

ПРАВИЛА
за управление
на електроенергийната система

Глава първа
ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) Тези правилата регламентират правата и задълженията на преносното предприятие; електроенергийния системен оператор; производителите на електрическа енергия; разпределителните предприятия; потребителите, присъединени към електропреносната мрежа; обществения доставчик; обществените снабдители и търговците на електрическа енергия, във връзка с планиране развитието на електропреносната 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 преносното предприятие, електроенергийния системен оператор и ползвателите на електропреносната мрежа.

(3) Взаимоотношенията на преносното предприятие и електроенергийния системен оператор 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. сигурно и качествено снабдяване на потребителите с електрическа енергия;
2. ефективно развитие на електропреносната мрежа и производствените мощности в страната;
3. създаване на условия за участие на ползвателите на електропреносната 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 електропреносната мрежа;
2. техническите изисквания за присъединяване към електропреносната мрежа;
3. процедурите за ползване на електропреносната мрежа;
4. процедурите за планиране на работата на електроенергийната система;
5. процедурите за управление на електроенергийната система в реално време;
6. дейностите на електроенергийния системен оператор и ползвателите на електропреносната 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 потребителите с електрическа енергия;

2. са отчетени техническите изисквания на Съюза за координиране на преноса на електрическа енергия (UCTE), отнасящи се до надеждността и качеството на паралелната работа на електроенергийните системи;
3. електроенергийният системен оператор 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 потребителите с електрическа енергия в нормални условия и при смущения;
4. електроенергийният системен оператор 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 електропреносната 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 електроенергийния системен оператор;
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 електропреносната мрежа на електроенергийния системен оператор за достъп към електропреносната мрежа се считат класифицирана информация от всеки участник в процеса на работа на електроенергийната система, ако това е изрично отбелязано.

(2) Електроенергийният системен оператор, 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 електропреносната мрежа определят техническите критерии за планиране, потока и обема на информацията, обменяна между преносното предприятие, електроенергийният системен оператор

и ползвателите на електропреносната мрежа за целите на планирането, както и прилаганите процедури.

(2) Критериите за планиране на развитието на електропреносната мрежа трябва да бъдат спазвани от всички ползватели на електропреносната 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) Електропреносната мрежа трябва да бъде планирана с достатъчна перспектива във времето, така че да могат да бъдат изпълнени всички необходими дейности по съгласуване, проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на планираните съоръжения, без да се нарушава нормалната работа на електроенергийната система.

(2) Електропреносната мрежа се планира на базата на краткосрочни и дългосрочни планове за развитие на електроенергийната система.

(3) Плановете за развитие на електроенергийната ситема се разработват от електроенергийния системен оператор при минимални обществени разходи на базата на следната информация:

1. прогнози за развитието на потреблението на електрическа енергия от преносното предприятие/обществения доставчик, отделни потребители и/или разпределителни предприятия;

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 електропреносната и разпределителните електрически мрежи;

4. необходимост от нови мощности за производство на електрическа енергия в случаите, когато сигурността на снабдяването с електрическа енергия не може да бъде осигурена посредством действащия лицензионен режим по Закона за енергетиката.

Чл. 7. Развитието на електропреносната 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 електропреносната мрежа трябва да осигури своевременното и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната 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 електропреносната мрежа трябва да посочва новите елементи, които е необходимо да бъдат изградени, техните основни технически характеристики, мястото им в електропреносната мрежа, сроковете и условията за въвеждането им в експлоатация.

Раздел III Процедура на планиране

Чл. 10. (1) В съответствие със задълженията, произтичащи от Закона за енергетиката (ЗЕ) и издадената лицензия на преносното предприятие, електроенергийният системен оператор разработва и представя петгодишен план за развитие на електропреносната мрежа, който се актуализира минимум на две години, съгласно чл. 9 ал. 2 на ЗЕ.

(2) Планът за развитие на електропреносната мрежа е документ, който описва бъдещите промени и развитието на електропреносната мрежа. В него се определят по години очакваните работни характеристики на електропреносната мрежа.

(3) Процесът на планиране трябва да осигурява необходимото време за подготовка на проектите и предложенията от различните заинтересовани страни по недискриминационен начин, както и достатъчно време за осъществяване на инвестиционните намерения.

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

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

1. преносна възможност по основни направления;
2. потоци на мощност при максимално натоварване на електроенергийната система;
3. натоварване във възлите на присъединяване на ползвателите на електропреносната мрежа;
4. нива на токовете на къси съединения на шини 750 kV, 400 kV, 220 kV и 110 kV на подстанциите;
5. загуби на мощност и енергия от пренос и трансформация в електропреносната мрежа при максимално натоварване на електроенергийната система;
6. предложения за развитие на електропреносната мрежа и/или промени в топологията;
7. заявени, договорени или планови обмени на мощност с външните (чуждестранни) партньори;
8. предложения за изграждане на нови междусистемни електропроводи;
9. мощностен и електроенергиен баланси на страната;
10. план за развитие на нови производствени мощности при минимални обществени разходи, в това число списък на необходимите нови производствени мощности за гарантиране зададената степен на надеждност.

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

1. изключването на един, който и да е елемент от електропреносната мрежа (електропровод, трансформаторна единица, генераторен блок или компенсиращо устройство), както и на група елементи на електропреносната 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 електропреносната мрежа извън границите, посочени в чл. 21, ал. 2;
- б) прекъсване на захранването на потребители на електроенергия;
- в) претоварване на оставащите в работа елементи на електропреносната мрежа;
- г) нарушаване на качеството на електроснабдяването;
- д) намаляване на запаса по устойчивост под допустимите стойности, както следва:
 - 20 % за нормална схема на работа;
 - 8 % за след аварийен режим;
- е) 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 електропреносната мрежа се прилага критерий за сигурност “ $n - 2$ ”, което означава, че изключването на два, които и да са елементи от електропреносната мрежа, не трябва да довежда до изброените в ал. 1 т. 1 последствия.

Чл. 14. Конфигурацията на електропреносната 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 електропреносната мрежа, в това число списък на необходимите за задоволяване нуждите на страната нови производствени мощности, се утвърждава от Министъра на икономиката и енергетиката (МИЕ), след което се предоставя на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) и се публикува, за да бъде достъпен за всички съществуващи и потенциални ползватели на електропреносната мрежа.

Раздел IV

Предоставяне на информация за целите на планирането

Чл. 17. Електроенергийният системен оператор разработва плановете за развитие на електропреносната мрежа на базата на следната информация:

1. прогноза за развитието на електрическите товари и потреблението на електрическа енергия от отделните разпределителни предприятия;
2. постъпили искания от потребители, присъединени към електропреносната мрежа, за промяна на потребяваната електрическа мощност и енергия;

3. постъпили искания на нови потребители на електроенергия за присъединяване към електропреносната 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 електропреносната мрежа;
6. постъпили искания от разпределителните предприятия за изменения на присъединяванията;
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 електроенергийният системен оператор от ползвателите на електропреносната мрежа в частта, отнасяща се до тяхната дейност.

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

Глава трета ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ КЪМ ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Раздел I Общи положения

Чл. 19. Основната цел на правилата за присъединяване към електропреносната 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 преносното предприятие да изпълнява лицензионните си задължения за пренос на електрическа енергия чрез създаването на технически, проектни и експлоатационни изисквания към ползвателите при присъединяването им към електропреносната мрежа;
3. ненакърняване условията за ползване на мрежата от други ползватели.

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

1. ползвателят е изпълнил изискванията, посочени в Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към електропреносната и електроразпределителните мрежи;
2. са изпълнени техническите, проектните и експлоатационните изисквания, посочени в действащите наредби и правила за работа на електропреносната мрежа, от кандидатстващите за присъединяване към електропреносната мрежа ползватели.
3. ползвателят е сключил договор за присъединяване с преносното предприятие.

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

1. за новоприсъединявани ползватели на електропреносната мрежа – в договорите за присъединяване, които те сключват с преносното предприятие;
2. за вече присъединени ползватели на електропреносната 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 Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към електропреносната и разпределителните електрически мрежи.

Раздел II

Технически параметри на електропреносната мрежа

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

(1) Номиналните напрежения и допустимите отклонения от тях в електропреносната мрежа и в местата на присъединяване на ползвателите при нормална работа са както следва:

Номинални напрежения	Допустими отклонения
110 kV	$98 \text{ kV} \leq U \leq 123 \text{ kV}$
220 kV	$198 \text{ kV} \leq U \leq 245 \text{ kV}$
400 kV	$380 \text{ kV} \leq U \leq 420 \text{ kV}$
750 kV	$712 \text{ kV} \leq U \leq 787 \text{ kV}$

(2) Поддържаните стойности на напрежението в отделните възли на електропреносната мрежа се определят и регулират от електроенергийния системен оператор, а в подстанции (РУ) за присъединяване на електроразпределителни мрежи - координирано с оператора на електроразпределителната мрежа.

(3) Преносното предприятие, електроенергийният системен оператор 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.

(4) Устойчивостта на ползвателите трябва да бъде запазена докато стойността на напрежението в мястото на присъединяване е $\geq 80\%$ от номиналната.

(5) 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:

1. липса на напрежение в мястото на присъединяване за време по-малко от 0,15 секунди;
2. стойността на напрежението в мястото на присъединяване е по-ниска от 50 % от номиналната за време по-малко от 0,7 секунди;

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

(6) 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.

(7) 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 50,0 Hz. При нормални експлоатационни условия се допускат отклонения от номиналната стойност в интервала от 49,5 Hz до 50,2 Hz.

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

(2) Начинът на заземяване на звездните центрове на съоръженията на ползвателите на електропреносната мрежа се определя от електроенергийния системен оператор съобразно техническите характеристики на електропреносната мрежа и съоръженията на ползвателя.

Чл. 24. За нуждите на проектирането, избора на съоръжения и режими на работа ползвателите получават от електроенергийният системен оператор специализирана техническа информация, отнасяща се до:

1. потокоразпределение (изследване на установени режими);
2. критични времена на изключване на трифазно късо съединение 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. избор на защита от пренапрежение и координация на izolацията.

Чл. 25. (1) Границата на собственост между електрическите съоръжения на преносното предприятие и тези на ползвателите потребители, производители и разпределителни предприятия се определя от начина на присъединяване и от вида на съоръженията в мястото на присъединяване, както е посочено в Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните мрежи.

Раздел III

Технически изисквания за присъединяване на потребители

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 преносното предприятие.

Чл. 27. (1) Електроенергийният системен оператор определя изисквания към потребителите, 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) Потребителите са длъжни да приемат и изпълняват плана за:

1. автоматично честотно разтоварване (АЧР) и/или 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 коридори за възстановяване след системни аварии;
4. осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация с електроенергийния системен оператор.

(3) Максимално допустимите натоварвания на електропроводите, техническите параметри и настройки на АЧР, на АЧО, на САОН и конфигурацията на коридорите за възстановяване се задават от електроенергийния системен оператор и се съгласуват в договора, сключен между електроенергийният системен оператор и потребителя съгласно чл. 62.

Чл. 28. (1) Потребителят трябва да ползва електрическа енергия с фактор на мощността $\cos \phi$ в диапазона 0,9 индуктивен до 1,0, освен ако в договора между електроенергийният системен оператор и потребителя не е упоменато друго.

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

(3) Когато изискването по ал. 1 не е спазено за даден потребител, в договора по чл. 62 между електроенергийният системен оператор и потребителя трябва да се договорят специфични условия (отделна услуга за регулиране).

Чл. 29. (1) Потребителите трябва да прилагат необходимите мерки за поддържане на относително постоянна 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 потребител, в договора по чл. 62 между електроенергийният системен оператор и потребителя трябва да се договорят специфични условия (отделна услуга за регулиране).

Чл. 30. (1) Общата сума на ефективните стойности на висшите хармонични съставлящи в тока към потребителя не трябва да надхвърля 8 % за мрежи НН и СрН и 3 % за мрежи ВН от ефективната стойност на съставлящата с основна честота (50 Hz) в мястото на присъединяване съгласно БДС EN 50160 и БДС IEC 61000-2-2.

(2) Несиметричността на напреженията в трифазната мрежа, внасяна от потребителя, изразяваща се в нееднаквост на ефективните стойности на фазовите напрежения или разлики на фазовите ъгли, не трябва да води до поява на напрежение с обратна последователност със стойност, по-висока от 2 % от номиналната стойност.

Чл. 31. (1) За потребители с инсталирана мощност, по-голяма от 50 MVA, максималното отклонение на моментната стойност на реактивната мощност от средната стойност за 15-минутен интервал от време не трябва да надвишава 10 MVar.

(2) В случаите, когато технологичният процес на работа на потребителите е свързан с колебания на реактивната мощност, превишаващи посочените в ал. 1, тези потребители трябва да инсталират в своите електрически уредби управляеми компенсиращи устройства, с които да предотвратяват колебанията на потоците на

активна и реактивна мощност в електропреносната мрежа и смущенията в режима на работа на други ползватели на електропреносната мрежа.

(3) Когато за даден потребител е технически невъзможно да изпълни изискването по ал. 2, в договора по чл. 62 между електроенергийният системен оператор и потребителя трябва да се предвиди отделна услуга за регулиране.

Чл. 32. (1) Когато потребител консумира електрическа енергия от електропреносната 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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 33. Електроенергийният системен оператор, преносното предприятие и ползвателите използват единна система, изготвена от електроенергийния системен оператор, за обозначаване на всички съоръжения, гарантираща сигурна и безопасна работа на електроенергийната система.

Чл. 34. (1) Обемът и организацията на релейните защиты на трансформаторите, шините и електропроводите, собственост на потребителя, трябва да съответстват на изискванията на Наредбата за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии.

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

Чл. 35. (1) Релейните защиты на присъединенията на потребителя към електропреносната 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 Наредбата за устройство 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 електроенергийния системен оператор се допуска:

1. при присъединяване на потребител, чрез свои електропроводи към разпределителна уредба на преносното или разпределителна уредба, собственост на потребителя е присъединена към електропреносната мрежа, чрез електропроводи собственост на преносното предприятие, за електропроводи 110

kV, работещи в паралел с електроенергийната система, релейната защита да се изпълнява от една дистанционна и една тристъпална посочна земна защита с независимо от тока закъснение;

2. при присъединяване на потребител, чрез свои електропроводи към разпределителна уредба на преносното или разпределителна уредба, собственост на потребителя е присъединена към електропреносната мрежа, чрез електропроводи собственост на преносното предприятие, 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 потребителя чрез свой трансформатор към подстанция на електропреносната мрежа, видът, обемът и организацията на релейните защиты на трансформатора са предмет на проект, който се съгласува с електроенергийният системен оператор с цел съвместимост със съществуващите устройства.

(8) При свързване на потребителя към вторичната страна на трансформатор, собственост на преносното предприятие, видът, обемът и организацията на релейните защиты на съоръженията, свързани към вторичната страна на трансформатора, са предмет на проект, който се съгласува с електроенергийният системен оператор 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 потребителя с електроенергийната система, е предмет на съгласуване между потребителя и електроенергийния системен оператор на базата на проведени изчисления и изисквания за сигурност на електроснабдяването.

(2) Конкретните настройки на устройството за АПВ се определят и извършват съгласувано с електроенергийния системен оператор.

