъдат повредени в резултат на претоварване от протичането на електрически ток над максимално допустимата за съответното съоръжение стойност, се оборудват със защита срещу претоварване.

(2) Допуска се електрически съоръжения, за които претоварването може да бъде отстранено по оперативен път в рамките на допустимото време, да не се оборудват с такава защита.

(3) Допуска се на застрашените от претоварване електропроводи да бъдат монтирани устройства за температурен контрол като част от система за динамично наблюдение на преносните възможности на електрическата мрежа в даден район.

(4) Операторът на електропреносната мрежа е длъжен на базата на свои изследвания да определи критичните електропроводи или критични сечения и да приложи или изисква отделни ползватели на преносната мрежа да осигурят съответно противоаварийно управление за отстраняване на претоварването.

Чл. 125. (1) За прекратяване на асинхронния режим на работа всички междусистемни електропроводи 400 kV и всички генераторни блокове с мощност над 150 MVA трябва да бъдат оборудвани с АПАХ.

(2) При възникване на асинхронен режим на работа тези автоматики трябва да разделят несинхронно работещите части на електроенергийната система с цел да се предотврати по-нататъшно разпространение на смущението.

(3) Техническите параметри и настройки на АПАХ се определят и задават от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 126. (1) При отклонение на честотата извън диапазона от 49,5 Hz до 50,2 Hz трябва да се изпълнява противоаварийно управление за възстановяване на честотата в допустимия диапазон.

(2) При понижение на честотата се изпълнява следното противоаварийно управление:

49,5 – 49,0 Hz	Автоматично изключване на помпи в ПАВЕЦ Автоматично или оперативно мобилизиране на разполагаемия въртящ резерв в ТЕЦ и ВЕЦ Автоматично или оперативно пускане на хидроагрегати във ВЕЦ
49,0 Hz	Преминаване на турбинните регулатори на ВЕЦ в регулиране по обороти (групово управление на агрегатите по честота)
49,0 – 48,0 Hz	Автоматично-честотно разтоварване (АЧР) – предизвиква изключване на електрически товари от електрическата мрежа (аварийно разтоварване) с цел да се преустанови по-нататъшното понижение на честотата и възстановяване установения режим на ЕЕС, при една приемлива стойност на ниво над 49,0 Hz. АЧР се осъществява чрез релета за понижена честота, монтирани в трансформаторните подстанции 110/СрН, които действат на изключване на изводи средно

напрежение

АЧР-I (бързодействащо разтоварване) – има за задача да преустанови по-нататъшното понижаване на честотата и да възстанови баланса производство – потребление при стойност на честотата над 48,0 Hz. Забавянето по време трябва да бъде минимално възможно, но не повече от 0,5 s. Електрическите товари, изключвани от АЧР-I, трябва да бъдат разпределени на шест стъпала, за да се постигне плавно възстановяване на баланса и степенуване на изключваните клиенти по важност (според заявената категория)

АЧР-II (разтоварване при увисване на честотата) – има за задача да възстанови честотата на ниво 49,0 Hz, след действието на АЧР-I. Забавянето по време трябва да бъде достатъчно, за да се даде възможност за активиране на резерва за първично регулиране на честотата. АЧР-II действа на изключване на електрически товари, присъединени към второ, трето и четвърто стъпало от АЧР-I

Ускорен АЧР – действа на изключване на товари, присъединени към първо, второ, трето и четвърто стъпало от АЧР-I. Общият обем на електрическите товари, които могат да бъдат изключени от АЧР, не трябва да бъде по-малък от 60 % от общия товар на ЕЕС във всеки един момент от времето

48,8 Hz	Преминаване на турбинните регулатори на АЕЦ в регулиране по обороти (след 0,2 s)
48,7 Hz (47,9 Hz)	Честотна междусистемна автоматика – действа след 0,5 s (0,3 s) на изключване на междусистемните електропроводи, за да не се разпространяват аварията между паралелно работещите електроенергийни системи
48,0 Hz	Отделяне на ГПЕЦ от преносната мрежа, след 2,0 s
47,5 Hz	Автоматично-честотно отделяне (АЧО) на райони с генерираща мощност от ТЕЦ (работа на остров) I степен, след 0,5 s – голям район II степен, след 1,0 s – среден район III степен, след 1,5 s – малък район IV степен, след 2,0 s – отделяне на ТЕЦ от електропреносната мрежа и захранване на собствените нужди
47,5 Hz	Отделяне на ВИ от преносната мрежа, след 0,2 s
47,5 Hz	Отделяне на ко-генерациите от преносната мрежа, след 2,0 s
46,5 Hz	Изключване на ВЕЦ от честотна защита, след 6 s

(3) При повишение на честотата се изпълнява следното противоаварийно управление:

50,3 Hz	Отделяне на ВИ от преносната мрежа, след 0,2 s
50,3 Hz	Автоматично бързо разтоварване на ВЕЦ до минималната допустима мощност на продължителна работа
50,3 Hz	Отделяне на ГПЕЦ и ко-генерациите от преносната мрежа, след 2,0 s
50,4 Hz	Автоматично бързо разтоварване на ТЕЦ до технологичния минимум
50,5 Hz	Преминаване на турбинните регулатори на АЕЦ в регулиране по обороти (след 0,2 s)
51,0 Hz	Преминаване на турбинните регулатори на ВЕЦ в регулиране по обороти (групово управление на агрегатите по честота)

52,0 Hz	Автоматично честотно отделяне на ТЕЦ от електропреносната мрежа и захранване на собствените нужди, след 2,0 s
52,5 Hz	Изключване на ВЕЦ от честотна защита, след 20 ... 35 s (настройката по време се определя при изпитание за хвърляне на номиналния товар).

Чл. 127. (1) За да се предпази електрическото оборудване в преносната мрежа от недопустимо високи напрежения, всички електропроводи от пръстен 400 kV трябва да се оборудват с АЗПН.

(2) Автоматиката за защита от повишено напрежение трябва да определи електропровода, който е причина за повишаване на напрежението над допустимите граници и да формира съответните управляващи въздействия, като: изключване на кондензаторни батерии, включване на шунтиращи реактори и изключване на електропроводи на празен ход. Ако от шините на подстанцията излизат няколко електропровода, се изключва избирателно само този, който е изключен от отсрещния край (пофазно посочно наблюдение на реактивната мощност на всеки електропровод).

Чл. 128. (1) Операторът на електропреносната мрежа на базата на свои изследвания определя местата или областите от преносната мрежа, където съществува риск от аварийно понижаване на напрежението, загуба на устойчивост и опасност от възникване на "лавина на напрежението". В тези области се въвежда разтоварваща автоматика при понижено напрежението на шините на подстанции 110/СН, която действа на изключване на изводи, включени в АЧР.

(2) Когато противоаварийното управление се налага поради присъединяването на нови клиенти, неговата доставка и монтаж е за сметка на тези клиенти.

(3) Настройките на разтоварващата автоматика при понижено напрежение се задават от оператора на електропреносната мрежа, конкретно за всеки възел.

Чл. 129. (1) За случаите на аварийно изключване на блок 1000 MW в АЕЦ "Козлодуй" операторът на електропреносната мрежа прилага специална противоаварийна разтоварваща автоматика - САОН.

(2) Автоматиката по ал. 1, монтирана в АЕЦ "Козлодуй", трябва:

1. в режим на паралелна работа с други електроенергийни системи - да предотврати претоварването и изключването от претоварване на междусистемни и вътрешни електропроводи, с което да се осигури възможност за получаване на аварийна помощ от съседните електроенергийни системи;

2. в режим на самостоятелна работа на електроенергийната система на България - да осъществи баланса по активна мощност при приемлива стойност на честотата в електроенергийната система.

(3) При аварийно изключване на блок 1000 MW в АЕЦ "Козлодуй" САОН извършва дозирано разтоварване чрез предаване на управляващи команди до съответните обекти от електроенергийната система и действа на изключване на:

1. помпи в ПАВЕЦ "Чаира";

2. клиенти, включени в състава на АЧР, чийто технологичен процес не се смущава от краткотрайно прекъсване на електрозахранването;

3. други клиенти по взаимна договореност с оператора на преносната мрежа.

(4) Операторът на електропреносната мрежа определя принципа на действие и обема на електрическия товар, обхванат от автоматиката, в диапазона 300 - 600 MW в зависимост от условията на работа на електроенергийната система.

Чл. 130. Диспечерските центрове и енергийни обекти трябва да се осигуряват с резервно захранване така, че да се запази тяхната работоспособност до възстановяване на нормалното захранване след тежки аварийни събития, съпроводени със загуба на захранващо напрежение на системите за управление и

телекомуникационните устройства.

Раздел VIII

План за възстановяване

Чл. 131. (1) Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа и се отнася за случаите на пълно разпадане на ЕЕС на България след тежки аварии.

(2) Планът за възстановяване определя:

1. общите принципи при възстановяването на ЕЕС след пълното ѝ разпадане;
2. разпределение на функциите и действията на оперативния персонал на: оператора на електропреносната мрежа, електрическите централи от системно значение и операторите на електроразпределителните мрежи;
3. набор от основни сценарии за възстановяване (описание на коридорите), които могат да се комбинират и прилагат към конкретните аварийни ситуации;
4. приоритетите и последователността при възстановяване на електроенергийната система:
 - а) захранване на брегова помпена станция (БПС) и част от собствените нужди на АЕЦ "Козлодуй";
 - б) захранване на собствените нужди на приоритетни ТЕЦ;
 - в) снабдяване на клиенти, чието прекъсване води до опасност за живота и здравето на хора и екологични замърсявания (клиенти нулева категория);
 - г) снабдяване на клиенти, чието прекъсване води до нарушаване на функциите на важни обекти от инфраструктурата на населени места, разстройване на сложни технологични процеси (клиенти първа категория);
5. основните източници на захранване при възстановяване на електроенергийната система:
 - а) съседни електроенергийни системи;
 - б) ВЕЦ с възможности за черен старт (пускане без външно захранване);
6. действия на оперативния персонал при липса на телекомуникации.

(3) Операторите на електроразпределителните мрежи са длъжни активно да участват в процеса на възстановяване чрез предоставяне на електрически товари при изграждането на енергийните коридори в съответствие с оперативните разпореждания на оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 132. Информационното осигуряване в реално време в процеса на възстановяване се осъществява главно чрез системата за управление и събиране на данни (SCADA/EMS) за обектите на преносната мрежа и обхваща:

1. потоци на активната и реактивната мощност в преносната мрежа;
2. напрежения и честота на шинни системи и електропроводи;
3. положение на стъпалните превключватели на системните автотрансформатори;
4. активни и реактивни мощности на производствени агрегати;
5. мощности на компенсиращи устройства - шунтиращи реактори и кондензаторни батерии;
6. състояние на комутационните апарати;
7. автоматично действие на релейни защиты на основни елементи на преносната мрежа, на АЧО, на автоматично разтоварване;

8. неизправности на основните комуникационни средства;

9. основни параметри на режима на работа на гранични подстанции на съседни електроенергийни системи.

Чл. 133. Комуникационните средства между отделните диспечерски центрове и между диспечерските центрове и основните обекти на преносната мрежа трябва да бъдат резервирани.

Чл. 134. SCADA/EMS трябва да бъде резервирана с напълно независима система по отношение на междусистемните електропроводи и гранични подстанции.

Чл. 135. (1) Централното диспечерско управление и териториалните диспечерски управления трябва да бъдат снабдени с автономни източници на захранване, които осигуряват възможност за изпълнение на основни функции за продължителен период от време не по-малък от 24 часа.

(2) Операторът на електропреносната мрежа трябва да има план за продължаване работата на централно диспечерско управление, в случай че основният диспечерски център е неработоспособен. За целта се оборудва резервен диспечерски център на място, отдалечено от основния.

Чл. 136. Подстанциите със системно значение трябва да бъдат снабдени с автономни източници на захранване, които осигуряват възможност за изпълнение на оперативни превключвания и работата на защитните, телемеханичните и комуникационните устройства за продължителен период от време не по-малък от 12 часа.

Чл. 137. Планът се основава на следните принципи:

1. възстановяване чрез помощ от съседни електроенергийни системи;

2. възстановяване чрез използване на местни източници (ВЕЦ) с възможност за:

а) черен старт и подаване на напрежение на част от мрежата;

б) работа в островен режим;

в) синхронизиране на изолирания остров към електроенергийната система;

3. определяне на аварийни коридори по следните критерии:

а) до всеки обект да има най-малко два коридора от два независими източника;

б) през цялото време на изграждането и разширението на коридора да се осигури заземяване на неутралата на образуваната мрежа;

в) преносната способност на коридора трябва да осигурява минималната мощност, необходима за възстановяване на обекта;

г) да не се получава самовъзбуждане на синхронните генератори при включване на ненатоварен електропровод;

д) да не се получават опасни повишения на напреженията във възлите по време на изграждане на коридора;

е) релейните защиты да имат необходимата чувствителност;

ж) през цялото време на изграждане на коридора да е наличен достатъчен запас на производствена мощност за поддържане на честота в диапазона 49,5 ... 50,3 Hz при включването на поредния товар;

з) да бъдат осигурени необходимите баластни товари в процеса на изграждане и разширяване на коридорите;

4. подготовка на схемите в обектите без напрежение - изключват се всички прекъсвачи с изключение на:

а) прекъсвачите на присъединенията, по които се планира обектът да получи напрежение;

б) прекъсвачите високо напрежение на трансформаторите, чрез които се захранват собствените нужди;

- в) прекъсвачите средно напрежение на трансформаторите, чрез които се захранват собствените нужди;
5. едновременност при изграждането на аварийните коридори;
6. децентрализиране на управлението при изграждането на аварийни коридори при спазване на следните изисквания:
- а) действията на съответното ниво на управление да съвпадат с тези при липса на комуникации;
- б) да се прилага за относително малко на брой варианти, които се различават предимно по обема на дейностите;
- в) всеки вариант да има завършен вид;
7. изграждане на райони около термичните централи да се извършва в следната последователност:
- а) захранване на собствените нужди на термичните централи;
- б) разширяване на коридора чрез свързването на допълнителни ВЕЦ и товари;
- в) пускане и натоварване на турбогрупи за сметка на присъединяване на нови товари или/и разтоварване на ВЕЦ за осигуряване на надежден режим на работа на термичните блокове;
- г) поддържане на честотата от ВЕЦ с достатъчен диапазон по мощност и подходяща статична характеристика;
8. свързване на самостоятелно работещите райони:
- а) райони, които се намират на територията на дадено ТДУ, да се синхронизират под оперативното управление на дежурния диспечер в съответното ТДУ;
- б) райони, които се намират на територията на съседни ТДУ, да се синхронизират под оперативното управление на дежурните диспечери в съответните ТДУ и под координация на дежурния диспечер в ЦДУ;
- в) самостоятелно работещи райони от електроенергийната система на България да се синхронизират със съседни електроенергийни системи под оперативното управление на дежурния диспечер в ЦДУ;
9. възстановяване на паралелната работа на електроенергийната система:
- а) възстановяване на свързана схема на преносната мрежа;
- б) възстановяване на паралелната работа на електроенергийната система на България със съседните електроенергийни системи;
- в) възстановяване захранването на всички клиенти с помощ от съседни електроенергийни системи, доколкото е възможно;
- г) възстановяване на планирания режим на работа.

Чл. 138. Разработването на плана е задължение на оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 139. (1) Съгласуване на плана за възстановяване:

1. извършва се между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа при спазване на изискванията на чл. 3, ал. 2, т. 5;
2. извършва се между оператора на преносната мрежа и операторите/преносните предприятия на съседните електроенергийни системи.

(2) При непостигане на съгласие по ал. 1, т. 1 електроенергийният системен оператор определя действията по отношение на плана за възстановяване, които са задължителни за съответния ползвател на преносната мрежа, изразил несъгласие. При вземането на такова решение операторът на електропреносната мрежа отчита реалните технически възможности на съответния ползвател.

Чл. 140. Разпространение на план за възстановяване:

1. операторът на електропреносната мрежа изпраща до всеки ползвател на преносната мрежа частите на официалния документ, които го засягат;
2. всеки ползвател на преносната мрежа съставя подробен местен план за действие на оперативния персонал във всеки свой обект, присъединен към преносната мрежа, на основата на съгласувания план за възстановяване на електроенергийната система.

Чл. 141. Внасяне на промени в плана за възстановяване:

1. всяка страна по плана за възстановяване има право на инициатива за предложения за промени;
2. операторът на електропреносната мрежа предлага внасянето на промени при:
 - а) въвеждане в експлоатация на нови производствени мощности;
 - б) присъединяване на нови клиенти към преносната мрежа;
 - в) промяна на конфигурацията на преносната мрежа, която засяга плана за възстановяване;
3. всяко мотивирано предложение за промяна се обсъжда от оператора на електропреносната мрежа и засегнатите ползватели на преносната мрежа при спазване на изискванията на чл. 3, ал. 2, т. 5;
4. при непостигане на съгласие операторът на електропреносната мрежа определя действията по отношение на плана за възстановяване, които са задължителни за съответните ползватели на преносната мрежа; при вземането на такова решение операторът на електропреносната мрежа отчита реалните технически възможности на съответния ползвател;
5. операторът на електропреносната мрежа разпространява коригирания документ до всички ползватели на преносната мрежа;
6. всеки ползвател на преносната мрежа внася изменения, където е необходимо, в местните планове на своите обекти на основата на коригирания план за възстановяване на електроенергийната система.

Чл. 142. Обучение на оперативния персонал за изпълнение на плана за възстановяване:

1. операторът на електропреносната мрежа е задължен да обучава оперативния си персонал чрез диспечерски тренажор на работата на електроенергийната система;
2. операторът на електропреносната мрежа трябва да провери на практика всеки един от аварийните коридори до основните електрически централи;
3. при необходимост операторът на електропреносната мрежа провежда практически проверки на аварийни коридори или части от тях за обучение на оперативния персонал на електроцентралите от системно значение и оперативния персонал на преносната и разпределителните мрежи;
4. операторът на електропреносната мрежа, операторите на разпределителните мрежи и оперативният персонал на електроцентралите от системно значение носят отговорност за обучението на собствения си оперативен персонал по плана за възстановяване на електроенергийната система.

Чл. 143. Външен информационен обмен при системни аварии:

1. операторът на електропреносната мрежа, операторите на разпределителните мрежи и оперативният персонал на ползвателите, участващи в плана за възстановяване, обменят помежду си телефонните номера и имената на длъжностните лица, отговорни за организирането и работата на информационни пунктове, които действат при системни аварии;
2. операторът на електропреносната мрежа информира операторите на разпределителните мрежи и оперативния персонал на ползвателите, участващи в плана за възстановяване, в случаите на системна авария;

3. операторът на електропреносната мрежа организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

- а) ръководството на МИЕТ и ДКЕВР;
- б) ползвателите на преносната мрежа;
- в) медиите;

4. всеки оператор на разпределителна мрежа организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

- а) ръководството на МИЕТ и ДКЕВР;
- б) ползвателите на разпределителната мрежа;
- в) медиите;

5. всеки ползвател на преносната мрежа, участващ в плана за възстановяване, може да организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

- а) административно-техническото ръководство;
- б) медиите;

6. всеки ползвател на разпределителна мрежа може да организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

- а) административно-техническото ръководство;
- б) медиите;

7. информационните пунктове за външен информационен обмен трябва да бъдат организирани отделно от оперативните звена, които непосредствено ръководят възстановяването на електроенергийната система;

8. информационните пунктове за външен информационен обмен не носят отговорност за работата на електроенергийната система и дейностите по нейното възстановяване;

9. операторът на електропреносната мрежа и операторите на разпределителните мрежи самостоятелно решават докога да функционират техните информационни пунктове и информират съответните ползватели за своето решение;

10. операторът на електропреносната мрежа може да вземе решение по т. 9 при възстановяване на свързана схема на преносната мрежа и захранване на не по-малко от 70 % от клиентите;

11. операторите на разпределителните мрежи могат да вземат решение по т. 9 при възстановяване на свързана схема на съответната разпределителна мрежа и захранване на не по-малко от 70 % от клиентите.

Глава шеста

УПРАВЛЕНИЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА В РЕАЛНО ВРЕМЕ

Раздел I

Управление на производствените мощности

Чл. 144. Основните задачи на оператора на електропреносната мрежа и на производителите, ползватели на преносната мрежа, отнасящи се до управлението на производствените мощности в реално време, са:

- 1. поддържане на баланса между потреблението и предоставянето на активна електрическа мощност при планираните стойности на честотата и планираните графици за междусистемните обмени по активна мощност;

2. поддържане на баланса между потреблението и предоставянето на реактивна електрическа мощност при планираните стойности на напреженията във възлите на преносната мрежа;
3. осигуряване на необходимите резерви от производствени мощности, които гарантират надеждността и качеството на паралелната работа и снабдяването на клиентите с електрическа енергия;
4. преодоляване на тесните места в преносната мрежа;
5. контрол на зададените графици за предоставяне на електрическа мощност и производство на електроенергия.

Чл. 145. (1) Операторът на електропреносната мрежа управлява производствените мощности на производителите на електроенергия, съблюдавайки спазването на сключените договори, в които е предвидено задължително изкупуване на част или на цялата произведена електрическа енергия, като потвърждава графиките на производителите само ако те последователно са спазили задълженията:

1. за предоставяне на резерв и допълнителни услуги по договори с оператора на преносната мрежа;
2. по договори съгласно решение на комисията по чл. 21, ал. 1, т. 21 ЗЕ;
3. за изпълнение на доставки по други договори.

(2) За спазване на баланса между производството и потреблението при излишък след изчерпване на заявките за балансиране надолу операторът на електропреносната мрежа приоритетно оставя в работа електропроизводствените мощности в следния порядък:

1. централите, предоставящи допълнителни услуги (първично регулиране, вторично регулиране, бърз третичен резерв), както и централи, използващи ВИ и разполагащи с техническа възможност за акумулиране на първичен енергиен ресурс;
2. централите, чието бързо разтоварване може да доведе до неконтролируемост на технологичния процес на производство, водещо до значителни материални и финансови щети, както за производителя, така и за населението на страната, в т.ч. до загуба на човешки живот;
3. всички останали производители.

(3) Операторът на електропреносната мрежа приоритетно диспечира производителите на електроенергия от ВИ при спазване на критериите за сигурност на ЕЕС и ал. 2.

Чл. 146. Процедури за управление:

1. операторът на електропреносната мрежа трябва да изпълнява задълженията си по чл. 145 чрез издаване на диспечерски разпореждания, които включват и управляващи сигнали от неговите автоматични системи за управление, за:
 - а) поддържане баланса на активна мощност в приетите граници на системната грешка на контролния блок в съответствие с изискванията на ENTSO-E;
 - б) задаване на работна точка по активна мощност на производствените агрегати на производители, включително на тези, които осигуряват услугата "участие във вторичното регулиране" в съответствие с договорите, сключени с оператора на електропреносната мрежа;
 - в) въвеждане/извеждане във/от работа на производствени мощности в съответствие с планираните графици за производство на електрическа енергия или при възникване на непредвиден недостиг/излишък;
 - г) активиране на предложенията за балансиране, регистрирани на пазара на балансираща енергия, с цел възстановяване на планирания резерв за вторично регулиране;
 - д) поддържане на планирания резерв за първично регулиране в съответствие с договорите за допълнителни услуги;

е) промяна на графика по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към преносната мрежа, при отклонения на реалния режим от планирания;

ж) активиране на предложенията за балансиране, регистрирани на балансиращия пазар за преодоляване на теснините в преносната мрежа;

2. производителите на електрическа енергия трябва да изпълняват задълженията си по чл. 145, като:

а) спазват планирания график на производствените си агрегати по отношение на активната мощност и на промените, определени с диспечерски разпореждания;

б) спазват планирания график по напрежение в мястото на присъединяване към преносната мрежа и на промените, определени с диспечерски разпореждания;

в) доставчиците на допълнителни услуги изпълняват условията на договорите за допълнителни услуги;

г) участниците в пазара на балансираща енергия спазват неговите правила и осигуряват работата на производствените си агрегати в съответствие с регистрираните технически параметри;

3. операторът на електропреносната мрежа и производителите на електроенергия трябва да осъществяват автоматичен надзор за:

а) изпълнението на планираните графици за производство на активна електрическа мощност и електроенергия и изпълнението на заданията от системата за автоматично управление на генерацията;

б) изпълнението на графиците по напрежение на шините високо напрежение на електрическите централи.

Чл. 147. (1) Диспечерските разпореждания трябва да бъдат в съответствие със:

1. Наредба № РД-16-57 от 2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите;

2. Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) В процеса на вземане на решения и даване на диспечерски разпореждания операторът на електропреносната мрежа трябва да оценява следните фактори:

1. разлика между планираното и действителното потребление на електроенергия;

2. разлика между планираните и реалните графици за междусистемните обмени по активна мощност;

3. регистрирани предложения за балансиране от участниците на балансиращите пазари;

4. изменения в декларираната/договорената разполагаемост на производствените агрегати на производителите на електроенергия;

5. изменения в състоянието на преносната мрежа;

6. изменения в състоянието на разпределителните мрежи, които засягат местата на присъединяване към преносната мрежа;

7. състояние на съответните видове резерви на генериращи мощности, гарантиращи надеждността и качеството на паралелната работа и снабдяването на клиентите с електрическа енергия;

8. реално изпълнение на графиците по напрежение на шините на електрическите централи;

9. необходимост от промяна на графиците по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към преносната мрежа, за осигуряване на необходимия резерв от реактивна мощност;

10. изменения в графиците на производители с комбиниран цикъл на производство на топлинна и електрическа енергия;

11. изменения в графиците на производители, използващи ВИ за производство на електрическа енергия;
12. изменения в планираните графици за обмен на електрическа енергия с външни търговски партньори;
13. възникване на смущения в работата на електроенергийната система;
14. разпореждания чрез нормативни актове и документи съгласно Наредба № РД-16-57 от 2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите;
15. други фактори, които имат отношение към качеството и надеждността на работата на електроенергийната система.