Чл. 37. (1) За присъединяване на потребител към електропреносната мрежа за електропроводи и уредби, собственост на потребителя и работещи в паралел с електроенергийната система, както и за радиално захранени потребители с високи изисквания за сигурност, с цел ограничаване на смущението при отказ на прекъсвач, който участва във връзката между потребителя 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 електроенергийния системен оператор 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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 38. (1) За електропроводите, свързващи потребителя и работещи в паралел с електропреносната 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 електроенергийния системен оператор, 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 потребителя се определят и предлагат в проекта, и преди началото на експлоатацията се уточняват и съгласуват с електроенергийния системен оператор на базата на актуализирани изчисления.

(2) Настройките на релейните защиты на присъединенията между електрическите уредби на потребителя и електроенергийната система се определят от електроенергийния системен оператор.

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

Чл. 40. За нуждите на управлението на електроенергийната система задължително се осигуряват следните комуникационни възможности:

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

Чл. 41. (1) В договора, сключен съгласно чл. 62, преносното предприятие 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 електроенергийният системен оператор може да изиска от потребителите монтирането на противоаварийна автоматика, изпълняваща защитни функции в мястото на присъединяването им. Защитните функции (логиката на автоматиката), настройките и мястото на монтирането ѝ се определят от ЕСО, а доставката и монтажа са за сметка на потребителя, ако е 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, генераторите трябва да остават включени и да доставят мощност към електропреносната мрежа съгласно изискванията на завода производител. При липса на такива изисквания, генераторите трябва да остават включени и да доставят мощност към електропреносната мрежа най-малко със следната продължителност:

Честотен диапазон*	Минимална продължителност*
От 50,5 Hz до 51,5 Hz	15 минути
От 49 Hz до 50,5 Hz	Постоянно
От 48,5 Hz до 49 Hz	1 час
От 48 Hz до 48,5 Hz	20 минути
От 47,5 Hz до 48 Hz	10 минути

*Честотните диапазони и минималната продължителност за генераторите в АЕЦ и ВяЕЦ се уточняват в договора за присъединяване и договора по чл. 62 между Електроенергийния системен оператор и централата в зависимост от технологичния регламент за безопасна експлоатация на съответните ядрени блокове или технологичните особености на ВяЕЦ и в съответствие с чл. 43, ал. 4.

(6) Производствените агрегати, освен тези в АЕЦ и ВяЕЦ, трябва да са пригодени за надеждно преминаване от произволна работна точка в режим на хранване само на собствени нужди. При това агрегатите трябва да са в състояние да работят най-малко два часа в този режим.

Чл. 43. (1) Електроенергийният системен оператор определя изисквания 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 са длъжни да приемат и изпълняват:

1. автоматично честотно отделяне (АЧО) на остров и/или на собствени нужди;

2. автоматично бързо разтоварване при повишаване на честотата и условия, определени от електроенергийният системен оператор;
3. работа в островен режим и ресинхронизация към електроенергийната система;
4. участие в коридори за възстановяване след системна авария;
5. осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация със системния оператор;
6. работа в режим на групово управление по реактивна мощност с пропорционално разпределяне на мощността между работещите агрегати спрямо номиналната им мощност за новостроящи се или подлежащи на рехабилитация ТЕЦ;
7. работа в режим на групово управление по напрежение за новостроящи се или подлежащи на рехабилитация ТЕЦ.

(3) Производителите на електроенергия от новостроящи се или подлежащи на рехабилитация ВЕЦ с единична мощност на агрегатите над 10 MW са длъжни да приемат и изпълняват:

1. пускане без външно захранване на собствените нужди и захранване на останала без напрежение част от електропреносната мрежа;
2. работа в островен режим и ресинхронизация към електроенергийната система;
3. участие в коридори за възстановяване;
4. осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация с електроенергийния системен оператор;
5. автоматично бързо разтоварване при повишаване на честотата и условия, определени от електроенергийният системен оператор;
6. работа в режим на групово управление по активна мощност с пропорционално разпределяне на мощността между работещите агрегати спрямо номиналната им мощност;
7. работа в режим на групово управление по реактивна мощност с пропорционално разпределяне на реактивната мощност между работещите агрегати спрямо номиналната им мощност;
8. работа в режим на групово управление по напрежение;
9. работа в режим на групово управление по честота (при островен режим);
10. при автоматично изключване на агрегат от системата, липса на електрическа или механична повреда в него и първична схема, позволяваща автономно захранване на собствените му нужди, той трябва да остане във въртящ резерв с включено възбуждане и номинално напрежение (работа на “собствени нужди”).

(4) Производителите на електроенергия от вятърни електроцентрали (ВяЕЦ), присъединени към електропреносната мрежа, са длъжни да осигуряват:

1. при нормално пускане и спиранестойността на градиента на изменение на изходящата мощност dP/dt се съгласува с електроенергийния системен оператор и не трябва да бъде по-голяма от 10 MW/min.
2. комуникационни връзки и обмен на информация с електроенергийния системен оператор.
3. възможност за запазване на синхронизма и производството на агрегатите в честотния диапазон от 47,0 до 51,0 Hz неограничено продължително време. При честота под 47,5 Hz ВяЕЦ трябва да може да се изключва при определени от електроенергийния системен оператор условия. При определена честота (над

50,3 Hz) ВяЕЦ трябва да може да се разтоварва и/или изключва незабавно, при определени от електроенергийния системен оператор условия.

4. изграждане на необходимите компенсиращи устройства по реактивна мощност за регулиране на напрежението в границите, посочени в графика по напрежение, разработван ежесечно от електроенергийният системен оператор, ако използваните агрегати не са в състояние да регулират напрежението. Мощността на компенсиращото устройство се съгласува между електроенергийният системен оператор и производителя;

5. неограничено запазване на синхронизма при напрежение на преносната мрежа в точката на присъединяване от $U = 0,8U_{\text{ном}}$ до $1,1U_{\text{ном}}$;

6. възможност за плавно автоматично увеличаване на генерираната активна мощност по предварително зададен градиент след възстановяване от аварийно изключване;

7. не се допуска автоматична синхронизация на агрегатите след тяхното автоматично изключване. Такава синхронизация може да се осъществи само след разрешение от оперативния персонал на електроенергийният системен оператор;

8. при ограничения в пропускателната способност на електропреносната мрежа оперативния персонал на електроенергийният системен оператор има право да ограничава генерацията на ВяЕЦ, включително чрез изключването им от ЕЕС;

9. Общата работна мощност на включените в работа ВяЕЦ не трябва да надвишава 10-20 % от текущия системен товар. Конкретната и стойност се определя от електроенергийният системен оператор;

10. дистанционно отчитане на произведената електрическа енергия и на отдадената в електропреносната мрежа мощност;

(5) Производителите се задължават да приложат технически мерки, при различните оперативни и аварийни изключения (ръчни и автоматични), да не се допуска работа на електрическата централа към отделена част от мрежа или шинна система 110 kV – 220 kV без включен към нея трансформатор със заземена неутрала на намотка 110 (220) kV. Техническите мерки се доказват с работен проект и се съгласуват с електроенергийният системен оператор преди присъединяването.

(6) Производителите са длъжни да предоставят и съгласуват с електроенергийният системен оператор техническите параметри на електрическите генератори, които възнамеряват да инсталират и присъединят към електропреносната мрежа.

Чл. 44. (1) Всички синхронни генератори трябва да имат система за възбуждане, осигуряваща продължителна работа при номинално натоварване на синхронния генератор в допустимите експлоатационни условия за дадената електрическа централа. Конструкцията, типът и настройките на възбудителните системи на хидрогенератори над 10 MVA и турбогенератори над 25 MVA трябва да бъдат съгласувани с електроенергийния системен оператор.

(2) Условията и параметрите за форсировка на хидрогенератори над 10 MVA и турбогенератори над 25 MVA трябва да бъдат съгласувани с електроенергийния системен оператор.

(3) Възбудителната система трябва да може да увеличава (форсира) възбудителния ток на синхронния генератор за време не по-малко от 10 s и 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) Условията и параметрите за форсировка на хидрогенератори над 10 MVA и турбогенератори над 25 MVA трябва да бъдат съгласувани с електроенергийния системен оператор.
- (5) Скоростта на промяна на възбудителното напрежение при форсировка на синхронния генератор не трябва да е по-ниска от 2 отн.ед./s, при база възбудителното напрежение при номинална мощност на синхронния генератор.
- (6) 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 степента на резервиране на конверторите се съгласува с електроенергийния системен оператор. Безчеткови възбудителни системи се допускат само при блокове с мощност под 3 MVA и над 500 MVA, ако конструкцията на генератора го изисква.
- (7) Електроенергийният системен оператор има право да контролира състоянието, работата, настройките и техническата документация на възбудителните системи на всички производители, присъединени към електропреносната 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 ± 1 %;
 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 следните ограничители: ограничител на максималния роторен ток, ограничител на минималния възбудителен ток, P/Q – ограничител на роторния ток при недовъзбуждане, ограничител на статорния ток, ограничители на изменението на заданието по напрежение, на реактивната мощност и на възбудителния ток. Настройките на ограничителите трябва да бъдат координирани с настройките на съответните функции в релейните 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), като типа, настройките и изпитанията на стабилизатора се съгласуват с електроенергийния системен оператор).
- (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 изводите 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 запазване 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 групово управление на възбуждането, 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 електроенергийния системен оператор степен на резервиране на каналите.

(10) Цифровите регулатори за възбуждане трябва да притежават следните допълнителни функционални възможности: автоматично регулиране на напрежението, автоматично регулиране на реактивната мощност, ръчно регулиране на роторния ток, U/f – ограничител, автоматично следене между ръчния и автоматичния режим, автоматично следене между каналите (при двуканална система), логическа последователност на възбуждането, контрол на оперативните вериги и работещите програми, контрол изправността на процесорите и нивата на запазващите напрежения, измерване температурата на ротора, настройка и визуализация на параметрите на възбудителната система от локалния панел на регулатора и от персонален компютър.

(11) 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 $\pm 1,0$ %.

(12) Блочните трансформатори трябва да не 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 електроенергийния системен оператор 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.

(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 електроенергийния системен оператор.

(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 ± 2 %;
2. за агрегати над 25 MW - не по-ниска от ± 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 ± 10 mHz;
2. да имат възможност за настройване на мъртва зона до 500 mHz за диапазона от 49,0 Hz до 50,5 Hz;
3. да осъществяват регулиране по статична характеристика с възможност за настройка на статизма в границите от 2 до 10 %.

(8) Синхронни агрегати с мощност над 10 MVA за хидроагрегати и над 25 MVA за турбоагрегати трябва да осигуряват възможност за участие във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности на ЕЕС (възможност за промяна на зададената активна мощност от по-високо йерархическо ниво).

(9) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегатите, които са предвидени за участие във възстановяването на енергийната система след аварии (водни и газови турбини), трябва да дават възможност за режим на самостоятелна работа на синхронния генератор с изолиран товар ("островен" режим) и за ресинхронизация, при което регулирането да става по променена статична или астатична характеристика.

Преминаването от зададената статична характеристика към друга статична или астатична характеристика трябва да става:

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

Общостанционният регулатор на централата трябва да разпознава автоматичното преминаване в "островен" режим на който и да е от работещите агрегати, след което сам да превключва автоматично всички останали работещи агрегати в същия режим. При автоматично преминаване в "островен" режим общостанционният регулатор трябва да превключи автоматично и регулатора на напрежение в режим "групово управление по напрежение" с начално задание, определено от оператора.

Превключването от "островен" режим към режим на регулиране по мощност се извършва само ръчно от дежурния оператор в централата.

(10) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегатите, които са предвидени да участват във възстановяването на електроенергийната система след големи аварии (водни и газови турбини), е необходимо да имат възможност за развъртане и натоварване при отсъствие на външен източник на променливо напрежение за захранване на собствените нужди.

(11) Електрическите централи (водни и газови), предвидени за енергийни възстановителни коридори, трябва да имат общостанционен регулатор, осигуряващ групово управление на агрегатите по честота от съответната централа.

Чл. 47. (1) Диапазонът на настройките на системите за автоматично регулиране на възбуждането, системните стабилизатори и регулирането на активната мощност на синхронните агрегати се определя при избора на регулиращите системи и изготвянето на работен проект, съгласувано с електроенергийния системен оператор.

(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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 48. Преносното предприятие, електроенергийният системен оператор и ползвателите използват единна система, одобрена от електроенергийния системен оператор, за обозначаване на всички съоръжения в местата на присъединяване, гарантираща сигурна и безопасна работа на електроенергийната система.

Чл. 49. (1) Обемът и организацията на релейните защиты на генераторите, повишаващите трансформатори, шините и електропроводите, като минимум трябва да съответстват на изискванията на Наредбата за устройство 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 електроенергийния системен оператор.

(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 Наредбата за устройство 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 преносното предприятие.

(9) При присъединяване чрез електропроводи се препоръчва комбинация от две дистанционни или комбинация от дистанционна и надлъжно диференциална релейна защита на свързващите електропроводи.

(10) Комбинацията, типът и функциите на релейните защиты са предмет на съгласуване между централата и електроенергийния системен оператор.

(11) 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 - електроенергийният системен оператор.

(12) 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. 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 електроенергийния системен оператор на базата на проведени изчисления за динамична устойчивост.

(2) Конкретните настройки за АПВ се съгласуват с електроенергийния системен оператор.

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 електроенергийния системен оператор 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 - преносното предприятие или електрическата централа.

(5) Конкретните настройки и въздействието на УРОП се определят съгласувано с електроенергийния системен оператор.

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 електроенергийния системен оператор.

(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. Синхронизацията на генераторите трябва да е възможна в диапазон най-малко между 47,5 Hz и 51 Hz. Настройките на синхронизиращите устройства (допустима разлика в напреженията, допустима разлика в честотата, допустимо дефазирание и т.н.) трябва да се съгласуват с електроенергийния системен оператор.

(2) Синхронните електрически генератори с мощност над 10 MW трябва да бъдат съоръжени със системи за автоматична точна синхронизация.

(3) Когато синхронните електрически агрегати са с мощност под 10 MW и нямат система за автоматична точна синхронизация, като минимум трябва да бъдат съоръжени с устройства за ръчна точна синхронизация с блокировка срещу несинхронно включване.

(4) Включването на синхронните електрически агрегати в паралел с електрическата мрежа по метода на самосинхронизацията се допуска за агрегати с мощност до 5 MW.

(5) За синхронни агрегати с единична мощност над 5 MW включване по метода на самосинхронизация се допуска след съгласуване на всеки конкретен случай с електроенергийния системен оператор.

Чл. 54. (1) Електрическите агрегати (блокове) в термичните централи с номинална мощност над 25 MVA, които са директно свързани към електропреносната мрежа, трябва да са съоръжени с АЧО, осигуряващо захранването на мрежата за собствени нужди (СН), в случай на аварийно понижение или повишение на честотата на електрическата мрежа. АЧО не се изисква за атомни централи.

(2) АЧО трябва да има възможност за настройка по честота в диапазона от 46 Hz до 53 Hz и по време - в диапазона от 0 до 3 секунди. Агрегата (централата) трябва надеждно и продължително да захранва собствените нужди след отделяне от системата при всяка работна точка на генератора.

(3) Техническите параметри и настройки на АЧО се определят и задават от електроенергийния системен оператор.

Чл. 55. (1) За синхронните агрегати, за които по данни на производителя се допуска асинхронен ход (с 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 асинхронен ход и защита от пренапрежение на ротора, въздействаща на изключване на генератора от

мрежата. При загуба на устойчивост, съответния генератор трябва да се изключи автоматично от мрежата, за да се предотврати повторно “превъртане” на ротора.