(3) Диспечерските разпореждания в нормални експлоатационни условия трябва да съответстват на декларираните/договорените технически характеристики на производствените агрегати на производителите на електроенергия.

(4) Оперативният персонал на производителите на електроенергия е длъжен да изпълнява разпорежданията на диспечера. При неизпълнение на диспечерско разпореждане операторът има право да прекрати достъпа на производителя до преносната мрежа. В случаите, когато изпълнението на тези разпореждания би създавало опасност за здравето и живота на персонала, повреда на съоръженията или екологични замърсявания, оперативният персонал на производителите незабавно информира оператора на електропреносната мрежа за тези последици. Даващият разпореждането на своя отговорност може да отмени или да потвърди разпореждането.

(5) При смущения в електроенергийната система, които имат за последици нарушаване на надеждността и качеството на паралелната работа:

1. могат да бъдат издавани диспечерски разпореждания за прекратяване работата на пазара на електроенергия;
2. диспечерските разпореждания може да бъдат в съответствие с декларираните/договорените краткотрайно допустими технически характеристики на производствените агрегати на производители на електрическа енергия; такива разпореждания се издават и изпълняват незабавно с цел да бъде запазена целостта на електроенергийната система.

(6) Диспечерските разпореждания включват:

1. време за включване във/изключване от паралел;
2. въвеждане във/извеждане от първично регулиране;
3. параметри за участие в първично регулиране;
4. въвеждане във/извеждане от вторично регулиране;
5. параметри за участие във вторично регулиране;
6. въвеждане във/извеждане от резерв/ремонт;
7. промяна в натоварването по активна/реактивна мощност;
8. промяна в планирания график по напрежение на шините на централата;
9. дейности, които са свързани с осигуряване на безопасни условия при извършване на ремонтни работи, отнасящи се до мястото на присъединяване към преносната мрежа;
10. дейности в аварийни условия;
11. други дейности, които имат отношение към оперативното управление на електроенергийната система.

(7) Издаване и регистриране на диспечерските разпореждания:

1. комуникационните средства за издаване и регистриране на диспечерските разпореждания са описани в глава трета "Присъединяване към преносната мрежа";
2. диспечерските разпореждания трябва да бъдат структурирани така, че да бъде намалена вероятността от неразбиране и грешки;
3. диспечерските разпореждания трябва да се записват автоматично и да се архивират;
4. съхраняването на диспечерските разпореждания трябва да бъде за срок не по-малък от един месец;
5. потвърдението за получаването на диспечерски разпореждания трябва да бъде давано незабавно;
6. в случаите на издаване на диспечерски разпореждания по телефона длъжностното лице, което получава тези разпореждания, трябва да ги повтори; лицето, което издава разпорежданията, трябва да потвърди, че те са разбрани правилно;
7. последствията при неизпълнение на правилно издадени диспечерски разпореждания са регламентирани в Наредба № РД-16-57 от 2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите.

(8) При загуба на комуникации и невъзможност за издаване/получаване на диспечерски разпореждания:

1. засегнатите страни предприемат необходимите действия за възстановяване на комуникациите;
2. производителите на електроенергия изпълняват предварително съгласуваните графици по активна мощност, напрежение на шините на електрическите централи и честота;
3. при необходимост се организират нови комуникационни пътища, за което засегнатите страни се информират взаимно.

Раздел II

Регулиране на честотата и обменните мощности

Чл. 148. (1) В този раздел се регламентират задълженията на оператора на електропреносната мрежа във връзка с управлението на честотата и обменните мощности и осигуряването на необходимите резерви по активна мощност, за да се гарантират качеството и сигурността на работата на електроенергийната система.

(2) Операторът на електропреносната мрежа е координатор на контролен блок по отношение на първичното и вторичното регулиране на честотата в рамките на координационен център "Север" на ENTSO-E.

(3) Операторът на електропреносната мрежа е отговорник за издаване на единни опознавателни (идентификационни) кодове и за поддържане регистрите на местата на измерване по границите на зоните за балансиране и зоните за регулиране, в това число по междусистемните електропроводи.

Чл. 149. Регулирането на честотата и активната мощност обхваща:

1. първично регулиране на честотата;
2. вторично регулиране на честотата и обменните мощности;
3. третично регулиране на активната мощност;
4. корекция на синхронното време.

Чл. 150. (1) Първично регулиране е автоматична функция на турбинните регулатори и има за задача да поддържа честотата в синхронната област в рамките на определени граници.

(2) Поддържането на резерв за първично регулиране в необходимия обем и качество е централно

координирана системна услуга, извършвана от оператора на електропреносната мрежа, предназначена за осигуряване на надеждността и качеството на паралелната работа.

(3) Изискванията по отношение на първичното регулиране са следните:

1. операторът на електропреносната мрежа трябва да осигури резерв за първично регулиране P_{pi} на основата на изчислителното смущение P_{pu} в съответствие с изискванията на Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E, дефиниращи коефициента на участие $C_i = E_i/E_u$, където:

E_i е нето годишното производство на електрическа енергия в отделния контролен блок/зона;

E_u – общото нето годишно производство на електрическа енергия в синхронната област на Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E;

2. резервът за първично регулиране, изискван от електроенергийната система на България, е $P_{pi} = C_i P_{pu}$, MW;

3. пълното активиране на резерва за първично регулиране се осъществява при отклонение на честотата от $\Delta f = \pm 200$ mHz;

4. регулиращата мощност, отдадена в синхронната зона за покриване на смущението, е $\lambda_u = \Delta P_a / \Delta f$, MW/Hz, и съответства на отношението на недостига/ излишъка на мощност ΔP_a в началото на смущението и квазистационарното отклонение на честотата Δf , получено вследствие на смущението;

5. регулиращата мощност λ_i , отдадена в контролния блок на България, се изчислява като:

$\lambda_i = \Delta P_i / \Delta f$, MW/Hz,

където:

ΔP_i е промяната на генериращата мощност в контролния блок на България в отговор на смущението.

(4) Генериращите блокове, участващи в първичното регулиране, трябва да изпълняват следните изисквания:

1. обхват на регулиране - не по-малък от ± 5 % от P_n ;

2. допустима зона на нечувствителност ± 10 mHz;

3. скорост на изменение на мощността 100 % от обхвата на регулиране - линейно в рамките на 30 s;

4. статизъм на турбинните регулатори в зависимост от положителния обхват на регулиране, който трябва да може да бъде настройван в диапазона от 2 % до 10 %;

5. турбинният регулатор трябва да осъществява функции на регулиране на оборотите и регулиране на мощността;

6. мощността, активирана чрез първичното регулиране, трябва да може да се поддържа произволно дълго време до възстановяването на плановата стойност на честотата.

Чл. 151. (1) Задачата на вторичното регулиране на честотата и обменните мощности е да поддържа плановата стойност на честотата в Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E и планираните междусистемни обмени на всеки отделен контролен блок/зона след смущение.

(2) Вторичното регулиране на честотата и обменните мощности е централно координирана системна услуга, извършвана от оператора на електропреносната мрежа чрез система за автоматично регулиране на честотата и обменните мощности (САРЧМ).

(3) Системата за автоматично регулиране на честотата и обменните мощности включва подсистема за непрекъснато измерване и телепредаване на междусистемните обмени до централния регулатор, подсистема за измерване и телепредаване на честотата в зоната, централен регулатор, периферни постове и местни регулатори, обхванати в цялостна телекомуникационна подсистема. По-важните характеристики на вторичното регулиране на честотата и обменните мощности са следните:

1. вторичното регулиране на честотата и обменните мощности в контролния блок на България трябва да се осъществява автоматично от централен регулатор на честотата и обменните мощности, работещ по метода на мрежовите характеристики; централният регулатор трябва да е от пропорционално-интегрален тип;

централният регулатор трябва да има възможност за приемане на част от системна грешка от други контролни блокове; централният регулатор трябва да има възможност за приемане на брутни графици за производство и заявки за балансиране от системите за администриране на пазара на електроенергия и системите за планиране; при задаването на базовата точка на агрегатите, включени в САРЧМ, брутните графици за производство, приети от системата за администриране на пазара, трябва да се считат за приоритетни;

2. централният регулатор трябва периодично да изпраща задание за активна мощност, което да се отработва от включените в системата за автоматично регулиране на честота и мощност блокове от КЕЦ и ВЕЦ;

3. законът на регулиране е:

$$G = P_{пл} - P - K_{\pi} (f_{пл} - f), \text{ MW},$$

където:

G е системна грешка - общо отклонение на вторичното регулиране;

$P_{пл}$ и $f_{пл}$ са плановите стойности на обменните мощности и на честотата;

P и f - съответните моментни стойности;

K_{π} е мощностно число на електроенергийната система, MW/Hz, и се определя ежегодно в рамките на Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E

($K_{\pi} = 1,1 \cdot \gamma_{\pi}$, където γ_{π} е регулиращата енергия, определена за контролния блок на България); съгласуваните по метода на мрежовите характеристики мощностни числа на отделните електроенергийни системи в Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E гарантират, че вторичното регулиране само на електроенергийната система, в която е станало смущението, ще се активира за възстановяването на честотата и на обменните мощности до техните планови стойности;

4. операторът на електропреносната мрежа трябва да поддържа резерв за вторично регулиране съгласно чл. 98, ал. 3;

5. сумарната скорост на изменение на изходната мощност на генераторите, участващи във вторичното регулиране, трябва да бъде достатъчна за целите на регулирането; тя се дефинира в проценти от номиналната мощност на генериращия блок за единица време и зависи от типа на първичния енергиен ресурс; за ГПЕЦ - скорост 8 % за минута, за ВЕЦ с изравнители - от 1,5 % до 2,5 % за секунда, за кондензационни ЕЦ на вносни въглища - от 2 % до 4 % за минута, и за КЕЦ на лигнитни въглища - от 1 % до 2 % за минута;

6. вторичното регулиране трябва да действа непрекъснато както при малки отклонения на честотата и обменните мощности, свързани с нормалната експлоатация, така и при големи отклонения, свързани със загуба на генерация, товар или междусистемна връзка;

7. вторичното регулиране не трябва да смущава действието на първичното регулиране;

8. вторичното регулиране на честотата и обменните мощности трябва да се използва само за компенсация на моментните отклонения на честотата и обменните мощности;

9. възстановяването на честотата и обменните мощности трябва да започне най-късно 30 секунди след смущението и да завърши напълно до 15-ата минута;

10. когато един генераторен блок участва едновременно в първичното и вторичното регулиране на честотата и обменните мощности, то действието на първичното и вторичното регулиране трябва да бъде координирано така, че да се постигне оптимална реакция на генераторния блок в съответствие с неговите технически характеристики.

(4) По-важните изисквания към САРЧМ са следните:

1. точност 0,5 % - 1,5 % за измерване на активна мощност и 1,0 - 1,5 mHz за измерване на честота;

2. цикъл на вторичния регулатор 1 - 4 s.

(5) Операторът на електропреносната мрежа съгласно изискванията на Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E е длъжен да осигури резервни измервания на честотата и обменните мощности и възможност за автоматично превключване към резервното измерване при отпадане на основното.

Чл. 152. (1) Задачата на третичното регулиране е поддържане на резерва за вторично регулиране в границите по чл. 98, ал. 3 чрез използване на третичния резерв.

(2) Третичното регулиране на активната мощност е централно координирана системна услуга.

(3) С третичното регулиране на активната мощност се постигат следните цели:

1. сигурност в работата на вторичното регулиране на честотата и обменните мощности чрез осигуряване на необходимия резерв на активна мощност;

2. разпределяне на работната мощност и резерва за вторично регулиране между отделните генератори по икономически критерии чрез автоматично или ръчно изменение на работната точка на производствените агрегати.

(4) В поддържането на необходимия резерв на активна мощност за третично регулиране участват източниците, определени по чл. 104.

Чл. 153. (1) Участието в корекцията на синхронното време в синхронната област на Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E е задължение на оператора на електропреносната мрежа.

(2) Работата при средната честота в синхронната област, различна от номиналната честота 50 Hz, довежда до несъответствие между синхронното и универсалното астрономическо време. Това отклонение служи за индикатор на работата на първичното, вторичното и третичното регулиране и не трябва да надвишава 30 секунди.

(3) Корекцията му включва работа при планова честота 49,99 Hz и 50,01 Hz в зависимост от посоката на отклонението за период от 24 часа.

(4) В синхронната област непрекъснатото наблюдение на отклонението на синхронното време и астрономическото време се извършва от южния координационен център към Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E и е задължение на оператора на електропреносната мрежа, който планира и графиците по честота.

Раздел III

Управление на източниците на балансираща енергия и студен резерв

Чл. 154. (1) Управлението на източниците на балансираща енергия и студен резерв се осъществява от оперативния персонал на оператора на електропреносната мрежа в ЦДУ в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) При управление на източниците на балансираща енергия и студен резерв операторът на електропреносната мрежа се ръководи от принципа за непрекъснато поддържане на резерва за вторично регулиране в необходимото количество.

(3) Оперативният персонал на оператора на електропреносната мрежа поддържа непрекъснато актуален списък на всички регистрирани предложения за участие в балансиращия пазар (в т. ч. и непродадените на свободния пазар разполагаеми мощности), подредени по приоритет/заслуги (цена и технически характеристики) в посока на увеличаване на производствената работна мощност на електроенергийната система и в посока на намаляване на производствената мощност, независимо дали предложенията са направени от ползватели производители, или ползватели клиенти.

Чл. 155. (1) Когато в електроенергийната система има недостиг на производствена мощност или е изразходвана част от положителния диапазон за вторично управление, операторът на електропреносната

мрежа:

1. деактивира източници на балансираща енергия, активирани преди това за компенсиране на предишния излишък, ако има такива, в ред, обратен на реда на тяхното активиране;
2. активира източници на балансираща енергия за компенсиране на недостига по реда на тяхното подреждане съгласно приоритетния списък.

(2) Когато в електроенергийната система има излишък на генерираща мощност или е изразходвана част от отрицателната част на диапазона за вторично управление, операторът на електропреносната мрежа:

1. деактивира източници на балансираща енергия, активирани до този момент за компенсиране на предишния недостиг, ако има такива, в ред, обратен на реда на тяхното активиране;
2. активира източници на балансираща енергия съгласно приоритетния списък за компенсиране на излишъка по реда на тяхното подреждане.

(3) Активирането на предложение за балансиране и последвалите разпореждания в рамките на тяхната продължителност се документират от оператора на електропреносната мрежа в регистрационна таблица, съдържаща всяко разпоредено отклонение от договорения при затваряне на пазара график и момента на получаване на разпореждането от оперативния персонал в обекта на доставчика на балансираща енергия.

(4) Не се допуска активиране на предложение за балансиране, което може да доведе до нарушаване на критериите за сигурност (n-1) или (n-2).

Чл. 156. (1) Редът на активиране и деактивиране на предложения за балансиране може да бъде променен текущо от оператора на електропреносната мрежа:

1. когато техническите параметри, характеризиращи динамиката на процеса на промяна на активната мощност на следващото по ред предложение за балансиране, не отговарят на необходимостта от увеличаване или намаляване на активната мощност в електроенергийната система;
2. при рязка промяна на климатичните условия, която може да доведе до резки изменения на товара или приоритетния списък;
3. при непредвидено възникване на теснини в преносната и/или разпределителните мрежи или възможност за възникване на теснина вследствие активиране на следващото по ред предложение за балансиране;
4. при аварийни ситуации, когато мястото на източника на необходимата балансираща енергия по отношение на преносната и/или разпределителните мрежи е от съществено значение;
5. когато разполага с предварителна и достоверна информация, че даден източник на балансираща енергия не може да осигури исканата промяна на активната мощност, независимо от мястото му в приоритетните списъци и подаването на разпореждане за активиране;
6. в други случаи по преценка на оперативния персонал на оператора на електропреносната мрежа в съответствие с конкретната обстановка.

(2) Във всички случаи на промяна на реда за активиране на източниците на балансираща енергия причините за промяната се вписват в регистрационната таблица съгласно чл. 155, ал. 3.

(3) Оперативният персонал на оператора на електропреносната мрежа активира източник на студен резерв незабавно след като установи, че към периода след времето, необходимо за пускане и включване на студения резерв в ЕЕС, ще има недостиг на производствена мощност, която се изразява в недостиг на балансиращи източници за осигуряване на положителен диапазон за вторично регулиране.

(4) Оперативният персонал на оператора на електропреносната мрежа определя размера на активирания студен резерв в зависимост от размера на прогнозирания недостиг.

(5) Оперативният персонал на оператора на електропреносната мрежа деактивира източник на студен резерв в обратен ред на процедурата по ал. 3 и 4.

Раздел IV

Регулиране на напреженията в преносната мрежа

Чл. 157. Операторът на електропреносната мрежа е длъжен да извършва системната услуга "регулиране на напреженията в електропреносната мрежа" на основата на следните принципи:

1. поддържане на напреженията във възлите на преносната мрежа в допустимите граници;
2. поддържане на необходимия запас по устойчивост;
3. реализиране на минимални загуби на активна енергия при пренос и трансформация;
4. гарантиране на техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения в местата на присъединяване на мрежите или уредбите на клиентите или операторите на разпределителните мрежи.

Чл. 158. Процедури за регулиране на напрежението:

1. операторът на електропреносната мрежа извършва централизирано денонощно регулиране на напреженията в преносната мрежа съгласно Инструкция за регулиране на напрежението в преносната електрическа мрежа 110 ... 400 kV;

2. операторът на електропреносната мрежа издава ежемесечно "Трафик на прогнозния режим по напрежение и позиции на стъпалните превключватели на системните автотрансформатори", който се предоставя за изпълнение на дежурния оперативен персонал на ЦДУ, ТДУ и заинтересованите електрически централи;

3. операторът на електропреносната мрежа издава диспечерски разпореждания до производителите за:

а) промяна на планирания график по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към преносната мрежа, при отклонения на планирания от реалния режим на преносната мрежа;

б) преминаване от режим "поддържане на напрежението" в режим "поддържане на реактивна мощност", като задава необходимата стойност на реактивната мощност;

4. операторът на електропреносната мрежа, за да осигури необходимия резерв по реактивна мощност за реализиране на планирания режим по напрежение, издава диспечерски разпореждания за промяна на режима на регулиращите средства на преносната мрежа:

а) шунтиращи реактори;

б) кондензаторни батерии;

в) статични компенсатори;

г) гъвкави статични системи за управление - FACTS;

д) силови автотрансформатори;

е) електропроводи;

5. операторът на електропреносната мрежа издава диспечерски разпореждания до операторите на разпределителни мрежи за:

а) промяна на зададения график по напрежение или зададената реактивна мощност на генераторите, присъединени към разпределителната мрежа, с цел поддържане на планираните стойности на напрежението в съответното място на присъединяване на разпределителната към преносната мрежа;

б) включване и изключване на компенсиращите средства, присъединени към съответната разпределителна мрежа;

6. операторът на електропреносната мрежа осъществява непрекъснат контрол за изпълнението на графика

по напрежение в местата на присъединяване на мрежите или уредбите на ползвателите към преносната мрежа;

7. производителите на електрическа енергия са длъжни:

а) да участват в регулирането на напрежението в мястото на присъединяване към преносната мрежа в съответствие с техническите си възможности и изискванията на оператора на електропреносната мрежа съгласно условията, посочени в Договора за достъп;

б) да изпълняват незабавно диспечерските нареждания за промяна на заданието по напрежение;

в) да изпълняват незабавно диспечерските нареждания за промяна режима на регулиране на напрежението;

г) синхронните генератори трябва да работят с постоянно въведени в работа автоматични регулатори на възбуждането (АРВ), като приоритетният им режим е "регулатор по напрежение";

д) системните стабилизатори (PSS) във възбудителните системи трябва да се включват автоматично след влизането на генератора в паралел с ЕЕС и да се изключват автоматично при преминаване на блока в островен режим или при отделяне от мрежата; самоволното извеждане на PSS от персонала на централата се смята за неизпълнение на диспечерско нареждане;

е) да осъществяват автоматичен контрол за изпълнението на зададените графици по напрежение;

8. операторите на разпределителни мрежи са длъжни да изпълняват разпорежданията на оператора на електропреносната мрежа във връзка с поддържане на напреженията в местата на присъединяване на разпределителната към преносната мрежа в съгласуваните граници;

9. когато производител, присъединен към преносната мрежа, не е в състояние да участва в регулирането на напрежението, е необходимо да монтира допълнителни компенсиращи устройства или в договора за достъп се посочват специфични условия за експлоатация.

Раздел V

Преодоляване на теснините в преносната мрежа и по междусистемните електропроводи

Чл. 159. (1) Целта на преодоляването на теснините (недостатъчната преносна способност) е да гарантира сигурната и безаварийна работа на електроенергийната система при задоволяване в максимална степен на потребностите на ползвателите на преносната мрежа от пренос на електроенергия.

(2) В процеса на управление на електроенергийната система в реално време операторът на преносната мрежа е длъжен да поддържа определената по чл. 114 максимална преносна способност на преносната мрежа и в нормални условия да гарантира продадената преносна способност.

Чл. 160. (1) Преодоляването на теснините по междусистемните електропроводи се осъществява съвместно с операторите на съседните зони/блокове.

(2) При взаимоотношенията си със засегнатите съседни оператори в съответствие с класификацията и правилата, действащи в ENTSO-E, операторът на електропреносната мрежа определя и разпределя търговските права за пренос по междусистемните електропроводи съгласно двустранни и многостранни споразумения.

(3) Операторът на електропреносната мрежа отговаря за местата за измерване на обменената електроенергия по междусистемните електропроводи.

(4) Операторът на електропреносната мрежа отговаря за данните, предоставяни на координационните центрове по отношение на планираните и реализираните обмени и определяне на компенсационни програми.

(5) Операторът на електропреносната мрежа е страна по Споразумението за междооператорско компенсиране при презграничен обмен.

Чл. 161. Операторът на електропреносната мрежа е длъжен да поддържа обмена на електроенергия между

ползвателите в допустимите граници на определената по чл. 114 максимална пропускателна способност на преносната мрежа.

Чл. 162. Недостиг на пропускателната способност на преносната мрежа в реално време може да възникне поради:

1. нарушаване на договорените графици на доставки на електроенергия между ползвателите;
2. изключване на елемент от преносната мрежа;
3. изключване на мощност в електроенергийната система.

Чл. 163. (1) В случаите, когато операторът на електропреносната мрежа установи, че в преносната мрежа са възникнали или може да възникнат теснини, той трябва да предприеме необходимите коригиращи мерки за отстраняване на теснините. При нарушаване на договорените условия за ползване на мрежата причинителите заплащат неустойки.

(2) Коригиращите мерки се определят от оператора на електропреносната мрежа в зависимост от степента на тяхната ефективност и трябва да се прилагат незабавно с цел да се намали до минимум рискът от възникването на авария в електроенергийната система. Тези мерки могат да бъдат:

1. включване на резервни или компенсиращи елементи от преносната мрежа, ако има такива;
2. реперирание на преносната електрическа мрежа;
3. принудителни изменения в графиците на доставки на засегнатите ползватели;
4. изменения в приоритетния списък на балансиращите предложения;
5. промяна в условията на достъпа на засегнати ползватели (превключвания в местата на присъединяване, ограничаване или прекратяване на достъпа до преносната мрежа);
6. писмено уведомяване на собственика на преносната мрежа за необходимото развитие на мрежата в района с понижена пропускателна способност.

Чл. 164. При понижена пропускателна способност на преносната електрическа мрежа, причинена от присъединяване на ВИ, изпреварващо предвиденото развитие на мрежата, операторът на електропреносната мрежа определя максималната преносна способност по критични елементи от преносната мрежа, като я разделя на пропорционален принцип, според размера на инсталираната мощност на всеки един от заинтересованите ВИ, за което ги уведомява предварително.

Раздел VI

Управление на потреблението

Чл. 165. (1) Управление на потреблението на ползвателите клиенти се прилага в нормален и нарушен режим на електроенергийната система.

(2) Операторът на електропреносната мрежа, координаторите на балансиращите групи и клиентите, присъединени към преносната и разпределителните мрежи, могат да договорят доставянето на допълнителни услуги, в това число участие в балансиращия пазар.

(3) Операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи изпълняват нормативните изисквания в случаите на нарушаване качеството и надеждността на работа на електроенергийната система след използването на другите разполагаеми възможности за възстановяване на нормалните експлоатационни параметри.

Чл. 166. Управлението на потреблението при смущения е предназначено да запази целостта на електроенергийната система и да ограничи развитието на аварийни събития при:

1. понижение на честотата;

2. понижението на напрежението;
3. претоварване на елементи на преносната мрежа;
4. недостиг на генериращи мощности.