Чл. 56. (1) Настройките на релейните защиты в централата се определят и предлагат в проекта и преди началото на експлоатацията се уточняват и съгласуват с електроенергийния системен оператор на базата на актуализирани изчисления.

(2) Настройките на релейните защиты на присъединенията между електрическата централа и електроенергийната система се определят от електроенергийния системен оператор.

(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 трябва да се осигурят следните комуникационни възможности:

1. телефон(основен и резервен, мобилен);
2. факс;
3. телеизмерване и телесигнализация;
4. телеуправление;
5. телерегулиране;
6. дистанционно четене на данни от средствата за търговско измерване.

Чл. 58. Преносното предприятие 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 разпределителните предприятия към електропреносната мрежа

Чл. 59. Присъединяването на обекти на разпределителните предприятия към електропреносната мрежа се извършва по реда на част четвърта “Присъединяване на обекти на разпределителни предприятия към електропреносната мрежа” на Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към електропреносната и разпределителните електрически мрежи.

Чл. 60. (1) За всяко място на присъединяване на обекти на разпределително предприятие към електропреносната 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 електропреносната 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 ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Чл. 62. (1) Електропреносната 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 електропреносната мрежа и изкарване на еднаква мощност/електроенергия от същите или други възли чрез уредбите на потребителите при обезпечени системни показатели - честота, напрежение, сигурност.

(3) Електроенергийният системен оператор определя и надзирава максимално допустимата мощност, която може да бъде вкарана в /или съответно изкарана от всеки възел на електропреносната 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 електропреносната мрежа и системните услуги) сключен между ползвателя и електроенергийния системен оператор, както и на договор за пренос на електрическа енергия сключен между ползвателя и преносното предприятие съгласно ЗЕ, действащите подзаконови нормативни актове и общите административни актове приети от комисията.

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

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

(2) Преносното предприятие пренася през електропреносната мрежа доставената от ползвателите производители електроенергия до ползвателите потребители в съответствие с диспечиранията от електроенергийния системен оператор графици за доставки, електроенергията за балансиране, както и електроенергията за загуби в електропреносната мрежа.

(3) Ползвателите на електропреносната мрежа се балансират за разликата между фактическата доставената в, респективно получената от мрежата енергия и тази по

договорения график за доставка по ред и условия, указани в Правилата за търговия с електрическа енергия по чл. 91, ал. 2 от ЗЕ.

(4) Електроенергийният системен оператор 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) Електроенергийният системен оператор изкупува от доставчици необходимите за сигурността на ЕЕС допълнителни (помощни, спомагателни) услуги и ги предоставя на всички ползватели на електропреносната мрежа, заедно със системните услуги, които той извършва (планиране, диспечериране и управление на надеждната синхронна работа на мрежата и нейните ползватели; балансиране на доставките; определяне и разпределяне на преносна способност; измерване и отчитане на мощностите, регулиращата и балансираща енергии; уреждане на задълженията на пазарните участници и други присъщи операторски дейности).

(6) При възникване на обстоятелства, застрашаващи сигурността на работата на електроенергийната система или на части от нея, електроенергийният системен оператор 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 от ЗЕ.

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

(8) Електроенергийният системен оператор санкционира нарушителите на договорените с ползвателите на мрежата технически изисквания за надеждна работа на електроенергийната система съгласно условията на договора.

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

(2) За целите на участие в пазара на електрическа енергия ползвателите на електропреносната мрежа могат да 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) Електроенергийният системен оператор сключва договори с координаторите на балансиращи групи след потвърждаване готовността на преносното предприятие да събира, удостоверява и предоставя 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 електропреносната 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 електроенергийния системен оператор графици се извършва от координатора на балансиращата група.

(3) В срокове и по начин, указани в глава V на тези Правила и в Правилата за търговия с електрическа енергия лицето по ал. 2 кореспондира с електроенергийния системен оператор относно графиците за доставки в балансиращата група и за обмен между балансиращата група и други ползватели на електропреносната 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 електропреносната 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 електропреносната 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 електропреносната мрежа.

Чл. 67. (1) Преносът на електрическа енергия през електропреносната 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 електропреносната 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. Електроенергийният системен оператор извършва прогнози на потреблението за целите на:

1. инвестиционно планиране – период над пет години;
2. годишно планиране – по месеци за следваща календарна година;
3. месечно планиране – един месец предварително;

3. седмично планиране – една седмица предварително;
4. денонощно планиране – едно денонощие предварително;
5. планиране в рамките на текущото денонощие и следоперативен контрол.

Чл. 69. (1) За анализи на потреблението на електрическа енергия и корекция на годишната прогноза разпределителните предприятия/общественият снабдител предоставят на електроенергийния системен оператор отчетни данни за всеки месец на текущата година до края на всяко тримесечие за:

1. месечен енергиен баланс с данни за електроенергията постъпила в разпределителната мрежа по източници, продажби на съседни разпределителни предприятия/общественият снабдител и клиенти по тарифни групи, технологични разходи за разпределение на електроенергията;

(2) Разпределителните предприятия/обществения снабдител предоставят на електроенергийния системен оператор отчетни данни 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 товари диаграми 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 електропреносната мрежа.

2. закупена/продадена електроенергия от/на съседни разпределителни предприятия и денонощни товари диаграми, както следва:

- а) за дните на минимално и максимално натоварване на разпределителната мрежа;
- б) за дните на минимално и максимално натоварване на електропреносната мрежа.

Чл. 70. (1) Разпределителните предприятия предоставят на електроенергийния системен оператор, за всяка подстанция (РУ) присъединена към електропреносната мрежа, прогнозни данни за всяка от следващите пет 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 присъдиняват към разпределителната мрежа, в случай, че разпределителното предприятие е уведомено за тях.

(2) Разпределителните предприятия 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. Потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийния системен оператор 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. товарови диаграми за дните на минимално и максимално натоварване на потребителя;

3. товарови диаграми за дните на минимално и максимално натоварване на електропреносната мрежа.

Чл. 72. (1) Преносното предприятие и производителите, ползватели на електропреносната мрежа предоставя на електроенергийния системен оператор до 31 март на текущата година прогнозни данни за всяка от следващите пет календарни години за целите на инвестиционното планиране, както следва:

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

(2) Потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийният системен оператор, за всяко място на присъединяване към електропреносната мрежа, прогнозни данни за всяка от следващите пет 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 електропреносната мрежа.

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

Чл. 73. (1) Разпределителните предприятия/краен снабдител предоставят на електроенергийният системен оператор, за всяка подстанция (РУ) присъединена към електропреносната мрежа, прогнозни месечни данни за следващата календарна година за целите на годишното планиране, до края на до 31 май текущата година, получени от ползвателя на електроразпределителната мрежа, както следва:

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

(2) Разпределителните предприятия/ крайния снабдител предоставят на електроенергийния системен оператор за целите на годишното и месечното планиране до 31 май на текущата година, получени от ползвателя на електроразпределителната мрежа, следните прогнозни месечни данни за следващата година:

1. за източници на електроенергия ползватели на електроразпределителната 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 разпределителни предприятия, 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 от 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) Потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийният системен оператор, за всяко място на присъединяване към електропреносната 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) Потребителите, присъединени към електропреносната мрежа предоставят на електроенергийния системен оператор 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 от 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. В случай на очаквана промяна на месечните прогнозни данни с повече от 5 % съответният ползвател на електропреносната мрежа трябва да изпрати новите данни на електроенергийният системен оператор не по-късно от 30 дни след установяване на промяната.

Чл. 76. (1) Електроенергийният системен оператор уведомява разпределителните предприятия и потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, за деня на максимално натоварване и за деня на минимално натоварване на електропреносната мрежа за съответните месеци на отчетната година, до края на месец януари на следващата година.

(2) Разпределителните предприятия и потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, уведомяват електроенергийният системен оператор 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 преносното предприятие предоставя на електроенергийния системен оператор 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 електропреносната 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 производители/доставчици или потребители 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 потребители в страната или зад граница и необходимата за целта разполагаемост.

(2) За целите на годишното и месечното планиране производителите ползватели на електропреносната мрежа предоставят на електроенергийния системен оператор 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 електропреносната 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 потребители 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 потребители в страната или зад граница и необходимата за целта разполагаемост.

(3) За целите на седмичното и денонощното планиране пазарните участници ползватели на електропреносната мрежа представят на електроенергийният системен оператор информация съгласно чл. 88 и Правилата за търговия с електрическа енергия.

Чл. 78. Електроенергийният системен оператор 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) Преносното предприятие и електроенергийният системен оператор съставят прогнози на загубите на електрическа енергия в електропреносната мрежа, като отчитат:

1. загуби в електропроводи и трансформатори;
2. загуби в компенсирани устройства;
3. потребление на електроенергия за СН на подстанциите на електропреносната 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 електропреносната мрежа.

Раздел II

Планиране на студения 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 от ЗЕ, за координиране на разполагаемостта и определяне на програмите за планов престой на производствените агрегати по чл. 109, ал. 3 от ЗЕ, за да се удовлетворят изискванията на потреблението в съответствие със степента на надеждност, определена по чл. 4, ал. 2, т. 4 от ЗЕ.

Чл. 81. (1) Процедурата за планиране на студения резерв обхваща моделните изчисления, които операторът на електроенергийната система 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 електропреносната мрежа. При определянето на разходите се приемат:

- а) прогнозна цена за разполагаемост на студения резерв;
- б) осреднена цена за недоставена електроенергия, която се определя ежегодно от ДКЕВР като изчислителна, а не търговска величина, по предложение на Електроенергийния системен оператор, внесено до 15 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.

$$K_{\Gamma} = T_{\text{раб}} / (T_{\text{раб}} + T_{\text{неразп}}).$$

Агрегатите в кондензационните електрически централи (КЕЦ) се представят индивидуално чрез техните очаквани разполагаеми мощности и реални

коэффициенти на готовност от предходната година. Теплофикационните централи се представят общо като една еквивалентна централа с разполагаема мощност, съответстваща на среднестатистическата 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:

$$f_g(g) = \frac{e^{-\left(\frac{g-\bar{g}}{\delta_g}\right)^2}}{\delta_g(2\pi)^{0.5}} \text{ е плътността на вероятностното разпределение;}$$

$$\bar{g} = \sum_{i=1}^{n_g} g_i p_i \text{ е математическото очакване на сумарната разполагаема мощност;}$$

$$\delta_g^2 = \sum_{i=1}^{n_g} g_i^2 p_i (1 - p_i) \text{ е дисперсията на сумарната разполагаема мощност;}$$

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

p_i е 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:

$$f_w(w) = \frac{e^{-\left(\frac{w-\bar{w}}{\delta_w}\right)^2}}{\delta_w(2\pi)^{0.5}} \text{ е плътността на вероятностното разпределение;}$$

w е математическото очакване на прогнозния товар;

δ_w^2 е 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:

а) 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 h за година се разделя на три подпериода, съответстващи на трите вида натоварвания в ЕЕС:

- минимални условия, съответстващи на минималния товар на електроенергийната система;
- средни условия, съответстващи на средния товар на електроенергийната система;
- максимални условия, съответстващи на максималния товар на електроенергийната система.

б) пълната вероятност за мощностен дефицит $\epsilon: I_{def} = F_z(0)$;

в) коефициентът на енергийна адекватност $\epsilon: K_g = 1 - I_{def}$.

Коефициентът K_g 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.

г) количеството недоставена електроенергия се определя чрез:

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

където T е дължината на разглеждания период, h;

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

Въз основа на горните изчисления до 30 юни на текущата година електроенергийният системен оператор предлага проект, а до 31 юли Министерът на икономиката и енергетиката издава заповед за задължителните показатели по чл. 4, ал. 2, т. 4 от 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 студения резерв, до 31 август на текущата година електроенергийният системен оператор изпраща на производителите ползватели на електропреносната мрежа прогнозни данни за разполагаемост през следващата календарна година;

2. всички производители, присъединени към електропреносната мрежа, изпращат на електроенергийния системен оператор до 15 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 възнамерявания ремонт;

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

3. освен информацията по т. 2 НЕК-ЕАД, в качеството си на производител, изпраща на електроенергийния системен оператор 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 електроенергийният системен оператор 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. електроенергийният системен оператор представя на производителите, ползватели на електропреносната мрежа, предварителната програма за разполагаемост и предварителната програма за планирани престои до 30 септември на текущата календарна година;

6. електроенергийният системен оператор 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, електроенергийният системен оператор има право да определи съответните периоди на престой, като изхожда от изискванията по т. 4;

8. електроенергийният системен оператор изготвя програма за общата разполагаемост и окончателната ремонтна програма до 31 октомври на текущата година и я изпраща на производителите на електроенергия;

9. електроенергийният системен оператор 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 31 октомври на текущата година.

Чл. 83. Краткосрочните престои за ремонти на производствените агрегати трябва да бъдат планирани като процент от располагаемостта 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 електроенергийния системен оператор в съответствие с изискванията на Наредбата за условията и реда, при които се осъществява дейността на електроенергийния системен оператор и операторите на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите и съответното разрешение, дадено от електроенергийния системен оператор. 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 електроенергийния системен оператор за събитието;

2. засегнатата страна трябва възможно най-скоро да предостави на електроенергийния системен оператор 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 електроенергийният системен оператор дава разрешения съгласно Наредбата за условията и реда, при които се осъществява дейността на електроенергийния системен оператор и операторите 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 електроенергийният системен оператор 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) Електроенергийният системен оператор 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 ноември на текущата година, електроенергийният системен оператор договаря с производителите разполагаемост за осигуряване на планирания студен резерв в съответствие със заповедта по чл. 4, ал. 2, т. 4 от 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, обществения доставчик предоставя на електроенергийния системен оператор следните месечни данни за следващата година:

1. за източници на електроенергия, ползватели на електропреносната мрежа:
 - а) количества електроенергия планирани за доставяне в електропреносната 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 производители/доставчици или потребители 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 потребители 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 електропреносната мрежа предоставят на електроенергийния системен оператор следните месечни данни за следващата година:

1. за собствените източници на електроенергия:
 - а) количества електроенергия планирани за доставяне в електропреносната 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 потребители 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 потребители 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, разпределителните предприятия и потребителите, ползватели на електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийния системен оператор следните месечни данни за следващата година:

1. производствени източници, ползватели на електроразпределителната 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 електропреносната мрежа информира незабавно електроенергийния системен оператор за възникнали изменения в информацията по предходните алинеи.

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

1. Ползвателите производители, ползвателите потребители и общественият доставчик заявяват при електроенергийния системен оператор договорените от тях седмични графици за доставка и непродадените разполагаеми мощности при спазване на условията и сроковете съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия. Графиките не могат да нарушават договорените технически характеристики на агрегатите, в т.ч. работния диапазон, както и условията за достъп до мрежата.

2. Електроенергийният системен оператор проверява изпълнимостта на известните графици за доставка и отговаря съгласно сроковете и условията в Правилата за търговия с електрическа енергия.

3. Електроенергийният системен оператор съгласува със засегнатите оператори на зони/блокове за управление и представя в центъра за координиране на графиките за междусистемен обмен коректни графици в сроковете и при условията на многостранното споразумение действащо в UCPE, в това число компенсационните доставки предизвикани от неумишлените отклонения на реалните обмени спрямо плановите.