Чл. 167. Управлението на потреблението обхваща процедурите за оперативно ограничаване на потреблението и не разглежда:

1. автоматичното изключване на товари от системите за противоаварийно управление;
2. процедурите за управление на потреблението на търговски участник в нерегулираната част на пазара, когато неговата заявка за балансиране/предложение за балансиране е основана на промяна на потребяваната електрическа енергия;
3. въвеждане на ограничителен режим.

Чл. 168. Прилагането на управление на потреблението трябва да осигурява равнопоставеност на ползвателите на преносната мрежа.

Чл. 169. (1) Организиране на управлението на потреблението при смущения:

1. клиенти ползватели на преносната мрежа, участват в управлението на потреблението по действащия договор, сключен между съответния ползвател и оператора на електропреносната мрежа, който определя:

- а) мястото и размера на товара, който ще бъде намаляван при възникване на необходимост;
- б) името и телефона на длъжностното лице, което ще осъществява намаляването на потреблението по нареждане на оператора на електропреносната мрежа;
- в) времето за осъществяване на договореното разтоварване;

2. операторите на разпределителните мрежи участват в управлението на потреблението, като:

- а) организират групи клиенти за предаварийно ръчно изключване, без предварително предизвестие, в местата на присъединяване към преносната мрежа;
- б) съгласуват с оператора на електропреносната мрежа и клиентите ползватели на разпределителните мрежи, ръчно изключване на клиенти с предварително предизвестие;
- в) организират по четири групи за ограничаване на товара за целите на управлението на потреблението с предварително предизвестие;

г) при тези изключения присъединенията между генериращите мощности и електрическите мрежи не трябва да участват;

д) системата за предупреждение в случаите на управление на потреблението е посочена в Наредба № 10 от 2004 г. за реда за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ (ДВ, бр. 63 от 2004 г.);

е) групите трябва да бъдат формирани така, че да позволяват възможно най-бързо изключване, като се избягват сложните превключвания в електрическите мрежи;

ж) разположението и големината на тези групи трябва да отчитат категорията на захранване на клиентите;

з) операторът на електропреносната мрежа и операторите на разпределителните мрежи съгласуват ежегодно състава, степенуването и очаквания товар на тези групи;

и) данните на групите за ограничение на товара трябва да бъдат постоянно на разположение на операторите и ползвателите, които извършват управление на потреблението.

(2) Управление на потреблението при планиран дълготраен дефицит или ограничения в преносната мрежа:

1. операторът на електропреносната мрежа разпорежда на операторите на разпределителни мрежи ограничаване на потреблението на територията на цялата страна или на част от нея по предварително определена програма;
2. предварително определената програма регламентира обема и периодичността на ограничаване на клиентите, като осигурява възможно най-голяма степен на равнопоставеност при съществуващите условия на работа на електроенергийната система;
3. операторите на разпределителни мрежи стриктно прилагат разпоредената програма и контролират изпълнението ѝ от страна на клиентите;
4. при констатиране на случаи на неизпълнение на разпоредено ограничение от страна на клиентите се прилагат мерките, предвидени в Наредба № 10 от 2004 г. за реда за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ.

(3) Управление на потреблението чрез предаварийно ръчно изключване на групи клиенти без предизвестие при непланирано изключване на генериращи мощности, надвишаващи наличния резерв:

1. при възникване на необходимост операторът на електропреносната мрежа разпорежда на операторите на разпределителните мрежи и на клиентите ползватели на преносната мрежа, изключване на групи клиенти в необходимия размер;
2. изключванията трябва да се извършват на предварително определени последователни стъпки;
3. при осъществяване на изключванията трябва да бъде осигурявана възможно най-голяма степен на равнопоставеност на клиентите при съществуващите условия на работа на електроенергийната система;
4. операторите на разпределителните мрежи трябва ежегодно да представят на оператора на електропреносната мрежа за съгласуване план за предаварийно ръчно изключване на групи клиенти без предизвестие.

(4) Координиране на действията:

1. когато управлението на потреблението се извършва от ползвателите на преносната мрежа (операторите на разпределителните мрежи/крайните снабдители или клиенти) по нареждане на оператора на електропреносната мрежа за запазване на нейната цялост, предвидените групи клиенти се изключват незабавно от операторите на разпределителни мрежи или дежурния оперативен персонал на клиентите;
2. когато управлението на потреблението се извършва от операторите на разпределителните мрежи за запазване целостта на разпределителните мрежи, предвидените групи клиенти се изключват незабавно от операторите на разпределителни мрежи.

Раздел VII

Обмен на оперативна информация

Чл. 170. (1) С тези правила се осигурява възможност на оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа да установят процедура за:

1. обмен на оперативна информация при нормални експлоатационни условия;
2. обмен на оперативна информация за нарушения в нормалната работа на електроенергийната система и за събития, които изискват анализиране и оценяване на възможния риск, възникващ от тях, както и да бъдат предприети подходящи мерки от съответната страна, за да се поддържат сигурността и целостта на системата;
3. оперативно информироване на всички засегнати ползватели на преносната мрежа, извършвано от оператора на електропреносната мрежа, за повишен риск от възникване на критични режими и аварийни събития и

разпореждания за недопускането им.

(2) За осигуряване на обмена на оперативна информация операторът на електропреносната мрежа развива и поддържа телекомуникационни мрежи и информационни системи и устройства, като достъпът и ползването им от ползвателите на преносната мрежа се регламентират в договора за достъп.

(3) Поддържането и профилактиката на телекомуникационните мрежи и устройства в електроенергийната система трябва да се планират под координацията и отговорността на оператора на електропреносната мрежа.

(4) Операторът на електропреносната мрежа има еднакви задължения както към ползвателите на преносната мрежа от страната, така и към операторите на съседните зони за управление. Той е задължен да информира засегнатите оператори за всяко смущение по преносната и/или комуникационната мрежа или измерването на обменената електроенергия.

(5) Операторите на електроразпределителни мрежи се задължават да предават на оператора на електропреносната мрежа в реално време данни от производители, отговарящи на условията съгласно чл. 30, ал. 4 ЗЕВИ.

(6) Правилата за обмен на оперативна информация и информационните системи на ЕО и ползвателите на мрежата трябва да съответстват на аналогичните правила, действащи в ENTSO-E.

Чл. 171. (1) Обменът на информация трябва да дава възможност да се:

1. направи възможно автоматично обработване на оперативните взаимоотношения с ползвателите на мрежата;
2. направят изводи от оперативната работа и/или аварийните събития, които да се имат предвид при последващи коригиращи действия;
3. улесни оценката на възможния риск, който може да възникне, и да бъдат определени подходящи действия за осигуряване на надеждността на работа и целостта на електроенергийната система.

(2) Изискванията за подробностите на информацията трябва да бъдат определени при:

1. оперативното информироване;
2. докладите относно събития в системата;
3. съвместно разследване на събитията;
4. регистриране и съгласуване на информацията при въвеждане и извеждане на съоръженията във и от работа.

(3) При обмена на информация страните са длъжни:

1. да осигуряват прозрачност и точност на информацията;
2. да спазват необходимата конфиденциалност, когато се засягат пазарните им интереси.

Чл. 172. (1) Оперативни дейности, при които страните взаимно се информират, в допълнение на описаните по-горе планови дейности:

1. промяна в разполагаемостта на агрегатите и елементите на мрежата;
2. превключвания на комутационна апаратура;
3. синхронизиране/изключване на генераторни блокове;
4. промяна на задание за регулиране на честотата и активната мощност;
5. промяна на задание за регулиране на напрежението;
6. други, които са свързани с управлението на електроенергийната система.

(2) Информацията, която се обменя, трябва да е достатъчно подробна, за да опише разпореждането или оперативното действие, да даде възможност на получателя на съобщението да се съобрази с него и да оцени възможния риск. Тя трябва да включва името на лицето, докладващо оперативната работа или разпореждането от името на ползвателя или оператора на електропреносната мрежа.

(3) Получателят може да задава въпроси за изясняване на информацията и информиращата страна трябва да осигури предоставянето на необходимата информация.

Чл. 173. (1) Оперативното информиране трябва да се прави достатъчно време преди началото на планираното действие, за да може получателят да се съобрази с него, да оцени възможния риск и да предприеме необходимите мерки.

(2) Оперативното информиране може да се извършва устно по телефон или писмено. При устното оперативно информиране получателят трябва да го повтори, за да може информиращата страна да се убеди, че информацията е разбрана правилно.

Чл. 174. Събития, за които трябва да се информира:

1. когато съоръжения на ползватели или оператора на електропреносната мрежа работят при нарушени технически параметри и/или могат да предизвикат опасност за живота и здравето на хора и имуществени вреди;
2. всеки аварийен сигнал или индикация за ненормални работни условия;
3. изключвания или временни изменения на експлоатационните параметри на съоръжения на ползвателите или оператора на електропреносната мрежа;
4. изключвания или повреди на системите за телекомуникация, телеуправление и измерване;
5. повишен риск от задействане на противоаварийни автоматики;
6. всякакви смущения в нормалната работа и изключване на основни съоръжения;
7. всяко задействане на релейни защиты и автоматики;
8. смущения в електрозахранването;
9. нарушаване на съгласувания график по активна мощност и напрежение;
10. отпадане на основни функции на SCADA/EMS;
11. инциденти с хора;
12. пожари, екологични замърсявания и други аварийни събития, които могат да имат отрицателен ефект върху нормалната работа на електроенергийната система;
13. възникване на ядрен или радиационен инцидент или нарушаване на правилата за ядрената и радиационна безопасност, което се изразява в намаляване на сигурността, безопасността или на отдаваната мощност;
14. необичайни климатични и други условия.

Чл. 175. (1) Събития, които имат съществен ефект върху работата на електроенергийната система, изискват съвместното разследване.

(2) Всяка от страните по тези правила има право да поиска съвместно разследване.

(3) Искането за съвместно разследване трябва да се прави в писмена форма.

(4) Съвместното разследване трябва да се организира от засегнатите страни, за да установят причините за възникване на съответното събитие, да анализират развитието му, да направят изводи и да набележат необходимите мерки за недопускането на такива събития.

(5) Формата и процедурата за съвместно разследване на конкретно събитие се съгласуват от засегнатите страни предварително.

(6) При провеждане на съвместното разследване могат да се привличат и независими експерти по взаимно съгласие на страните. Резултатите от съвместното разследване трябва да се отразяват в протокол.

Чл. 176. Събития, които подлежат на съвместно разследване:

1. ръчно или автоматично изключване на голяма генерираща мощност или на съоръжения, водещи до съществено намаляване на отдаваната мощност;
2. напрежения, извън допустимите граници;
3. честота, извън допустимите граници;
4. нарушение на статичната/динамичната устойчивост на преносната мрежа;
5. претоварвания и изключения на елементи в преносната мрежа;
6. други събития от значение за страните.

Чл. 177. Минимален набор от данни, които трябва да се впишат в протокола:

1. време и дата на аварийното събитие;
2. точно диспечерско наименование и собственик на засегнатите обекти и съоръжения;
3. описание на аварийното събитие - възникване и развитие;
4. технически параметри на режима на съоръженията преди аварийното събитие;
5. технически параметри на режима на съоръженията по време на аварийното събитие;
6. мощност на клиенти с прекъснато електроснабдяване, MW;
7. мощност на производители с прекратено или променено електропроизводство в MW;
8. продължителност на прекъсването;
9. недоставена/непроизведена електрическа енергия;
10. анализ на причините за възникване и развитие на инцидента;
11. изводи и препоръки за мерки;
12. очаквано време и дата за въвеждане в работа на засегнатите съоръжения.

Глава седма

КООРДИНАЦИЯ НА БЕЗОПАСНОСТТА

Чл. 178. Координацията на безопасността трябва да осигури безопасни условия при извършване на работи от оператора на електропреносната мрежа и/или ползвателите във и близо до мястото на присъединяване към преносната мрежа, когато безопасността на едната страна се осигурява от другата страна.

Чл. 179. При осъществяването на координацията на безопасността са задължителни изискванията на Закона за здравословни и безопасни условия на труд и Правилника за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи (обн., ДВ, бр. 34 от 2004 г.; изм., бр. 19 от 2005 г. и бр. 92 от 2013 г.).

Чл. 180. Процедури за координация на безопасността:

1. операторът на електропреносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа взаимно си предоставят местни правила по безопасност и местни инструкции по безопасност, които се отнасят за техните съоръжения във и близо до местата на присъединяване към преносната мрежа;
2. местните правила по безопасност и местните инструкции по безопасност не трябва да противоречат на Правилника за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи; те могат да допълват мерките, които са предвидени в него, като отчитат специфичните особености на присъединяване на системите на ползвателите към преносната мрежа;
3. засегнатите страни трябва взаимно да съгласуват съответните местни правила по безопасност за всяко място на присъединяване;
4. съгласуването на местните правила по безопасност от засегнатите страни се извършва официално в писмена форма;
5. в случай че едната страна желае да промени местните правила по безопасност, които се отнасят за нейните съоръжения във и близо до местата на присъединяване, тя трябва писмено да информира другата страна, като обоснове необходимостта от предлаганата промяна;
6. съгласуването на новите местни правила от засегнатите страни трябва да бъде извършено официално в писмена форма без неоправдано забавяне;
7. местните правила по безопасност за всяко място на присъединяване на електрическите уредби/системи на ползвателите на преносната мрежа трябва да бъдат представени на ЕСО от ползвателите на преносната мрежа;
8. за всяко място на присъединяване операторът на електропреносната мрежа и съответният ползвател трябва да определят длъжностни лица - отговорници по безопасността, които да бъдат отговорни за координирането и прилагането на мерки по безопасност, когато се извършват работи, изискващи обезопасяване на електрическите съоръжения;
9. допуска се един отговорник по безопасността да отговаря за повече от едно място на присъединяване;
10. списъци с имената на отговорниците по безопасността и тяхната квалификационна група по безопасност на труда за всяко място на присъединяване трябва да се обменят между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите; за всяка промяна в тези списъци засегнатите страни трябва да се информират в най-краткия възможен срок;
11. реализация на мерките по безопасност:
 - а) изискващата страна, която възнамерява да работи по съоръжения във или близо до мястото на присъединяване към преносната мрежа, трябва да се обърне към оператора на електропреносната мрежа с искане за извеждане на съответното съоръжение от работа;
 - б) след като бъде дадено такова разрешение, отговорникът по безопасността на изискващата страна издава писмено нареждане за работа, което определя необходимите мерки по безопасност в съответствие с изискванията на Правилника за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи и съгласуваните местни правила по безопасност; формата на писменото нареждане за работа се определя от правилника за безопасност;
 - в) операторът на електропреносната мрежа разрешава на изпълняващата страна изпълнението на мерките по безопасност, предвидени в писменото нареждане за работа;
12. регистрация на мерките по безопасност от изискващата страна и допускане до работа:
 - а) след изпълнение на предписаните мерки по безопасност изпълняващата страна пряко или чрез оператора на електропреносната мрежа информира изискващата страна;
 - б) изискващата страна след получаване на информацията от изпълняващата страна попълва съответната част от писменото нареждане за работа, в което вписва изпълнените мерки, прочита я на изпълняващата страна и получава потвърждение за верността на изпълнените мерки по безопасност;

в) отговорникът по безопасността на изискващата страна след подписване на писменото нареждане за работа, с което удостоверява изпълнението на предписаните мерки по безопасност, допуска съответния персонал за извършване на планираните работи;

13. завършване на работите:

а) след завършването на работите отговорникът по безопасността на изискващата страна извежда ремонтния персонал от мястото на работа и информира оператора на електропреносната мрежа и изпълняващата страна пряко или чрез оператора на електропреносната мрежа;

б) страните регистрират времето и оформят завършването на работата със записи в оперативните дневници и в писменото нареждане за работа;

14. установяване на нормална схема на преносната мрежа:

а) операторът на електропреносната мрежа издава диспечерски разпореждания към оперативния дежурен персонал на засегнатите страни за извършване на необходимите превключвания;

б) всички превключвания за възстановяване на пълната схема на преносната мрежа се регистрират по реда на тяхното изпълнение в оперативните дневници на засегнатите страни;

15. съхранение на документацията по безопасността се извършва в съответствие с изискванията на Правилника за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи.

Глава осма

УПРАВЛЕНИЕ НА КАЧЕСТВОТО НА РАБОТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА

Чл. 181. С тези правила се регламентират процедурите за управление на качеството на работа на електроенергийната система.

Чл. 182. Управлението на качеството на работа на електроенергийната система включва:

1. управление на качеството на допълнителните услуги, предоставяни от ползвателите на преносната мрежа;
2. управление на качеството на системните услуги, извършвани от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 183. Оценката на качеството на предоставяните допълнителни услуги е непрекъснат процес и се извършва от оператора на електропреносната мрежа в съответствие с показателите и критериите по глава пета, раздели IV и VIII. Прилага се следната процедура:

1. доказване на качеството на предоставяната услуга чрез изпитания, провеждани при въвеждане в експлоатация на нови съоръжения или след ремонт;
2. наблюдение в процеса на нормална работа на електроенергийната система в съответствие с дефинираните показатели и критерии за качество;
3. анализ на реакцията на електроенергийната система и на засегнатото оборудване на ползвателите на преносната електрическа мрежа при смущения или аварии в електроенергийната система;
4. проверки на място по инициатива на ЕСО.

Чл. 184. Възможността за предоставяне на допълнителни услуги се доказва от предоставящия услугата на оператора на електропреносната мрежа чрез изпитания. Изпитанията се провеждат по програма, разработена от заинтересования ползвател и съгласувана от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 185. Качеството на предоставяните допълнителни услуги се контролира със следните средства:

1. система за управление и събиране на данни (SCADA/EMS) на оператора на електропреносната мрежа;

2. SCADA/EMS на ползвателя на преносната мрежа, ако има такава;
3. инсталирани технически средства за измерване на количествата електрическа енергия;
4. регистрираща апаратура на оператора на електропреносната мрежа;
5. регистрираща апаратура на ползвателя на преносната мрежа, ако има такава;
6. други технически средства, които е уместно да бъдат използвани.

Чл. 186. В процеса на работа на електроенергийната система операторът на електропреносната мрежа непрекъснато контролира:

1. качеството на първичното регулиране съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV;
2. качеството на участие на енергийните блокове във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV; системата SCADA/EMS на оператора на електропреносната мрежа автоматично изчислява интегралната грешка в триминутен интервал, обусловена от неточността, с която съответният генератор изпълнява заданието на централния регулатор; когато интегралната грешка надхвърли съгласуваната допустима стойност, системата за автоматично управление на генерацията извежда съответния генератор от участие във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности;
3. качеството на резерва за третично регулиране съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV;
4. качеството на регулиране на напрежението в местата на присъединяване на ползвателите към преносната мрежа съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV;
5. изпълнението на предписаното от него противоаварийно управление съобразно защитния план на електроенергийната система, като непрекъснато анализира действието на защитните устройства на ползвателите на преносната мрежа при смущения и аварии в електроенергийната система;
6. изпълнението на предписаните от него мерки съобразно плана за възстановяване чрез изпитание при въвеждане в работа на нови съоръжения и след ремонт;
7. възможността за участие във възстановяването на електроенергийната система след системни аварии, чрез провеждане на изпитания и тренировки на оперативния персонал в съответствие с изискванията на глава пета, раздел VIII.

Чл. 187. (1) Когато услугата, предоставяна от даден ползвател на преносната мрежа, не отговаря на критериите за качество, операторът на електропреносната мрежа отказва писмено получаването на услугата.

(2) В тези случаи операторът на електропреносната мрежа организира получаването на съответната услуга от друг ползвател, като коригира своя план за допълнителните услуги, така че да се гарантират сигурността и качеството на работа на електроенергийната система.

Чл. 188. Доставчикът на допълнителна услуга, който е декларирал предоставянето ѝ, но поради технически неизправности в своите съоръжения или други причини не е в състояние да я предостави, е длъжен да компенсира разходите по промяна на организацията на предоставяне на допълнителната услуга в съответствие с договора за предоставяне на допълнителни услуги между съответния ползвател на преносната мрежа и оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 189. В случаите, когато ползвателят на мрежата не изпълнява договорените условия, касаещи надеждността или дейности, предписани по защитния план и плана за възстановяване, операторът на електропреносната мрежа има право да прекрати достъпа на съответния ползвател до преносната мрежа.

Чл. 190. Оценката на качеството на системните услуги, извършвани от оператора на електропреносната мрежа, се осъществява от ДКЕВР.

Чл. 191. (1) Операторът на електропреносната мрежа подготвя доклад до края на месец март на текущата година, с който анализира качеството на работа на електроенергийната система за предходната година и го

предоставя на ДКЕВР.

(2) Анализът обхваща:

1. качество на регулиране на честотата и междусистемните обмени в нормални експлоатационни условия за всеки месец и за отчетната година по:

а) хистограми на честотата;

б) средни стойности на честотата;

в) стандартни отклонения на честотата;

г) стандартни отклонения на честотата с вероятност 90 % и 99 %;

д) хистограми на отклоненията от графици за междусистемни обмени;

е) средни стойности на отклоненията от графици за междусистемни обмени;

ж) стандартни отклонения от графици за междусистемни обмени;

з) хистограма на интегралната грешка на електроенергийната система;

и) средни стойности на интегралната грешка на електроенергийната система;

к) стандартно отклонение на интегралната грешка на електроенергийната система;

2. качество на регулиране на напрежението в преносната мрежа чрез стойностите на напреженията в предварително определени контролни точки за всеки месец и за отчетната година по:

а) минимални и максимални денонощни стойности;

б) хистограми на напреженията на база часови стойности;

3. регулираща енергия на електроенергийната система на България при смущения в синхронната област извън електроенергийната система на България;

4. регулираща енергия и "тромпетовидна" крива при смущения в електроенергийната система на България от типа:

$$I \quad H(t) = f_0 \pm A * e^{\frac{-t}{T}},$$

където:

$$A = 1,2 * \Delta f_2;$$

Δf_2 е максималното отклонение на честотата от зададената ѝ стойност в резултат на смущението;

$$T = \frac{900}{\ln\left(\frac{A}{d}\right)};$$

$$d = \pm 20 \text{ mHz};$$

f_0 е зададената честота.

Вторичното управление се счита за успешно, когато при отработването на голямо смущение системната честота остане в тромпетовидната крива.

Чл. 192. При неудовлетворително качество на управление на електроенергийната система ДКЕВР дава предписания на ЕСО за коригиращи мерки и график за тяхното изпълнение.

Глава девета

СИСТЕМНИ ИЗПИТАНИЯ

Чл. 193. С тези правила се осигуряват безопасността на персонала, сигурността на снабдяването с електрическа енергия, целостта на електроенергийната система и намаляването на потенциалните икономически загуби на засегнатите страни при провеждането на системни изпитания.

Чл. 194. В тази глава се регламентират процедурите при провеждането на системни изпитания, които оказват или може да окажат въздействие върху преносната мрежа, системите на ползвателите на преносната мрежа или външни партньори.

Чл. 195. Процедура за провеждането на системни изпитания, предложени от ползвател на преносната мрежа:

1. заинтересованият ползвател подготвя и изпраща на оператора на електропреносната мрежа програма за изпитанията, в която да бъдат определени:

- а) цел, основание и планиран период за провеждане;
- б) отговорности и мерки за безопасност;
- в) последователност на извършване на изпитанията;
- г) поясняващи приложения или схеми;

2. след съгласуване на програмата от оператора на електропреносната мрежа заинтересованият ползвател изпраща писмена заявка до оператора на електропреносната мрежа съгласно изискванията, посочени в Наредба № РД-16-57 от 2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите;

3. програмата за изпитанията е неразделна част от писмената заявка до оператора на електропреносната мрежа;

4. операторът на електропреносната мрежа определя длъжностно лице, което да координира изпитанията, ако в програмата не е посочено такова;

5. операторът на електропреносната мрежа определя кои други ползватели на преносната мрежа, освен предложителят, ще бъдат засегнати от системните изпитания;

6. операторът на електропреносната мрежа изпраща писмено уведомление до засегнатите от изпитанията ползватели на преносната мрежа, което съдържа:

- а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания;
- б) действия, които трябва да предприемат за изпълнение на програмата;

7. ако в деня на провеждане на системните изпитания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните прецени за необходимо да отложи или отмени началото на изпитанията, съответната страна уведомява незабавно координатора на изпитанията за основанията на това искане; координаторът на изпитанията отлага или отменя началото на изпитанията и договаря със страните друго подходящо време за провеждане на системните изпитания;

8. когато някоя от страните по тези правила откаже да участва в системни изпитания или не изпълни поетите задължения, което не позволява провеждането на планирани системни изпитания, операторът на електропреносната мрежа сезира ДКЕВР; държавната комисия за енергийно и водно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни.