4. Ползвателите производители, ползвателите потребители и общественият доставчик заявяват при електроенергийния системен оператор исканите от тях изменения в разполагаемостта на производствените агрегати или елементи на мрежата в сроковете и при условията на "Наредба за условията и реда, при които се осъществява 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) До 16:00 ч. в петък на текущата седмица електроенергийния системен оператор определя предварителен график за работа на производствените агрегати на производителите и режима на електропреносната мрежа и до 17:00 ч. съобщава на производителите и потребителите ползватели на мрежата промените, ако се предвиждат такива, в състава на производствените агрегати и преносните елементи.

(3) Седмичните графици по ал. 1 за доставка в страната обхващат периода от 00:00 ч. в понеделник до 24:00 ч. в неделя на следващата седмица по местно време.

(4) Седмичните графици по ал. 1 за доставка зад граница обхващат периода от 00:00 ч. в понеделник до 24:00 ч. в неделя на следващата седмица по централно Европейско време.

Чл. 89. (1) За целите на ежедневното планиране ползвателите на мрежата и електроенергийният системен оператор прилагат следната процедура за договаряне режима на ползване на мрежата “през предстоящия ден”:

1. През работните дни ползвателите производители, ползвателите потребители и общественият доставчик заявяват при електроенергийния системен оператор договорените от тях графици за доставка през “предстоящия ден” (в петък-за събота, неделя и понеделник) и непродадените разполагаеми мощности при спазване на условията и сроковете съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия. Графиките за доставка в страната обхващат периода от 00:00 ч. до 24:00 ч. местно време на “предстоящия ден” (в т.ч. неделя, понеделник или други официални празници). Графиките за доставка зад граница обхващат периода от 00:00 ч. до 24:00 ч. Централно Европейско време на “предстоящия ден” (в т.ч. неделя, понеделник или други официални празници). Графиките не могат да нарушават договорените технически характеристики на агрегатите, в т.ч. работния диапазон, както и условията за достъп до мрежата.

2. Графиките не могат да нарушават договорените технически характеристики на агрегатите, в т.ч. работния диапазон, както и условията за достъп до мрежата.

3. Електроенергийният системен оператор съгласува със засегнатите оператори на зони/блокове за управление и представя в Северния център за координиране на графиките в UCPE коректни графици за междусистемен обмен в сроковете и при условията на многостранното споразумение, действащо в UCPE, както и правилата действащи в ETSO.

4. Ползвателите производители, ползвателите потребители и общественият доставчик заявяват при електроенергийния системен оператор исканите от тях изменения в разполагаемостта на производствените агрегати или елементи на мрежата за следващия ден при условията на “Наредбата за условията и реда, при който се осъществява дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите”.

5. Електроенергийният системен оператор проверява изпълнимостта на известните графици за доставка и известните изменения в разполагаемостта и отговаря съгласно сроковете и условията в Правилата за търговия с електрическа енергия и Наредбата за условията и реда, при който се осъществява дейността на

операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите, чрез което най-късно до 15:30 ч. се определя предварителен график за работа на производствените агрегати на производителите в т.ч. спиране и пускане на генераторни блокове и режима на електропреносната мрежа за предстоящия ден.

(2) Веднага след получаване на утвърдените графици на пазара за “предстоящия ден” (респективно за събота, неделя и понеделник - 15:30 в работен ден) ползвателите производители, ползвателите потребители и общественият доставчик започват да заявяват при електроенергийния системен оператор предложения за балансиране. Електроенергийният системен оператор автоматично пренася непродадените преди това разполагаеми мощности (в т.ч. непродадени предложения от пазара за “предстоящия ден”) в приоритетния списък на балансиращия пазар. Заявяването и активирането на предложения за балансиране тече до приключване на следващия ден (24:00 в деня на доставките) при спазване на условията съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия. При установяване на недостиг на третичен резерв, в резултат на недостиг на балансиращи мощности, електроенергийният системен оператор активира студен резерв в необходимия размер.

(3) Процедурите по ал. 1 се извършват във всеки работен ден, като в петък обхващат и дните събота, неделя и понеделник.

(4) Процедурите по ал. 2 се извършват ежедневно.

(5) Режима на ползване на мрежата през “деня на доставки” 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, електроенергийният системен оператор има право:

1. да прекрати работата на пазара на електроенергия по реда на Правилата за търговия с електрическа енергия;
2. да анулира планираните графици на засегнатите производители;
3. да разпореда 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 изолиран район 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 от първичния енергоносител;
 - 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 електроенергийния системен оператор при тяхното планиране, договаряне и използване.

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

(2) Електроенергийният системен оператор 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, диспечериране и управление на надеждната синхронна работа на нейните ползватели; балансиране на доставките; измерване и отчитане на мощността, регулиращата и балансираща енергии; уреждане на задълженията на пазарните участници).

(3) За реализиране на някои системни услуги електроенергийният системен оператор може да закупува допълнителни услуги от ползватели на мрежата, и да 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;
4. участие в регулиране на напрежението или на потока реактивна мощност от/към електропреносната електрическа мрежа;

5. възможността за включване на генератор към останала без напрежение мрежа, който възстановява нейното захранване.

Студеният резерв е особен вид допълнителна (спомагателна) услуга.

Чл. 95. (1) Разполагаемостта на генериращи блокове от КЕЦ за участие в първичното, вторично и третично регулиране, както и студения резерв се договарят и заплащат като отделни от електроенергията стоки съгласно Наредбата по чл. 36 ал. 3 от ЗЕ, касаеща електроенергията и Правилата за търговия с електроенергия. Предоставянето на останалите допълнителни услуги е задължително за ползвателите, които получават обезвъзмездяване на своите разходи чрез цената на доставената електроенергия.

(2) За изпълнението на задълженията си във връзка с регулирането на честотата и активните мощности и регулирането на напреженията електроенергийният системен оператор планира доставката на всички допълнителни услуги съгл чл. 94.

Чл. 96. Условието, при които се предоставят допълнителни услуги на електроенергийния системен оператор, по договори с ползвателите на електропреносната 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 електроенергийния системен оператор по всяко време;
3. доказване на способността да се предоставят услугите чрез периодични изпитания.

Чл. 97. (1) Първичното регулиране на честотата се осъществява чрез активиране на резерва за първично регулиране, предоставян от генериращите блокове на производителите на електрическа енергия при изменение на честотата в електроенергийната система.

(2) Резервът за първично регулиране P_p 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 изискваният резерв за първично регулиране се разпределя и утвърждава от Работната група "Паралелна работа и сигурност" на УСТЕ.

(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 се задава от електроенергийния системен оператор;

2. мъртва зона, в която турбинният регулатор не действа при промяна на честотата. Тя трябва да бъде настройваема величина в диапазона от 0 до ± 500 mHz спрямо номиналната честота. Настройката на мъртвата зона трябва да бъде равна на нула, ако електроенергийният системен оператор не е задал друга стойност;
3. зона на нечувствителност, в която турбинният регулатор не действа при промяна на честотата поради своите конструктивни недостатъци. Тя се определя от конструкцията на турбинния регулатор и не трябва да надвишава диапазона от ± 10 mHz;
4. размерът на резерва за първично регулиране се задава от електроенергийния системен оператор в зависимост от потребностите на електроенергийната система и от техническите характеристики на енергийния блок;
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) Електроенергийният системен оператор 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.

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.
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. големина на резерва – в съответствие с израза

$$R = \sqrt{aL_{\max} + b^2} - b$$

където:

L_{\max} е максималният товар на контролната зона за периода на планиране, MW;

$a = 10$ MW;

$b = 150$ MW;

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

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 потребители, участващи в пазара на балансираща енергия, или от външни партньори 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) Електроенергийният системен оператор 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) Регулиране на напрежението в електропреносната електрическа мрежа се осъществява от електроенергийния системен оператор чрез:

1. производствените агрегати на производителите на електрическа енергия;
2. регулиращите средства на електропреносната мрежа;
3. регулиращите устройства на потребители, присъединени към електропреносната мрежа.

(2) Електроенергийният системен оператор планира регулирането на напреженията на базата на следните критерии:

1. допустими граници на напрежението във възлите на електропреносната мрежа;

2. запас по устойчивост;
 3. минимални загуби на активна електрическа енергия в електропреносната мрежа.
- (3) Предоставянето на услугата “участие в регулиране на напрежението” от ползвателите на електропреносната мрежа се дефинира със следните показатели:
1. диапазон за работа по реактивна мощност - определен от мощностната диаграма на синхронния генератор/компенсиращото средство;
 2. точност на поддържане на зададеното напрежение, както следва:
 - а) $\pm 7,5$ kV за електрическа уредба 750 kV;
 - б) ± 4 kV за електрическа уредба 400 kV;
 - в) ± 3 kV за електрическа уредба 220 kV;
 - г) ± 2 kV за електрическа уредба 110 kV;
 - д) $\pm 0,4$ kV за електрическа уредба 20 kV;
 - е) $\pm 0,2$ kV за електрическа уредба 10 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) Ползвателите на електропреносната мрежа задължително участват в регулирането на напрежението на електропреносната мрежа.

Раздел V

Планиране на третичния (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 електроенергийния системен оператор.

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 електроенергийния системен оператор.
- (2) Използването на резерва по ал. 1, т. 1, т. 2 и т. 3 се осъществява чрез промяна на плана и графици 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 потребители за диапазоните, за които има ограничения, свързани с режимите на работа на електроелектропреносната и/или електроразпределителните мрежи.

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

1. договори за използване на непродадената разполагаемост на кондензационните електрически централи;
2. договори за използване на ВЕЦ и ПАВЕЦ на обществения доставчик;
3. активиране на предложения на пазара на балансираща енергия от страна на ползвателите на електропреносната 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 електроенергийния системен оператор без намеса на оперативния персонал в електрическата централа, когато генераторите са оборудвани със средства за дистанционно управление.

(2) Активирането на резерва за третично управление, който не е оборудван 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 хидро агрегати след активиране може да бъдат въведени 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 потребителите 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;

(3) При установяване на недостиг на третичен резерв, електроенергийният системен оператор 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 търговия.

(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 електропреносната електрическа мрежа

Чл. 108. Целта на планирането на режима на работа на електропреносната 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, посочени в чл. 13. Планирането се осъществява чрез:

1. разработване на годишни програми за ремонт на съоръженията от електропреносната мрежа;
2. оперативно планиране.

Чл. 109. Електроенергийният системен оператор, съгласувано с преносното предприятие, разработва програма за ремонта на съоръженията в електропреносната мрежа за текущата календарна година.

Чл. 110. Годишната програма за ремонт на съоръженията от електропреносната 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. изпълняване 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 програма за ремонт на съоръженията се разработва по следната процедура:

1. Преносното предприятие и ползвателите на електропреносната мрежа изпращат на електроенергийният системен оператор до края на м. септември на календарната година, предшестваща плановата година, заявките си за ремонт на съоръжения в своите електрически мрежи, както и други специфични изисквания, които трябва да бъдат взети под внимание при разработването на годишната програма за ремонт на съоръженията от електропреносната мрежа;

2. до края на месец октомври на същата календарна година електроенергийният системен оператор подготвя предложение за годишна ремонтна програма, където се посочва:

- а) диспечерското наименование на съоръжението, което ще се извежда от работа за ремонт;
- б) начална дата и необходима продължителност на ремонта;
- в) кратко описание на ремонтните работи;
- г) други условия или изисквания, ако има такива.

3. до края на месец ноември на календарната година, предшестваща плановата година, електроенергийният системен оператор, съгласувано с преносното предприятие, разработва годишната програма за ремонта на съоръженията, следвайки приоритетите, посочени в чл. 111. Съгласуваната годишна програма за ремонт на съоръженията на електропреносната мрежа се предоставя на всички ползватели на електропреносната мрежа;

4. ремонтната програма за елементите на електропреносната мрежа с междусистемно значение се съставя в съответствие със споразуменията по чл. 1, ал. 3.

Чл. 113. Годишната програма за ремонт на електропреносната мрежа може да бъде променена в хода на нейното изпълнение при:

- 1. възникване на експлоатационни условия, които не позволяват да бъдат осигурени изискванията за сигурност, посочени в чл.13;
- 2. взаимна договореност между електроенергийния системен оператор, преносното предприятие и ползвателите на електропреносната мрежа;
- 3. форсмажорни обстоятелства.

Чл. 114. (1) Електроенергийният системен оператор, на базата на информацията по чл. 87 и извършени от него изчисления и анализи, определя максималната разполагаема пропускателна/преносна способност по границите на зоните на балансиране и/или на критични електропроводи или сечения от електропреносната мрежа в MW за всеки месец на предстоящата година и ги публикува най-късно до края на месец ноември.

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

(3) Ако определената максимална разполагаема преносна способност е по-малка от проявения интерес за вкарване/изкарване на мощности в електропреносната мрежа и тя не може да удовлетвори без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, електроенергийният системен оператор разделя националната зона/блок за управление на отделни балансови зони по линията на теснината (сечението между отделните балансови зони).

(4) При случаите съгласно ал. 3 електроенергийният системен оператор продава дялове от публикуваната пропускателна способност чрез годишни търгове в съответствие с Правилата за търговия с електроенергия и разрешава достъп на

ползватели в размера на закупената от тях преносна способност, при което ползвателите заплащат еднаква цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36, ал. 3 от ЗЕ плюс тръжната цена за преносна способност.

(5) Електроенергийният системен оператор актуализира и определя максималната разполагаема пропускателна/преносна способност по границите на зоните на балансиране и/или на критични електропроводи или сечения от електропреносната мрежа в MW за всеки следващ месец и ги публикува най-късно до 15 число на текущия месец.

(6) Ако актуализираната по ал. 5 максимална разполагаема преносна способност е по-голяма от проявения интерес за вкарване/изкарване на мощности в електропреносната мрежа, електроенергийният системен оператор разрешава достъп за максимално заявените от всички ползватели мощности, при което електропреносната мрежа удовлетворява без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, а ползвателите заплащат еднаква цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36 ал. 3 от ЗЕ.

(7) Ако актуализираната по ал. 5 максимална разполагаема преносна способност е по-малка от проявения интерес за вкарване/изкарване на мощности в електропреносната мрежа и тя не може да удовлетвори без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, електроенергийният системен оператор разделя националната зона/блок за управление на отделни балансови зони по линията на теснината (сечението между отделните балансови зони).

(8) При случаите съгласно ал. 7 електроенергийният системен оператор продава дялове от публикуваната пропускателна способност чрез месечни търгове в съответствие с Правилата за търговия с електроенергия и разрешава достъп на ползватели в размера на закупената от тях преносна способност, при което ползвателите заплащат еднаква цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36 ал. 3 от ЗЕ плюс тръжната цена за преносна способност.

(9) Електроенергийният системен оператор актуализира и определя максималната разполагаема пропускателна/преносна способност по границите на зоните на балансиране и/или на критични електропроводи или сечения от електропреносната мрежа в MW за всеки следващ ден и ги публикува най-късно до 10 часа на текущия ден.

(8) Ако актуализираната по ал. 9 максимална разполагаема преносна способност е по-малка от проявения интерес за вкарване/изкарване на мощности в електропреносната мрежа и тя не може да удовлетвори без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, електроенергийният системен оператор продава дялове от публикуваната пропускателна способност чрез дневни търгове в съответствие с Правилата за търговия с електроенергия и разрешава достъп на ползватели в размера на закупената от тях преносна способност, при което ползвателите заплащат еднаква цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36 ал. 3 от ЗЕ плюс тръжната цена за преносна способност.