Чл. 196. Процедура за провеждането на системни изпитания, предложени от оператора на електропреносната мрежа:

1. операторът на електропреносната мрежа може да провежда системни изпитания за определяне на:

- а) ефективност на първичното и вторичното регулиране;
 - б) поведение на електроенергийната система при постепенни (плавни) изменения на генерацията/товара;
 - в) поведение на електроенергийната система при внезапни промени на генерацията/товара;
 - г) статични и динамични честотни характеристики и системни коефициенти;
 - д) способност за осигуряване на необходимите условия по отношение на напрежението и честотата в контролните точки на преносната мрежа и в точките на свързване с други електроенергийни системи;
 - е) характеристиките на системните стабилизатори;
 - ж) готовността за участие в защитния план и плана за възстановяване;
 - з) други изпитания със системно значение;
2. операторът на електропреносната мрежа подготвя и изпраща програма за изпитанията на всички участващи ползватели, в която да бъдат определени:
- а) цел, основание и планиран период за провеждане;
 - б) отговорности и мерки за безопасност;
 - в) последователност на извършване на изпитанията;
 - г) поясняващи приложения или схеми;
3. операторът на електропреносната мрежа определя длъжностно лице, което да координира изпитанията, ако в програмата не е посочено такова;
4. операторът на електропреносната мрежа изпраща писмено уведомление до засегнатите от изпитанията ползватели на преносната мрежа, което съдържа:
- а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания;
 - б) действия, които трябва да предприемат за изпълнение на програмата;
5. ако в деня на провеждане на системните изпитания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните прецени за необходимо да отложи или отмени началото на изпитанията, съответната страна уведомява незабавно координатора на изпитанията за основанията на това искане; координаторът на изпитанията отлага или отменя началото на изпитанията и договаря със страните друго подходящо време за провеждане на системните изпитания;
6. когато някоя от страните по тези правила откаже да участва в системни изпитания или не изпълни поетите задължения, което не позволява провеждането на планирани системни изпитания, операторът на електропреносната мрежа сезира ДКЕВР; Държавната комисия за енергийно и водно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни.

Глава десета

НЕПРЕДВИДЕНИ ОБСТОЯТЕЛСТВА

Чл. 197. (1) При възникване на обстоятелства, които не са предвидени в тези правила, операторът на електропреносната мрежа провежда спешно и на добра воля консултации с всички засегнати ползватели на преносната мрежа с цел постигане на споразумение по отношение на това, което трябва да бъде извършено съобразно тези обстоятелства.

(2) Ако в кратък срок не се постигне споразумение между оператора на електропреносната мрежа и засегнатите ползватели на преносната мрежа по отношение на необходимите действия, операторът на електропреносната мрежа определя тези действия в случаите, когато се застрашават сигурността и безопасността на

електроенергийната система или се засягат интересите на други ползватели.

(3) Когато операторът на електропреносната мрежа извършва такова определяне, той отчита, доколкото е възможно, позициите, изразени от засегнатите ползватели на преносната мрежа.

Чл. 198. Операторът на електропреносната мрежа прекъсва пазара при аварийни ситуации (ППАС) в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия и/или въвежда ограничителен режим в съответствие с Наредба № 10 от 2004 г. за реда за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ при:

1. възникване на или за предотвратяване на аварии;
2. когато съществува опасност за здравето или живота на хора;
3. когато съществува опасност от разделяне на електроенергийната система на България на несинхронно работещи части;
4. когато съществува опасност от отделяне на електроенергийната система на България самостоятелно и/или заедно със съседни електроенергийни системи от Синхронната зона на Континентална Европа на ENTSO-E;
5. при възникване на дефицит, по-голям от 1200 MW;
6. при намалена статична и/или динамична устойчивост (нива на напрежение, по-ниски от 0,9 от номинално допустимите нива на напрежение);
7. при опасност от нанасяне на значителни материални щети на електроенергийната система, съответно на преносната мрежа или на ползвателите;
8. при опасност от замърсявания на околната среда (по предложение на компетентните органи по смисъла на чл. 10, ал. 1 от Закона за опазване на околната среда).

Чл. 199. Всеки ползвател на преносната мрежа е длъжен да изпълнява всички разпореждания, дадени му от оператора на електропреносната мрежа след такова определяне, при условие че те са съвместими с техническите параметри на неговите съоръжения.

Глава единадесета

КОНТРОЛ ЗА СПАЗВАНЕТО НА ПРАВИЛАТА

Чл. 200. (1) Разпорежданията на оператора на преносната мрежа във връзка с прилагането на тези правила са задължителни за операторите на разпределителните мрежи, за всички ползватели на преносната мрежа и за всички ползватели на разпределителните мрежи, за които се отнасят разпорежданията на оператора на преносната мрежа към операторите на разпределителните мрежи.

(2) Неизпълнението на разпорежданията на оператора на преносната мрежа и/или оператор на разпределителната мрежа по ал. 1 се счита за нарушение на ЗЕ и подлежи на административно наказание по реда на същия закон.

(3) При неспазване на предписание на контролен орган за отстраняване на нарушение по ал. 2 операторът на електропреносната мрежа и/или операторите на електроразпределителните мрежи имат право да преустановят присъединяването към мрежата съгласно разпоредбите на ЗЕ.

(4) При преустановяване на присъединяването по ал. 3 операторът на преносната и/или операторите на електроразпределителни мрежи не носят отговорност за причинени вреди.

(5) Когато ползвател на преносната мрежа не може да изпълни условия на правилата за управление на електроенергийната система, той трябва:

1. незабавно да информира оператора на електропреносната мрежа за това;

2. да подаде молба до ДКЕВР с копие до оператора на електропреносната мрежа за освобождаване от задължение за изпълнението на определени условия, като посочи причините за това искане, както и сроковете, в които ще бъде в състояние да изпълни тези условия.

Чл. 201. Молбата за освобождаване от задължение съдържа:

1. условието/условиата на правилата за управление на електроенергийната система, които засегнатият ползвател не изпълнява;
2. точното определяне на съоръженията или системите на ползвателя, за които се иска освобождаване от задължение;
3. причините за неизпълнение на посочените условия и възможните последици от това неизпълнение за други ползватели и за безопасността, качеството и сигурността на работата на електроенергийната система;
4. датата, до която съответните условия ще бъдат изпълнени.

Чл. 202. Държавната комисия за енергийно и водно регулиране своевременно разглежда молбата и ако прецени за необходимо, може да изиска становище от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 203. (1) Държавната комисия за енергийно и водно регулиране взема решение за освобождаване от задължение на съответния ползвател по посочените в молбата условия от правилата за управление на електроенергийната система, ако:

1. искането на засегнатия ползвател е основателно;
2. няма отрицателно въздействие върху безопасността, качеството и сигурността на работата на електроенергийната система;
3. не предизвиква допълнителни разходи за работата на преносната мрежа;
4. не засяга други ползватели на преносната мрежа.

(2) С решението за освобождаване от задължение на съответния ползвател ДКЕВР определя:

1. условията на правилата за управление на електроенергийната система, за които се дава разрешение за освобождаване от задължение на съответния ползвател на преносната мрежа;
2. съоръженията или системите на ползвателя, за които се дава разрешение за освобождаване от задължение;
3. основанията, поради които дава съответното разрешение;
4. срока, за който е издадено разрешението за освобождаване от задължение.

(3) Когато не са изпълнени условията по ал. 1, т. 3, ДКЕВР отказва освобождаването от задължение и уведомява засегнатата страна и оператора на електропреносната мрежа за мотивите за отказ.

Чл. 204. Държавната комисия за енергийно и водно регулиране уведомява оператора на електропреносната мрежа за решението за освобождаване от задължение на ползвател на преносната мрежа.

Чл. 205. Операторът на електропреносната мрежа е длъжен:

1. да води регистър за разрешенията за освобождаване от задължение на ползвателите на преносната мрежа;
2. да предоставя информация от този регистър при поискване от ползвател на преносната мрежа.

Чл. 206. Ползвателите на преносната мрежа и операторът на електропреносната мрежа имат право да поискат от ДКЕВР преразглеждане на разрешенията за освобождаване от задължение при настъпване на промени в обстоятелствата, при които тези разрешения са дадени.

Чл. 207. Контролът за спазване на тези правила е част от контрола за изпълнение на условията на издадените от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране лицензии.

Чл. 208. Всички спорове, възникнали във връзка с прилагане на разпоредбите на тези правила, се отнасят за решаване от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по реда на ЗЕ.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на тези правила:

1. "Аварийен коридор" (коридор за възстановяване, коридор) е съвкупност от електрически съоръжения, които осигуряват пренасянето на електрическа енергия от пусков източник до ТЕЦ или АЕЦ за захранване на собствените им нужди или до клиент нулева или първа категория в процеса на възстановяване на електроенергийната система.
2. "Аварийно състояние на ЕЕС": Влошена ситуация (може да включва разделяне на синхронното обединение на няколко отделни синхронни зони) или вътрешно разделяне на Контролния блок (ЕЕС на България). Характеризира се с висока степен на заплахата за отделните контролни блокове (зони) в състава на синхронното обединение. Принципите за сигурна работа не са изпълнени. Застрашена е сигурността на синхронното обединение. Няма гаранции за цялостната ефективност на мерките за ограничаване на разпространението на смущението към съседните контролни блокове/зони или към цялата обединена ЕЕС на Континентална Европа. От това състояние след стабилизиране на отделните части, на които е разделено обединението, може да се пристъпи към неговото ресинхронизиране.
3. "Автоматично повторно включване (АПВ)" е устройство или вградена функция на релейната защита на електропроводи 110 kV, 220 kV и 400 kV, която автоматично включва изключените от релейна защита елементи.
4. "Автоматично честотно отделяне" е системна противоаварийна автоматика, която действа на автоматично отделяне на предварително определена част от електроенергийната система около термична централа, при понижаване на честотата под определена стойност. В случай че честотата не се възстанови, електрическата централа се отделя от мрежата и захранва собствените си нужди.
5. "Автоматично честотно разтоварване (АЧР)" е системна противоаварийна автоматика, която при понижаване на честотата действа на автоматично изключване на предварително определени товари в разпределителните мрежи и в мрежите на ползватели, присъединени към преносната мрежа. Разтоварването се извършва на степени в диапазона от 49,0 Hz до 48,0 Hz.
6. "Адекватност" е способност на електроенергийната система да захранва клиентите с електрическа енергия непрекъснато, като се имат предвид плановите и основателно очакваните непланови изключения на агрегати и преносни елементи от електроенергийната система. Адекватността е елемент на надеждността.
7. "Активна мощност" е реална съставляваща на привидната електрическа мощност, която може да бъде превръщана в друг вид мощност, например механична, топлинна, химическа, светлинна, акустична. Определя се като моментна величина или като средна стойност на енергията за един интервал от време, например 1/4 или 1 h, и се отнася за определено място в електроенергийната система.
8. "Балансиране на ползвател на мрежата" е компенсиране на разликата между фактически потребената/произведената от него енергия и договорената съгласно графици за доставка за всеки единичен пазарен интервал.
9. "Балансираща група" е обединяване на ползвателите, което обхваща произволни части от електроенергийната система, точно определени по отношение на местата на обмен на електрическа енергия с преносната мрежа и/или с други балансиращи групи.
10. "Блочен трансформатор" (повишаващ трансформатор) е трансформаторът, който свързва електрическия генератор към преносната мрежа.
11. "Брутна мощност" е мощността, измерена на клемите на генератора.
12. "Висши хармонични съставлящи на периодична променлива величина" представляват синусоидални

величини с честота, кратна на основната честота 50 Hz. Наличието, броят и амплитудите им са показател за несинусоидалността на периодичната променлива величина.

13. "Вторично регулиране" е централизирано автоматично управление на генераторни блокове в контролна зона и/или блок, базирано на използване на резерва за вторично регулиране с цел:

а) поддържане на обмените на активна мощност със съседните контролни зони/блокове и честотата в съответствие с планираните графици;

б) възстановяване на плановата стойност на честотата в случаите на отклонения, причинени от загуба на генериращи мощности/товари в контролната зона/блок.

14. "Генераторен блок" е комплект от котел/и или реактор с парогенератори, турбина, електрически генератор и блокчен трансформатор заедно със спомагателните съоръжения, защитните и управляващите системи.

15. "График" е общо понятие за планирана/договорена стойност за съответен показател или стока (активна мощност/енергия, спомагателна услуга, напрежение, честота) през всеки единичен интервал от периода на планиране/договаряне.

16. "График на доставка" е понятие за планирана/договорена стойност за доставка на активна мощност/енергия през всеки единичен пазарен интервал от периода на планиране/договаряне (график на производител (физическа номинация), график на доставка между производител и клиент, график на клиент, график на доставка между зони на балансиране, график на доставка между зони на регулиране, график на доставка между блокове на регулиране). Минимално съдържащата се информация в един график е възелът/зоната на производителя (доставчика), възелът/зоната на клиента, началото, продължителността и размерът на доставката.

17. "Динамична устойчивост" е способност на електроенергийната система или на синхронен генератор след късо съединение или големи смущения, преминавайки през затихващ преходен процес, да се връща в устойчиво състояние, близко до предходното.

18. "Електроенергийна система (ЕЕС)" съгласно определението в чл. 82 ЗЕ.

19. "Защитен план" е съвкупността от технически и организационни мерки за препятстване възникването или разпространението на смущения и повреди, за да се избегне разпадане на електроенергийната система.

20. "Зона на балансиране" (балансова зона) е географска зона, обхващаща една или повече обезпечени с електромери части от мрежата и общи пазарни правила, в която има една и съща цена за небаланс и за която уредникът на небаланси разпределя взаимните задължения от небаланси. Ограничени преносни способности могат също да са причина за формиране на отделна балансова зона.

21. "Зона на нечувствителност на турбинен регулатор" е зона, в която турбинният регулатор не реагира на отклоненията на честотата от настроената стойност. Определя се от конструктивните неточности на турбинния регулатор и не трябва да бъде по-голяма от ± 10 mHz.

22. "Зона на регулиране" (контролна зона, управлявана област/зона) е група от една или повече балансови зони с обща отговорност за регулирането на честотата и обменните мощности в свързана част от Синхронната зона на Континентална Европа на ENTSO-E (обикновено обхващаща преносната мрежа на електрическа компания или на държава). Зоната на регулиране е физически ограничена от местата на измерване на обменните мощности със съседните зони, включени към вторичното регулиране. Зоната се управлява от един оператор. В някои случаи може да има някои места за измерване, които принадлежат към друга балансова зона, която не е част от контролната зона (например село от една държава, свързано към мрежата на друга). Зоната на регулиране може да бъде част от контролен блок и трябва да разполага с централен регулатор на честотата и обменните мощности.

23. "Контролен блок" (блок за управление) е група от една или повече зони на регулиране, работещи заедно за регулирането на честотата и обменните мощности към другите блокове за управление в съответствие с многостранното споразумение в Синхронната зона на Континентална Европа на ENTSO-E. ЕЕС на България представлява блок за управление, състоящ се от една зона за управление.

24. "Координационен център" е административна структура, упълномощена от контролните блокове да изпълнява следните функции:

- а) събиране и удостоверяване на графиците за обмени между контролните блокове във фазата на планирането;
- б) събиране на данни от електромерите на електропроводите между контролните блокове за пресмятане на предварителните стойности на електроенергийните обмени;
- в) наблюдение на определени електропроводи между контролни блокове в реално време;
- г) пресмятане на неумишлени отклонения от графиците за обмени;
- д) задаване на графиците на компенсационните програми за всеки контролен блок.

Центрове за координиране на графиците в Синхронната зона на Континентална Европа на ENTSO-E са главният център за управление на мрежата на Amprion GmbH (северен координационен център) и центърът за управление Swissgrid ag (южен координационен център). Последният контролира качеството на системната честота, отклоненията от синхронното време и задава график по честота.

25. "Краткосрочен ремонт" е ремонт, който е извън календарно планираните и не надвишава по продължителност 7 денонощия.

26. "Критерий за сигурност "n - 1" е правило, в съответствие с което при изключване на единичен елемент на електроенергийната система вследствие на повреда (например преносен електропровод, трансформатор, генераторен блок или шинна система) елементите, оставащи в работа, трябва да бъдат в състояние да пренесат променените потоци на мощност в преносната мрежа, причинени от изключването на единичния елемент.

27. "Критерий за сигурност "n - 2" е правило, в съответствие с което при изключване на два елемента на електроенергийната система вследствие на повреда елементите, оставащи в работа, трябва да бъдат в състояние да пренесат променените потоци на мощност в преносната мрежа, причинени от изключването на двата елемента.

28. "Мъртва зона" на турбинен регулатор е умишлено настроен диапазон на честотата, в който турбинният регулатор не реагира при отклонения на честотата от плановата (настроената) стойност за разлика от "зона на нечувствителност", която се определя от техническата несъвършеност на регулатора.

29. "Надеждност" е обща техническа характеристика на електроенергийната система, която показва възможността да бъде доставяна електрическа енергия на клиентите при установените стандарти и в необходимите количества.

30. "Напрежение с обратна последователност" е една от трите симетрични съставлящи на напрежението, която съществува само в несиметрична трифазна система от синусоидални напрежения и се определя чрез следния комплексен математически израз: $U_2 = 1/3 (U_{L1} + a_2 U_{L2} + a U_{L3})$,

където:

a е оператор за завъртане на 120 градуса;

U_{L1} , U_{L2} и U_{L3} са комплексни изражения на трите фазни напрежения.

31. "Несиметричност на напреженията" за трифазна система е нееднаквост по модул и/или изместване между векторите на трите фазни напрежения на ъгъл, различен от ± 120 електрически градуса.

32. "Номинална мощност" е мощността, посочена в техническия паспорт на електрическата машина/производствения агрегат. Ако номиналната мощност не може да бъде определена ясно по документ, стойността на мощността, която може да бъде постигната при нормални експлоатационни условия, трябва да бъде определена като номинална за тази електрическа машина/производствен агрегат. При агрегатите за комбинирано топлопроизводство и електропроизводство понятието номинална се отнася за електрическата мощност.

33. "Нормално състояние на ЕЕС": Няма заплаха за работата на обединената ЕЕС. Потреблението и производството са балансирани и са изпълнени изискванията към спомагателните услуги. Честотата, напрежението и потоците активна мощност са в рамките на предварително зададените и разрешени граници. Резервите са достатъчни, за да покрият разчетни смущения.
34. "Оператор на електрическа централа" е физическо лице, което осъществява дейности по оперативното управление на централата.
35. "Островен режим (изолирана работа)" се реализира от производствените агрегати при разделяне на електроенергийната система на несинхронно работещи части. Производствените агрегати трябва да могат стабилно да запазват продължително време товарите (включително собствените си нужди), да регулират честотата и напрежението в частта от електроенергийната система, в която работят, в резултат от авария или при ремонтни схеми.
36. "Отговорник по безопасността" е длъжностно лице, отговорно за координирането и прилагането на мерки по безопасност, когато се извършват работи, изискващи обезопасяване на електрическите съоръжения.
37. "Отпадане, отказ, изключване, повреда" са синоними на неумишлено преминаване на мрежови елемент или производствена единица от състояние работа или готовност в състояние повреда/престой в резултат от смущение или авария.
38. "План за възстановяване" е съвкупност от технически и организационни мерки за възстановяване на нормалната работа на електроенергийната система след частично или пълно разпадане.
39. "Предаване на информация в реално време" е предаване на телеметрични данни, спонтанно при промяна или циклично, като цикълът за предаване не надвишава 10 секунди.
40. "Предаварийно състояние на ЕЕС": Съществува заплаха за работата на обединената ЕЕС. Параметрите на ЕЕС са в рамките на допустимите отклонения. При възникване на смущение в ЕЕС възвръщането към нормално състояние (зададените стойности на наблюдаваните параметри) е затруднено.
41. "Привидна мощност" е геометричната сума на активната и реактивната мощност, която е определяща при измерване, например на електрически инсталации.
42. "Принцип на далечно резервиране" на релейните защиты на даден обект е наличието на релейна защита, разположена на съседен обект, която действа с нарочно закъснение при същите видове повреди.
43. "Принцип на пълно близко резервиране" на релейните защиты на даден обект е наличието на повече от един начин (или средство) за изпълнение на изисквана функция.
44. "Производствена единица, агрегат" е всяка производствена мощност, която може да бъде разграничена по определен критерий (генераторен блок в КЕЦ, ТЕЦ с общ колектор, ГПЕЦ, ВЕЦ, ВяЕЦ, ФЕЦ и др.).
45. "Първично регулиране на честотата" (първично регулиране) е автоматична децентрализирана функция на турбинните регулатори на синхронизираните към електроенергийната система производствени агрегати, която поддържа баланса между производството и потреблението, като променя изходящата мощност на генераторите в зависимост от отклоненията на честотата.
46. "Работен диапазон" е интервалът между трайно допустимите минимална и максимална мощност на даден мрежови елемент или производствен агрегат.
47. "Разпадане (Blackout) на ЕЕС": Характеризира се със значителна или пълна липса на напрежение в електропреносната система, с разпространение на смущенията и аварията към съседните паралелно работещи електроенергийни системи и задействане на планове за възстановяване на отделните оператори на контролни блокове/зони. Това състояние може да бъде частично (ако е засегната само част от системата) или пълно (ако се е разпаднала цялата система).
48. "Реактивна мощност" е имагинерна съставляваща на привидната мощност, която създава и поддържа електрическите полета (например в кондензаторите) и магнитните полета (например в трансформаторите или във въртящите се електрически машини). Реактивната мощност е индуктивна или капацитивна.

49. "Регулираща енергия на електроенергийната система" дефинира реакцията на всеки контролен блок/зона при промяна на системната честота вследствие на големи смущения.
50. "Режим на самостоятелна работа" означава работа на една или няколко ЕЕС, разделени от обединението на Синхронната зона на Континентална Европа на ENTSO-E, както и несинхронна работа на генераторните агрегати при изключването им от електроенергийната система, които остават в работа за захранване на собствените си нужди или част от ЕЕС.
51. "Сигурност" е общо понятие за двата смисъла: "сигурност на електроснабдяването" и "техническа сигурност". Сигурност (надеждност) на електроснабдяване е мярка за способността на ЕЕС да осигури нуждите на клиентите в определено време, която се доминира от адекватността на производствената подсистема и сигурността на преносната и разпределителните мрежи.
52. "Системна грешка" е моментната разлика между действителната и зададената стойност на обмените на контролната зона в съответствие с мрежовата характеристика на тази контролна зона и отклонението на честотата спрямо планираната.
53. "Системен стабилизатор" (PSS) е елемент на автоматичните регулатори на напрежение на синхронните генератори и е предназначен за потискане на локални и междусистемни колебания на активната мощност в честотен диапазон 0,1 Hz до 2,5 Hz.
54. "Системна авария" е голямо смущение с нарушаване на системните параметри, разделяне на електроенергийната система на несинхронно работещи части или загуба на напрежение на цялата преносна мрежа или части от нея, при което има клиенти, лишени от захранване.
55. "Смущение" е непланирано събитие, което предизвиква изменение в нормалните условия на работа на електроенергийната система.
56. "Собствени нужди на производствена единица" е електрическата мощност/енергия, необходима за работата на спомагателните съоръжения на агрегата.
57. "Спомагателни мрежи" са управляващите, регулиращите, защитните, комуникационните и информационните мрежи, необходими за ефективното функциониране на преносните и разпределителните мрежи.
58. "Статична устойчивост" е способност на електроенергийната система или на синхронен генератор да се връща в предходно устойчиво състояние след малко смущение.
59. "Студен резерв" е резервът, който операторът изкупува под формата на разполагаемост на енергийни блокове на централата до включването им в паралел, които не е планирано да работят за определен период от време и които операторът използва в случай на дефицит.
60. "Третично регулиране" (третично управление) е автоматична или ръчна промяна на работните точки на производствените агрегати или включване на резервни агрегати, за да бъде възстановен необходимият резерв за вторично регулиране до 15 минути от началото на смущението.
61. "Третичен резерв" (минутен резерв) е мощност, която може да бъде активирана автоматично или ръчно, за да възстанови необходимия резерв за вторично регулиране. Този резерв се доставя от КЕЦ, ТЕЦ, ВЕЦ и ПАВЕЦ и не трябва да бъде по-малък от мощността на най-голямата работеща производствена единица.
62. "Товар" е мощността, която се изкарва от мрежата от един, няколко или всички възли за целите на клиентите.
63. "Тясно място в преносната мрежа" е част от електрическата мрежа, включващо един или няколко елемента, чиято сумарна пропускателна/преносна способност е по-ниска от електрическата мощност, която е необходимо да бъде пренесена през тази част от електрическата мрежа при отчитане на критериите за сигурност по чл. 13.
64. "Управление на напреженията и реактивните мощности" (регулиране на напреженията и реактивните мощности) е поддържането на определен профил на напреженията в преносната мрежа чрез балансиране на реактивната мощност на преносната мрежа и ползвателите.

65. "Устойчивост" е общ термин за статична или динамична устойчивост по честота и/или по напрежение. Означава способността на електроенергийната система да поддържа синхронната работа на генераторите.

66. "Фактор/коэффициент на мощността ($\cos \varphi$)" е отношението на активната към привидната мощност.

67. "Черен старт" е способност на електрически генератор или електрическа централа да възстановят работата си без захранване на собствените нужди от външен източник и да захранят част от мрежа, останала без напрежение (пускане на сляпо).

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. Правилата за управление на електроенергийната система са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с решение по т. 2 от Протокол № 162 от 6.11.2013 г. на основание чл. 83, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката.

§ 3. Тези правила отменят Правилата за управление на електроенергийната система, изготвени на основание чл. 83, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката и приети от Държавната комисия за енергийно регулиране на основание чл. 21, т. 7 от Закона за енергетиката с решение № П-2 от 4.06.2004 г., т. 3.