Чл. 115. (1) За целите на управлението на електроенергийната система в реално време електроенергийният системен оператор извършва оперативно планиране на режима на работа на електропреносната 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 електропреносната 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 електропреносната мрежа);

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

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

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

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

(2) Електроенергийният системен оператор договаря с операторите на близките зони за управление процедурите за обмен на необходимите данни за съставяне на актуален математически модел на електроенергийната система на партньорите за изчисляване на очакваното натоварване на елементите на електропреносната мрежа и оценка на допустимостта и сигурността на работа на електроенергийната система на България в съответствие с изискванията и правилата на УСТЕ.

Чл. 118. (1) Електроенергийният системен оператор 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, електроенергийният системен оператор има право да не съгласува тези доставки на електроенергия между ползватели на електропреносната 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.

Раздел VII Защитен план

Чл. 119. (1) Работата на електропреносната 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 защитен механизъм за предотвратяване разпадането на електроенергийната система.

Чл. 120. Защитният план определя процедурите за защита от общосистемни аварии, тяхното предотвратяване и ограничаване на развитието им в съответствие с Правилата на УСТЕ.

Чл. 121. (1) Във всяка електроенергийна система се разработва и прилага такава организация на защита, която да предотвратява възникването и развитието на общосистемни аварии в резултат на аварийно изключване на един или няколко елемента (генератори, електропроводи и др.).

(2) Смущения в една електроенергийна система не трябва да се разпространяват и да имат отрицателен ефект върху съседни, паралелно работещи електроенергийни системи.

(3) Електроенергийният системен оператор е отговорен за сигурната и устойчива паралелна работа на електроенергийната система и е длъжен да разработи и съгласува с останалите ползватели на електропреносната мрежа защитен план, както и да координира неговото реализиране и прилагане в процеса на работа.

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

(5) Защитният план трябва да обхваща:

1. принципи и организация на защитната система;
2. изисквания към прилаганите технически средства за защита;
3. разпределение на задълженията и отговорностите между електроенергийния системен оператор, преносното предприятие и ползвателите на електропреносната 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 минимизират 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 минимизират 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 защитите всички междусистемни електропроводи 400 kV трябва да имат минимален набор от средства за ограничаване и регистриране на смущенията и аварията, който включва:

1. Автоматика за прекратяване на асинхронен ход (АПАХ);
2. Автоматика за защита от повишено напрежение (АЗПН);
3. Автоматика срещу претоварване по активна мощност (АСПАМ);
4. Честотна автоматика (ЧА);
5. Регистратор на електромеханични преходни процеси (РЕПС).

(2) За запазване статичната и динамична устойчивост на ЕЕС, на междусистемните електропроводи могат да бъдат монтирани допълнителни устройства по препоръка на оператора на ЕЕС.

(3) Вида на оборудването, техническите параметри и настройките на противоаварийното управление 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 това 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) Под претоварване се разбира и пренасянето на активна мощност по междусистемни и вътрешносистемни електропроводи над максимално допустимите стойности (критични електропроводи или сечения), определени от условието за запазване на статичната и динамичната устойчивост на електроенергийната система, на част от нея или на отделна електрическа централа.

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

(5) За прекратяване преминаването на потоци на активна мощност над допустимите стойности трябва да се прилагат противоаварийни автоматики по активна мощност, действащи на разделянето на електрическата мрежа.

Чл. 125. (1) За прекратяване на асинхронния режим на работа, всички междусистемни електропроводи, по които се осъществява паралелна работа с други електроенергийни системи, вътрешни електропроводи (по преценка на електроенергийния системен оператор) и всички генераторни блокове с мощност над 150 MW трябва да бъдат оборудвани с автоматика за прекратяване на асинхронен ход (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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 126. (1) При отклонение на честотата извън диапазона от 49,5 Hz до 50,3 Hz трябва да се изпълнява противоаварийно управление за възстановяване на честотата в допустимия диапазон.

(2) Електрическите централи трябва да могат да работят при честота в диапазона от 46,5 Hz до 52,0 Hz, докато в резултат на противоаварийното управление честотата бъде възстановена в границите по ал. 1.

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

49,5 - 49,0 Hz	<p>Автоматично изключване на помпи в ПАВЕЦ Автоматично или оперативно мобилизиране на разполагаемия въртящ резерв в ТЕЦ и ВЕЦ Автоматично пускане и включване в паралелна работа на агрегати във ВЕЦ</p>
49,0 - 48,0 Hz	<p>I. Автоматично честотно разтоварване(АЧР) АЧР означава изключване на електрически товари от електрическата мрежа с цел да се преустанови по-нататъшното понижение на честотата и да се възстанови балансът между произвежданата и потребяваната електрическа енергия, при една приемлива стойност на ниво над 49,0 Hz до предприемането на допълнителни мерки за възстановяване на честотата в допустимия диапазон. АЧР се осъществява чрез релета за понижена честота, монтирани в трансформаторните подстанции 110/СрН, които действуват на изключване на изводи СрН.</p> <p>Действието на АЧР е организирано в три функции:</p> <p>а) АЧР-I (бързодействащо разтоварване) - има за задача да преустанови по-нататъшното понижение 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 сек. 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 потребители по важност (според заявената категория);</p> <p>б) 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 стъпала от АЧР I;</p> <p>в) ускорено АЧР– действа по критерия "скорост на изменение на честотата" (df/dt) и има за задача да ускори възстановяването на баланса производство-потребление при значителни дефицити на активна мощност чрез изключване на допълнителни електрически товари още в първия момент на понижението на честотата под 49,0 Hz. Ускореното АЧР действа на изключване на товари, присъединени към първо, второ, трето и четвърто стъпала 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.</p> <p>II. Честотна междусистемна автоматика Честотната автоматика действа на изключване на междусистемни</p>

	електропроводи за запазване статичната и динамична устойчивост на ЕЕС. Настройките и режимите се определят съвместно от операторите на близките зони.
--	---

(4) При повишение на честотата и стойност на $\Delta f/\Delta t$ в диапазона от 10 до 100 mHz/s (конкретната стойност се определя от ЕСО), се изпълнява следното противоаварийно управление:

Над 50,3 Hz	Автоматично разтоварване и изключване на генератори във ВЕЦ и изключване на ВяЕЦ
Над 50,4 Hz	Автоматично разтоварване на термични блокове

(5) Техническите параметри и настройки на противоаварийното управление при смущения на честотата се определят и задават от електроенергийния системен оператор.

Чл. 127. (1) За да се предпази електрическото оборудване в електропреносната мрежа от недопустимо високи напрежения, всички електропроводи с работно напрежение 400 kV и по-високо трябва да се оборудват с автоматика за защита от повишено напрежение (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.

Чл. 128. (1) Електроенергийният системен оператор, на базата на свои изследвания, определя точките или областите от електрическата мрежа, където съществува риск от аварийно понижаване на напрежението и предлага подходящо противоаварийно управление, което се съгласува със засегнатите ползватели на електропреносната мрежа.

(2) Противоаварийното управляващо въздействие може да бъде изключване на шунтови реактори, включване на кондензаторни батерии, изключване на потребители.

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

Чл. 129. (1) За случаите на аварийно изключване на блок 1000 MW в АЕЦ “Козлодуй” електроенергийният системен оператор прилага специална противоаварийна разтоварваща автоматика-системна автоматика за ограничаване на натоварването (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 междусистемните 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) Автоматиката по ал. 1, монтирана в АЕЦ “Козлодуй”, предава управляващи команди по високочестотни канали до съответните обекти от електроенергийната система и действа на изключване на:

1. помпи в ПАВЕЦ “Чаира”;
2. потребители, *включени в състава на АЧР*, чийто технологичен процес не се смущава от краткотрайно прекъсване на електрозахранването;
3. други потребители по взаимна договореност с електроенергийния системен оператор.

(4) Електроенергийният системен оператор 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 отнася за случаите на:

1. разделянето на електроенергийната система на България на несинхронно работещи части и изключване на производствени мощности и потребители;
2. пълно разпадане на електроенергийната система на България.

(2) Планът за възстановяване определя:

1. общите принципи при действията на електроенергийния системен оператор, на операторите на разпределителните мрежи и на оперативния дежурен персонал на електроенергийните обекти при възстановяването на електроенергийната система и разпределението на функциите и отговорностите между тях;
2. набор от основни сценарии за възстановяване (на основата на допускането за пълно отсъствие на напрежение в обектите на електроенергийната система), които могат да се комбинират и прилагат към конкретните аварийни ситуации, включително разделяне на електроенергийната система на несинхронно работещи части и частично разпадане;
3. последователността на приоритетите при възстановяване на електроенергийната система:
 - а) захранване на собствените нужди на АЕЦ;
 - б) снабдяване на потребители, чието прекъсване води до опасност за живота и здравето на хора и екологични замърсявания (потребители нулева категория);
 - в) захранване на собствените нужди на ТЕЦ;
 - г) снабдяване на потребители, чието прекъсване води до нарушаване на функциите на важни обекти от инфраструктурата на населени места, разстройване на сложни технологични процеси (потребители първа категория).
4. основните източници на захранване при възстановяване на електроенергийната система:
 - а) съседни електроенергийни системи;

б) ВЕЦ с възможности за пускане без външно захранване.

5. аварийните коридори за подаване захранване на собствените нужди на електрическите централи.

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

1. потоци на активната и реактивната мощност в електропреносната 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 компенсирани устройства – шунтови реактори и кондензаторни батерии;
6. състояние на комутационните апарати;
7. автоматично действие на релейни защиты на основни елементи на електропреносната мрежа, на автоматично честотно отделяне, 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 електропреносната мрежа трябва да бъдат резервирани.

Чл. 134. SCADA 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) Електроенергийният системен оператор 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) пускане без външно захранване и подаване на напрежение на част от мрежата;
 - б) работа в режим на изолиран остров;
 - 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 бъде осигурен достатъчен запас на производствена мощност за осигуряване на честота в диапазона по чл. 126, ал. 2 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 електропреносната мрежа;
- б) възстановяване на паралелната работа на електроенергийната система на България със съседните електроенергийни системи;
- в) възстановяване на захранването на всички потребители с помощ от съседни електроенергийни системи, доколкото е възможно;
- г) възстановяване на планирания режим на работа.

Чл. 138. Разработването на плана е задължение на електроенергийния системен оператор.

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

1. извършва се между преносното предприятие, електроенергийния системен оператор и ползвателите на електропреносната мрежа при спазване на изискванията на чл. 3, ал. 2, т. 5;
2. извършва се между електроенергийният системен оператор 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 електропреносната мрежа, изразил несъгласие. При вземането на такова решение електроенергийният системен оператор отчита реалните технически възможности на съответния ползвател.

Чл. 140. Разпространение на план за възстановяване:

1. електроенергийният системен оператор изпраща до всеки ползвател на електропреносната мрежа частите на официалния документ, които го засягат;
2. всеки ползвател на електропреносната мрежа съставя подробен местен план за действие на оперативния персонал във всеки свой обект, присъединен към електропреносната 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. Електроенергийният системен оператор предлага внасянето на промени при:
 - а) въвеждане в експлоатация на нови производствени мощности;
 - б) присъединяване на нови потребители към електропреносната мрежа;
 - в) промяна на конфигурацията на електропреносната мрежа, която засяга плана за възстановяване.
3. всяко мотивирано предложение за промяна се обсъжда от преносното предприятие, електроенергийният системен оператор и засегнатите ползватели на електропреносната мрежа при спазване на изискванията на чл. 3, ал. 2, т. 5;
4. при непостигане на съгласие електроенергийният системен оператор определя действията по отношение на плана за възстановяване, които са задължителни за съответните ползватели на електропреносната мрежа. При вземането на такова решение електроенергийният системен оператор отчита реалните технически възможности на съответния ползвател;

5. електроенергийният системен оператор разпространява коригирания документ до всички ползватели на електропреносната мрежа;
6. всеки ползвател на електропреносната мрежа внася изменения, където е необходимо, в местните планове на своите обекти, на основата на коригирания план за възстановяване на електроенергийната система;
7. електроенергийният системен оператор преразглежда плана за възстановяване ежегодно.

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

1. електроенергийният системен оператор е задължен да обучава оперативния си персонал чрез диспечерски тренажор на работата на електроенергийната система;
2. електроенергийният системен оператор трябва да провери на практика всеки един от аварийните коридори до основните електрически централи;
3. електроенергийният системен оператор трябва да провежда ежегодно практически проверки на части от аварийни коридори за обучение на оперативния персонал на обектите, присъединени към електропреносната мрежа;
4. операторите на разпределителните мрежи провеждат ежегодно практически проверки на части от аварийни коридори за обучение на собствения си оперативен персонал и на оперативния персонал на обектите, присъединени към разпределителните мрежи;
5. електроенергийният системен оператор, операторите на разпределителните мрежи и ползвателите на електропреносната мрежа 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. електроенергийният системен оператор, операторите на разпределителните мрежи и ползвателите обменят помежду си телефонните номера и имената на длъжностните лица, отговорни за организирането и работата на информационни пунктове, които действат при системни аварии;
2. електроенергийният системен оператор информира операторите на разпределителните мрежи и оперативния персонал на останалите ползватели на електропреносната мрежа в случаите на системна авария;
3. електроенергийният системен оператор организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:
 - а) ръководството на преносното предприятие;
 - б) ръководството на МИЕ и ДКЕВР;
 - в) ползвателите на електропреносната мрежа;
 - г) медиите.
4. всяко разпределително предприятие организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:
 - а) ръководството на МИЕ и ДКЕВР;
 - б) ползвателите на разпределителната мрежа;
 - в) медиите.
5. всеки ползвател на електропреносната мрежа 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. електроенергийният системен оператор и операторите на разпределителните мрежи самостоятелно решават докога да функционират техните информационни пунктове и информират съответните ползватели за своето решение;
10. електроенергийният системен оператор може да вземе решение по т. 9 при възстановяване на свързана схема на електропреносната мрежа и захранване на не по-малко от 70 % от потребителите;
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 потребителите.

Глава шеста
УПРАВЛЕНИЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА
В РЕАЛНО ВРЕМЕ

Раздел I
Управление на производствените мощности

Чл. 144. Основните задачи на електроенергийния системен оператор и на производителите ползватели на електропреносната 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 електропреносната мрежа;
- 3. осигуряване на необходимите резерви от производствени мощности, които гарантират надеждността и качеството на паралелната работа и снабдяването на потребителите с електрическа енергия;
- 4. преодоляване на тесните места в електропреносната мрежа;
- 5. контрол на зададените графици за предоставяне на електрическа мощност и производство на електроенергия.

Чл. 145. Електроенергийният системен оператор управлява производствените мощности на производителите на електроенергия, които:

1. участват в либерализираната част на пазара на електрическа енергия;
2. участват в регулираната част на пазара на електрическа енергия;
3. участват в пазара на балансираща енергия;
4. осигуряват допълнителни услуги и студен резерв в съответствие с договорите, сключени с електроенергийният системен оператор.

Чл. 146. Процедури за управление:

1. електроенергийният системен оператор 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 UCTE;
- 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 електроенергийният системен оператор;
- 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 електропреносната мрежа, при отклонения на реалния режим от планирания;
- ж) активиране на предложенията за балансиране, регистрирани на балансиращия пазар за преодоляване на теснините в електропреносната 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 електропреносната 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. електроенергийният системен оператор 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 графици по напрежение на шините на електрическите централи.

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

1. Наредбата за условията и реда, при които се осъществява дейността на електроенергийния системен оператор и операторите 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 електроенергийният системен оператор 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/договорена разполагаемост на производствените агрегати на производителите на електроенергия;

5. изменения в състоянието на електропреносната мрежа;

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

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

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

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

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

11. изменения в графици на производители, използващи възобновяеми източници 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 Наредбата за условията и реда, при които се осъществява 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/договорени технически характеристики на производствените агрегати на производителите на електроенергия.

(4) Оперативният персонал на производителите на електроенергия е длъжен да изпълнява разпорежданията на диспечера. 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 електроенергийния системен оператор 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/договорени 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 електропреносната 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 електропреносната 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-малко 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 Наредбата за условията и реда, при които се осъществява 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 електроенергийния системен оператор 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) Електроенергийният системен оператор е координатор на контролен блок по отношение на първичното и вторичното регулиране на честотата в рамките на координационен център “Север” на УСТЕ.

(6) Електроенергийният системен оператор 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 удържи 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 електроенергийния системен оператор, предназначена за осигуряване надеждността и качеството на паралелната работа.

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

1. електроенергийният системен оператор трябва да осигури резерв за първично регулиране P_{pi} на основата на изчислителното смущение P_{pu} в съответствие с изискванията на USTE, 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 USTE;

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 енергия, 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 отклонението на честотата Δf , получено вследствие на смущението;

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

$$\lambda_i = \Delta P_i / \Delta f, \text{ MW/Hz},$$

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 област на USTE 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 електроенергийния системен оператор 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;

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:

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

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_{ri} е мощностно число на електроенергийната система, MW/Hz, и се определя ежегодно в рамките на УСТЕ. ($K_{ri} = 1,1 \lambda_{ri}$, където λ_{ri} е регулиращата енергия, определена за контролния блок на България). Съгласуваните по метода на мрежовите характеристики мощностни числа на отделните електроенергийни системи в УСТЕ 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. електроенергийният системен оператор трябва да поддържа резерв за вторично регулиране съгласно чл. 98, ал. 3, т. 1;

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. Типично за газовите централи е 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-та 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 системата за автоматично регулиране на честотата и обменните мощности (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 1-2 s.

(5) Електроенергийният системен оператор, съгласно изискванията на УСТЕ, 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 УСТЕ е задължение на електроенергийния системен оператор.

(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 (ETTRANS), 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 електроенергийния системен оператор в ЦДУ в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия.

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

(3) Оперативният персонал на електроенергийния системен оператор 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 работната мощност на електроенергийната система и в посока на намаляване на производствената мощност, независимо дали предложенията са направени от ползватели-производители или ползватели потребители.

Чл. 155. (1) Когато в електроенергийната система има недостиг на производствена мощност или е изразходвана част от положителния диапазон за вторично управление електроенергийният системен оператор:

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, електроенергийният системен оператор:

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 електроенергийния системен оператор 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 променян текущо от електроенергийния системен оператор:

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 електропреносната 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 електропреносната 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 електроенергийния системен оператор 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 електроенергийния системен оператор 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 електроенергийния системен оператор определя размера на активирания студен резерв в зависимост от размера на прогнозирания недостиг.
- (4) Оперативният персонал на електроенергийния системен оператор деактивира източник на студен резерв в обратен ред на процедурата по ал. 3 и ал. 4.

Раздел IV

Регулиране на напреженията в електропреносната мрежа

Чл. 157. Електроенергийният системен оператор е длъжен да извършва системната услуга “регулиране на напреженията в електропреносната мрежа” на основата на следните принципи:

1. поддържане на напреженията във възлите на електропреносната мрежа в допустимите граници;
2. поддържане на необходимата степен на устойчивост на паралелната работа на електроенергийната система;
3. постигане на необходимото качество на електроенергията по отношение на критерия “диапазон на изменение на напрежението” в местата на присъединяване на мрежите или уредбите на потребителите или разпределителните предприятия;
4. реализиране на минимални загуби на активна енергия.

Чл. 158. Процедури за регулиране на напрежението:

1. електроенергийният системен оператор издава диспечерски разпореждания до производителите за:
 - а) промяна на планирания график по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към електропреносната мрежа, при отклонения на планирания от реалния режим на електропреносната мрежа;
 - б) преминаване от режим “поддържане на напрежението” в режим “поддържане на реактивна мощност”, като задава необходимата стойност на реактивната мощност;

2. електроенергийният системен оператор, 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 електропреносната мрежа:

- а) шунтови реактори;
- б) кондензаторни батерии;
- в) статични компенсатори;
- г) синхронни компенсатори;
- д) силови автотрансформатори;
- е) електропроводи.

3. електроенергийният системен оператор 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 електропреносната мрежа;
- б) включване и изключване на кондензаторни батерии, присъединени към съответната разпределителна мрежа;

4. електроенергийният системен оператор осъществява контрол за изпълнението на графиците по напрежение в местата на присъединяване на мрежите или уредбите на ползвателите към електропреносната мрежа;

5. производителите на електрическа енергия са длъжни:

- а) да поддържат напреженията в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа в съответствие с планирания график в съгласуваните граници;
- б) да изпълняват незабавно диспечерските нареждания за промяна на планирания график по напрежение;
- в) в аварийни условия, с цел поддържане на зададения график по напрежение/реактивна мощност, да изпълняват диспечерските нареждания за повишаване на реактивната мощност, което може да изисква намаляване на активната мощност на производствените агрегати, без да нарушават техническите характеристики на синхронните генератори;
- г) да изпълняват незабавно диспечерските нареждания за преминаване от режим "поддържане на зададено напрежение" към режим "поддържане на зададена реактивна мощност" и обратно;
- д) производствените агрегати трябва да работят с постоянно въведени в работа автоматични регулатори на възбуждането на синхронни генератори (АРВ), като приоритетният им режим е "регулатор по напрежение". Системните стабилизатори (PSS) 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 надзор за изпълнението на зададените графици по напрежение.

6. операторите на разпределителни мрежи са длъжни да изпълняват разпорежданията на електроенергийния системен оператор във връзка с

поддържане на напреженията в местата на присъединяване на разпределителната към електропреносната мрежа в съгласуваните граници;

7. производителите, които експлоатират ТЕЦ с единична мощност на генериращите агрегати по-голяма от 25 MVA или ВЕЦ или ВЯЕЦ с обща мощност на генериращите агрегати, по-голяма от 10 MVA, трябва да участват в регулирането на напрежението в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа в съответствие с техническите си възможности и съгласно изискванията на електроенергийния системен оператор. Когато производителят не е в състояние да изпълни това условие, в договора по чл. 62 между електроенергийният системен оператор и производителя трябва да се договорят специфични условия (отделна услуга за регулиране на напрежението).

Чл. 159. Всички условия за предоставянето и използването на допълнителната услуга “регулиране на напрежението” се уреждат с договор за допълнителни услуги, сключен между производителя и електроенергийният системен оператор.

Раздел V

Преодоляване на теснините

в електропреносната мрежа и по междусистемните електропроводи

Чл. 160. (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 електропреносната мрежа от пренос на електроенергия.

(2) В процеса на управление на електроенергийната система в реално време електроенергийният системен оператор е длъжен да поддържа определената по чл. 114 максимална пропускателна/преносна способност на електропреносната мрежа и в нормални условия да гарантира продадената пропускателна/преносна способност.

Чл. 161. (1) Преодоляването на теснините по междусистемните електропроводи се осъществява съвместно с операторите на близките зони/блокове.

(2) При взаимоотношенията си със засегнатите съседни оператори, в съответствие с класификацията и правилата действащи в ETSO, електроенергийният системен оператор изпълнява функциите на разпределител и дател на достъп до електропреносната мрежа, отговорник за местата за измерване на обменената електроенергия по междусистемните електропроводи, отговорник за обединените данни, отговорник за (не)баланса в зоната/блока.

Чл. 162. Електроенергийният системен оператор е длъжен да надзирава обмена на електроенергия между ползвателите в допустимите граници на определената по чл. 114 максимална пропускателна способност на електропреносната мрежа.

Чл. 163. Недостиг на пропускателната способност на електропреносната мрежа в реално време може да възникне поради:

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

Чл. 164. (1) В случаите, когато електроенергийния системен оператор установи, че в електропреносната 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 електроенергийния системен оператор 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 електропреносната мрежа, ако има такива;
2. реперирание на преносната електрическа мрежа;
3. принудители изменения в графици 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 електропреносната мрежа).

(3) В случай, че теснината е причинена от електроенергийния системен оператор, той дължи обезщетение на ползвателите на мрежата, но до размера на причинените вреди.

Чл. 165. Намалването или пълното прекратяване на графици за доставки, както и ограничаване и прекратяване на достъпа трябва да се прилага, когато не могат да бъдат приложени други ефективни коригиращи мерки или ползвателят не е изпълнил договорните си задължения или разпоредените му мерки. Електроенергийният системен оператор провежда коригиращите мерки до отстраняване на теснината при равнопоставеност на всички ползватели на преносната електрическа мрежа и при пълна прозрачност на процедурата в следната последователност:

1. мерки, които имат най-голям ефект върху отстраняване на теснината;
2. при равностоен ефект за отстраняването на теснината, ограничаването на достъпа се прилага пропорционално на договореното право на ползване.

Раздел VI

Управление на потреблението

Чл. 166. (1) Управление на потреблението на ползвателите потребители се прилага в нормален и нарушен режим на електроенергийната система.

(2) Електроенергийният системен оператор, координаторите на балансиращите групи и потребителите, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, могат да договорят доставянето на допълнителни услуги, в това число участие в балансиращия пазар, и/или да 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. 167. Управление 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. понижение на напрежението;
3. претоварване на елементи на електропреносната мрежа;
4. недостиг на генериращи мощности.

Чл. 168. 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.

Чл. 169. Прилагането на управление на потреблението трябва да осигурява равнопоставеност на ползвателите на електропреносната мрежа.

Чл. 170. (1) Организиране на управлението на потреблението при смущения:

1. потребители ползватели на електропреносната мрежа участват в управлението на потреблението по действащия договор, сключен между съответния ползвател и електроенергийният системен оператор, 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 електроенергийния системен оператор;
- в) времето за осъществяване на договореното разтоварване.

2. разпределителните предприятия участват в управлението на потреблението, като:

- а) организират групи потребители за предаварийно ръчно изключване, без предварително предизвестие, в местата на присъединяване към електропреносната мрежа;
- б) съгласуват с електроенергийния системен оператор и потребителите ползватели на разпределителните мрежи ръчно изключване на потребители 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 Наредбата за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ;
- 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 потребителите;

з) електроенергийният системен оператор 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 електропреносната мрежа:

а) електроенергийният системен оператор разпорежда на операторите на разпределителни мрежи ограничаване на потреблението на територията на цялата страна или на част от нея по предварително определена програма;

б) предварително определената програма регламентира обема и периодичността на ограничаване на потребителите, като осигурява възможно най-голяма степен на равнопоставеност при съществуващите условия на работа на електроенергийната система;

в) операторите на разпределителни мрежи стриктно прилагат разпоредената програма и контролират изпълнението ѝ от страна на потребителите;

г) при констатиране на случаи на неизпълнение на разпоредено ограничение от страна на потребителите се прилагат мерките, предвидени в Наредбата 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 потребители без предизвестие при непланирано изключване на генериращи мощности, надвишаващи наличния резерв:

а) при възникване на необходимост електроенергийният системен оператор разпорежда на операторите на разпределителните мрежи и на потребителите ползватели на електропреносната мрежа изключване на групи потребители в необходимия размер;

б) изключванията трябва да се извършват на предварително определени последователни стъпки;

в) при осъществяване на изключванията трябва да бъде осигурявана възможно най-голяма степен на равнопоставеност на потребителите при съществуващите условия на работа на електроенергийната система;

г) разпределителните предприятия трябва ежегодно да представят на електроенергийния системен оператор за съгласуване план за предаварийно ръчно изключване на групи потребители без предизвестие.

(4). Координиране на действията:

а) когато управлението на потреблението се извършва от ползвателите на електропреносната мрежа (разпределителни предприятия или потребители) по нареждане на електроенергийния системен оператор за запазване на нейната цялост, предвидените групи потребители се изключват незабавно от операторите на разпределителни мрежи или дежурния оперативен персонал на потребителите;

б) когато управлението на потреблението се извършва от разпределителните предприятия за запазване целостта на разпределителните мрежи, предвидените

групи потребители се изключват незабавно от операторите на разпределителни мрежи.

Раздел VII Обмен на оперативна информация

Чл. 171. (1) С тези правила се осигурява възможност на електроенергийния системен оператор, преносното предприятие и ползвателите на електропреносната 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 възможният 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 информирание на всички засегнати ползватели на електропреносната мрежа, извършвано от електроенергийния системен оператор, за повишен риск от възникване на ненормални режими и аварийни събития и разпореждания за недопускането им.

(2) За осигуряване на обмена на оперативна информация електроенергийният системен оператор развива и поддържа телекомуникационни мрежи и информационни системи и устройства, като достъпа и ползването им от ползвателите на електропреносната мрежа се регламентира 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 Електроенергийния системен оператор.

(4) Електроенергийният системен оператор има еднакви задължения както към ползвателите на електропреносната 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 мрежи или измерването на обменната електроенергия.

(5) Правилата за обмен на оперативна информация и информационните системи на електроенергийният системен оператор и ползвателите на мрежата трябва да съответстват на аналогичните правила, действащи в UCTE и ETSO.

Чл. 172. (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 надеждността на работа и целостта на електроенергийната система.

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

1. оперативното информирание;
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. 173. (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 електроенергийния системен оператор.

(3) Получателят може да задава въпроси за изясняване на информацията и информиращата страна трябва да осигури предоставянето на необходимата информация.

Чл. 174. (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 оперативное информиране получателят трябва да го повтори, за да може информиращата страна да се убеди, че информацията е разбрана правилно.

Чл. 175. Събития, за които трябва да се информира:

1. когато съоръжения на ползватели или преносното предприятие 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 преносното предприятие;
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;
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. 176. (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. 177. 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 електропреносната мрежа;
5. претоварвания и изключвания на елементи в електропреносната мрежа;
6. други събития от значение за страните.

Чл. 178. 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 потребители 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. 179. Координацията на безопасността трябва да осигури безопасни условия при извършване на работи от преносното предприятие, електроенергийният системен оператор и/или ползвателите в и близо до мястото на присъединяване към електропреносната мрежа, когато безопасността на едната страна се осигурява от другата страна.

Чл. 180. При осъществяването на координацията на безопасността са задължителни изискванията на Закона за здравословни и безопасни условия на труд и Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи.

Чл. 181. Процедури за координация на безопасността:

1. преносното предприятие и ползвателите на електропреносната 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 електропреносната мрежа;
2. местните правила по безопасност и местните инструкции по безопасност не трябва да противоречат на Правилника за безопасност 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 електропреносната 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 електропреносната мрежа трябва да бъдат представени на електроенергийния системен оператор от ползвателите на електропреносната мрежа;
8. за всяко място на присъединяване преносното предприятие 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 преносното предприятие, електроенергийният системен оператор 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 електропреносната мрежа, трябва да се обърне към електроенергийния системен оператор 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 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) електроенергийният системен оператор разрешава на изпълняващата страна изпълнението на мерките по безопасност, предвидените 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 електроенергийния системен оператор 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 електроенергийния системен оператор и изпълняващата страна пряко или чрез електроенергийния системен оператор;

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 електропреносната мрежа:

а) електроенергийният системен оператор издава диспечерски разпореждания към оперативния дежурен персонал на засегнатите страни за извършване на необходимите превключвания;

б) всички превключвания за възстановяване на пълната схема на електропреносната 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 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. 182. С тези правила се регламентират процедурите за управление на качеството на работа на електроенергийната система.

Чл. 183. Управлението на качеството на работа на електроенергийната система включва:

1. управление на качеството на спомагателните услуги, предоставяни от ползвателите на електропреносната мрежа;
2. управление на качеството на системните услуги, извършвани от електроенергийния системен оператор.

Чл. 184. Оценката на качеството на предоставяните допълнителни услуги е непрекъснат процес и се извършва от електроенергийния системен оператор в съответствие с показателите и критериите по глава пета, раздел IV и раздел 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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 185. Възможността за предоставяне на допълнителни услуги се доказва от предоставящия услугата на електроенергийния системен оператор чрез изпитания. Изпитанията се провеждат по програма, разработена от електроенергийния системен оператор и съгласувана от заинтересования ползвател.

Чл. 186. Качеството на предоставяните допълнителни услуги се контролира със следните средства:

1. система за управление и събиране на данни (SCADA) на електроенергийния системен оператор;
2. система за управление и събиране на данни (SCADA) на ползвателя на електропреносната мрежа, ако има такава;
3. инсталирани технически средства за измерване на количествата електрическа енергия;
4. регистрираща апаратура на електроенергийния системен оператор;
5. регистрираща апаратура на ползвателя на електропреносната мрежа, ако има такава;
6. други технически средства, които е уместно да бъдат използвани.

Чл. 187. В процеса на работа на електроенергийната система, електроенергийния системен оператор непрекъснато надзирава:

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 на електроенергийния системен оператор 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 електропреносната мрежа съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV;
5. изпълнението на предписаните от него мерки за защита съобразно защитния план на електроенергийната система, като непрекъснато анализира действието на защитните устройства на ползвателите на електропреносната 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. 188. (1) Когато услугата, предоставяна от даден ползвател на електропреносната мрежа, не отговаря на критериите за качество, електроенергийният системен оператор отказва писмено получаването на услугата.
(2) В тези случаи електроенергийният системен оператор 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. 189. 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 спомагателната услуга в съответствие с договора за предоставяне на допълнителни услуги между съответния ползвател на електропреносната мрежа и електроенергийния системен оператор.

Чл. 190. В случаите, когато ползвателят на мрежата не изпълнява договорените условия, касаещи надеждността или дейности, предписани по защитния план и плана за възстановяване, електроенергийният системен оператор има право да прекрати достъпа на съответния ползвател до електропреносната мрежа.

Чл. 191. Оценката на качеството на системните услуги, извършвани от електроенергийния системен оператор, се осъществява от ДКЕВР.

Чл. 192. (1) Електроенергийният системен оператор 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 графиците за междусистемни обмени;
- е) средни стойности на отклоненията от графиците за междусистемни обмени;
- ж) стандартни отклонения от графиците 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 електропреносната 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

$$H(t) = f_0 \pm A \cdot e^{-t/T},$$

където:

$$A = 1,2 \Delta f_2;$$

Δf_2 е максималното отклонение на честотата от зададената ѝ стойност в резултат на смущението;

$$T = 900/\ln(A/d);$$

$$d = \pm 20 \text{ mHz};$$

f_0 - зададената честота.

Вторичното управление се счита за успешно, когато при отработването на голямо смущение системната честота остане в тромпетовидната крива.

Чл. 193. При неудовлетворително качество на управление на електроенергийната система ДКЕВР дава предписания на електроенергийния системен оператор за коригиращи мерки и график за тяхното изпълнение.

Глава девета СИСТЕМНИ ИЗПИТАНИЯ

Чл. 194. 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. 195. В тази глава се регламентират процедурите при провеждането на системни изпитания, които оказват или може да окажат въздействие върху електропреносната мрежа, системите на ползвателите на електропреносната мрежа или външни партньори.

Чл. 196. Процедура за провеждането на системни изпитания, предложени от ползвател на електропреносната мрежа:

1. заинтересованият ползвател изпраща писмена заявка до електроенергийния системен оператор, която съдържа информация за естеството и целите на предлаганите изпитания, както и степента, до която неговата система/неговите съоръжения ще участват в изпитанията. Заявката се подава не по-късно от три месеца преди началото на изпитанията касаещи изключване на генериращи мощности или товари над 50 MW;
2. електроенергийният системен оператор, след разглеждане на заявката, без забавяне писмено поисква допълнителна информация от предложителя на изпитанията, ако прецени като недостатъчна информацията, която се съдържа в писмената заявка;
3. електроенергийният системен оператор не е задължен да предприема никакви действия, докато не получи исканата допълнителна информация;
4. електроенергийният системен оператор, след като получи необходимата допълнителна информация, определя кои други ползватели на електропреносната мрежа, освен предложителя, ще бъдат засегнати от системните изпитания;
5. електроенергийният системен оператор определя длъжностно лице – координатор на изпитанията, който е и председател на комисията за изпитанията:
 - а) когато по преценка на електроенергийния системен оператор предлаганите системни изпитания оказват значително влияние или може да окажат значително влияние върху електропреносната мрежа, координаторът на изпитанията трябва да бъде лице с подходяща квалификация и опит в провеждането на системни изпитания, предложено от електроенергийния системен оператор;
 - б) когато по преценка на електроенергийния системен оператор предлаганите системни изпитания не оказват значително влияние върху електропреносната мрежа, тогава координаторът на изпитанията може да бъде лице с подходяща квалификация и опит в провеждането на системни изпитания, номинирано от предложителя на изпитанията след съгласуване с електроенергийния системен оператор.
6. електроенергийният системен оператор изпраща писмено уведомление (“предварително уведомление”) до ползвателите на електропреносната мрежа, определени по т. 4 и до предложителя на изпитанията. Предварителното уведомление съдържа:
 - а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания;
 - б) степента, до която ще участва в изпитанията системата/съоръженията на предложителя;
 - в) списък на ползвателите на електропреносната мрежа, определени по т. 4;
 - г) предложителя на системните изпитания;
 - д) покана към ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4 да предложат техен представител с необходимата квалификация в комисията за изпитанията, ако координаторът на изпитанията информира електроенергийния системен оператор,

за необходимостта от участието на представители на засегнатите ползватели в комисията за изпитанията;

е) името на представителя/представителите на електроенергийния системен оператор в комисията за изпитанията;

ж) името на председателя на комисията за изпитанията, номиниран от електроенергийния системен оператор или от предложителя на изпитанията;

7. електроенергийният системен оператор изпраща предварителното уведомление не по-късно от един месец след получаването на заявката за системните изпитания или след получаването на допълнителната информация по т. 2;

8. отговорите на поканата за предлагане на представители в комисията по изпитанията се получават от електроенергийния системен оператор не по-късно от един месец след изпращането на предварителното уведомление. Ползвателите на електропреносната мрежа, които не са отговорили в необходимия срок, нямат право на представители в комисията за изпитанията;

9. след изтичането на едномесечния срок електроенергийния системен оператор съставя комисията за изпитанията на основата на направените предложения и уведомява ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4 и предложителя на изпитанията за учредяването на комисията за изпитанията;

10. координаторът на изпитанията организира заседание на комисията за изпитанията не по-късно от две седмици от нейното учредяване, на което се разглеждат:

а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания и други въпроси, изложени в предварителното уведомление;

б) експлоатационните рискове и икономическите последици от предлаганите системни изпитания;

в) възможностите за съчетаване на предложените системни изпитания с предварително планирани ремонти на производствени агрегати, елементи на електропреносната мрежа или други изпитания;

г) въздействието на предлаганите системни изпитания върху планирането на работата и диспечерирането на производствените агрегати.

11. електроенергийният системен оператор, предложителят на изпитанията и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4, независимо дали са представени в комисията за изпитанията, са длъжни на основата на писмено запитване да предоставят информация, необходима на комисията във връзка с предложените системни изпитания;

12. комисията за изпитанията се свиква от координатора на изпитанията на заседания толкова често, колкото е необходимо, за да изпълни своите задължения;

13. не по-късно от един месец след своето първо заседание комисията за изпитанията подготвя доклад (“доклад за предложение”), който съдържа:

а) оценка на техническите аспекти на предлаганите изпитания;

б) разпределянето на разходите, свързани с предлаганите изпитания между засегнатите страни (общият принцип, освен ако не е договорено друго е, че разходите са за сметка на предложителя на изпитанията);

в) други въпроси, които комисията за изпитанията счита за необходими;

г) ясно формулирано предложение за провеждане на системните изпитания.

14. комисията за изпитанията одобрява всяко от решенията на доклада за предложение с консенсус;
15. докладът за предложение без забавяне се изпраща до електроенергийния системен оператор, предложителя на изпитанията и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4;
16. всеки получател на доклада за предложение изпраща писмено своето съгласие или аргументите за своето несъгласие до координатора на изпитанията не по-късно от две седмици от получаването на доклада;
17. в случай на неодобрение от един или повече получатели комисията за изпитанията провежда заседание във възможно най-кратък срок, за да прецени възможността за промени в изпитанията, които да удовлетворяват направените възражения;
18. ако предложените системни изпитания могат да бъдат променени, комисията за изпитанията подготвя ревизиран доклад не по-късно от две седмици след своето заседание за разглеждане на отговорите на доклада за предложение и го изпраща на страните по т. 15;
19. ако доклад за предложение/ревизиран доклад за предложение бъде одобрен от всички получатели, в двуседмичен срок комисията за изпитанията представя на електроенергийния системен оператор, на предложителя на изпитанията и на ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4 програма (“програма за изпитанията”), която съдържа:
 - а) времеви график;
 - б) последователност на превключванията;
 - в) списък на персонала, участващ в провеждането на изпитанията;
 - г) средства за регистрация и наблюдение;
 - д) средства за комуникация;
 - е) мерки по безопасност;
 - ж) други въпроси, които комисията счита за необходими.
20. програмата за изпитанията задължава всички страни по т. 15 да действат в съответствие с условията на тази програма във връзка с предложените изпитания;
21. всички проблеми във връзка с предложените системни изпитания, които възникнат след издаването на програмата за изпитания, незабавно се изпращат писмено до координатора на изпитанията. Ако координаторът реши, че тези проблеми налагат промяна или отлагане на изпитанията, той незабавно уведомява писмено страните по т. 15;
22. ако в деня на провеждане на системните изпитания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните по т. 15 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 по т. 15 друго подходящо време за провеждане на системните изпитания. Ако координаторът на изпитанията не може да постигне такава договореност, той организира заседание на комисията за изпитанията възможно най-скоро, за да съгласува друго подходящо време за провеждане на изпитанията;

23. 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, електроенергийния системен оператор сезира ДКЕВР. Държавната комисия за енергийно и водно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни. ДКЕВР уведомява комисията за изпитанията и страните по т. 15 за своето решение;

24. не по-късно от три месеца от провеждане на системните изпитания, освен ако не е договорено друго, предложителят на изпитанията изпраща писмен доклад (“заключителен доклад”) до електроенергийния системен оператор и другите представители в комисията за изпитанията;

25. заключителният доклад включва:

- а) описание на изпитваните съоръжения;
- б) програма на проведените изпитания;
- в) получени резултати;
- г) заключения и препоръки.

26. комисията за изпитанията обсъжда и одобрява заключенията и препоръките от заключителния доклад не по-късно от един месец от неговото представяне, след което се разпуска;

27. в определени случаи, по преценка на електроенергийния системен оператор, заявката за провеждането на системни изпитания може да бъде дадена по-малко от три месеца преди планираното начало на изпитанията. В този случай, след консултация с предложителя на изпитанията и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4, електроенергийният системен оператор съставя времеви график за процедурите от т. 4 до т. 20.

Чл. 197. Процедура за провеждането на системни изпитания, предложени от електроенергийният системен оператор.

1. електроенергийният системен оператор 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 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 електропреносната мрежа и в точките на свързване с други електроенергийни системи;
- е) характеристиките на системните стабилизатори;
- ж) други изпитания със системно значение.

2. електроенергийният системен оператор трябва да подготви предварителна програма, в която да бъдат определени:

- а) естеството и целите на предлаганите изпитания;
- б) степента, до която електропреносната мрежа и системите/съоръженията на ползватели на електропреносната мрежа ще участват в изпитанията или ще бъдат засегнати от изпитанията;
- в) мерките за сигурност;

г) мерките по безопасност.

3. електроенергийният системен оператор трябва да определи длъжностно лице, което да координира изпитанията в качеството на председател на комисията за изпитанията. Координаторът на изпитанията трябва да бъде лице с подходяща квалификация и опит в провеждането на системни изпитания;

4. електроенергийният системен оператор изпраща писмено уведомление (“предварително уведомление”) до ползвателите на електропреносната мрежа, определени по т. 2 “б”, не по-късно от шест месеца преди датата на планираните системни изпитания. Предварителното уведомление трябва да съдържа:

а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания;

б) списък на ползвателите на електропреносната мрежа, определени по т. 2 “б”;

в) степента, до която ще участват в изпитанията системите/съоръженията на съответните ползватели по т. 2 “б”;

г) предложител на системните изпитания;

д) покана към ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2 “б” да предложат техен представител с необходимата квалификация в комисията за изпитанията, ако координаторът на изпитанията информира електроенергийния системен оператор за необходимостта от участието на представители на засегнатите ползватели в комисията за изпитанията;

е) име на представителя/представителите на електроенергийния системен оператор в комисията за изпитанията;

ж) име на председателя на комисията за изпитанията, определен от електроенергийния системен оператор.

5. отговорите на поканата за предлагане на представители в комисията за изпитанията трябва да бъдат получени от електроенергийния системен оператор не по-късно от един месец след изпращането на предварителното уведомление; ползвателите на електропреносната мрежа, които не са отговорили в необходимия срок, нямат право на представители в комисията за изпитанията;

6. след изтичането на едномесечния срок електроенергийният системен оператор съставя комисията за изпитанията на основата на направените предложения и уведомява ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2 “б” за учредяването на комисията за изпитанията;

7. координаторът на изпитанията организира заседание на комисията за изпитанията не по-късно от две седмици от нейното учредяване, на което да бъдат разгледани:

а) информацията за естеството и целите на предлаганите изпитания и други въпроси изложени в предварителното уведомление;

б) експлоатационните рискове и икономическите последици от предлаганите системни изпитания;

в) възможностите за съчетаване на предложените системни изпитания с предварително планирани ремонти на генериращи блокове, елементи на електропреносната мрежа или други изпитания;

г) въздействието на предлаганите системни изпитания върху планирането на работата и диспечирането на производствените агрегати.

8. електроенергийният системен оператор, предложителят на изпитанията и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2 “б”, независимо дали са

представени в комисията за изпитанията, са длъжни на основата на писмено запитване да предоставят информация, необходима на комисията във връзка с предложените системни изпитания;

9. комисията за изпитанията се свиква от координатора на изпитанията на заседанията толкова често, колкото е необходимо, за да изпълни своите задължения;

10. не по-късно от един месец след своето първо заседание комисията за изпитанията подготвя доклад (“доклад за предложение”), който съдържа:

- а) оценка на техническите аспекти на предлаганите изпитания;
- б) разпределяне на разходите, свързани с предлаганите изпитания, между засегнатите страни (общият принцип, освен ако не е договорено друго е, че разходите са за сметка на предложителя на изпитанията);
- в) други въпроси, които комисията счита за необходими;
- г) ясно формулирано предложение за провеждане на системните изпитания.

11. комисията за изпитанията одобрява всяко от решенията на доклада за предложение с квалифицирано мнозинство;

12. докладът за предложение без забавяне се изпраща до електроенергийния системен оператор и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2 “б”;

13. всеки получател на доклада за предложение изпраща писмено своето съгласие или аргументите за своето несъгласие до координатора на изпитанията не по-късно от две седмици от получаването на доклада;

14. в случай на неодобрение от един или повече получатели комисията за изпитанията провежда заседание във възможно най-кратък срок, за да прецени възможността за промени в изпитанията, които да удовлетворяват направените възражения;

15. ако предложените системни изпитания могат да бъдат променени, комисията за изпитанията подготвя ревизиран доклад не по-късно от две седмици след своето заседание за разглеждане на отговорите на доклада за предложение и го изпраща на страните по т. 12;

16. ако докладът за предложение/ревизиран доклад за предложение бъде одобрен от всички получатели, в двуседмичен срок комисията за изпитанията представя на електроенергийния системен оператор и на ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2 “б” програма (“програма за изпитанията”), която съдържа:

- а) времеви график;
- б) последователност на превключванията;
- в) списък на персонала, участващ в провеждането на изпитанията;
- г) средства за регистрация и наблюдение;
- д) средства за комуникация;
- е) мерки по безопасност;
- ж) други въпроси, които комисията счита за необходими.

17. програмата за изпитанията задължава всички страни по т. 12 да действат в съответствие с условията на тази програма във връзка с предложените изпитания;

18. всички проблеми във връзка с предложените системни изпитания, които възникнат след издаването на програмата за изпитания, незабавно се изпращат писмено до координатора на изпитанията. Ако координаторът реши, че тези проблеми налагат промяна или отлагане на изпитанията, той незабавно уведомява писмено страните по т.12;

19. ако в деня на провеждане на системните изпитания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните по т. 12 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 по т. 12 друго подходящо време за провеждане на системните изпитания. Ако координаторът на изпитанията не може да постигне такава договореност, той организира заседание на комисията за изпитанията възможно най-скоро, за да съгласува друго подходящо време за провеждане на изпитанията;

20. 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, електроенергийният системен оператор сезира ДКЕВР. Държавната комисия за енергийно и водно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни. ДКЕВР уведомява комисията за изпитанията и страните по т. 12 за своето решение;

21. не по-късно от три месеца от провеждане на системните изпитания, освен ако не е договорено друго, електроенергийният системен оператор изпраща писмен доклад (“заключителен доклад”) до комисията за изпитанията;

22. Заключителният доклад включва:

- а) описание на изпитваните съоръжения;
- б) програмата на проведените изпитания;
- в) получените резултати;
- г) заключения и препоръки.

23. комисията за изпитанията обсъжда и одобрява заключенията и препоръките от заключителния доклад не по-късно от един месец от неговото представяне, след което се разпуска;

24. в определени случаи, по преценка на електроенергийния системен оператор, предварително уведомление за провеждането на системни изпитания може да бъде дадено по-малко от шест месеца преди планираното начало на изпитанията. В този случай, след консултация с ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2 “б”, електроенергийният системен оператор съставя времеви график за процедурите от т. 4 до т. 17.

Глава десета НЕПРЕДВИДЕНИ ОБСТОЯТЕЛСТВА

Чл. 198. (1) При възникване на обстоятелства, които не са предвидени в тези правила, електроенергийният системен оператор провежда спешно и на добра воля консултации с всички засегнати ползватели на електропреносната 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 електроенергийния системен оператор и засегнатите ползватели на електропреносната мрежа по отношение на необходимите действия, електроенергийният системен оператор определя тези действия в случаите, когато се застрашават сигурността и

безопасността на електроенергийната система или се засягат интересите на други ползватели.

(3) Когато електроенергийният системен оператор извършва такова определяне, той отчита, доколкото е възможно, позициите, изразени от засегнатите ползватели на електропреносната мрежа.

Чл. 199. Електроенергийният системен оператор прекъсва пазара при аварийни ситуации (ППАС) в съответствие с Правилата за търговия и/или въвежда ограничителен режим в съответствие с Наредба за обявяване и въвеждане на ограничителен режим 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 област на УСТЕ;
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 номиналното допустимите нива на напрежение);
7. при опасност от нанасяне на значителни материални щети на електроенергийната система, съответно на електропреносната 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. 200. Всеки ползвател на електропреносната мрежа е длъжен да изпълнява всички разпоредения, дадени му от електроенергийния системен оператор след такова определяне, при условие, че те са съвместими с техническите параметри на неговите съоръжения.

Глава единадесета КОНТРОЛ ЗА СПАЗВАНЕТО НА ПРАВИЛАТА

Чл. 201. Когато ползвател на електропреносната мрежа не може да изпълни условия на правилата за управление на електроенергийната система, той трябва:

1. незабавно да информира електроенергийния системен оператор за това;
2. да подаде молба до ДКЕВР с копие до електроенергийния системен оператор 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. 202. Молбата за освобождаване от задължение съдържа:

1. условието/условията 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. 203. ДКЕВР своевременно разглежда молбата и ако прецени за необходимо, може да изиска становище от електроенергийния системен оператор.

Чл. 204. (1) ДКЕВР 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 електропреносната мрежа;
4. не засяга други ползватели на електропреносната 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 електропреносната 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 електроенергийния системен оператор за мотивите за отказ.

Чл. 205. ДКЕВР уведомява електроенергийния системен оператор за решението за освобождаване от задължение на ползвател на електропреносната мрежа.

Чл. 206. Електроенергийният системен оператор е длъжен:

1. да води регистър за разрешенията за освобождаване от задължение на ползвателите на електропреносната мрежа;
2. да предоставя информация от този регистър при поискване от ползвател на електропреносната мрежа.

Чл. 207. Ползвателите на електропреносната мрежа и електроенергийният системен оператор 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. 208. 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. 209. 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 Закона за енергетиката.

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 потребител нулева или първа категория в процеса на възстановяване на електроенергийната система.
2. “Автоматично повторно включване (АПВ)” е устройство или вградена функция на релейната защита на електропроводи 110 kV, 220 kV, 400 kV и 750 kV, която автоматично включва изключените от релейна защита елементи.
3. “Автоматично честотно отделяне (АЧО)” 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 единствено собствените си нужди.
4. “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 електропреносната мрежа. Разтоварването се извършва на степени в диапазона от 49,0 Hz до 48,0 Hz.
5. “Адекватност” е способност на електроенергийната система да захранва потребителите 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.
6. “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 онася за определено място в електроенергийната система.
7. “Балансиране на ползвател на мрежата” е компенсиране на разликата между фактически потребената/произведената от него енергия и договорената съгласно графиците за доставка за всеки единичен пазарен интервал.
8. “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 електропреносната мрежа и/или с други балансиращи групи.
9. “Близка зона на управление” означава всяка зона на регулиране, измененията в която имат силно влияние върху сигурността на собствената зона, поради което изискват постоянен надзор;
10. “Близка зона на защита” означава електрически по-неотдалечената част от защитаван елемент на мрежата спрямо мястото на захранване;
11. “Блочен трансформатор” (генераторен трансформатор) е трансформаторът, който свързва електрическия генератор към електропреносната мрежа.

12. “Брутна производствена мощност” е мощността измерена на клемите на генератора.

13. “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.

14. “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.

15. “Генераторен блок” е комплект от котел(и) или реактор с парогенератори, турбина, електрически генератор и блочен трансформатор заедно със спомагателните съоръжения, защитните и управляващи системи.

16. “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.

17. “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 потребител, график на потребител, 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 възела/зоната на производителя (доставчика), възела/зоната на потребителя, началото, продължителността и размера на доставката.

18. “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.

19. “Електроенергийна система (ЕЕС)” е част от електроенергийното стопанство, функционално разграничена по технически, икономически или други критерии, както е описано в Закон за енергетиката, глава девета, раздел I.

20. “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.

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 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.

23. “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 обединената електроенергийна система на УСТЕ (обикновено обхващаща електропреносната 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.

24. “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 УСТЕ. ЕЕС на България представлява блок за управление състоящ се от една зона за управление.

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 електропреносната 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 електропреносната мрежа, причинени от изключването на двата елемента.

28. “Максимална производствена мощност” е трайно допустимата най-голяма работна мощност на една производствена единица, ограничена от техническите възможности на агрегатите при нормални условия. Краткотрайно допустимите максимални мощности (без угроза за агрегата) са предмет на отделно третиране.

29. “Минимална производствена мощност” е трайно допустимата най-малка работна мощност на една производствена единица, ограничена от техническите възможности на агрегатите. Краткотрайно допустимите минимални мощности са предмет на отделно третиране.

30. “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.

31. “Надеждност” е обща техническа характеристика на електроенергийната система, която показва възможността да бъде доставяна електрическа енергия на потребителите при установените стандарти и в необходимите количества.

32. “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.

33. “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.

34. “Нетна производствена мощност” е мощността, която генераторът отдава в мрежата. Нетната мощност е равна на брутната, намалена с мощността на собствените нужди, независимо дали те се захранват от самия генератор или от друг източник.

35. “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 топло и електро производство понятието номинална се отнася за електрическата мощност.

36. “Нормалното състояние на ЕЕС” може да бъде сигурно и рисковано. Сигурното състояние се характеризира със следните характеристики:

- всички потребители са захранени;
- всички ограничителни условия са удовлетворени (например няма претоварване);
- критерият (n-1) е удовлетворен във всички възли;
- адекватен производствен и преносен резерви са осигурени.

Рисково е състоянието, когато критерият (n-1) не е удовлетворен във всички възли.

37. “Нарушеното състояние на ЕЕС” се характеризира със следните характеристики:

- всички потребители са все още са захранени;
- ограничителни условия не са удовлетворени (например има претоварване);
- критерият (n-1) не е удовлетворен.

38. “Оператор на електрическа централа” е физическо лице, което осъществява дейности по оперативното управление на централата.

39. “Отговорник по безопасността” е длъжностно лице, отговорно за координирането и прилагането на мерки по безопасност, когато се извършват работи, изискващи обезопасяване на електрическите съоръжения.

40. “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 захранват 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.

41. “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.
42. “План за възстановяване” е съвкупност от технически и организационни мерки за възстановяване на нормалната работа на електроенергийната система след частично или пълно разпадане.
43. “Привидна мощност” е геометричната сума на активната и реактивна мощности, която е определяща при оразмеряване например на електрически инсталации.
44. “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.
45. “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.
46. “Производствена единица, агрегат” е всяка производствена мощност, която може да бъде разграничена по определен критерий (генераторен блок в КЕЦ, ТЕЦ с общ колектор, парогазов модул, ВЕЦ, ВяЕЦ и др.)
47. “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.
48. “Работен диапазон” е интервалът между трайно допустимите минимална и максимална мощности на даден мрежови елемент или производствен агрегат;
49. “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.
50. “Регулираща енергия на електроенергийната система” дефинира реакцията на всеки контролен блок/зона при промяна на системната честота вследствие на големи смущения.
51. “Режим на самостоятелна работа” означава работа на една или няколко ЕЕС разделени от обединението на УСТЕ, 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.
52. “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 потребителите в определено време, която се доминира от адекватността на производствената подсистема и сигурността на електропреносната и разпределителни мрежи.
53. “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.

54. “Системен стабилизатор” (PSS) е елемент на автоматичните регулатори на напрежение на синхронните генератори и е предназначен за подтискане на местни или междусистемни колебанията на активната мощност в честотния диапазон от около 0,1 Hz до 2,5 Hz.
55. “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 потребители лишени от захранване.
56. “Смущение” е непланирано събитие, което предизвиква изменение в нормалните условия на работа на електроенергийната система.
57. “Собствени нужди на производствена единица” е електрическата мощност/енергия, необходима за работата на спомагателните съоръжения на агрегата.
58. “Статична устойчивост” е способност на електроенергийната система или на синхронен генератор да се връща в предходно устойчиво състояние след малко смущение.
59. “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.
60. “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-големата работеща производствена единица.
61. “Товар” е мощността, която се изкарва от мрежата от един, няколко или всички възли за целите на потребителите.
62. “Тясно място в електропреносната 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.
63. “Управление на напреженията и реактивните мощности” (регулиране на напреженията и реактивните мощности) е поддържането на определен профил на напреженията в електропреносната мрежа чрез балансиране на реактивната мощност на електропреносната мрежа и ползвателите.
64. “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.
65. “Фактор/коэффициент на мощността ($\cos \varphi$)” е отношението на активната към привидната мощност.
66. “Център за координиране на графиците и сметките” е административна структура, упълномощена от контролните блокове да изпълнява сметководни и надзорни функции, което обхваща следните дейности:
- 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 предварителните стойности на електроенергийните обмени;
- в) наблюдение на определени електропроводи между контролни блокове в реално време;
- г) пресмятане на предварителните и договорни неумышлени отклонения от графиците за обмени;
- д) пресмятане на графиците на компенсационните програми за всеки контролен блок;

Центрове за координиране на графиците в UCTE са главният център за управление на мрежата на RWE Transportnetz Strom GmbH в Brauweiler (северен координационен център) и центърът за управление ETRANS в Laufenburg (южен координационен център). Последният контролира качеството на системната честота, отклоненията от синхронното време и задава график по честота.

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 запазят част от мрежа, останала без напрежение (пускане на сляпо);

68. Използваните съкращения и аббревиатури са както следва:

Съкращение	Определение
АПАХ	Автоматика за прекратяване на асинхронен ход
АПВ	Автоматично повторно включване
АРВ	Автоматичен регулатор на възбуждането на синхронен генератор
АЧО	Автоматично честотно отделяне
АЧР	Автоматично честотно разтоварване
ЕЕС	Електроенергийна система
АЗПН	Автоматика за защита от повишено напрежение
САОН	Системна автоматика за ограничаване на натоварването
САРЧМ	Система за автоматично регулиране на честотата и обменните мощности
СН	Собствени нужди (на генераторен блок, електрическа централа или подстанция)
УРОП	Устройство за резервиране на отказ на прекъсвач
SCADA	Система за управление и събиране на данни (Supervisory Control and Data Acquisition)
UCTE	Съюз за координиране на преноса на електрическа енергия (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)
ETSO	Асоциация на Европейските Оператори на (електро) Преносните Системи

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. Членове 64, 65, 66, 88, 89, 114, ал. 2 до 114 ал. 10, 145 т. 2, 146 т. 1 буква г), 154 ал. 3, 155, 156 и 164, ал. 2, т. 4 подлежат на изпълнение изцяло след инсталиране и адаптиране на автоматизирана система за пазара на едро на електроенергия от страна на електроенергийният системен оператор.

§ 3. Посочените в чл. 43, ал. 4 изисквания към ВяЕЦ са в сила до допълнението на Наредба за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносна и разпределителните електрически мрежи с технически изисквания и условия за присъединяване на вятърни електроцентрали към електропреносната или електроразпределителните мрежи.

§ 4. Правилата за управление на електроенергийната система са изготвени на основание чл. 83, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката.