

ПРАВИЛА за управление на електроенергийната система

Издадени от председателя на Държавната комисия по енергийно и водно регулиране, обн., ДВ, бр. 6 от 21.01.2014 г., изм., бр. 100 от 15.12.2017 г., в сила от 15.12.2017 г., изм. и доп., бр. 62 от 5.08.2022 г., в сила от 5.08.2022 г.

Глава първа ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Тези правила регламентират правата и задълженията на оператора на електропреносната мрежа; производителите на електрическа енергия; операторите на електроразпределителните мрежи; клиенти, присъединени към електропреносната мрежа; обществения доставчик; крайните 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Правилата за управление на електроенергийната система са основата за сключване на договори между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на електропреносната мрежа.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Взаимоотношенията на оператора на електропреносната мрежа с външни (чуждестранни) партньори се регламентират чрез споразумения и правила за съвместна работа и сътрудничество.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) единното управление на електроенергийната система и надеждното функциониране на електропреносната мрежа, включително наличието на всички необходими допълнителни услуги;

2. ефективно развитие на електропреносната мрежа и производствените мощности в страната;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) процедурите за планиране на развитието на електропреносната мрежа;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) техническите изисквания за присъединяване към електропреносната мрежа;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) дейностите на оператора на електропреносната мрежа 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 клиентите с електрическа енергия;
 2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) са отчетени техническите изисквания на Синхронната зона на Континентална Европа към ЕМОПС-Е, отнасящи се до надеждността и качеството на паралелната работа на електроенергийните системи;
 3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа има право да прилага пълен обхват на техническите изисквания към ползвателите в рамките на съществуващите им технически възможности, за да гарантира сигурното, безопасно и ефективно функциониране на електроенергийната система и непрекъснатостта на снабдяването на клиентите с електрическа енергия в нормални условия и при смущения;
 4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа има право да взема и прилага решения в случай на несъответствия между изискванията на участниците на електроенергийния пазар и изискванията за запазването на необходимата степен на сигурност, безопасност и качество на работа на електроенергийната система;
 5. са взети предвид организационните и техническите изисквания, които гарантират условията за възстановяване на електроенергийната система след тежки аварии;
 6. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) е спазен принципът на равнопоставеност и недискриминационно отношение към ползвателите, получили равноправен достъп до електропреносната мрежа, да пренасят електрическа енергия и да ползват електропреносната мрежа и системните услуги при ясни и публично оповестени условия на заплащане, отразяващо дългосрочните осреднени прирастни разходи на оператора на електропреносната мрежа;
 7. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) са приложени изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно вътрешния пазар на електроенергия, наричан по-нататък Регламент (ЕС) 2019/943;
 8. (нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) са приложени изискванията на следните мрежови кодекси:
 - а) Регламент (ЕС) 2016/631 на Комисията за установяване на мрежов кодекс за изискванията за присъединяване на производителите на електроенергия към електроенергийната мрежа, наричан по-нататък Регламент (ЕС) 2016/631;
 - б) Регламент (ЕС) 2016/1388 на Комисията за установяване на мрежов кодекс относно присъединяването на потребители, наричан по-нататък Регламент (ЕС) 2016/1388;
 - в) Регламент (ЕС) 2016/1447 на Комисията за установяване на мрежов кодекс за изискванията за присъединяване към електроенергийната мрежа на системи за постоянен ток с високо напрежение и модули от вида "електроенергиен парк", присъединени чрез връзка за постоянен ток, наричан по-нататък Регламент (ЕС) 2016/1447;
 - г) Регламент (ЕС) 2017/2196 на Комисията за установяване на мрежов кодекс относно извънредните ситуации и възстановяването на електроснабдяването, наричан по-нататък Регламент (ЕС) 2017/2196;

д) Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия, наричан по-нататък Регламент (ЕС) 2017/1485;

9. (нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) са приложени изискванията на Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, наричан по-нататък Регламент (ЕС) 2017/2195;

10. (нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) са приложени изискванията на Регламент (ЕС) 2019/941 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. за готовност за справяне с рискове в електроенергийния сектор, наричан по-нататък Регламент (ЕС) 2019/941

Чл. 4. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Всички данни, определени като класифицирана информация по смисъла на Закона за защита на класифицираната информация, предоставени в съответствие с изискванията на тези правила от ползвателите на електропреносната мрежа на оператора на електропреносната мрежа за достъп към електропреносната мрежа, се считат за класифицирана информация от всеки участник в процеса на работа на електроенергийната система, ако това е изрично отбелязано.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа, с изключение на случаи, определени в действащото законодателство, може да предоставя информация, маркирана като класифицирана информация, на трети лица само и единствено с писмено разрешение на собственика на информацията.

Глава втора

ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА

Раздел I

Общи положения

Чл. 5. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Правилата за планиране на развитието на електропреносната мрежа определят техническите критерии за планиране, потока и обема на информацията, обменяна между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на електропреносната мрежа за целите на планирането, както и прилаганите процедури.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Електропреносната мрежа се планира в съответствие с чл. 81г от Закона за енергетиката.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Плановете за развитие на електропреносната мрежа се разработват от оператора на електропреносната мрежа в

съответствие с чл. 9, ал. 1 и чл. 81г, ал. 2 от Закона за енергетиката на базата на следната информация:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) прогнози за развитието на потреблението на електрическа енергия на отделни клиенти и/или операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи;

1а. (нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) актуален интегриран национален план в областта на енергетиката и климата в съответствие с Регламент (ЕС) 2018/1999 на Европейския парламент и на Съвета от 11 декември 2018 г. относно управлението на Енергийния съюз и на действията в областта на климата, за изменение на регламенти (ЕО) № 663/2009 и (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета, директиви 94/22/ЕО, 98/70/ЕО, 2009/31/ЕО, 2009/73/ЕО, 2010/31/ЕС, 2012/27/ЕС и 2013/30/ЕС на Европейския парламент и на Съвета, директиви 2009/119/ЕО и (ЕС) 2015/652 на Съвета и за отмяна на Регламент (ЕС) № 525/2013 на Европейския парламент и на Съвета;

2. постъпили искания от производители на електрическа енергия за промяна на производствените мощности;

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

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) договорени нови мощности за доставка на електрическа енергия;

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) схеми за подпомагане в съответствие с чл. 2, ал. 2, т. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници, свързани с развитието на електропреносната и електроразпределителните мрежи, включително междусистемни връзки, на интелигентни мрежи, както и изграждането на регулиращи и акумулиращи съоръжения, свързани със сигурното функциониране на електроенергийната система при развитие на производството на енергия от възобновяеми източници;

6. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) актуалния план на ЕМОПС-Е;

ба. (нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) актуален регионален инвестиционен план на Югоизточна Европа;

7. извеждане от експлоатация на съществуващи производствени мощности;

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

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

Чл. 7. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Развитието на електропреносната мрежа включва изграждане на нови и реконструкция на нейните елементи, компенсирани устройства и спомагателни мрежи и системи за управление.

Раздел II

Цели и обхват на планирането

Чл. 8. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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

Принципи за планиране

Чл. 10. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В съответствие със задълженията, произтичащи от Закона за енергетиката, Закона за енергията от възобновяеми източници и лицензията за дейността "пренос на електрическа енергия", операторът на електропреносната мрежа разработва, консултира с всички заинтересовани страни и в съответствие с условията и сроковете по чл. 81г от Закона за енергетиката предоставя на Комисията за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък и "Комисията", десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Планът за развитие на електропреносната мрежа е документ, който:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) описва бъдещите промени и развитието на електропреносната мрежа;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) определя по години очакваните работни характеристики на електропреносната мрежа;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) показва на участниците на пазара основната инфраструктура за пренос, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години;

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

5. предвижда график за всички инвестиционни проекти.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Процесът на планиране трябва да осигурява необходимото време за подготовка на проектите и предложенията на операторите на електроразпределителните мрежи и други заинтересовани страни по недискриминационен начин и достатъчно време за осъществяване на инвестиционните намерения.

Чл. 11. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Планът трябва да посочва онези точки от електропреносната мрежа, които са технико-икономически най-подходящи за изграждане на нови връзки за бъдещ пренос на електроенергия, с оглед насърчаване на конкуренцията и развитието на електропреносната мрежа.

Чл. 12. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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 основна информация за съответния планов период:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) анализ на потреблението на електрическа енергия в електроенергийната система на Р България, наричана по-нататък и ЕЕС, и прогноза за развитие на електрическите товари;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми източници; списък на необходимите нови производствени мощности за гарантиране работата на ЕЕС при

зададената степен на надеждност;

3. прогнозни мощностни и енергийни баланси на ЕЕС;

3а. (нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) списък на заявените и/или договорени нови производствени мощности за доставка на електрическа енергия по типове;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) възможности за управление на баланса и анализ на гъвкавостта на производствените мощности и потреблението;

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) развитие на електропреносната мрежа, анализ на потокоразпределението и характерни особености по райони;

6. нива на токовете на къси съединения;

7. развитие на телекомуникационната инфраструктура;

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

Чл. 13. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) елементите, останали в експлоатация в ЕЕС, след настъпването на извънредна ситуация могат да се приспособят към новата експлоатационна ситуация, без да нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност; изключването на един, който и да е елемент от електропреносната мрежа (електропровод, трансформаторна единица, генераторен модул 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) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) отклонения на напреженията в който и да е от възлите на електропреносната мрежа извън границите, посочени в чл. 21, т. 1;

б) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) претоварване на оставащите в работа елементи на електропреносната мрежа;

в) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) нарушаване на качеството на снабдяването с електрическа енергия;

г) (доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) намаляване на запаса по статична устойчивост под допустимите стойности, както следва:

- 20 % за нормална схема на работа;

- 8 % за след аварийен режим;

д) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) нарушаване на границите по динамична устойчивост (стабилност);

е) (нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) нарушения в режима на работа на съседни електроенергийни системи, с които ЕЕС работи в паралел;

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

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При присъединяване на атомна електрическа централа, наричана по-нататък 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. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г., бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Планът за развитие на електропреносната мрежа се предоставя на Комисията и се публикува на интернет страницата на оператора на електропреносната мрежа, за да бъде достъпен за всички съществуващи и потенциални ползватели на електропреносната мрежа.

Раздел IV

Предоставяне на информация за целите на планирането

Чл. 17. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа разработва плановете за развитие на електропреносната мрежа на базата на следната информация:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) прогноза за развитието на електрическите товари и потреблението на електрическа енергия от операторите на електроразпределителните мрежи/крайните снабдители;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) постъпили искания от клиенти, присъединени към електропреносната мрежа, за промяна на потребяваната електрическа мощност и енергия;

2а. (нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) постъпили искания на нови производители на електрическа енергия за присъединяване към електроразпределителните мрежи на съответните оператори;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) постъпили искания на нови клиенти на електроенергия за присъединяване към електропреносната мрежа;

4. постъпили искания от производители на електрическа енергия за промяна на производствените мощности;

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) постъпили искания на нови производители на електроенергия за присъединяване към електропреносната мрежа;

6. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) постъпили искания от операторите на електроразпределителните мрежи за нови или изменения на съществуващи присъединявания;

7. постъпили искания на ползватели на мрежата за обмен на електроенергия с ползватели на мрежи на други електроенергийни системи (ЕЕС);

8. (нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) договорени нови мощности за производство, съхранение и/или потребление на електрическа енергия.

Чл. 18. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Посочената в чл. 17 информация се предоставя на оператора на електропреносната мрежа от ползвателите на електропреносната мрежа в частта, отнасяща се до тяхната дейност.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Информацията за

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

Глава трета

ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ КЪМ ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Раздел I

Общи положения

Чл. 19. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Основната цел на правилата на изискванията 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) възможност за оператора на електропреносната мрежа да изпълнява лицензионните си задължения за пренос на електрическа енергия чрез създаването на технически, проектни и експлоатационни изисквания към ползвателите при присъединяването им към електропреносната мрежа;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) ненакърняване условията за ползване на електропреносната мрежа от други ползватели.

Чл. 20. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Първоначално присъединяване на ползвател към електропреносната мрежа, както и увеличение на необходимата предоставена мощност (за клиент) или увеличение на инсталираната мощност (за производител) на присъединен ползвател се допуска, ако:

1. ползвателят е изпълнил изискванията, посочени в наредбата по чл. 116, ал. 7 от Закона за енергетиката;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) са изпълнени техническите, проектните и експлоатационните изисквания, посочени в действащите наредби и правила от кандидатстващите за присъединяване;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) ползвателят е сключил договор за присъединяване с оператора на електропреносната мрежа.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) за новоприсъединявани ползватели на електропреносната мрежа - в договорите за присъединяване, които те сключват с оператора на електропреносната мрежа;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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 по [чл. 116, ал. 7 от Закона за енергетиката](#).

[ал. 7 от Закона за енергетиката](#).

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За производители на

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) водноелектрически централи, наричани по-нататък и ВЕЦ, които освен за производство на електрическа енергия се използват и за допълнителни функции по Закона за водите;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) топлофикационни електрически централи, наричани по-нататък и ТЕЦ, използващи биомаса като енергиен източник;

3. ТЕЦ, използващи слънчевата радиация като енергиен източник;

4. ТЕЦ;

5. заводски електроцентрали, произвеждащи пара за основно производство;

6. ВЕЦ;

7. електрически централи на биомаса;

8. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) фотоволтаични електрически централи, наричани по-нататък и ФЕЦ;

9. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) вятърни електрически централи, наричани по-нататък и ВяЕЦ;

10. всички останали технологии.

(4) При наличие на два или повече производители, отговарящи на едни и същи условия по ал. 3, се прилага принципът на първия подал заявление за присъединяване.

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

(6) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При присъединяване на краен клиент към електропреносната мрежа броят на захранващите електропроводи и тяхното направление се определя от категорията по осигуреност на електроснабдяването съгласно наредбата по чл. 83, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката.

(7) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При присъединяване на производител към електропреносната мрежа броят на присъединителните електропроводи и тяхното направление се определя от критериите за сигурност на присъединяването съгласно чл. 13 и 14.

Раздел II

Технически параметри на електропреносната мрежа

(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Чл. 21. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Проектни и експлоатационни параметри за напреженията в електропреносната мрежа ВН:

1. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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	$98 \text{ kV} \leq U \leq 123 \text{ kV}$ 98 %...112 %
220 kV	$198 \text{ kV} \leq U \leq 245 \text{ kV}$ 90 %...110 %
400 kV	$380 \text{ kV} \leq U \leq 420 \text{ kV}$ 95 %...105 %

2. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Поддържаните стойности на напрежението в отделните възли на електропреносната мрежа се определят и регулират от оператора на електропреносната мрежа, а в подстанции (ПУ) за присъединяване на разпределителни мрежи - координирано с операторите на електроразпределителните мрежи.

3. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Централизираното денонощно регулиране на напрежението в електропреносната мрежа се извършва съгласно Инструкция за регулиране на напрежението в преносната електрическа мрежа 110 ... 400 kV и "График по напрежение" на оператора на електропреносната мрежа.

4. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа и ползвателите избират съоръженията на електроенергийната система и съоръженията за присъединяваните на електроенергийните обекти така, че колебанията на напрежението при къси съединения и/или пренапрежения да не смущават нормалната им работа.

5. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Устойчивостта на ползвателите трябва да бъде запазена, докато стойността на напрежението в мястото на присъединяване е 80 % от номиналната.

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

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

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

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

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

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

Чл. 22. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Номиналната честота на електроенергийната система е 50,00 Hz.

(2) С цел корекция на синхронното време зададената стойност на честотата може да бъде в рамките на ± 10 mHz от номиналната.

(3) При извънредни обстоятелства корекцията по честота може да бъде повече от ± 10

mHz.

(4) Планът по честота се определя от координатора на синхронната зона до 10,00 ч. централно европейско време и се изпраща на контролния блок не по-късно от 10,15 ч. на деня, предхождащ корекцията.

(5) При нормални експлоатационни условия се допускат отклонения от зададената стойност на честотата съгласно предходните алинеи в интервала от ± 200 mHz.

Чл. 23. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Електропреносната мрежа ВН работи с директно заземен звезден център.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Мястото и начинът на заземяване на звездните центрове на страна ВН на съоръженията на ползвателите на електропреносната мрежа се определят от оператора на електропреносната мрежа съобразно техническите характеристики на електропреносната мрежа и съоръженията на ползвателя.

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

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

Чл. 25. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Границата на собственост между електрическите съоръжения на оператора на електропреносната мрежа и тези на ползвателите клиенти, производители и операторите на електроразпределителните мрежи се определя от начина на присъединяване и от вида на съоръженията в мястото на присъединяване, както е посочено в наредбата по чл. 116, ал. 7 от Закона за енергетиката.

Раздел III

Технически изисквания за присъединяване на клиенти

Чл. 26. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) При присъединяването към електропреносната мрежа на крайни клиенти и електроразпределителни мрежи се прилагат техническите изисквания на Регламент (ЕС) 2016/1388.

(2) Крайните клиенти, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, трябва да могат да остават свързани към електрическата мрежа и експлоатирани при отклонение на честотата, както следва:

Диапазон на честотата	Минимален период на експлоатация
47.5 Hz ? 48.5 Hz	30 минути
48.5 Hz ? 49.0 Hz	30 минути

49.0 Hz ? 51.0 Hz	Неограничен
51.0 Hz ? 51.5 Hz	30 минути

(3) Крайните клиенти, присъединени към електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи, трябва да могат да останат свързани към електрическата мрежа и експлоатирани при отклонение на напрежението, както следва:

Обхват на напрежението	Период на експлоатация
Към мрежа 110 и 220 kV	
0.9 ? U ? 1.118 о.е.	неограничен
1.118 ? U ? 1.15 о.е.	t ? 20 min
Към мрежа 400 kV	
0.9 ? U ? 1.05о.е.	неограничен
1.05 ? U ? 1.1о.е.	t ? 20 min

(4) Крайните клиенти, присъединени към електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи, трябва да могат да издържат максималния ток на късо съединение в точката на присъединяване, специфициран от оператора на електропреносната мрежа.

(5) Крайните клиенти, присъединени към електропреносната мрежа, които предоставят услуги на оператора на електропреносната мрежа за реакция на потреблението, трябва да изпълняват специфичните разпоредби на чл. 28, 29 и 30 от Регламент 2016/1388.

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

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

1. автоматично честотно разтоварване (АЧР) и/или автоматично честотно отделяне (АЧО) при аварийно понижаване на честотата в електроенергийната система;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) системна автоматика за ограничаване на натоварването (САОН) при аварийно изключване на големи единични генераторни модули;

3. участие в аварийни коридори за възстановяване след системни аварии;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация с оператора на електропреносната мрежа.

(3) (Доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Максимално допустимите натоварвания на електропроводите, техническите параметри и настройки на АЧР, на АПОР, на АЧО, на САОН и конфигурацията на коридорите за възстановяване се задават и настройките се осъществяват от оператора на електропреносната мрежа и се съгласуват в договора, сключен между оператора на електропреносната мрежа и клиента съгласно чл. 62.

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

(5) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При потреблението на активна енергия не се допуска превишаване на максимално допустимото натоварване на нито един елемент от електропроводите и захранващата подстанция, собственост на оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 28. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Крайните клиенти, присъединени към електропреносната мрежа, трябва да консумират реактивна мощност не по-голяма от 48 % спрямо активната в точката на присъединяване (фактор на мощността не по-нисък от 0,9).

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Крайните клиенти, присъединени към електропреносната мрежа, не трябва да отдават реактивна мощност в точката на присъединяване.

(3) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Електроразпределителните мрежи, присъединени към електропреносната мрежа, трябва да консумират реактивна мощност не по-голяма от 48 % спрямо внасяната или изнасяната активна мощност в точката на присъединяване (фактор на мощността не по-нисък от 0,9).

(4) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Електроразпределителните мрежи, присъединени към електропреносната мрежа, не трябва да отдават реактивна мощност в точката на присъединяване към електропреносната мрежа при поток на активната мощност към електроразпределителна мрежа, по-малък от 25 %.

(5) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа може да установи използването на други алтернативни показатели, различни от фактора на мощността, за да зададе еквивалентни обхвати на способностите за генериране/консумиране на реактивна мощност.

(6) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа може да изиска електроразпределителна мрежа да контролира активно обмена на реактивна мощност в точката на присъединяване към електропреносната мрежа.

(7) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Действителният фактор на мощността се изчислява на базата на 15-минутните показания на средства за търговско измерване за активна и реактивна енергия.

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

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

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

Чл. 30. (1) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа определя изкривяванията за качество на електрическата енергия в точката на присъединяване на потребителите към електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи, присъединени към електропреносната мрежа.

(2) (Предишна ал. 1 – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Допустимото внасяне на хармоници (THD) от клиентите в точката на присъединяване към електрическата мрежа е 3 % за мрежи ВН и 8 % за мрежи СрН.

(3) (Предишна ал. 2 – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Допустимата несиметрия на напреженията, предизвикана от клиентите в точката на присъединяване към електрическата мрежа, е 2,0 % за мрежи ВН и 3 % за мрежи СрН.

(4) (Предишна ал. 3 – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Допустимите трептения (фликер), които може да предизвикат клиентите в точката на присъединяване към електрическата мрежа, са $P_{st} = 0,8$; $P_{lt} = 0,6$ за мрежи ВН и $P_{st} = 0,9$; $P_{lt} = 0,7$ за мрежи СрН.

(5) (Предишна ал. 4 – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Когато клиентите на електрическа енергия причиняват в точката на присъединяване влошаване на качеството на електрическата енергия, операторите на съответната електропреносна или електроразпределителна мрежа имат право да прекратят достъпа им до електрическата мрежа. Операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи не дължат компенсации на клиентите в такива случаи.

(6) (Предишна ал. 5, изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При ограничения в пропускателната способност на електрическата мрежа и опасност от повреди операторът на електропреносната или операторът на съответната електроразпределителна мрежа имат право да ограничават консумацията на клиентите, включително изключване от съответната електрическа мрежа. Операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи не дължат компенсации на клиентите в такива случаи.

(7) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Повторно включване на всички потребители към електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи, след изключване, се допуска само след разрешение от оператора на съответната електрическа мрежа. Инсталирането на системи за автоматично повторно включване е предмет на предварително разрешение от оператора на съответната електрическа мрежа.

(8) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа може да изиска потребителят или разпределителното съоръжение да бъдат дистанционно изключвани от електропреносната мрежа. Операторът на електропреносната мрежа специфицира оборудването и времето за изключване.

(9) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа може да изисква от потребителите, присъединени към електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи, модели за симулация и/или еквивалентна информация при стационарни и динамични състояния. Операторът на електропреносната мрежа специфицира съдържанието и формата на тези модели за симулация или еквивалентна информация. Операторът на електропреносната мрежа може да изиска проверка на моделите за симулация чрез записи, като определя изискванията за характеристиките на тези записи на потребяващите съоръжения, присъединени към

електропреносната мрежа, или на разпределителните съоръжения, за да сравнява реакцията на модела с тези записи.

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

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Когато технологичният процес на работа на даден клиент с инсталирана мощност, по-голяма от 50 MVA, предизвиква колебания на реактивната мощност, този клиент трябва да инсталира в своите електрически уредби статични компенсиращи устройства, с които да потиска колебанията на реактивната мощност в електропреносната мрежа и смущенията в режима на работа на другите ползватели на електропреносната мрежа.

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

Чл. 32. (1) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Когато клиент консумира електрическа енергия от електропреносната мрежа чрез трансформатор с автоматично регулиране на напрежението под товар, е необходимо да се осигури автоматично блокиране на регулирането при достигане на определени минимални стойности на напрежението на първичната страна на трансформатора.

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

Чл. 33. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа специфицира устройствата и настройките, необходими за защита на електропреносната мрежа, в съответствие с характеристиките на потребителя или електроразпределителна мрежа, присъединен/присъединена към електропреносната мрежа.

(2) При присъединяване на потребители към електропреносната мрежа или към електроразпределителна мрежа броят на захранващите електропроводи и тяхното направление се определя от категорията по осигуреност на електроснабдяването съгласно наредбата по чл. 83, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката.

(3) Сигурността на присъединяване на потребителите към електропреносната мрежа е с приоритет пред възможността за транзит на външна електрическа енергия през техните присъединителни съоръжения.

Чл. 34. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Обемът и организацията на релейните защиты на трансформаторите, шините и електропроводите, собственост на клиента, трябва да съответстват на изискванията на наредбата по чл. 83, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката.

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

Чл. 35. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Релейните защиты на присъединенията на клиента към електропреносната мрежа трябва да отговарят на действащите в страната нормативни актове и стандарти.

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

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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 по чл. 83, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката, които могат да бъдат или две надлъжно-диференциални, или две дистанционни защиты.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За присъединяване към мрежи с директно заземен звезден център на електропроводите допълнително трябва да се предвижда посочна четиристъпална максималнотокова земна защита с независимо от тока закъснение.

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

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) при присъединяване на клиент чрез свои електропроводи към разпределителна уредба на оператора на електропреносната мрежа или разпределителна уредба, собственост на клиента, е присъединена към електропреносната мрежа чрез електропроводи, собственост на оператора на електропреносната мрежа, за електропроводи 110 kV, работещи в паралел с електроенергийната система, релейната защита да се изпълнява чрез две надлъжно-диференциални или две дистанционни защиты, включващи и четиристъпална посочна земна защита с независимо от тока закъснение;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) при присъединяване на клиенти чрез свои електропроводи към разпределителна уредба на оператора на електропреносната мрежа или разпределителна уредба, собственост на клиента, е присъединена към електропреносната мрежа чрез електропроводи, собственост на оператора на електропреносната мрежа, за електропроводи 110 kV и 220 kV, захранващи лъчист товар (едностранно захранена линия), релейната защита да се изпълнява само в захранващия край чрез две защиты с функции максималнотокова отсечка, максималнотокова защита и земна защита с независимо от тока закъснение или две дистанционни защиты, включващи земна защита с независимо от тока закъснение.

(7) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При свързване на клиента 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 оператора на електропреносната мрежа с цел съвместимост със съществуващите устройства.

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

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

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

предмет на съгласуване между клиента и оператора на електропреносната мрежа на базата на проведени изчисления и изисквания за сигурност на електроснабдяването.

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

Чл. 37. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За присъединяване на клиент към електропреносната мрежа за електропроводи и уредби, собственост на клиента и работещи в паралел с електроенергийната система, както и за радиално захранени клиенти с високи изисквания за сигурност, с цел ограничаване на смущението при отказ на прекъсвач, който участва във връзката между клиента и електроенергийната система, се прилага устройство за резервиране на отказа на прекъсвача (УРОП) за автоматично изключване на всички прекъсвачи, съседни на прекъсвача, който е отказал да изключи.

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

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

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

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

Чл. 38. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За електропроводите, свързващи клиента 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 оператора на електропреносната мрежа, като времето за пренос на сигналите не трябва да бъде по-голямо от 20 ms.

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

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

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

Чл. 40. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Потребителите, присъединени към електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи, трябва да са оборудвани в съответствие със стандартите, посочени от оператора на електропреносната мрежа, с цел обмен на данни.

Чл. 41. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В договора, сключен съгласно чл. 62, операторът на електропреносната мрежа и ползвателите задължително се договарят за разпределяне на отговорностите в мястото на присъединяване и уточняват следното:

1. собственост, управление, поддръжка;

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

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В зависимост от конкретните условия операторът на електропреносната мрежа може да изиска от клиентите монтирането на противоаварийна автоматика, изпълняваща защитни функции в мястото на присъединяването им. Защитните функции (логиката на автоматиката), настройките и мястото на монтирането им се определят от оператора на електропреносната мрежа, а доставката и монтажът са за сметка на клиента, ако е в неговата собственост.

Раздел IV

Технически изисквания за присъединяване на производители

Чл. 42. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При присъединяване на нови съоръжения за производство на електрическа енергия към електрическата мрежа се прилагат техническите изисквания на Регламент (ЕС) 2016/631.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За значителни се считат модули за производство на електрическа енергия в рамките на следните категории:

1. генериращи модули тип А са с максимална мощност в диапазона 0,8 kW ? 1 MW, присъединени към мрежи средно и ниско напрежение;
2. генериращи модули тип В са с максимална мощност в диапазона 1 MW ? 5 MW, присъединени към мрежи средно напрежение;
3. генериращи модули тип С са с максимална мощност в диапазона 5 MW ? 20 MW, присъединени към мрежи средно напрежение;
4. генериращи модули тип D са с максимална мощност над 20 MW, присъединени към мрежа високо напрежение.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Съоръженията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия се оценяват въз основа на тяхната максимална електрическа мощност.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Помпено-акумулиращите модули за производство на електрическа енергия и акумулиращите системи за съхранение на електрическа енергия трябва да изпълняват всички изисквания за съответния тип и в двата експлоатационни режима – генерация и потребление.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При присъединяването към електропреносната мрежа на системи за постоянен ток на високо напрежение и модули от вида "електроенергиен парк", присъединени чрез връзка за постоянен ток на високо напрежение, се прилагат допълнителните технически изисквания на Регламент (ЕС) 2016/1447, като:

1. операторът на електропреносната мрежа специфицира изискванията към системите за постоянен ток на високо напрежение по отношение на: регулиране на активната мощност и поддържане на честотата; регулиране на реактивната мощност и поддържане на

напрежението; способност за поддържане на непрекъснатост на електроснабдяването; противоаварийно регулиране; устройствата за защита и настройките им; участие във възстановяването на електроенергийната система;

2. операторът на електропреносната мрежа специфицира изискванията към модулите от вида "електроенергиен парк", присъединени чрез връзка за постоянен ток на високо напрежение, по отношение на: стабилност на честотата; реактивната мощност и напрежението; противоаварийно регулиране; устройствата за защита; качеството на електрическата енергия; управлението на модулите;

3. операторът на електропреносната мрежа специфицира изискванията към отдалечените преобразователни подстанции за постоянен ток на високо напрежение по отношение на: стабилност на честотата; реактивната мощност и напрежението; качеството на електрическата енергия;

4. операторът на електропреносната мрежа специфицира изискванията към системите за постоянен ток на високо напрежение и модулите от вида "електроенергиен парк", присъединени чрез връзка за постоянен ток на високо напрежение, по отношение на обмена на информация и възможностите за дистанционно управление.

(6) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 43. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа определя основни изисквания към модули за производство на електрическа енергия от тип А, с максимална мощност в диапазона 0,8 kW?1 MW, присъединени към мрежи средно и ниско напрежение.

(2) Генерираният модул трябва да може да остане свързан към електрическата мрежа при отклонение на честотата, както следва:

Диапазон на честотата	Минимален период на експлоатация
47.5 Hz ? 48.5 Hz	30 минути
48.5 Hz ? 49.0 Hz	30 минути
49.0 Hz ? 51.0 Hz	Неограничен
51.0 Hz ? 51.5 Hz	30 минути

(3) Генерираният модул трябва да може да остане свързан към електрическата мрежа и да работи при скорости на изменение на честотата df/dt , достигащи до стойност 2,5 Hz/s.

(4) При повишаване на честотата генерираният модул трябва да се изключва автоматично от електрическата мрежа при стойност 50,3 Hz, с времезакъснение 2,0 s.

(5) При понижаване на честотата допустимото намаляване на способността за генериране на максимална активна мощност от генерирания модул е, както следва:

Честота	Допустимо намаляване на максималната активна мощност
49.0 Hz	0 %

48.5 Hz	6 %
48.0 Hz	9 %
47.5 Hz	12 %

Чл. 44. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа определя основни изисквания към модули за производство на електрическа енергия от тип В, с максимална мощност в диапазона 1 MW?5 MW, присъединени към мрежи средно напрежение.

(2) Генерацият модул трябва да може да остава свързан към електрическата мрежа при отклонение на честотата, както следва:

Диапазон на честотата	Минимален период на експлоатация
47.5 Hz ? 48.5 Hz	30 минути
48.5 Hz ? 49.0 Hz	30 минути
49.0 Hz ?51.0 Hz	Неограничен
51.0 Hz ? 51.5 Hz	30 минути

(3) Генерацият модул трябва да може да остава свързан към електрическата мрежа и да работи при скорости на изменение на честотата df/dt , достигащи до стойност 2,5 Hz/s.

(4) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира способността при повишаване на честотата, генерацият модул да осигури намаляване на заданието по активна мощност по статична характеристика до минималната си мощност на стабилна експлоатация, с честотен праг 50,3 Hz и статизъм в диапазона 2 – 12 %.

(5) При понижаване на честотата допустимото намаляване на способността за генериране на максимална активна мощност от генерация модул е, както следва:

Честота	Допустимо намаляване на максималната активна мощност
49.0 Hz	0 %
48.5 Hz	6 %
48.0 Hz	9 %
47.5 Hz	12 %

(6) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира изискване генериращият модул да бъде оборудван с интерфейс за дистанционно намаляване на генерираната активна мощност от оператора на електроразпределителната мрежа.

(7) Генериращият модул трябва да може да остава свързан към електрическата мрежа и да продължава да работи стабилно при кратковременни понижени стойности на линейните напрежения в точката на присъединяване, следствие от повреди, съгласно характеристиката на остатъчното напрежение във функция от времето – преди, по време и след повреда, както следва:

Таблица 1

Симетрични повреди	Синхронни модули
Линейно напрежение	Време – преди, по време и след повреда
$U \geq 0.05$ о.е.	$t \geq 0.15$ s
$U \geq 0.7$ о.е.	$t \geq 0.45$ s
$U \geq 0.8$ о.е.	$t \geq 0.7$ s
$U \geq 0.85$ о.е.	$t \geq 1.5$ s

Таблица 2

Симетрични повреди	Паркови модули
Линейно напрежение	Време – преди, по време и след повреда
$U \geq 0.05$ о.е.	$t \geq 0.15$ s
$U \geq 0.15$ о.е.	$t \geq 0.7$ s
$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 1$ s
$U \geq 0.85$ о.е.	$t \geq 1.5$ s

Таблица 3

Несиметрични повреди	Синхронни модули и паркови модули

Линейно напрежение	Време – преди, по време и след повредата
$U \geq 0$ о.е.	$t \geq 0.15$ s
$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 0.7$ s
$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 1$ s
$U \geq 0.7$ о.е.	$t \geq 1.5$ s

(8) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира способността за отдаване/консумиране на реактивна мощност от генериращия модул в следните диапазони:

Диапазон по реактивна мощност	Вид на генериращия модул
-0.15 о.е. $\leq Q \leq +0.55$ о.е.	Синхронни модули
-0.28 о.е. $\leq Q \leq +0.34$ о.е.	Паркови модули

(9) Синхронният модул за производство на електрическа енергия трябва да бъде оборудван със система за постоянно автоматично регулиране на възбуждането.

(10) При необходимост операторът на електропреносната мрежа има право да изиска участие на даден парков модул в бързия (свръхпреходния) ток на късо съединение (к.с.) в точката на присъединяване, при симетрични и несиметрични повреди в мрежата. В тези случаи операторът на електропреносната мрежа специфицира техническите изисквания за отклонението на напрежението и характеристиките на бързия ток.

(11) Автоматична ресинхронизация на генериращия модул след непредвидено изключване от електрическата мрежа не се допуска. Ресинхронизация може да се осъществи само след разрешение от оператора на електроразпределителната мрежа.

(12) След смущение в електрическата мрежа следаварийното възстановяване стойността на активната мощност на синхронните модули трябва да се осъществи в рамките на 1,5 s. При парковите модули възстановяването започва след 0,15 s, максималното време е 1,5 s и големината е достигане предходното задание по активна мощност с точност 10 %.

(13) Операторът на електроразпределителната мрежа специфицира съдържанието на обмена на информация и точен списък на данните от генериращия модул.

(14) Генериращият модул се изключва автоматично от електрическата мрежа при загуба на синхронизъм или при повреда в регулиращите или управляващите системи, което се уговаря с оператора на електроразпределителната мрежа.

(15) Действието и настройките на регулиращите системи, релейните защиты и автоматики на генериращия модул, имащи отношение към стабилността на електроразпределителната мрежа, се координират с оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 45. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа определя основни изисквания към модули за производство на електрическа енергия от тип С, с максимална мощност в диапазона 5 MW ? 20 MW, присъединени към мрежи средно напрежение.

(2) Генериращият модул трябва да може да остане свързан към електрическата мрежа при отклонение на честотата, както следва:

Диапазон на честотата	Минимален период на експлоатация
47.5 Hz ? 48.5 Hz	30 минути
48.5 Hz ? 49.0 Hz	30 минути
49.0 Hz ? 51.0 Hz	Неограничен
51.0 Hz ? 51.5 Hz	30 минути

(3) Генериращият модул трябва да може да остане свързан към електрическата мрежа и да работи при скорости на изменение на честотата df/dt , достигащи до стойност 2,5 Hz/s.

(4) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира изискване генериращият модул да осигури намаляване на заданието по активна мощност по статична характеристика до минималната си мощност на стабилна експлоатация, с честотен праг 50,3 Hz и статизъм в диапазона 2 – 12 %.

(5) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира изискване генериращият модул да осигури повишаване на заданието по активна мощност по статична характеристика до максималната си мощност на стабилна експлоатация, с честотен праг 49,7 Hz и статизъм в диапазона 2 – 12 %.

(6) При понижаване на честотата допустимото намаляване на способността за генериране на максимална активна мощност от генериращия модул е, както следва:

Честота	Допустимо намаляване на максималната активна мощност
49.0 Hz	0 %
48.5 Hz	6 %
48.0 Hz	9 %
47.5 Hz	12 %

(7) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира изискване генериращият модул да бъде оборудван с интерфейс за дистанционно

намаляване на генерираната активна мощност от оператора на мрежата, към която е присъединен.

(8) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира минимални и максимални граници за скоростта на изменение на активната мощност на генериращия модул, като взема предвид специфичните характеристики на технологията на първичния двигател.

(9) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира изискване системата за управление на генериращия модул да може да изпълнява заданието по активна мощност на оператора на мрежата, към която е присъединен. Операторът на електропреносната мрежа определя скоростта за достигане на заданието и точността на неговото изпълнение.

(10) Генериращият модул трябва да може да остава свързан към електрическата мрежа и да продължава да работи стабилно при кратковременни понижени стойности на линейните напрежения в точката на присъединяване, следствие от повреди, съгласно характеристиката на остатъчното напрежение във функция от времето – преди, по време и след повредата, както следва:

Таблица 1

Симетрични повреди	Синхронни модули
Линейно напрежение	Време – преди, по време и след повредата
$U \geq 0.05$ о.е.	$t \geq 0.15$ s
$U \geq 0.7$ о.е.	$t \geq 0.45$ s
$U \geq 0.8$ о.е.	$t \geq 0.7$ s
$U \geq 0.85$ о.е.	$t \geq 1.5$ s

Таблица 2

Симетрични повреди	Паркови модули
Линейно напрежение	Време – преди, по време и след повредата
$U \geq 0.05$ о.е.	$t \geq 0.15$ s
$U \geq 0.15$ о.е.	$t \geq 0.7$ s
$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 1$ s
$U \geq 0.85$ о.е.	$t \geq 1.5$ s

Таблица 3

Несиметрични повреди	Синхронни модули и паркови модули
Линейно напрежение	Време – преди, по време и след повредата
$U \geq 0$ о.е.	$t \geq 0.15$ s
$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 0.7$ s
$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 1$ s
$U \geq 0.7$ о.е.	$t \geq 1.5$ s

(11) Генерацият модул трябва да има възможност за автоматично изключване, когато напрежението в точката на присъединяване достигне стойностите, съгласувани от оператора на електропреносната мрежа.

(12) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира способността за отдаване/консумиране на реактивна мощност от генерация модул в следните диапазони:

Диапазон по реактивна мощност	Вид на генерация модул
-0.15 о.е. $\leq Q \leq +0.55$ о.е.	Синхронни модули
-0.28 о.е. $\leq Q \leq +0.34$ о.е.	Паркови модули

(13) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира отдаване на допълнителна реактивна мощност от генерация модул за компенсиране потребността на линията до точката на присъединяване.

(14) Синхронният модул за производство на електрическа енергия трябва да бъде оборудван със система за постоянно автоматично регулиране на възбудането, като приоритетният режим е "регулатор по напрежение".

(15) Парковият модул за производство на електрическа енергия трябва да може да регулира автоматично реактивната мощност или напрежението в точката на присъединяване, като режимът на регулиране се съгласува с оператора на мрежата, към която е присъединен.

(16) При необходимост операторът на електропреносната мрежа има право да изиска участие на даден парков модул в бързия (свръхпреходния) ток на к.с. в точката на присъединяване при симетрични и несиметрични повреди в мрежата. В тези случаи операторът на електропреносната мрежа специфицира техническите изисквания за отклонението на напрежението и характеристиките на бързия ток.

(17) При необходимост операторът на електропреносната мрежа специфицира характеристиката $U-Q/P_{\max}$, в границите на която парковият модул трябва да може да осигурява реактивна мощност при максималната активна мощност. Характеристиката $U-Q/P_{\max}$ трябва да е в рамките на обхватите: $?Q/P_{\max}=0,62$ о.е.; $?U=0,22$ о.е.

(18) При необходимост операторът на електропреносната мрежа специфицира характеристика $?Q/P_{\max}$, в границите на която парковият модул трябва да може да осигурява реактивна мощност при активна мощност под максималната. Характеристиката $?Q/P_{\max}$ трябва да е в рамките на обхватите: $?Q/P_{\max}=0,62$ о.е.; $?P=1$ о.е.

(19) Автоматична ресинхронизация на генериращия модул след непредвидено изключване от електрическата мрежа не се допуска. Ресинхронизация може да се осъществи само след разрешение от оператора на мрежата, към която е присъединен.

(20) При необходимост операторът на електропреносната мрежа специфицира изискване към синхронните модули след хвърляне на товар и хранване на собствените нужди при отделяне от мрежата да могат да работят най-малко два часа в този режим. Минималното време за повторно синхронизиране на агрегатите на термичните синхронни модули след изключването си от електрическата мрежа е 15 min.

(21) След смущение в електрическата мрежа следаварийното възстановяване стойността на активната мощност на синхронните модули трябва да се осъществи в рамките на 1,5 s. При парковите модули възстановяването започва след 0,15 s, максималното време е 1,5 s и големината е достигане предходното задание по активна мощност с точност 10 %.

(22) При необходимост операторът на електропреносната мрежа специфицира съдържанието на обмена на информация и точен списък на данните от генериращия модул.

(23) Генериращият модул се изключва автоматично от електрическата мрежа при загуба на синхронизъм или при повреда в регулиращите или управляващите системи, което се уговаря с оператора на мрежата, към която е присъединен.

(24) Операторът на електропреносната мрежа има право да специфицира параметрите за качеството на произведената електрическа енергия. Когато произведената електрическа енергия не отговаря на критериите за качество, операторът на електропреносната мрежа има право да прекрати достъпа на съответния производител до електрическата мрежа, като не му дължи компенсация в този случай. Контрол по изпълнението на изискванията може да се осъществява със специализирана измервателна апаратура (регистратори или мрежови анализатори), като настройките и техническите характеристики се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа.

(25) По искане на оператора на електропреносната мрежа собственикът на генериращия модул трябва да осигури технически данни за изчисляване на т.к.с. и модели за симулация.

(26) При необходимост операторът на електропреносната мрежа специфицира необходимостта при даден парков модул от изкуствен инерционен момент при бързи изменения на честотата (преходни процеси).

(27) По искане на оператора на електропреносната мрежа при възстановяване на системата генериращите модули трябва да имат способност за пускане без външно хранване в рамките на период, съгласуван с оператора на електропреносната мрежа, и да имат способността да участват в експлоатация в островен режим.

(28) Действието и настройките на регулиращите системи, релейните защиты и автоматики на генериращия модул, имащи отношение към стабилността на електроразпределителната мрежа, се координират с оператора на електропреносната

мрежа.

(29) Генериращите модули трябва да са оборудвани с напреженова защита, която да ги изключва автоматично от електрическата мрежа при отклонение на напрежението извън диапазона $0,85 U_n \dots 1,15 U_n$, с времезадръжка 3,0 s.

(30) Генериращите модули за производство на електрическа енергия трябва да са оборудвани с честотна защита, която да ги изключва от електрическата мрежа при отклонение на честотата извън диапазона 47,5 Hz ... 50,3 Hz, с времезадръжка 2,0 s.

(31) Парковите модули за производство на електрическа енергия са длъжни да изпълняват следните технически и режимни изисквания:

1. да предоставят и съгласуват с оператора на мрежата, към която се присъединяват, техническите параметри на основното електрооборудване, което възнамеряват да инсталират и присъединят;

2. параметрите на повишаващите трансформатори трябва да се съгласуват с оператора на мрежата, към която се присъединяват;

3. не се допуска работа на парковите модули в островен режим;

4. допустимата несиметрия на напреженията, предизвикана от парковите модули в мястото на присъединяване към електрическата мрежа, е 3,0 %;

5. допустимото внасяне на хармоници от парковите модули в мястото на присъединяване към електрическата мрежа е $THD \leq 8 \%$;

6. допустимите трептения (фликер), които може да внесат парковите модули в мястото на присъединяване към електрическата мрежа, са $Pst \leq 0,9$, $Plt \leq 0,7$.

(32) При понижена пропускателна способност на електроразпределителната или електропреносната мрежа и опасност от повреди операторът на мрежата има право да ограничава генерацията на модулите за производство на електрическа енергия, включително изключване от електрическата мрежа. Операторът на мрежата не дължи компенсации на генериращите модули в този случай. При поискване от генериращите модули операторът на мрежата представя информация за причините, довели до ограничения в генерацията.

(33) При невъзможност за поддържане на баланса между производство и потребление в ЕЕС (критичен баланс от значително намаляване на електропотреблението) операторът на електропреносната мрежа има право да изиска ограничаване генерацията на модулите за производство на електрическа енергия по видове технологии, включително изключване от електрическата мрежа. Операторът на мрежата не дължи компенсации на генериращите модули в този случай. Съобщения за ограниченията в генерацията на генериращите модули при тази ситуация се публикуват от оператора на електропреносната мрежа на своя интернет сайт.

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

Чл. 46. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа определя основни изисквания към модули за производство на електрическа енергия от тип D, с максимална мощност над 20 MW, присъединени към мрежа високо напрежение.

(2) Генериращият модул трябва да може да остава свързан към електропреносната мрежа при отклонение на честотата, както следва:

--	--

Диапазон на честотата	Минимален период на експлоатация
47.5 Hz ? 48.5 Hz	30 минути
48.5 Hz ? 49.0 Hz	30 минути
49.0 Hz ? 51.0 Hz	Неограничен
51.0 Hz ? 51.5 Hz	30 минути

(3) Генериращият модул трябва да може да остава свързан към електропреносната мрежа и да работи при скорости на изменение на честотата df/dt , достигащи до стойност 2,5 Hz/s.

(4) Операторът на електропреносната мрежа има право да изиска генериращият модул да осигури намаляване на заданието по активна мощност по статична характеристика до стойността на предвидения резерв на честотно зависимия режим, с честотен праг 50,2 Hz и статизъм в диапазона 2 – 10 % (участие в първичното регулиране на честотата).

(5) Операторът на електропреносната мрежа има право да изиска генериращият модул да осигури повишаване на заданието по активна мощност по статична характеристика до стойността на предвидения резерв на честотно зависимия режим, с честотен праг 49,8 Hz и статизъм в диапазона 2 – 10 % (участие в първичното регулиране на честотата).

(6) Параметрите на изменението на активната мощност в честотно зависимия режим трябва да бъдат: обхват на активната мощност, отнесен към максималната – до 5 % за термичен генериращ модул и без ограничение за останалите генериращи модули; зона на нечувствителност – до 10 mHz; мъртва зона – 20 mHz за термичен генериращ модул и 50 mHz за останалите генериращи модули; време за пълно активиране – 30 s; време на отдаване – за цялото време на реалното отклонение на честотата и 15 min при симулирано отклонение на честотата.

(7) Генериращият модул с честотно зависим режим трябва да предава в реално време към центъра за управление на оператора на електропреносната мрежа най-малко следните сигнали: състояние (вкл./изкл.); задание по активна мощност; измерена действителна активна мощност; действителни настройки на параметрите; статизъм и зона на нечувствителност.

(8) При понижаване на честотата допустимото намаляване на способността за генериране на максимална активна мощност от генериращия модул е, както следва:

Честота	Допустимо намаляване на максималната активна мощност
49.0 Hz	0 %
48.5	6 %

Hz	
48.0 Hz	9 %
47.5 Hz	12 %

(9) Операторът на електропреносната мрежа специфицира минимални и максимални граници за скоростта на изменение на активната мощност на генерацията модул, като взема предвид специфичните характеристики на технологията на първичния двигател.

(10) При необходимост операторът на електропреносната мрежа изисква системата за управление на генерацията модул да може да изпълнява заданието по активна мощност на оператора на електропреносната мрежа (автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности). Операторът на електропреносната мрежа определя скоростта за достигане на заданието и точността на неговото изпълнение.

(11) Генерацията модул трябва да може да остава свързан към електропреносната мрежа при кратковременни понижени стойности на линейните напрежения в точката на присъединяване, следствие от повреди, съгласно характеристиката на остатъчното напрежение във функция от времето – преди, по време и след повреда, както следва:

Таблица 1

Симетрични повреди	Синхронни модули
Линейно напрежение	Време – преди, по време и след повреда
$U \geq 0$ о.е.	$t \geq 0.15$ s
$U \geq 0.4$ о.е.	$t \geq 0.45$ s
$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 0.7$ s
$U \geq 0.85$ о.е.	$t \geq 1.5$ s

Таблица 2

Симетрични повреди	Паркови модули
Линейно напрежение	Време – преди, по време и след повреда
$U \geq 0$ о.е.	$t \geq 0.15$ s
$U \geq 0.25$ о.е.	$t \geq 0.7$ s

$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 1$ s
$U \geq 0.85$ о.е.	$t \geq 1.5$ s

Таблица 3

Несиметрични повреди	Синхронни модули и паркови модули
Линейно напрежение	Време – преди, по време и след повредата
$U \geq 0$ о.е.	$t \geq 0.15$ s
$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 0.7$ s
$U \geq 0.5$ о.е.	$t \geq 1$ s
$U \geq 0.7$ о.е.	$t \geq 1.5$ s

(12) Генерацият модул трябва да има възможност за автоматично изключване, когато напрежението в точката на присъединяване достигне стойностите, съгласувани от оператора на електропреносната мрежа.

(13) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира способността за отдаване/консумиране на реактивна мощност от генерация модул в следните диапазони:

Диапазон по реактивна мощност	Вид на генерация модул
-0.1 о.е. $\leq Q \leq +0.43$ о.е.	Синхронни модули
-0.28 о.е. $\leq Q \leq +0.34$ о.е.	Паркови модули

(14) Генерацият модул трябва да остава свързан към електропреносната мрежа и да бъде експлоатиран при отклонение на линейното напрежение в точката на присъединяване, както следва:

Обхват на напрежението	Период на експлоатация
Към мрежа 110 и 220 kV	
$0.85 \leq U \leq 0.90$ о.е.	$t \geq 60$ min

0.9?U?1.118 о.е.	неограничен
1.118?U?1.15 о.е.	t ? 20 min
Към мрежа 400 kV	
0.85?U?0.90 о.е.	t ? 60 min
0.9?U?1.05 о.е.	неограничен
1.05?U?1.1 о.е.	t ?20 min

(15) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да специфицира отдаване на допълнителна реактивна мощност от генериращия модул за компенсиране потребността на линията до точката на присъединяване.

(16) При необходимост операторът на електропреносната мрежа има право да изиска участие на даден парков модул в бързия (свръхпреходен) ток на к.с. в точката на присъединяване при симетрични и несиметрични повреди в електропреносната мрежа. В тези случаи операторът на електропреносната мрежа специфицира техническите изисквания за отклонението на напрежението и характеристиките на бързия ток.

(17) Операторът на електропреносната мрежа може да специфицира характеристиката $U-Q/P_{max}$, в границите на която генериращият модул трябва да осигурява реактивна мощност при максималната активна мощност. Характеристиката $U-Q/P_{max}$ трябва да е в рамките на обхватите, както следва:

Диапазон по реактивна мощност	Вид на генериращия модул
$?Q/P_{max}=0,53$ о.е.; $?U=0,15$ о.е.	Синхронни модули
$?Q/P_{max}=0,62$ о.е.; $?U=0,22$ о.е.	Паркови модули

(18) Синхронният модул за производство на електрическа енергия трябва да бъде оборудван със система за постоянно автоматично регулиране на възбудането, като приоритетният режим е "регулатор по напрежение". Възбудителната система на синхронния модул трябва да е оборудвана със системен стабилизатор PSS. Типът, степента на резервираност, параметрите и настройките на възбудителната система трябва да се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа.

(19) Парковият модул за производство на електрическа енергия трябва да може да регулира автоматично реактивната мощност или да участва в регулирането на напрежението в мястото на присъединяване, като режимът на регулиране се съгласува с

оператора на електропреносната мрежа.

(20) Операторът на електропреносната мрежа може да специфицира характеристика Q/P_{max} , в границите на която парковият модул трябва да осигурява реактивна мощност при активна мощност под максималната. Характеристиката Q/P_{max} трябва да е в рамките на обхватите: $Q/P_{max}=0,62$ о.е.; $P=1$ о.е.

(21) Генериращият модул трябва да бъде оборудван с необходимото устройство за проверка на синхронизма. Операторът на електропреносната мрежа и собственикът на генериращия модул се договарят относно настройките на устройствата за синхронизиране, които трябва да бъдат в следните обхвати: напрежение $U \pm 10\%$; честота $f \pm 0.05$ Hz; фазов ъгъл $\varphi \pm 20$ градуса.

(22) Синхронизация на генериращия модул към електропреносната мрежа се извършва от собственика на модула след разрешение от оператора на електропреносната мрежа.

(23) Автоматична ресинхронизация на генериращия модул след непредвидено изключване от електропреносната мрежа не се допуска. Ресинхронизация може да се осъществи само след разрешение от оператора на електропреносната мрежа.

(24) Синхронните модули от ТЕЦ, ВЕЦ, газова електрическа централа и газова-парова електрическа централа, наричана по-нататък ГПЕЦ, трябва да са пригодени за надеждно преминаване от произволна работна точка към отделяне от електропреносната мрежа (хвърляне на товар) и режим на захранване на собствени нужди. При това агрегатите трябва да са в състояние да работят най-малко два часа в този режим. Минималното време за повторно синхронизиране на агрегатите на тези модули след изключването си от електропреносната мрежа е 15 min.

(25) След смущение в електропреносната мрежа следаварийното възстановяване стойността на активната мощност на синхронните модули трябва да се осъществи в рамките на 1,5 s. При парковите модули възстановяването започва след 0,15 s, максималното време е 1,5 s и големината е достигане предходното задание по активна мощност с точност 10 %.

(26) Операторът на електропреносната мрежа специфицира съдържанието на обмена на информация и точен списък на данните от генериращия модул.

(27) Генериращият модул се изключва автоматично от електропреносната мрежа при загуба на синхронизъм или при повреда в регулиращите или управляващите системи, което се уговаря с оператора на електропреносната мрежа.

(28) Операторът на електропреносната мрежа има право да специфицира параметрите за качеството на произведената електрическа енергия. Когато произведената електрическа енергия не отговаря на критериите за качество, операторът на електропреносната мрежа има право да прекрати достъпа на съответния производител до тази мрежа, като не му дължи компенсации в този случай. Контрол по изпълнението на изискванията може да се осъществява със специализирана измервателна апаратура (регистратори или мрежови анализатори), като настройките и техническите характеристики се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа.

(29) По искане на оператора на електропреносната мрежа собственикът на генериращия модул трябва да осигури технически данни за изчисляване на ток на к.с. и модели за симулация със: синхронен генератор и първичен двигател; регулатор на мощността; възбудителна система с PSS; модели на защиты и преобразуватели.

(30) При необходимост операторът на електропреносната мрежа специфицира необходимостта при даден парков модул от изкуствен инерционен момент при бързи

изменения на честотата (преходни процеси).

(31) По искане на оператора на електропреносната мрежа при възстановяване на системата синхронните модули трябва да имат способност за пускане без външно захранване на собствените нужди (черен старт) в рамките на период, съгласуван с оператора на електропреносната мрежа, и да имат способността да участват в експлоатация в островен режим или енергиен коридор.

(32) Действието и настройките на регулиращите системи, релейните защиты и автоматики на генериращия модул, имащи отношение към стабилността на електропреносната мрежа, се координират с оператора на електропреносната мрежа.

(33) По искане на оператора на електропреносната мрежа синхронните модули на ВЕЦ са длъжни да приемат и изпълняват:

1. групово управление по активна мощност и честота, ако операторът на електропреносната мрежа го изисква;

2. групово управление по напрежение и реактивна мощност.

(34) По искане на оператора на електропреносната мрежа синхронните модули на термичните електрически централи са длъжни да приемат и изпълняват групово управление на възбуждането (ГУВ) по напрежение и реактивна мощност.

(35) Парковите модули за производство на електрическа енергия са длъжни да изпълняват следните технически и режимни изисквания:

1. да предоставят и съгласуват с оператора на електропреносната мрежа техническите параметри на основното електрооборудване, което възнамеряват да инсталират и присъединят към електропреносната мрежа;

2. повишаващите трансформатори трябва да могат да регулират напрежението под товар в диапазон, съгласуван с оператора на електропреносната мрежа;

3. не се допуска работа на парковите модули в островен режим;

4. допустимата несиметрия на напреженията, предизвикана от парковите модули в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа, е 2,0 %;

5. допустимото внасяне на хармоници от парковите модули в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа е: $THD \leq 3 \%$;

6. допустимите трептения (фликер), които може да внесат парковите модули в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа, са: $Pst \leq 0,8$, $Plt \leq 0,6$;

7. да са оборудвани с честотна защита, която да ги изключва от електропреносната мрежа при отклонение на честотата извън диапазона 47,5 Hz ... 50,3 Hz, с времезакъснение 2,0 s.

(36) При понижена пропускателна способност на електропреносната мрежа и опасност от повреди операторът на електропреносната мрежа има право да ограничава генерацията на модулите за производство на електрическа енергия, включително изключване от електропреносната мрежа. Операторът на електропреносната мрежа не дължи компенсации на генериращите модули в този случай. При поискване от генериращите модули операторът на електропреносната мрежа представя информация за причините, довели до ограничения в генерацията.

(37) При невъзможност за поддържане на баланса между производство и потребление в ЕЕС (критичен баланс от значително намаляване на електропотреблението) операторът на електропреносната мрежа има право да ограничава генерацията на модулите за производство на електрическа енергия по видове технологии, включително изключване от електропреносната мрежа. Операторът на електропреносната мрежа не дължи компенсации на генериращите модули в този случай, като съобщенията за ограниченията в

генерацията на генериращите модули операторът на електропреносната мрежа публикува на своя интернет сайт.

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

Чл. 47. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Диапазонът на настройките на системите за автоматично регулиране на възбуждането и системите за автоматично регулиране на оборотите на синхронните модули за производство на електрическа енергия се определя при избора на типа и конфигурацията на регулиращите системи и изготвянето на работен проект съгласувано с оператора на електропреносната мрежа.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Всички синхронни генератори с мощност над 1 MW трябва да бъдат оборудвани с автоматичен регулатор на възбуждане, който да осигурява поддържане на напрежението на клемите на генератора с точност:

1. за генератори до 20 MW – не по-ниска от $\pm 1,0$ %;
2. за генератори над 20 MW – не по-ниска от $\pm 0,5$ %.

(3) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Автоматичните регулатори на възбуждане трябва да осигуряват възможност за компенсиране на спада на напрежение в блочния трансформатор или да разпределят реактивната мощност между синхронните генератори, свързани към общи шини (статизъм по реактивна мощност).

(4) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Автоматичните регулатори на възбуждане трябва да притежават ограничители, гарантиращи оптималната и безопасната работа на синхронните генератори. Настройките на ограничителите трябва да бъдат координирани с настройките на съответните функции в генераторните релейни защиты.

(5) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Автоматичните регулатори на възбуждане на синхронни генератори с мощност над 20 MW трябва да бъдат цифрови от пропорционално-интегрално-диференциален тип със съгласувана от оператора на електропреносната мрежа степен на резервиране на каналите.

(6) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Автоматичните регулатори на възбуждане на синхронни генератори с мощност над 20 MW трябва да имат системен стабилизатор (PSS), потискащ локалните и междусистемните колебания на активната мощност. Типът, настройките и изпитанията на PSS се съгласуват с оператора на електропреносната мрежа.

(7) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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.

(8) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Повишаващите трансформатори не трябва да ограничават синхронните генератори да отдават реактивна мощност в целия диапазон, определен от P-Q диаграмата на генератора, без това да води до повишаване на генераторното напрежение над $1,05 U_n$ или недопустимо понижаване на устойчивостта им (под 20 %). За целта производителят предоставя на оператора на електропреносната мрежа за съгласуване основните технически параметри на

предвидените повишаващи трансформатори.

(9) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Всички синхронни агрегати с мощност над 1 MW трябва да бъдат оборудвани със системи за автоматично регулиране на оборотите и активната мощност на турбината.

(10) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Системите за автоматично регулиране на турбината трябва да осигуряват възможност за поддържане на зададената активна мощност на генератора с точност:

1. за агрегати до 20 MW – не по-ниска от $\pm 2\%$;
2. за агрегати над 20 MW – не по-ниска от $\pm 1\%$.

(11) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегатите, които са предвидени да участват във възстановяването на електроенергийната система след големи аварии, е необходимо да имат възможност за развъртане при черен старт.

(12) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Стартовите електрически централи, предвидени за работа в енергиен коридор или остров, трябва да имат режим на групово управление на агрегатите по честота.

(13) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа има право да контролира състоянието, работата, настройките и техническата документация на регулиращите системи на всички генериращи модули, присъединени към електропреносната мрежа.

Чл. 48. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) При присъединяване на производители към електропреносната мрежа броят на захранващите електропроводи и тяхното направление се определя от критериите за сигурност на присъединяването съгласно чл. 13 и 14.

(2) Присъединяването на производители със синхронни генератори към електропреносната мрежа трябва да осигурява нормална работа на агрегатите при всички установени режими на електроенергийната система и тяхната устойчивост при преходни процеси.

(3) Сигурността на присъединяване на производителите към електропреносната мрежа е с приоритет пред възможността за транзит на външна електрическа енергия през техните присъединителни съоръжения.

Чл. 49. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Обемът и организацията на релейните защиты на генераторите, повишаващите трансформатори, шините и електропроводите като минимум трябва да съответстват на изискванията на наредбата по чл. 83, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката и с действащи в страната нормативни актове и стандарти и с действащи в страната стандарти, наредби и правилници.

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

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

(4) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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 по чл. 83, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката, които могат да бъдат или две надлъжно-диференциални, или две дистанционни защиты.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) На електропроводите за присъединяване на РУ на централи към мрежи с директно заземен звезден център допълнително трябва да се предвижда посочна четиристъпална максималнотокова земна защита с независимо от тока закъснение. На високата страна на повишаващите трансформатори се въвежда индивидуална, а при необходимост - групова земна защита.

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

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

(8) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При присъединяване чрез електропровод се използват две надлъжно-диференциални или две дистанционни защиты на свързващите електропроводите. При присъединяване на ФЕЦ и ВяЕЦ двете релейни защиты на свързващите електропроводите задължително трябва да бъдат надлъжно-диференциални.

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

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

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

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

(12) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Фотоволтаични и вятърни електрически централи задължително въвеждат в действие автоматика за разпознаване отделянето на централата от електрическата мрежа (loss of grid protection) и действаща на изключване/спиране на генерацията.

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

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

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

(2) Необходимостта от УРОП се уточнява съгласувано с оператора на

електропреносната мрежа на базата на изчисления за устойчивост.

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

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

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

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

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

(3) При необходимост се договаря автоматично дистанционно изключване на прекъсвач в съседна разпределителна уредба при действие на УРОП.

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

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

Чл. 53. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Всички нелъчисти електрически присъединения към разпределителните уредби с напрежение 110 kV и по-високо трябва да бъдат оборудвани със системи за точна синхронизация. Настройките на синхронизиращите устройства (допустима разлика в напреженията, допустима разлика в честотата и допустимо дефазирание) се определят от оператора на електропреносната мрежа.

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

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Когато синхронните електрически генератори в централите, присъединени към електропреносната мрежа, нямат система за автоматична точна синхронизация, трябва да бъдат съоръжени с устройства за ръчна точна синхронизация и блокировка срещу несинхронно включване.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Включването на синхронните електрически агрегати в паралел със съответната електрическа мрежа по метода на самосинхронизацията се допуска само след съгласуване на всеки конкретен случай с оператора на тази мрежа.

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

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Автоматично честотно отделяне не се изисква за АЕЦ.

Чл. 55. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За синхронните агрегати, за които по данни на производителя се допуска асинхронен ход (със или без възбуждане), се извършва проверка за устойчивост в мястото на тяхното присъединяване към електроразпределителната мрежа.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Асинхронен ход е

недопустим за генератори с номинална мощност над 10 MVA. Те трябва да бъдат съоръжени със защита срещу загуба на възбуждане и защита от пренапрежение на ротора, въздействащи на изключване на генератора от съответната електрическа мрежа.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Синхронни генератори с номинална мощност над 150 MVA трябва да са съоръжени със защита от асинхронен ход. При загуба на устойчивост съответният генератор трябва да се изключи автоматично от електропреносната мрежа, за да се предотврати повторно "превъртане" на ротора.

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

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

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

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

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

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

1. собственост, управление, поддръжка;
2. оперативни схеми;
3. списък на съоръженията;
4. списък на средствата за измерване и телекомуникация;
5. достъп до обекта;
6. проверки на релейните защиты;
7. ремонтни работи;
8. координация на безопасността;
9. проверки на противоаварийни автоматики.

Раздел V

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

(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Чл. 59. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Присъединяването на обекти на операторите на електроразпределителните мрежи към електропреносната мрежа се извършва по реда на част четвърта "Присъединяване на обекти на оператори на електроразпределителните мрежи към електропреносната мрежа на наредбата по чл. 116, ал. 7 от Закона за енергетиката.

Чл. 60. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За всяко място на присъединяване на обекти на операторите на електроразпределителните мрежи към електропреносната мрежа се прилагат изискванията на раздели I, II и III на глава трета от тези правила.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При наличие на производствени мощности към електроразпределителна мрежа присъединяването на разпределителната към електропреносната мрежа се урежда съгласно изискванията на раздел IV на глава трета от тези правила.

Чл. 61. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Присъединяването на производствени мощности към електроразпределителна мрежа се извършва при спазване на изискванията на раздел IV от глава трета на тези правила.

Глава четвърта

ПОЛЗВАНЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Чл. 62. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Електропреносната мрежа се ползва за пренос на електрическа енергия, за предоставянето на допълнителни услуги и за получаване на системни услуги.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ползването се извършва чрез пренасяне на постъпилата мощност/електрическа енергия от уредбите на доставчиците на електрическа енергия в определени възли на електропреносната мрежа и преразпределение/потребление на мощност/електрическа енергия от същите или други възли чрез уредбите на операторите на електроразпределителните мрежи и/или клиентите при обезпечени системни показатели – честота, напрежение, сигурност.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа определя и контролира максимално допустимата мощност, която може да постъпи във/или съответно да бъде потребена от всеки възел на електропреносната мрежа през всеки период, за да не бъдат нарушени показателите на електроенергийната система и границите, осигуряващи експлоатационната сигурност.

(4) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ползването се основава на договор за достъп и/или пренос (право на ползване на електропреносната мрежа, предоставяне на допълнителни услуги и ползване на системни услуги), сключен между ползвателя и оператора на електропреносната мрежа.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В договора 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 оператора на електропреносната мрежа, от друга.

Чл. 63. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ползвателите на електропреносната мрежа, доставящи електрическа енергия, които са получили право на ползване на електропреносната мрежа и системните услуги, доставят в електропреносната

мрежа договорената от тях електрическа енергия въз основа на разрешени от оператора на електропреносната мрежа графици за доставки през всеки единичен пазарен интервал (период на сетълмент), а потребителите ползватели на електропреносната мрежа получават от нея договорената от тях електрическа енергия въз основа на разрешени от оператора на електропреносната мрежа графици за доставки.

(2) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Алинея 1 се прилага за акумулиращите мощности в зависимост от режима им на работа.

(3) (Предишна ал. 2, изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) През електропреносната мрежа се пренася доставената от ползвателите доставчици на електрическа енергия до ползвателите потребители в съответствие с диспечераните от оператора на електропреносната мрежа графици за доставки, електрическата енергия за балансиране, електрическата енергия за технологични разходи в електропреносната мрежа, междусистемни графици за обмен на електрическа енергия, в т.ч. графици за компенсиране на нежеланите отклонения.

(4) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Алинея 3 в частта, касаеща графици за компенсиране на нежеланите отклонения, се прилага до момента на активно участие на оператора на електропреносната мрежа в европейската платформа за уравниване на дисбалансите на ЕМОПС-Е.

(5) (Предишна ал. 3, изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ползвателите на електропреносната мрежа се балансират за разликата между фактическата доставена и респективно получена от мрежата електроенергия и тази по договорения график за доставка по ред и условия, указани в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(6) (Предишна ал. 4, изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа осъществява общия баланс между производството и потреблението на електрическа енергия в зоната/блока за управление (контролния блок) чрез съвместното използване на резервите за първично регулиране на честотата, автоматично и ръчно възстановяване на плановата честота и обменните мощности, предоставяни от доставчиците в контролния блок и/или други контролни блокове от съответния регион или синхронна зона съгласно процедури за управление на дисбалансите, в т.ч. трансгранични. Съотношенията между резервите, предоставяни от доставчиците в контролния блок и тези от други контролни блокове от съответния регион или синхронна зона, се определят съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195, като доставчиците им следва да изпълняват техническите изисквания на тези правила и в случай че не се ползват платформите за балансиране на ЕМОПС-Е, да осигурят за своя сметка всички разходи, свързани с преноса на електрическата енергия по междусистемните сечения, в т.ч. и не само – мрежови тарифи, митническо облагане и преносна способност.

(7) (Предишна ал. 5, изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Въз основа на тръжни процедури операторът на електропреносната мрежа изкупува от класираните доставчици необходимата за сигурността на ЕЕС разполагаемост за допълнителни услуги под формата на резерви за първично регулиране на честотата, автоматично и ръчно вторично регулиране на честота и обменните мощности и ги предоставя на всички ползватели на електропреносната мрежа заедно със системните услуги, които той извършва.

(8) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Резервите за заместване са съвкупността от предложения за балансиране на доставчиците на балансиращия пазар, за които операторът на електропреносната мрежа не дължи заплащане за разполагаем резерв, но може да активира по реда на правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(9) (Предишна ал. 6, изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При възникване на обстоятелства, застрашаващи сигурността на работата на електроенергийната система или на части от нея, операторът на електропреносната мрежа има право временно да спира изпълнението на сделки или да променя договорените количества електрическа енергия по тях при условия и по начин, описани в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката и наредбите по чл. 74, ал. 1 и чл. 115 от Закона за енергетиката.

(10) (Предишна ал. 7, изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Взаимните задължения между ползвателите на електропреносната мрежа при процеса на ползване на тази мрежа и системните услуги, както и при балансирането на графиците за доставка се определят след периода на ползване (доставката) по ред и начин, определени в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(11) (Предишна ал. 8, изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа санкционира нарушителите на договорените с ползвателите й технически изисквания за надеждна работа на електроенергийната система съгласно условията на договора за достъп.

Чл. 64. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Всички места на обмен на електрическа енергия между електропреносната мрежа, ползвателите на електропреносната мрежа и съседни контролни зони/блокове трябва да са оборудвани със средства за търговско измерване на електрическата енергия съгласно правилата по чл. 83, ал. 1, т. 6 ЗЕ.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За целите на участие в пазара на електрическа енергия ползвателите на електропреносната мрежа се обединяват чрез формиране на балансиращи групи. Участниците във всяка балансираща група упълномощават с договор финансово отговорно юридическо лице за уреждане небалансите на съответната група (координатор на балансиращата група), което трябва да е регистрирано лице за участие в пазара на балансираща енергия.

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

Чл. 65. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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 оператора на електропреносната мрежа графици се извършва от координатора на балансиращата група.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В срокове и по начин, указани в глава пета и в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката, лицето по ал. 2 кореспондира с оператора на електропреносната мрежа относно графиците за доставки в балансиращата група и за обмен между балансиращата група и други ползватели на електропреносната мрежа и/или балансиращи групи.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Лицето по ал. 2 носи отговорност за баланса на групата по отношение на други балансиращи групи и/или

ползватели на електропреносната мрежа 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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 по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Когато обектите по ал. 1 принадлежат към една балансираща група, но преносът на електрическа енергия се осъществява през елементи на електропреносната мрежа, координаторът изготвя и представя на оператора на електропреносната мрежа отделен график само за тази енергия.

Глава пета

ПЛАНИРАНЕ НА РАБОТАТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА

Раздел I

Прогнози на потреблението

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

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

Чл. 69. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За анализи на потреблението на електрическа енергия и корекция на годишната прогноза операторите на електроразпределителните мрежи/крайните снабдители предоставят на оператора на електропреносната мрежа отчетни данни за всеки месец на текущата година до края на всяко тримесечие за: месечен енергиен баланс с данни за електрическата енергия,

постъпила в електроразпределителна мрежа, по източници, обмени със съседни оператори на електроразпределителни мрежи/крайни снабдители и клиенти по тарифни групи, технологични разходи за разпределение на електрическата енергия.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторите на електроразпределителните мрежи/крайните снабдители предоставят на оператора на електропреносната мрежа отчетни данни съобразно лицензионните си задължения за всеки месец на предходната календарна година за целите на инвестиционното и на годишното планиране до края на м. януари на текущата година за въведени в експлоатация модули за производство на електрическа енергия, присъединени към електроразпределителната мрежа, в т.ч. тип, диспечерско наименование, местонахождение, място на присъединяване (подстанция/извод) и инсталирана мощност.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За целите на ежедневното планиране операторите на електроразпределителните мрежи предоставят на оператора на електропреносната мрежа в рамките на текущия ден:

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

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) отчетен активен поток за периода на сетълмент през силовите трансформатори за електроразпределителна мрежа по административни области.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За анализ на характера на електрическия товар и планиране на противоаварийното управление на ЕЕС операторите на електроразпределителните мрежи провеждат контролни измервания за всяка подстанция (РУ) и предоставят данните на оператора на електропреносната мрежа за определени от него характерни сезонни (контролни) дни и часове, но не по-малко от осем пъти в годината. Измерванията са за всеки извод средно напрежение, собственост на разпределителното дружество, и включват:

1. активен товар;

2. реактивен товар;

3. съотношение битов към промишлен товар;

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

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

Чл. 70. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторите на електроразпределителните мрежи предоставят на оператора на електропреносната мрежа за всяка подстанция (РУ), присъединена към електропреносната мрежа, прогнозни данни за всяка от следващите десет календарни години за целите на инвестиционното планиране до края на м. декември на текущата година, както следва:

1. годишни количества електроенергия;

2. максимални и минимални мощности;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) получени заявки за присъединяване на нови електропроизводствени мощности към електроразпределителната мрежа, в т.ч. тип, диспечерско наименование, местонахождение, място на присъединяване (подстанция/извод) и инсталирана мощност;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) евентуални планове за строителство на нови електропроизводствени мощности, които ще се присъединяват към

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

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторите на електроразпределителните мрежи трябва да отчитат в своите прогнози предвижданото производство на електроенергия от производителите, присъединени към съответните електроразпределителни мрежи, както и загубите, свързани с разпределението на електрическата енергия.

Чл. 71. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ползвателите на електропреносната мрежа, предоставят на оператора на електропреносната мрежа отчетни данни за произведената електрическа енергия от собствени източници за всеки месец на предходната календарна година за целите на инвестиционното и на годишното планиране до края на месец януари на текущата година, както следва:

1. количества електроенергия;
2. товарови диаграми за дните на минимално и максимално натоварване на клиента;
3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) товарови диаграми за дните на минимално и максимално натоварване на електропреносната мрежа.

Чл. 72. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ползвателите на електропреносната мрежа предоставят на оператора на електропреносната мрежа до 31 декември на текущата година прогнозни данни за всяка от следващите десет календарни години за целите на инвестиционното планиране, както следва:

1. годишно електропроизводство;
2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) планове за строителство на нови електропроизводствени мощности, които ще се присъединяват към електропреносната мрежа;
3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) годишни количества на потребление на електроенергия пряко от електропреносната мрежа;
4. дългосрочни договори за внос/износ на електроенергия.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ползвателите на електропреносната мрежа, предоставят на оператора на електропреносната мрежа за всяко място на присъединяване към електропреносната мрежа прогнозни данни за всяка от следващите десет календарни години за целите на инвестиционното планиране до края на м. март на текущата година, както следва:

1. годишни количества електроенергия;
2. максимални и минимални мощности за съответните години;
3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) планове за строителство на нови електропроизводствени мощности, които ще се присъединяват към електропреносната мрежа.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ползвателите на електропреносната мрежа, трябва да отчитат в своите прогнози предвижданото производство на електрическа енергия от собствени източници.

Чл. 73. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторите на електроразпределителните мрежи предоставят на оператора на електропреносната мрежа за всяка подстанция (РУ), присъединена към електропреносната мрежа, прогнозни месечни данни за следващия ценови/регулаторен период за целите на планирането до 31 януари на текущата година, както следва:

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

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторите на електроразпределителните мрежи предоставят на оператора на електропреносната мрежа за целите на планирането до 31 януари на текущата година следните прогнозни месечни данни за следващия регулаторен период:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) за източници на електроенергия ползватели на електроразпределителна мрежа, както следва:

а) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) доставени в електроразпределителна мрежа количества електроенергия;

б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) закупена/продадена електрическа енергия от/на съседни оператори на електроразпределителни мрежи, както следва:

а) количества електроенергия;

б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност;

3. (отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.);

4. (отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 74. (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 75. (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 76. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа уведомява операторите на електроразпределителните мрежи и клиентите, 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторите на електроразпределителните мрежи и клиентите, присъединени към електропреносната мрежа, уведомяват оператора на електропреносната мрежа за дните на максимално и минимално натоварване на своите мрежи за съответните месеци на отчетната година до края на м. януари на следващата година.

Чл. 77. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За целите на годишното и месечното планиране производителите ползватели на електропреносната мрежа предоставят на оператора на електропреносната мрежа до 31 януари на текущата година следните прогнозни месечни данни за следващия ценови/регулаторен период:

1. за собствените източници на електрическа енергия:

а) количества електрическа енергия, 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 електрическа енергия за следващия регулаторен период по сключени към тази дата двустранни договори с клиенти в или извън страната и заангажираната за тези цели разполагаемост;

3. сумарни месечни графици за доставка на електрическа енергия за следващия регулаторен период, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с клиенти в или извън страната, и необходимата за целта разполагаемост.

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

1. структурни изменения на товарите диаграми за минали периоди;
 2. метеорологични прогнози, както и фактически метеорологични данни;
 3. особеностите на товарите диаграми за характерни дни - национални, религиозни и други празници;
 4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) влиянието на принудения помпен режим на помпено-акумулираща водноелектрическа централа, наричана по-нататък и ПАВЕЦ, върху товарите диаграми;
 5. статистически и прогнозни данни за икономическото развитие на страната.
- Чл. 79.** (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Раздел II

Норма за надеждност. Оценка на адекватността на енергийните ресурси **(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)**

Чл. 80. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа извършва оценка на адекватността, базирана на норма на надеждност, която посочва по прозрачен начин необходимото равнище на сигурност на доставките.

(2) Стойността на нормата за надеждност се изчислява, като се използва най-малко стойността на загубите от прекъсване на електроснабдяването, както и стойността на разходите за нова мощност за даден срок, и се изразява като "очаквана непредоставена електрическа енергия" и "очаквани загуби от прекъсване на електроснабдяването".

Чл. 81. (1) (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г., бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа предоставя ежегодно на ЕМОПС-Е необходимите данни, за да се извършва оценката на адекватността на европейските ресурси за десетгодишен период.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Производителите на електрическа енергия и други участници на пазара представят на оператора на електропреносната мрежа данни относно очакваното използване на производствените ресурси, като отчитат наличието на първични ресурси и подходящи сценарии за планираното търсене и предлагане.

(3) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

(4) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

(5) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 81а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Оценките на адекватността на националните ресурси за десетгодишен период имат регионален обхват и се основават на методика, одобрена от АСРЕ.

(2) Оценките на адекватността на националните ресурси за десетгодишен период съдържат референтните централни сценарии за прогнозираното търсене и предлагане, включително икономическа оценка на вероятността за излизане от експлоатация, спиране на експлоатацията, изграждане на нови генериращи мощности и мерки за постигане на целите за енергийната ефективност и за свързаност между електроенергийните системи и подходяща чувствителност на екстремни метеорологични събития, хидроложки условия, цените на едро и развитието на цената на въглеродните емисии.

(3) Референтните централни сценарии по ал. 2 се базират на актуалния интегриран

национален план за енергетика и климат.

(4) Оценките на адекватността на националните ресурси за десетгодишен период може да вземат предвид допълнителна чувствителност освен тази, посочена в ал. 2. В такива случаи в оценките на адекватността на националните ресурси може:

1. да се правят допускания, при които да се отчитат особеностите на националното търсене и предлагане на електрическа енергия;

2. да се използват инструменти и съгласувани скорошни данни, които са в допълнение на използваните от ЕМОПС-Е за оценка на адекватността на европейските ресурси.

(5) При оценяването на приноса на доставчиците на капацитет, разположени в друга държава членка за сигурността на доставките на обхванатите от тях пазарни зони, в оценките на адекватността на националните ресурси се използва методика за изчисляване на максималния входен капацитет за трансгранично участие.

(6) До оценките на адекватността на националните ресурси за десетгодишен период се осигурява публичен достъп.

(7) Когато при оценката на адекватността на националните ресурси за десетгодишен период се установи опасение за адекватността, което не е било установено при оценката на адекватността на европейските ресурси, оценката на адекватността на националните ресурси включва причините за разликите между двете оценки на адекватността на ресурсите, в това число и подробности за използваната чувствителност и съответните заложи допускания.

(8) Операторът на електропреносната мрежа публикува оценката на адекватността на националните ресурси, която се представя на АСРЕ.

(9) Операторът на електропреносната мрежа взема предвид становището на АСРЕ и когато е необходимо, променя своята окончателна оценка. Ако реши да не вземе напълно предвид становището на АСРЕ, той публикува публично подробно мотивиран доклад.

(10) В случаите на ал. 7 операторът на електропреносната мрежа информира незабавно комисията и министъра на енергетиката.

Чл. 81б. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа извършва краткосрочен анализ на адекватността на контролната зона, като прави оценка на общото възможно производство в своята контролна зона и възможностите за внос през границите на зоната с цел да задоволи общото потребление в своята контролна зона при различни сценарии на експлоатация, като взема предвид необходимото ниво на резервите на активна мощност, като:

1. използва най-новите планове за разполагаемост и най-новите налични данни за:

а) способностите на модулите за производство на електрическа енергия;

б) междузоновата преносна способност;

в) възможната реакция на потреблението;

2. взема предвид влиянието на производството от възобновяеми енергийни източници и на товара;

3. оценява вероятността за възникване на неизпълнение на задължителните показатели за адекватност и очаквана продължителност, както и очакваното количество недоставена енергия;

4. уведомява за случаите по т. 3 комисията, министъра на енергетиката и всички останали оператори на електропреносни мрежи посредством средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС-Е.

(2) Операторът на електропреносната мрежа извършва анализ на адекватността на контролната зона за период до една седмица напред включително, като:

1. дава своя принос за изготвянето на общоевропейската годишна лятна и зимна прогноза за адекватността, като прилага методиката, приета от ЕМОПС-Е, посочена в чл. 8, параграф 3, буква е) от Регламент (ЕО) № 714/2009, относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия;

2. два пъти в годината извършва анализ на адекватността на контролната зона, съответно за предстоящия летен и зимен сезон, като взема предвид общоевропейски сценарии в съответствие с общоевропейската годишна лятна и зимна прогноза за адекватност на производството;

3. актуализира своите анализи на адекватността на контролната зона, ако установи предполагаема промяна в разполагаемостта на модули за производство на електрическа енергия, в оценките за товарите, оценките за производството от възобновяеми енергийни източници, или междузоновата преносна способност, които могат съществено да повлияят на очакваната адекватност.

(3) Операторът на електропреносната мрежа извършва анализ на адекватността на контролната зона за ден напред и в рамките на деня, като:

1. извършва анализ на адекватността на контролната зона за времевите интервали "ден напред" и "в рамките на деня" въз основа на:

- а) търговските графици;
- б) прогнозирания товар;
- в) прогнозираното производство от възобновяеми източници;
- г) резервите на активна мощност;

д) възможностите на контролната зона за внасяне и изнасяне в съответствие с междузоновата преносна способност;

е) възможностите на модулите за производство на електрическа енергия и тяхното състояние на разполагаемост;

ж) възможностите на потребяващите съоръжения, при които реакцията на потреблението е в съответствие с техните състояния на разполагаемост;

2. извършва оценка на:

а) минималното ниво на внос и максималното ниво на износ, които не нарушават адекватността на неговата контролна зона;

б) очакваната продължителност на потенциално възникване на неизпълнение на задължителните показатели за адекватност;

в) количеството енергия, което не е предоставено поради възникване на неизпълнение на задължителните показатели за адекватност;

3. уведомява комисията и министъра на енергетиката, когато в резултат на анализа от т. 1 се установи, че не е изпълнено изискването за адекватност, като представя анализ на причините и предлага действия за смекчаване на последиците.

(4) Операторът на електропреносната мрежа предоставя на координатора за регионалната сигурност информацията, необходима за извършването на оценките на регионалната адекватност, включително:

1. очаквания сумарен товар и разполагаемите ресурси за реакция на потреблението;

2. разполагаемостта на модулите за производство на електрическа енергия;

3. границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.

Чл. 82. (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 83. (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 84. (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 85. (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Раздел III

Планиране, разпределяне и съставяне на годишни графици за разполагаемост. Графици за производство на електрическа енергия

(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Чл. 85а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Предварителното планиране на годишните разполагаемости и на годишните престои на модулите, доставящи електрическа енергия, се извършват по следната процедура:

1. до 30 юни на текущата година операторът на електропреносната мрежа изпраща напомнителни писма до всички ползватели на електропреносната мрежа, доставящи електрическа енергия, във връзка със задълженията им, произтичащи по т. 2;

2. всички ползватели на електропреносната мрежа, доставящи електрическа енергия, изпращат на оператора на електропреносната мрежа до 1-ви август на текущата година обосновани първоначални предложения за ремонтни програми през следващата година, които включват:

- а) диспечерско наименование на модул;
- б) декларирана мощност на модул;
- в) продължителност на планирания ремонт;
- г) предпочитан период на провеждане на ремонта и допустими размествания;

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

а) прогнозите за хидроложката безопасност, наличните и очакваните водни количества - ва във водоемите;

б) техническите ограничения при каскадна работа на ВЕЦ;

в) спазването на изискванията за комплексно използване на водите;

4. по критерий за максимална надеждност и равномерна месечна адекватност операторът на електропреносната мрежа съставя предварителна програма за разполагаемост и предварителна програма за престоите на производствените модули на основата на на- правените обосновани предложения по т. 2 и 3, като отчита изискванията на:

а) прогнозното потребление в страната;

б) дългосрочните договори за покупка/продажба на електрическа енергия;

в) необходимите резерви за регулиране на честотата и обменните мощности;

5. операторът на електропреносната мрежа представя на ползвателите на електропреносната мрежа, доставящи електрическа енергия, предварителната програма за разполагаемост и предварителната програма за планирани престои до 15 септември на текущата календарна година;

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

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

изискванията по т. 4;

8. операторът на електропреносната мрежа изготвя програма за общата разполагаемост и окончателната ремонтна програма до 1-ви декември на текущата година и я изпраща на ползвателите на електропреносната мрежа, доставящи електрическа енергия;

9. операторът на електропреносната мрежа предоставя на министъра на енергетиката прогнозни данни за излишък/недостиг на разполагаемост в страната през отделните месеци на следващата година в срок до 1-ви декември на текущата година;

10. изменения в общата разполагаемост и окончателната ремонтна програма по т. 8 се извършват текущо през годината, когато са изпълнени изискванията за надеждност на снабдяването с електрическа енергия, следвайки реда съгласно наредбата по чл. 115 от Закона за енергетиката.

Чл. 85б. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Краткосрочните престои за ремонти на модули и/или съоръжения за съхранение на енергия трябва да бъдат планирани като процент от разполагаемостта през годината, без да се регламентира предварително периодът на тяхното провеждане в годишния план. Конкретният период за провеждане на краткосрочния престой се определя чрез подаване на писмена заявка от производителите до оператора на електропреносната мрежа в съответствие с изискванията на наредбата по чл. 115 от Закона за енергетиката и съответното разрешение, дадено от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 85в. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Процедурата при принудителни престои на генериращи модули е, както следва:

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

2. засегнатата страна трябва възможно най-скоро да предостави на оператора на електропреносната мрежа информация за вероятната продължителност на принудителното спиране и друга информация, която е свързана със събитието.

Чл. 85г. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) За провеждане на планови ремонти операторът на електропреносната мрежа дава разрешения съгласно наредбата по чл. 115 от Закона за енергетиката.

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

(3) Операторът на електропреносната мрежа съгласува със засегнатия производител нов срок за провеждане на плановия ремонт, като във всеки случай отлагането не може да надвишава 7 календарни дни, освен ако страните не се споразумеят за друго.

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) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

(2) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

(3) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За целите на годишното и месечното планиране и управление режима на работа на електроенергийната система до 15 ноември на текущата година операторите на електроразпределителни мрежи и клиенти, ползватели на електропреносната мрежа, предоставят на оператора на електропреносната

мрежа следните месечни данни за следващата година:

1. производствени източници, ползватели на електроразпределителната мрежа, съответно собствени източници на електрическа енергия, както следва:

а) доставени в електрическата мрежа на ползвателя количества електрическа енергия;

б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници;

2. сумарни месечни графици за доставка на електрическа енергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици в или извън страната и заангажираната за тези цели разполагаемост;

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

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За целите на пълзящото планиране и управление на месечните режими на работа на електроенергийната система всеки ползвател на електропреносната мрежа информира незабавно оператора на електропреносната мрежа за възникнали изменения в информацията по предходните алинеи.

Чл. 88. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За целите на краткосрочното планиране ползвателите на електропреносната мрежа и операторът на електропреносната мрежа прилагат следната процедура за договаряне режима на ползване на тази мрежа през всеки ден от следващата седмица:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) ползвателите производители заявяват при оператора на електропреносната мрежа планирания състав на генериращите мощности, а договорените почасови доставки на електрическа енергия една седмица напред и непродадените разполагаеми мощности при спазване на условията съгласно тези правила; договорените количества не могат да нарушават техническите характеристики на агрегатите, в т. ч. работния диапазон, както и условията за достъп до електропреносната мрежа;

2. операторът на електропреносната мрежа проверява изпълнимостта на договорените седмични доставки;

3. операторът на електропреносната мрежа съгласува със засегнатите оператори на зони/блокове за управление и представя в центъра за координиране на графичите за междусистемен обмен коректни графици в сроковете и при условията на многостранното споразумение, действащо в Синхронната зона на Континентална Европа към ENTSO-E, в това число компенсационните доставки, предизвикани от неумишлените отклонения на реалните обмени спрямо плановете;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) ползвателите производители заявяват при оператора на електропреносната мрежа исканите от тях изменения в разполагаемостта на производствените агрегати или елементи на електрическата мрежа в сроковете и при условията на наредбата по чл. 115 от Закона за енергетиката.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При необходимост операторът на електропреносната мрежа определя предварителен график за работа на производствените агрегати на производителите и режима на електропреносната мрежа и ги съобщава на производителите ползватели на тази мрежа.

Чл. 89. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) За целите на ежедневното планиране ползвателите на съответната електрическа мрежа и операторът на

електропреносната мрежа прилагат следната процедура за договаряне режима на ползване на съответната мрежа "през следващия ден":

1. ползвателите производители, присъединени към електропреносната мрежа, изпращат брутни графици за производство на централата и по отделни агрегати съгласно сроковете и условията в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката;

2. операторите на електроразпределителните мрежи и координатори на балансиращи групи са задължени да изпращат агрегирана информация за производство/консумация по период на сетълмент в съответната мрежа и/или група съгласно сроковете и условията в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката;

3. нетни графици, съставени за периода на сетълмент, за "следващия ден" се изпращат съгласно сроковете и условията в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката; графиките на производителите не могат да нарушават договорените технически характеристики на агрегатите, в т.ч. работния диапазон, както и условията за достъп до съответната електрическа мрежа;

4. операторът на електропреносната мрежа съгласува със засегнатите оператори на зони/блокове за управление и представя в Северния център за координиране на графиките в Синхронната зона на Континентална Европа към ЕМОПС-Е графици за междусистемен обмен в сроковете и при условията на многостранното споразумение, както и правилата, действащи в ЕМОПС-Е; този процес се осъществява посредством известяване на графиките в платформата за проверка (RG CE Verification Platform).

(2) След получаване на нетните графици за реализация на пазара за "следващия ден" доставчиците на балансираща енергия изпращат на оператора на електропреносната мрежа предложения за балансиране съгласно сроковете и при условията в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(3) Режимът на ползване на електропреносната мрежа през "следващия ден" се определя в съответствие с глава шеста "Управление на електроенергийната система в реално време" и при условията съгласно правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(4) Брутните графици на производителите се съобразяват с договорените допълнителни услуги с оператора на електропреносната мрежа в съответствие с правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(5) При неизпълнение изискванията по ал. 1 операторът на електропреносната мрежа има право да не валидира брутните графици на производителите доставчици на допълнителни услуги, ако се нарушава сигурната и надеждна работа на ЕЕС.

(6) В случаите по ал. 2 производителите доставчици на допълнителни услуги коригират брутните си графици за производство съобразно договорените допълнителни услуги с оператора на електропреносната мрежа.

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

1. да прекрати работата на пазара на електроенергия;
2. да анулира планираните графици на засегнатите производители;
3. да разпореди 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) (доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) резерв за първично регулиране на честотата;
 - ж) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата;
 - 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) (доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) резерв за първично регулиране на честотата;
 - г) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата;
 - д) (доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) възможност за пускане без външно захранване, работа на остров и възстановяване на останала без захранване електрическа мрежа;
 - е) мощностна диаграма на синхронния генератор;
 - ж) скорост на изменение на товара;
 - з) ограничения при работа в каскада;
 - и) ограничения при комплексно водоползване;
 - к) номинална мощност;
 - л) други параметри, съгласувани между заинтересованите страни.

Раздел IV

Планиране и договаряне на допълнителните услуги (Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Чл. 92. Правилата в този раздел определят:

1. видовете допълнителни услуги;
2. критериите за качество на предоставяните услуги;
3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) критериите, прилагани от оператора на електропреносната мрежа при тяхното планиране, договаряне и използване.

Чл. 93. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Допълнителни услуги се предоставят от ползвателите на електропреносната мрежа по разпореждане на оператора на електропреносната мрежа при управлението на електроенергийната система в реално време и се регламентират с договори между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на електропреносната мрежа.

(2) Операторът на електропреносната мрежа изпълнява своята основна функция за сигурно, качествено и ефективно управление на електроенергийната система чрез

извършване на системни услуги, като една част от тях предоставя сам (планиране, диспечирание и управление на надеждната синхронна работа на нейните ползватели; балансиране на доставките; измерване и отчитане на мощността, регулиращата и балансиращата енергия; уреждане на задълженията на пазарните участници).

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За реализиране на някои системни услуги операторът на електропреносната мрежа закупува допълнителни услуги от ползватели на тази мрежа и ги предоставя на всички останали ползватели.

Чл. 94. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Допълнителните услуги за контрол на честотата включват:

1. участие на производствените агрегати в първично регулиране на честотата (честотно зависим режим);

2. участие на производствените агрегати в ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата.

Чл. 95. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Разполагаемостта на генериращи модули за предоставяне на допълнителни услуги се договарят и заплащат отделно от електрическата енергия вследствие участие в регулирането/балансирането.

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

1. резервът за първично регулиране на честотата се планира за всеки следващ месец в срока, определен в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката, като се разпределя равномерно между различни доставчици съгласно следните принципи:

а) резервът се разпределя само между доставчици, отговарящи на изискванията за постоянно във времето предоставяне; на техническите изисквания по чл. 150, ал. 4 и имащи договори за предоставяне на допълнителни услуги и участие в пазара на балансираща енергия;

б) за всеки модул на доставчик на резерв определеният размер на резерва трябва да бъде равен на договорения в договорите по т. 1, буква "а";

в) сумата от разпределения резерв между доставчиците не трябва да надхвърля определения размер по чл. 150, ал. 3;

г) разпределеният резерв между доставчиците се съобразява със съгласуваната ремонтна програма на отделните модули;

д) разпределеният резерв между доставчиците е съобразно заявените от тях планирани за работа модули през следващия месец от договорите по т. 1, буква "а";

е) резервът се разпределя на пропорционален принцип между доставчиците съобразно договорените диапазони с доставчиците за модули по т. 1, буква "д";

ж) за случаите на установено непълноценно отдаване на резерва за първично регулиране при реално изменение на честотата или при изпитания на конкретен модул същият не се взема предвид при разпределението по т. 1, буква "е" до доказано отстраняване на проблема;

2. автоматичният резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности, определен по чл. 98, ал. 4, т. 1 и 2, се планира за всеки следващ месец в срока, определен в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката, като се разпределя между доставчиците, съгласно следните принципи:

а) резервите се разпределят само между агрегати, отговарящи на техническите изисквания по чл. 151, ал. 3, т. 5, 6, 7, 8, 9 и 10 и имащи договори за предоставяне на допълнителни услуги и участие в пазара на балансираща енергия;

б) за всеки агрегат на доставчик определения размер на резерва трябва да бъде в рамките на договорения диапазон в договорите по т. 2, буква "а" и съобразно разпределението по т. 1, буква "е";

в) сумата от разпределения резерв между доставчиците не трябва да надхвърля определения размер по чл. 98, ал. 4, т. 1;

г) разпределеният резерв между доставчиците се съобразява със съгласуваната ремонтна програма на отделните агрегати;

д) разпределеният резерв между доставчиците е съобразно заявените от тях планирани за работа агрегати през следващия месец;

е) резервът се разпределя между доставчиците спрямо общия им диапазон на агрегатите по т. 2, буква "д";

ж) за случаите на установено некачествено отдаване на резерва за автоматично възстановяване на планираните честота и обменни мощности при изпитания на конкретен агрегат същият не се взема предвид при разпределението по т. 2, буква "е" до доказано отстраняване на проблема;

3. ръчният резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности, определен по чл. 98, ал. 4, т. 1 и 2, се планира за всеки следващ месец в срока, определен в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката, като се разпределя между доставчиците, съгласно следните принципи:

а) резервите се разпределят само между агрегати, отговарящи на техническите изисквания по чл. 151, ал. 3, т. 5, 6, 7, 8, 9 и 10 и имащи договори за предоставяне на допълнителни услуги и участие в пазара на балансираща енергия;

б) за всеки агрегат на доставчик определения размер на резерва трябва да бъде в рамките на договорения диапазон в договорите по т. 3, буква "а" и съобразно разпределението по т. 1, буква "е" и т. 2, буква "е";

в) сумата от разпределения резерв между доставчиците не трябва да надхвърля определения размер по чл. 98, ал. 4, т. 1 и 2;

г) разпределеният резерв между доставчиците се съобразява със съгласуваната ремонтна програма на отделните агрегати;

д) разпределеният резерв между доставчиците е съобразно заявените от тях планирани за работа агрегати през следващия месец;

е) резервът се разпределя между доставчиците спрямо общия им диапазон на агрегатите по т. 3, буква "д";

ж) за случаите на установено некачествено отдаване на резерва за автоматично възстановяване на планираните честота и обменни мощности при изпитания на конкретен агрегат същият не се взема предвид при разпределението по т. 3, буква "е" до доказано отстраняване на проблема.

(3) За изпълнението на задълженията си във връзка с регулирането на честотата и обменните мощности операторът на електропреносната мрежа договаря доставката на всички допълнителни услуги съгласно чл. 94, както следва:

1. резервите за първично регулиране на честотата и за автоматично и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности се договарят въз основа на тръжни процедури и се разплащат под формата на разполагаемост за допълнителни услуги по цена, определена от тръжния процес;

2. размерът на договорените допълнителни услуги по т. 1 между доставчиците и оператора на електропреносната мрежа може да бъде променян и преразпределян в процеса на валидиране на брутните графици за следващ ден и при управление в реално

време само в случаите:

- а) на аварии;
- б) на некачествено предоставяне на услугата;
- в) на отказ на даден доставчик да предоставя резерв;
- г) по чл. 73 и 74 от Закона за енергетиката;
- д) на взаимно съгласувано прехвърляне на задълженията между доставчиците със съгласието на оператора на електропреносната мрежа.

(4) Допълнителни услуги могат да се предоставят от и за други контролни блокове съгласно Регламент (ЕС) 2017/2195, като доставчиците им следва да изпълняват техническите изисквания на тези правила, както и в случай, че не се ползват платформите за балансиране на ЕМОПС-Е да осигурят за своя сметка всички разходи, свързани с преноса на електрическата енергия по междусистемните сечения, в т.ч. и не само – мрежови тарифи, митническо облагане и преносна способност.

Чл. 96. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Всеки потенциален кандидат за доставчик на допълнителни услуги по чл. 94, т. 1 и 2 следва да премине предварителен подбор (преквалификационен процес) на модулите за доказване на техническата им способност да предоставят съответните услуги съобразно изискванията на тези правила.

(2) Условието, при които се предоставят допълнителни услуги на оператора на електропреносната мрежа 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 оператора на електропреносната мрежа по всяко време;
3. доказване на способността да се предоставят услугите чрез периодични изпитания поне веднъж месечно.

Чл. 97. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Първичното регулиране на честотата (честотно зависим режим) цели бързо възстановяване на равновесието между производство и потребление на принципа на солидарно участие на група модули или партньори и представлява честотна корекция на заданието по активна мощност в турбинните регулатори, чието първично регулиране е активирано по разпореждане на оператора на електропреносната мрежа.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Резервът за първично регулиране P_r е положителната част на обхвата на първичното регулиране от работната точка преди смущението до максималната мощност за първично регулиране. Резервът за първично регулиране е приложим както за генериращи модули, така и за контролни блокове за регулиране. За отделните контролни блокове от Синхронната зона на Континентална Европа изискваният резерв за първично регулиране се разпределя и утвърждава от Регионална група Континентална Европа на ЕМОПС-Е. За отделните контролни блокове от Синхронната зона на Континентална Европа изискваният резерв за първично регулиране се разпределя и утвърждава от Регионална група Континентална Европа на ENTSO-E.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) статизъм на турбинните регулатори, който се изчислява по формулата:

$$P_r = P_n \cdot (f_n - P) / (f_n - P), [\%],$$

където:

P е промяната на мощността на генериращ модул, MW;

P_n – номиналната мощност на генериращ модул, MW;

f – отклонението на честотата, Hz;

f_n – номиналната честота на електроенергийната система, Hz.

Статизмът на турбинните регулатори трябва да бъде настройваема величина в зависимост от типа на генериращия модул; точната му стойност се задава от оператора на съответната електрическа мрежа;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) мъртва зона, в която турбинният регулатор не реагира при промяна на честотата; тя трябва да бъде настройваема величина в диапазона от 0 до ± 500 mHz спрямо номиналната честота; настройката на мъртвата зона за генериращ модул се задава от оператора на електропреносната мрежа;

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

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) размерът на резерва за първично регулиране при термичните генериращи модули тип D се задава от оператора на електропреносната мрежа в зависимост от техническите характеристики на модула; при ВЕЦ, участващи в първичното регулиране, резервът за първично регулиране не се ограничава изкуствено;

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

6. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) генериращият модул трябва да бъде в състояние да поддържа активирания резерв за първично регулиране през цялото време на отклонение на честотата на електроенергийната система от зададената;

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

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) при паралелна работа на електроенергийната система на България с други електроенергийни системи сумарната величина на резерва за първично регулиране в електроенергийната система на България се изчислява, като сумата от нетното производство и потребление на електрическа енергия в контролния блок на страната се разделя на сумата от нетното производство и потребление на електрическа енергия на Синхронната зона на Континентална Европа за период от една година, умножено по общия размер на резерва за първично регулиране за Синхронната зона на Континентална Европа;

2. (отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.);

3. (изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) общият резерв за първично регулиране трябва да бъде разпределен, доколкото е възможно, равномерно между модулите, които могат да го предоставят, като при тръжните процедури се отчитат техните икономически показатели и техническите им характеристики.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа определя чрез тръжни процедури доставчиците на

допълнителни услуги, които трябва да участват в първичното регулиране.

(6) Първичното регулиране на определените от оператора на електропреносната мрежа ВЕЦ трябва да е активирано постоянно.

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

(8) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа има право да набавя резерв за първично регулиране на честотата от други контролни блокове/зони на Синхронната зона на Континентална Европа, но не повече от 70 % от размера, определен по ал. 4, т. 1.

(9) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ангажирането на резерва по ал. 8 може да бъде:

1. двустранно договорено с друг контролен блок/зона на Синхронната зона на Континентална Европа, като за целта се уведомява ЕМОПС-Е;

2. осъществено чрез европейска платформа за набавяне и обмен.

Чл. 98. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Вторичното регулиране на честотата и обменните мощности в контролния блок има за цел да възстанови междусистемния обмен и честотата до зададените им стойности, като:

1. автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности се осъществява чрез автоматична промяна на брутната активна мощност на модулите, включени в регулирането в рамките на диапазона за вторично регулиране, в съответствие със заданието, изпратено от централния регулатор на честотата и обменните мощности, който:

а) е устройство за автоматично регулиране, предназначено да намалява грешката при вторично регулиране на честотата и обменните мощности до нула;

б) има пропорционално-интегрална характеристика;

в) има управляващ алгоритъм, който предпазва интегралния компонент на пропорционално-интегралния регулатор от натрупването на грешка на управление и пререгулиране;

г) има функционални възможности за извънредни режими на работа в състояние на повишено внимание и в извънредно състояние;

2. ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности се управлява посредством указания от оператора на електропреносната мрежа за ръчно задействане чрез промяна на базовата работна точка на модулите.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Положителната част на диапазона за вторично регулиране от работната точка (може да бъде нула при спрял модул за някои от случаите при ръчно вторично регулиране) до максималната стойност на диапазона за вторично регулиране представлява резерв за вторично регулиране нагоре. Частта от диапазона за вторично регулиране от базовата работна точка, която вече е използвана до работната точка, се нарича мощност за вторично регулиране. Отрицателната част на диапазона за вторично регулиране, от работната точка (може да бъде нула при спрял модул за някои от случаите при ръчно вторично регулиране) до минималната стойност на диапазона за вторично регулиране, представлява резерв за вторично регулиране надолу.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Предоставянето на ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата и обменните мощности се дефинира със следните показатели:

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

2. скорост на изменение на активната мощност на модулите съгласно чл. 151, ал. 3, т. 5;

3. точност на изпълнение на заданието по активна мощност – по-висока от 5 % за кондензационни блокове спрямо номиналната мощност и 2 % за всички останали типове генериращи модули.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Определянето на размера на ръчния и автоматичния резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности се извършва въз основа на следните критерии:

1. големината на резерва за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности се определя в съответствие с правилата за управление на ЕМОПС-Е за Синхронната зона на Континентална Европа (SAFA, LFC&R), глава 1;

2. големината на резерва за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности се определя според еталонната авария за контролния блок, която може да възникне в електроенергийната система на България при аварийно изключване на най-големия генериращ или консумиращ модул или междусистемен електропровод с най-голям пренос на активна мощност;

3. общият резерв на ръчния и автоматичния резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности трябва да бъде разпределен между модулите, които могат да ги предоставят, като се отчитат техните технически характеристики и икономически показатели чрез тръжните процедури;

4. общият резерв на ръчния и автоматичния резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности може да бъде по-малък от сумата на определеното по т. 1 и 2, когато операторът на електропреносната мрежа е съобразил вероятността за възникване на еталонната авария с вероятността за покриването на дисбаланси в блока за регулиране на товарите и честотата (РТЧ) през 99 % от времето съгласно чл. 157, пар. 2, буква "з" и в случаите на чл. 157, пар. 2, буква "й", т. i от Регламент (ЕС) 2017/1485; намаляването на резервната мощност не трябва да превишава 30 % от размера на еталонната авария.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа определя чрез тръжни процедури доставчиците на допълнителни услуги, които трябва да участват в автоматично и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности.

(6) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

(7) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Диапазоните за вторично регулиране, скоростта и границите на изменение на заданието, подавано от системата на оператора на електропреносната мрежа към модулите, се договарят двустранно между доставчиците и оператора на електропреносната мрежа и са задължителни при участието във вторично регулиране.

(8) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

(9) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа има право да набавя резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности от други контролни блокове/зони на Синхронната зона на Континентална Европа чрез съответната европейска платформа за балансиране на ЕМОПС-Е, но не повече от 50 % от размера, определен по ал. 4.

(10) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Задействането на трансграничния резерв, ангажиран по ал. 9, се осъществява чрез съответната европейска платформа за балансиране на ЕМОПС-Е.

(11) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа има право да прилага процедурата за уравниване на дисбалансите с цел да се намали общият размер на едновременно задействаните противоположни резерви за вторично регулиране на честотата и обменните мощности от други контролни блокове/зони на Синхронната зона на Континентална Европа посредством обмен на мощност за уравниване на дисбалансите.

(12) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Осъществяването на процедурата по ал. 11 се осъществява чрез съответната европейска платформа за балансиране на ЕМОПС-Е.

Чл. 99. (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

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

1. производствените агрегати на производителите на електрическа енергия;
2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) регулиращите средства на електропреносната мрежа;
3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) регулиращите устройства на производители и клиенти, присъединени към електропреносната мрежа.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) допустими граници на напрежението във възлите на електропреносната мрежа;
2. запас по устойчивост;
3. минимални загуби при пренос и трансформация на електрическата енергия;
4. гарантиране техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Участието в регулиране на напрежението от ползвателите на електропреносната мрежа се дефинира със следните показатели:

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

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

(5) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Участието в регулиране на напрежението е задължение на всички производители на електрическа енергия, присъединени към електропреносната мрежа, в съответствие с изискванията на оператора на тази електрическа мрежа и техническите възможности на генериращите средства.

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

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

Раздел V

Резерв за заместване

(Загл. изм. - ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Чл. 101. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Целта на резерва за заместване е:

1. поддържане и възстановяване на необходимите ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата и обменните мощности, когато са частично или напълно използвани;

2. разпределяне на работната мощност и ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата и обменните мощности между отделните модули по икономически критерии чрез автоматично или ръчно изменение на работната точка на производствените агрегати.

Чл. 101а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Резервът за заместване се осъществява чрез активиране на резерва, предоставян от производствени модули на производителите на електрическа енергия, от клиенти, участващи в пазара на балансираща енергия, или от външни доставчици за контролния блок.

(2) Резервът за заместване представлява мощността, която може да бъде въведена автоматично или ръчно за навременно възстановяване на задействаните ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата и обменните мощности.

(3) Резервът за заместване трябва да отговаря на следните изисквания:

1. време за активиране на максимална стойност – не по-голямо от 15 минути, считано от момента на диспечерското разпореждане;

2. време на поддържане на отдадения резерв – колкото е необходимо за възстановяване на ръчно и автоматично задействани резерви за вторично регулиране на честотата и обменните мощности или съгласно времетраенето на подаденото предложение по реда на правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката;

3. предоставяне на измервания в реално време за отдаваната активна мощност от модули и техни агрегатори с инсталирана (обща) мощност над 1,5 MW;

4. предоставяне на търговски графици съгласно правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката по модули и техни агрегатори с инсталирана (обща) мощност над 1,5 MW.

(4) Резервът за заместване се активира по реда на правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката съгласно предоставените предложения за балансиране от съответния доставчик.

(5) Операторът на електропреносната мрежа има право да набавя резерв за заместване от други контролни блокове/зони на Синхронната зона на Континентална Европа чрез съответната европейска платформа за балансиране на ЕМОПС-Е.

(6) Задействането на трансграничния резерв, ангажиран по ал. 5, се осъществява чрез съответната европейска платформа за балансиране на ЕМОПС-Е.

Чл. 102. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Резервът за заместване включва следните средства:

1. частта от автоматичното и ръчното вторично регулиране на модулите, работещи в паралел към електроенергийната система, която не е включена в предоставяне на останалите резерви;

2. модули, които могат да бъдат включени в паралел и натоварени в рамките на 15

минути;

3. диапазон на промяна на потреблението на електрическия товар, която може да бъде осъществена след диспечерско разпореждане;

4. резервна мощност в състава на други електроенергийни системи, която може да бъде предоставена при поискване от оператора на електропреносната мрежа по двустранни споразумения или от съответната европейска платформа за балансиране на ЕМОПС-Е.

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

Чл. 103. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Резервът за заместване не трябва да включва:

1. модули, изключени за ремонт и в принудителен престой;

2. диапазоните на модулите, 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 модули и обекти на клиенти за диапазоните, за които има ограничения, свързани с режимите на работа на електропреносната и/или електроразпределителните мрежи.

Чл. 104. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Резервът за заместване може да се предоставя чрез:

1. (отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.);

2. (отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.);

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) активиране на предложения на пазара на балансираща енергия от страна на ползвателите на електропреносната мрежа в съответствие с правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) съответната европейска платформа за балансиране на ЕМОПС-Е.

Чл. 105. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Активирането на резерва за заместване може да става от диспечерския център на оператора на електропреносната мрежа, без намеса на оперативния персонал на модула, когато модулет е оборудван със средства за дистанционно управление.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Активирането на резерва в модули, които не са оборудвани със средства за дистанционно управление, се извършва чрез намесата на оперативния им персонал на основата на диспечерски разпореждания.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Активирането на резерва от съседни системи се извършва след съгласуване със съответните оператори на електроенергийни системи чрез промяна на графика за обмен.

(4) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 106. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Всички източници, използвани за резерв за заместване, се поддръжат в приоритетни списъци в срокове и по начин, указани в правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Приоритетните списъци по ал. 1 са за:

1. компенсиране на недостига на производствена мощност в електроенергийната система;

2. компенсиране на излишъка на производствена мощност в електроенергийната система; списъците съдържат информация за източниците на балансираща енергия за всеки единичен период на диспечирание

(3) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 107. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа изготвя приоритетен списък на резервите за заместване, неделима част от който са технико-икономическите параметри, характеризиращи динамиката на процеса на промяна на активната мощност на всеки източник на балансираща енергия.

Раздел VI

Планиране режима на работа на преносната електрическа мрежа

Чл. 108. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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.

(2) Планирането се осъществява чрез:

1. изработване и съгласуване на ремонтната програма на междусистемните електропроводи съвместно с представители на системните оператори от Югоизточна Европа;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) разработване на годишната ремонтна програма на мрежи 400 kV и 220 kV и съоръженията от електропреносната мрежа;

3. оперативно планиране.

Чл. 109. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа разработва ремонтната програма за следващата година на базата на: съгласуваната ремонтна програма на междусистемните електропроводи; заявките за ремонт на съоръженията в ОРУ на АЕЦ; заявките на мрежовите експлоатационни райони (МЕР); програмата за ремонт на генериращите мощности; инвестиционната програма на оператора на електропреносната мрежа и други утвърдени програми за реконструкции на елементи от електропреносната мрежа.

Чл. 110. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Годишната ремонтна програма 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. проверка чрез съответните изчислителни модели за допустимост от гледна точка на критериите за сигурност, посочени в чл. 13;

2. съгласувани дългосрочни договори и програми за доставка на електрическа енергия;

3. ремонтна програма на производствените мощности на производителите на

електрическа енергия;

4. съгласувани договори и програми на външни партньори за ремонт или за изграждане на нови съоръжения.

Чл. 112. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Годишната ремонтна програма на съоръженията от електропреносната мрежа се предоставя на всички ползватели на електропреносната мрежа.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) съществено отклонение на реалния режим на електропреносната мрежа от планирания и възникване на експлоатационни условия, които не позволяват да бъдат изпълнени критериите за сигурност, посочени в чл. 13;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) взаимна договореност между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на електропреносната мрежа;

3. форсмажорни обстоятелства.

Чл. 114. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа на базата на информацията по чл. 87 и оперативна информация от собствените си информационни системи извършва изчисления, анализи и оперативно определя максималната разполагаема преносна способност на критични електропроводи или сечения от електропреносната мрежа в MW.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ако определена максимална разполагаема преносна способност е по-голяма от проявения интерес за пренос на мощности в електропреносната мрежа, операторът на електропреносната мрежа 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 цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ако определена максимална разполагаема преносна способност е по-малка от проявения интерес за пренос на мощности в електропреносната мрежа и тя не може да удовлетвори без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, операторът на електропреносната мрежа ограничава достъпа за максимално заявените от всички ползватели мощности в съответствие с чл. 165.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При понижена пропускателна способност на електропреносната мрежа, причинена от присъединяване на производители с приоритетно производство, изпреварващо предвиденото развитие на електропреносната мрежа, операторът на електропреносната мрежа определя максималната преносна способност по критични елементи от електропреносната мрежа, като я разделя на пропорционален принцип според размера на инсталираната мощност на всеки един от заинтересованите производители, за което ги уведомява предварително.

Чл. 115. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За целите на управлението на електроенергийната система в реално време операторът на електропреносната мрежа 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. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При оперативното планиране се определят съставът на съоръженията и конфигурацията на електропреносната мрежа, като се следват следните приоритети:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) съгласувани дългосрочни планови обмени на електроенергия между ползвателите на електропреносната мрежа;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) годишна програма за ремонт на съоръженията на електропреносната мрежа;

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

Чл. 117. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За целите на оперативното планиране операторът на електропреносната мрежа трябва да получава предвидената в чл. 88 информация, както и информацията съгласно правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа извършва ежедневен обмен на прогнозни изчислителни модели с другите държави - членки на ЕМОПС-Е, в съответствие с изискванията на процедурата за ежедневно прогнозиране на ограниченията в ЕЕС за ден напред. Като резултат от процедурата и в резултат на обединяването на прогнозните изчислителни модели се получава актуален модел за потокоразпределение, отразяващ състоянието на съседните и на българската ЕЕС, който съдържа топология, товар и генерация.

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

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В случаите, когато критериите за сигурна работа на електроенергийната система, посочени в чл. 13, не са изпълнени, операторът на електропреносната мрежа има право да не съгласува тези доставки на електроенергия между ползватели на 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.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Заявките, свързани с изключване на основни елементи на електропреносната мрежа, се разрешават само след режимни изчисления и проверка изпълнението на критериите за сигурност.

Раздел VII

Защитен план

Чл. 119. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Работата на електропреносната мрежа трябва да осигурява непрекъснатост на снабдяването с електрическа енергия и сделките с електрическа енергия при нормални и извънредни състояния.

(2) Основната цел на защитния план е да осигури противоавариен механизъм за противопоставяне на нарушаването режима на работа и устойчивостта на ЕЕС, да

предотврати разпадането на електроенергийната система на страната и разпространението на тежките аварии.

Чл. 120. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Защитният план трябва да съдържа технически и организационни мерки за управление на ЕЕС в критични условия, включващи: класификация състоянието на ЕЕС; граници на експлоатационната сигурност; автоматично регулиране на честотата; автоматично регулиране на напреженията; управление на мощностните потоци; помощ за активна мощност; ръчно изключване на товари.

Чл. 121. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Защитният план се разработва от оператора на електропреносната мрежа в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/2196 и Регламент (ЕС) 2017/1485.

(2) При разработването на защитния план операторът на електропреносната мрежа отчита следните елементи:

1. границите, осигуряващи експлоатационната сигурност за всеки елемент на електропреносната мрежа, включващи най-малко граничните стойности на напрежението, граничните стойности на токовете на късо съединение и граничните стойности на допустимия ток по продължително нагряване, включително допустимите преходни претоварвания;

2. поведението и техническите възможности на потребителите и производителите на електрическа енергия в рамките на Синхронната зона;

3. специфичните нужди на значителните потребители към електропреносната мрежа с висок приоритет и реда и условията за тяхното изключване, включително предотвратяване възможността да се стигне до изключването им въз основа на границите на обхвата на напрежението и на честотата в нормално състояние и състояние на повишено внимание;

4. характеристиките на електропреносната мрежа и прилежащите електроразпределителни мрежи.

(3) Защитният план на системата съдържа:

1. условията, при които планът за защита на системата се задейства;

2. указанията по плана за защита на системата, издавани от оператора на електропреносната мрежа;

3. мерките, предмет на консултации или координиране в реално време със заинтересованите страни.

(4) Защитният план на системата включва следните технически и организационни мерки:

1. последователности от автоматични действия за защита на системата: регулиране при понижена честота; регулиране при повишена честота; действия при понижено напрежение (лавина на напрежението); действия при повишено напрежение;

2. процедури на плана за защита на системата: за управление отклонението на честотата; за управление на отклонението на напрежението; за управление на мощностните потоци; помощ за процедурата за активната мощност; процедура за ръчно изключване на товари.

(5) Мерките, които се съдържат в защитния план, трябва да са в съответствие със следните принципи:

1. минимално въздействие върху потребителите на ЕЕС;

2. икономическа ефективност;

3. задействат се само мерките, които са необходими;

4. не трябва да довеждат ЕЕС или взаимно свързаните електропреносни системи до извънредно състояние или състояние на прекъсване на електроснабдяването.

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

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

1. чувствителност - да заработват при всички видове къси съединения в защитаваната зона;

2. бързо действие - да изключват повредения елемент максимално бързо с цел да се минимализират материалните щети от повредата и да не се допусне нарушаване на устойчивата синхронна паралелна работа на електроенергийната система или на отделна електрическа централа;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) селективност - релейните защиты трябва да изключват само засегнатото от късото съединение съоръжение, за да се минимализират последиците от прекъсване на електрозахранването и да не се нарушава устойчивата паралелна работа на електроенергийната система.

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

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Изискванията към релейните защиты са посочени в глава трета.

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

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

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

3. автоматика срещу претоварване по активна мощност;

4. честотна автоматика;

5. регистратор или анализатор на качеството с непрекъснат запис.

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

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

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

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

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Допуска се на застрашените от претоварване електропроводи да бъдат монтирани устройства за температурен контрол като част от система за динамично наблюдение на преносните възможности на електрическата съответната електрическа мрежа в даден район.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа е длъжен на базата на свои изследвания да определи критичните електропроводи или критични сечения и да приложи или изисква отделни ползватели на

електропреносната мрежа да осигурят съответно противоаварийно управление за отстраняване на претоварването.

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

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

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

Чл. 126. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) При отклонение на честотата извън диапазона от 49,8 Hz до 50,2 Hz се изпълнява противоаварийно управление за възстановяване на честотата в допустимия диапазон.

(2) При понижаване на честотата се изпълнява следната последователност от действия:

49.8 Hz	Честотно зависим режим – отдаване на резерва за първично регулиране
49.5 – 49.0 Hz	Автоматично или оперативно изключване на помпи в ПАВЕЦ
	Автоматично или оперативно мобилизиране на разполагаемост за автоматично и ръчно вторично регулиране в ТЕЦ и ВЕЦ
	Автоматично или оперативно пускане на хидроагрегати във ВЕЦ
49.0 Hz	Преминаване на турбинните регулатори на ВЕЦ в регулиране по обороти (JFC)
49.0 – 48.0 Hz	Действие на АЧР
48.7 Hz, 0.5s	Действие на честотна междусистемна автоматика между България и Румъния
47.9 Hz, 0.3s	Действие на честотна междусистемна автоматика между България и Сърбия, Македония, Гърция и Турция
47.5 Hz, 2s	АЧО на ТЕЦ и захранване на собствени нужди
47.5 Hz, 2s	Отделяне на синхронни и паркови модули от електропреносната мрежа
46.5 Hz, 6s	Изключване на ВЕЦ

(3) При повишение на честотата се изпълнява следната последователност от

действия:

50.2 Hz	Честотно зависим режим – разтоварване с резерва за първично регулиране
50.3 Hz, 2s	Отделяне на синхронни и паркови модули от електропреносната мрежа
51.0 Hz	Преминаване на турбинните регулатори на ВЕЦ в регулиране по обороти (JFC)
52.0 Hz, 2s	АЧО на ТЕЦ и захранване на собствените нужди
52.5 Hz	Изключване на ВЕЦ от честотна защита, след 20...35s (настройката по време се определя при изпитание за хвърляне на номиналния товар)

Чл. 127. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За да се предпази електрическото оборудване в електропреносната мрежа от недопустимо високи напрежения, всички електропроводи от пръстен 400 kV трябва да се оборудват с АЗПН.

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

Чл. 128. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа на базата на свои изследвания определя местата или областите от електропреносната мрежа, където съществува риск от аварийно понижаване на напрежението, загуба на устойчивост и опасност от възникване на "лавина на напрежението". В тези области се въвежда разтоварваща автоматика при понижаване на напрежението на шините на подстанции 110/Ср.Н., която действа на изключване на изводи, включени в АЧР.

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

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

Чл. 129. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) За случаите на аварийно изключване на блок 1000 MW в АЕЦ операторът на електропреносната мрежа прилага специална противоаварийна разтоварваща автоматика - САОН.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Автоматиката по ал. 1, монтирана в АЕЦ, трябва:

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

2. в режим на самостоятелна работа на електроенергийната система на България - да

осъществи баланса по активна мощност при приемлива стойност на честотата в електроенергийната система.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При аварийно изключване на блок 1000 MW в АЕЦ САОН извършва дозирано разтоварване чрез предаване на управляващи команди до съответните обекти от електроенергийната система и действа на изключване на:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) помпи в ПАВЕЦ;
2. клиенти, включени в състава на АЧР, чийто технологичен процес не се смущава от краткотрайно прекъсване на електрозахранването;
3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) други клиенти по взаимна договореност с оператора на електропреносната мрежа.

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

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

Раздел VIII

План за възстановяване

Чл. 131. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Планът за възстановяване се разработва от оператора на електропреносната мрежа в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/2196 и Регламент (ЕС) 2017/1485 и се отнася за случаите на прекъсване на електроснабдяването и пълно разпадане на ЕЕС на България след тежки аварии.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При разработването на плана за възстановяване операторът на електропреносната мрежа отчита следните елементи:

1. поведението и възможностите на товарите и електропроизводството;
2. специфичните нужди на значителните потребители на електроенергийната система с висок приоритет;
3. характеристиките на електропреносната мрежа и прилежащите електроразпределителни мрежи.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Планът за възстановяване съдържа:

1. условията, при които планът за възстановяване се задейства, и общи принципи при възстановяването на ЕЕС след пълното ѝ разпадане;
2. указанията по плана за възстановяване, издавани от оператора на електропреносната мрежа;
3. мерките, предмет на консултации или координиране в реално време със заинтересованите страни.

(4) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Планът за възстановяване включва следните елементи:

1. списък на мерките, които трябва да се приложат от оператора на електропреносната мрежа в електропреносната мрежа;
2. низходящо повторно подаване на електрическа енергия чрез помощ от съседни

ЕЕС и описание на препоръчителните енергийни коридори;

3. възходящо повторно подаване на електрическа енергия чрез използване на местни стартови източници и описание на препоръчителните енергийни коридори;

4. набор от основни сценарии за възстановяване чрез низходящо или възходящо повторно подаване на електрическа енергия и описание на конкретните енергийни коридори;

5. разширяване на коридорите и осигуряване на мощностен баланс;

6. ресинхронизиране на районите в островен режим и коридорите в обща ЕЕС, възстановяване на товара и управлението на честотата;

7. възстановяване паралелната работа на ЕЕС на страната със съседните ЕЕС и планираните междусистемни обмени, възстановяване електрозахранването на всички потребители;

8. списък на действията и мерките, които трябва да се въведат от оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителните мрежи и операторите на енергийните обекти в процеса на възстановяване;

9. списък на приоритетните термични централи, които трябва да бъдат осигурени в началния етап на възстановяването;

10. информационно осигуряване в реално време;

11. списък на подстанции, които са от основно значение за процедурите от плана за възстановяване, указания за минимално необходимите системи за комуникация и телемеханика, наличност и състояние на синхронизационни колонки и дизел-генератори;

12. действия при липса на телекомуникации и изпълнение на списък "ЧАКА – ПОДАВА" на обектите и електропроводите по плана за възстановяване;

13. списък на обектите, участващи в енергийните коридори;

14. списък на стартовите ВЕЦ, участващи в енергийните коридори;

15. списък на ВЕЦ с възможност за пускане без външно захранване, работа в островен режим и възможност за ресинхронизиране;

16. приложения с изпитания чрез компютърна симулация и офлайн изчисления за допустимостта на изграждане на енергийните коридори, регулиране на напреженията, проверка вероятността за поява на самовъзбуждане на генераторите в стартовите ВЕЦ и оценка на възможността за пускане на големите асинхронни двигатели на собствените нужди в приоритетните термични централи;

17. резултати от системни изпитания с реално изграждане на енергийни коридори;

18. списък на значителни потребители и потребители с висок приоритет при повторно подаване на електрическа енергия към тях.

(5) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Мерките, които се съдържат в плана за възстановяване, трябва да са в съответствие със следните принципи:

1. минимално въздействие върху потребителите на системата;

2. икономическа ефективност;

3. задействат се само мерките, които са необходими;

4. не трябва да довеждат взаимосвързаните електропреносни системи до извънредно състояние или състояние на прекъсване на електрозахранването.

(6) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторите на електроразпределителните мрежи са длъжни активно да участват в процеса на възстановяване чрез предоставяне на електрически товари при изграждането на енергийните коридори в съответствие с оперативните разпореждания на оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 132. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Информационното осигуряване в реално време в процеса на възстановяване се осъществява главно чрез системата за управление и събиране на данни (SCADA/EMS) за обектите на електропреносната мрежа и обхваща:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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 компенсиращи устройства - шунтиращи реактори и кондензаторни батерии;
6. състояние на комутационните апарати;
7. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) автоматично действие на релейни защиты на основни елементи на електропреносната мрежа, на АЧО, на автоматично разтоварване;
8. неизправности на основните комуникационни средства;
9. основни параметри на режима на работа на гранични подстанции на съседни електроенергийни системи.

Чл. 133. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Комуникационните средства между отделните диспечерски центрове и между диспечерските центрове и основните обекти на електропреносната мрежа трябва да бъдат резервирани.

(2) Операторът на електропреносната мрежа и енергийните обекти, участващи в плана за възстановяване, трябва да имат инсталирана система за гласова комуникация с достатъчно резервно оборудване и резервни запасващи източници, за да осигурят възможност за обмен на информацията, необходима за плана за възстановяване, за поне 24 часа в случай на пълно отсъствие на външно електрозахранване или при повреда на което и да било отделно оборудване на системата за гласова комуникация.

Чл. 134. (Доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) SCADA/EMS трябва да бъде резервирана с напълно независима система по отношение на телемеханичната информация от междусистемните електропроводи и гранични подстанции.

Чл. 135. (1) (Доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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, в случай на отпадане на мрежовото електрозахранване.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа създава процедура за прехвърляне, чрез която възможно най-бързо и при всички случаи в рамките на три часа се преместват функциите от основния диспечерски център към резервния диспечерски център, в случай че основният диспечерски център не е в състояние да изпълнява функциите си. За целта се оборудва географски отделен резервен диспечерски център на място, отдалечено от основния.

Чл. 136. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Подстанциите със системно значение и определени като съществени за процедурите от плана за възстановяване трябва да бъдат снабдени с автономни източници на захранване, които във всеки случай на отпадане на първичното електрозахранване да осигуряват възможност за изпълнение на оперативни превключвания и работата на защитните, телемеханичните и комуникационните устройства в продължение на поне 24 часа.

Чл. 137. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Процедурата за повторно подаване на електрическа енергия от плана за възстановяване съдържа набор от мерки, позволяващи на оператора на електропреносната мрежа да прилага:

1. стратегия за низходящо повторно подаване на електрическа енергия, представляваща възстановяване чрез помощ от съседни електроенергийни системи;

2. стратегия за възходящо повторно подаване на електрическа енергия, представляваща възстановяване чрез използване на местни стартови източници с възможност за черен старт и изграждане на енергийни коридори, работа в островен режим, управление на напрежението и честотата, ресинхронизиране на районите в островен режим и енергийните коридори.

Чл. 138. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Всеки оператор на електроразпределителна мрежа и значителен потребител, както и всеки доставчик на услуги за възстановяване, изпълнява без ненужно забавяне инструкциите от плана за възстановяване, издадени от оператора на електропреносната мрежа в съответствие с процедурите на плана за възстановяване.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) извършва се между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите на електропреносната мрежа при спазване на изискванията на чл. 3, ал. 2, т. 5;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) извършва се между оператора на електропреносната мрежа и операторите/преносните предприятия на съседните електроенергийни системи.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При непостигане на съгласие по ал. 1, т. 1 операторът на електропреносната мрежа определя действията по отношение на плана за възстановяване, които са задължителни за съответния ползвател на електропреносната мрежа, изразил несъгласие. При вземането на такова решение операторът на електропреносната мрежа отчита реалните технически възможности на съответния ползвател.

Чл. 140. Разпространение на план за възстановяване:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа изпраща до всеки ползвател на електропреносната мрежа частите на официалния документ, които го засягат;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Поне веднъж на пет години операторът на електропреносната мрежа преразглежда мерките от своя план за възстановяване и оценява неговата ефективност въз основа на изпитания чрез компютърна симулация, като използва данни от операторите на електроразпределителни мрежи и модулите за производство на електрическа енергия, участващи в плана.

(2) Изпитанията чрез компютърна симулация включват поне:

1. последователността на възстановяването на електроснабдяването от модулите за производство на електрическа енергия със способности за пускане без външно захранване или за експлоатация в островен режим;

2. захранването на собствените нужди на основните термични модули за производство на електрическа енергия;

3. процеса на повторно включване на товара;
4. процеса за ресинхронизиране на мрежите в островен режим.

(3) Операторът на електропреносната мрежа преразглежда мерките от своя план за възстановяване при:

1. промяна в конфигурацията на електропреносната мрежа, касаеща изграждането на коридорите за възстановяване;
2. промяна в състава на модулите за производство на електрическа енергия, участващи в плана;
3. присъединяване на значителни потребители с висок приоритет към електропреносната мрежа.

(4) При необходимост операторът на електропреносната мрежа може да измени плана за възстановяване

Чл. 142. (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Обучението на оперативния персонал за изпълнение на плана за възстановяване протича по следния начин:

1. операторът на електропреносната мрежа е задължен да обучава оперативния си персонал чрез диспечерски тренажор на работата на електроенергийната система;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа проверява чрез симулация, офлайн изчисления или на практика всеки един от енергийните коридори до приоритетните електрически централи;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) при необходимост операторът на електропреносната мрежа провежда системни изпитания за практическа проверка на аварийни коридори или части от тях, за проверка функционалността на дадено оборудване или за обучение на оперативния персонал на енергийните обекти, електропреносната и електроразпределителните мрежи;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителните мрежи и оперативният персонал на енергийните обекти 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителните мрежи и оперативният персонал на ползвателите, участващи в плана за възстановяване, обменят помежду си телефонните номера и имената на длъжностните лица, отговорни за организирането и работата на информационни пунктове, които действат при системни аварии;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа информира операторите на електроразпределителните мрежи и оперативния персонал на ползвателите, участващи в плана за възстановяване, в случаите на системна авария;

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

а) (изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г., бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Министерството на енергетиката и комисията;

б) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) ползвателите на електропреносната мрежа;

в) медиите;

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

а) (изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г., бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) Министерството на енергетиката и комисията;

б) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) ползвателите на електроразпределителна мрежа;

в) медиите;

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) всеки ползвател на електропреносната мрежа, участващ в плана за възстановяване, може да организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

а) административно-техническото ръководство;

б) медиите;

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

а) административно-техническото ръководство;

б) медиите;

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

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

9. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи самостоятелно решават докога да функционират техните информационни пунктове и информират съответните ползватели за своето решение;

10. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа може да вземе решение по т. 9 при възстановяване на свързана схема на електропреносната мрежа и захранване на не по-малко от 70 % от клиентите;

11. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) операторите на електроразпределителните мрежи могат да вземат решение по т. 9 при възстановяване на свързана схема на съответната разпределителна мрежа и захранване на не по-малко от 70 % от клиентите.

Глава шеста

УПРАВЛЕНИЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА В РЕАЛНО ВРЕМЕ

Раздел I

Управление на производствените мощности

Чл. 144. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) Основните задачи на оператора на електропреносната мрежа 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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 клиентите с електрическа енергия;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) преодоляване на тесните места в електропреносната мрежа;

5. контрол на зададените графици за предоставяне на електрическа мощност и производство на електроенергия.

Чл. 145. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа управлява производствените мощности на производителите на електрическа енергия, като потвърждава графичите на производителите само ако те последователно са спазили задълженията:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) за предоставяне на резерв и допълнителни услуги по договори с оператора на електропреносната мрежа;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) за изпълнение на графичите съгласно решение на комисията по чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката;

3. (отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) централите, предоставящи допълнителни услуги, с изключение на резервите за ръчно вторично регулиране;

2. централите, чието бързо разтоварване може да доведе до неконтролируемост на технологичния процес на производство, водещо до значителни материални и финансови щети, както за производителя, така и за населението на страната, в т.ч. до загуба на човешки живот;

3. всички останали производители.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа приоритетно диспечира производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници при спазване на критериите за сигурност на ЕЕС и ал. 2.

Чл. 146. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Процедурите за управление включват следните действия:

1. операторът на електропреносната мрежа трябва да изпълнява задълженията си по чл. 145 чрез издаване на диспечерски разпореждания, които включват и управляващи сигнали от неговите автоматични системи за управление, за:

а) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) поддържане на баланса на активна мощност в приетите граници на системната грешка на контролния блок в съответствие с изискванията на ЕМОПС-Е;

б) задаване на работна точка по активна мощност на производствените агрегати на производители, включително на тези, които осигуряват услугата "участие във вторичното

регулиране" в съответствие с договорите, сключени с оператора на електропреносната мрежа;

в) въвеждане/извеждане във/от работа на производствени мощности в съответствие с планираните графици за производство на електрическа енергия или при възникване на непредвиден недостиг/излишък;

г) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) активиране на предложенията за балансиране, регистрирани на пазара на балансираща енергия и/или на европейска платформа за обмен на балансираща енергия, с цел възстановяване на планираните ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата;

д) поддържане на планирания резерв за първично регулиране в съответствие с договорите за допълнителни услуги;

е) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) промяна на графика по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към електропреносната мрежа, при отклонения на реалния режим от планирания;

ж) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. операторът на електропреносната мрежа и производителите на електроенергия трябва да осъществяват автоматичен надзор за:

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

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

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) наредбата по чл. 115 от Закона за енергетиката;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) разликата между планираните графици за междусистемните обмени по активна мощност и регистрираните междусистемни обмени в реално време.

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

1. разлика между планираното и действителното потребление на електроенергия;

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

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

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

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) изменения в състоянието на електропреносната мрежа;

6. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) изменения в състоянието на електроразпределителните 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 клиентите с електрическа енергия;

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

9. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) необходимост от промяна на графиците по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към електропреносната мрежа, за осигуряване на необходимия резерв от реактивна мощност;

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

11. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) изменения в графиците на производители, използващи възобновяеми източници за производство на електрическа енергия;

12. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) изменения в планираните графици за обмен на електрическа енергия със съседни системни оператори;

13. възникване на смущения в работата на електроенергийната система;

14. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) разпореждания чрез нормативни актове и документи съгласно наредбата по чл. 115 от Закона за енергетиката;

15. други фактори, които имат отношение към качеството и надеждността на работата на електроенергийната система.

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

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Оперативният персонал на производителите на електроенергия е длъжен да изпълнява разпорежданията на диспечера. При неизпълнение на диспечерско разпореждане операторът на електропреносната мрежа има право да прекрати достъпа на производителя до електропреносната мрежа. В случаите, когато изпълнението на тези разпореждания би създадо опасност за здравето и живота на персонала, повреда на съоръженията или екологични замърсявания, оперативният персонал на производителите незабавно информира оператора на електропреносната мрежа за тези последици. Даващият разпореждането на своя отговорност може да отмени или да потвърди разпореждането.

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

1. могат да бъдат издавани диспечерски разпореждания за прекратяване работата на пазара на електроенергия;

2. диспечерските разпореждания може да бъдат в съответствие с декларираните/договорените краткотрайно допустими технически характеристики на

производствените агрегати на производители на електрическа енергия; такива разпореждания се издават и изпълняват незабавно с цел да бъде запазена целостта на електроенергийната система.

(6) Диспечерските разпореждания включват:

1. време за включване във/изключване от паралел;
2. въвеждане във/извеждане от първично регулиране;
3. параметри за участие в първично регулиране;
4. въвеждане във/извеждане от вторично регулиране;
5. параметри за участие във вторично регулиране;
6. въвеждане във/извеждане от резерв/ремонт;
7. промяна в натоварването по активна/реактивна мощност;
8. промяна в планирания график по напрежение на шините на централата;
9. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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-малък от един месец;
5. потвърдението за получаването на диспечерски разпореждания трябва да бъде давано незабавно;
6. в случаите на издаване на диспечерски разпореждания по телефона длъжностното лице, което получава тези разпореждания, трябва да ги повтори; лицето, което издава разпорежданията, трябва да потвърди, че те са разбрани правилно;
7. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) последствията при неизпълнение на правилно издадени диспечерски разпореждания са регламентирани в наредбата по чл. 115 от Закона за енергетиката.

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

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

Раздел II

Регулиране на честотата и обменните МОЩНОСТИ

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

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа е координатор на контролен блок по отношение на първичното и вторичното регулиране на честотата в рамките на координационен център "Север" на ЕМОПС-Е.

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

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

1. (доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) първично регулиране на честотата (честотно зависим режим);
2. вторично регулиране на честотата и обменните мощности;
3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) резерв за заместване;
4. корекция на синхронното време.

Чл. 150. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Първичното регулиране на честотата е автоматична функция на турбинните регулатори и има за задача да поддържа честотата в синхронната област в рамките на определени граници.

(2) Поддържането на резерв за първично регулиране в необходимия обем и качество е централно координирана системна услуга, извършвана от оператора на електропреносната мрежа, предназначена за осигуряване надеждността и качеството на паралелната работа.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа трябва да осигури резерв за първично регулиране на честотата на основата на сумата от нетното производство и потребление на електрическа енергия в неговата контролна зона, разделена на сумата от нетното производство и потребление на електрическа енергия на Синхронната зона за период от една година;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) резервната мощност за първично регулиране на честотата, изисквана за Синхронната зона на Континентална Европа, трябва да покрива най-малко еталонната авария, която е 3000 MW в положителна посока и 3000 MW в отрицателна посока;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) пълното активиране на резерва за първично регулиране се осъществява при отклонение на честотата от $\Delta f = \pm 200$ mHz;

4. (отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.);

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) необходимият резерв за първично регулиране на честотата в контролния блок на България се задава ежегодно от ЕМОПС-Е.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Генериращите блокове, участващи в първичното регулиране, трябва да изпълняват изискванията на оператора на

електропреносната мрежа съобразно типа на генериращите модули.

Чл. 151. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Задачата на вторичното регулиране на честотата и обменните мощности е да поддържа плановата стойност на честотата в Синхронната зона на Континентална Европа към ЕМОПС-Е и планираните междусистемни обмени на всеки отделен контролен блок/зона след смущение.

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

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

1. вторичното регулиране на честотата и обменните мощности в контролния блок на България трябва да се осъществява автоматично от централен регулатор на честотата и обменните мощности, работещ по метода на мрежовите характеристики; централният регулатор трябва да е от пропорционално-интегрален тип; централният регулатор трябва да има възможност за приемане на част от системна грешка от други контролни блокове; централният регулатор трябва да има възможност за приемане на брутни графици за производство и заявки за балансиране от системите за администриране на пазара на електроенергия и системите за планиране; при задаването на базовата точка на агрегатите, включени в САРЧМ, брутните графици за производство, приети от системата за администриране на пазара, трябва да се считат за приоритетни;

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

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) законът на регулиране е:

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

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 Синхронната зона на Континентална Европа към ЕМОПС-Е;

($K_{ri} = 1,1 \cdot \gamma_{ri}$, където γ_{ri} е регулиращата енергия, определена за контролния блок на България);

съгласуваните по метода на мрежовите характеристики мощностни числа на отделните електроенергийни системи в Синхронната зона на Континентална Европа към ЕМОПС-Е 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа поддържа ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата съгласно чл. 98, ал. 3;

5. (доп. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) сумарната скорост на изменение на изходната мощност на генераторите, участващи във вторичното регулиране, трябва да бъде достатъчна за целите на регулирането; тя се дефинира в проценти от номиналната мощност на генериращия блок за единица време и зависи от типа на първичния енергиен ресурс; за ГПЕЦ - скорост 8 % за минута, за ВЕЦ с изравнители - от 1,5 % до 2,5 % за секунда, за кондензационни ЕЦ на вносни въглища - от 2 % до 4 % за минута, и за кондензационна електрическа централа, наричана по-надолу 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) вторичното регулиране на честотата и обменните мощности се използва само за компенсация на моментните отклонения на честотата и обменните мощности от планираните стойности;

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

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

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

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

2. цикъл на вторичния регулатор 1 - 4 s.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа съгласно изискванията на Синхронната зона на Континентална Европа към ЕМОПС-Е 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) Активирането на резерва за заместване има за цел възстановяване и поддържане на ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата и обменните мощности в границите по чл. 98, ал. 3.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) Активирането на резерва за заместване е централно координирана системна услуга.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) С активирането на резерв за заместване 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.) разпределяне на работната

мощност и ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата и обменните мощности между отделните модули по икономически критерии чрез автоматично или ръчно изменение на работната точка на производствените агрегати.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В поддържането на необходимия резерв за заместване участват източниците, определени по чл. 104.

Чл. 153. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Участието в корекцията на синхронното време в синхронната област на Синхронната зона на Континентална Европа към ЕМОПС-Е е задължение на оператора на електропреносната мрежа.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Отклонението между синхронното и универсалното астрономическо време вследствие работата при средната честота в синхронната област, различна от номиналната честота 50 Hz, служи за индикатор на работата на първичното и вторичното регулиране и резервите за заместване, като не трябва да надвишава 30 секунди.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Корекцията на отклонението по ал. 2 включва работа при планова честота в рамките на ± 10 mHz от номиналната в зависимост от посоката на отклонението за период от 24 часа. При извънредни обстоятелства корекцията по честота може да бъде повече от ± 10 mHz.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В синхронната област непрекъснатото наблюдение на отклонението на синхронното време и астрономическото време се извършва от южния координационен център към Синхронната зона на Континентална Европа към ЕМОПС-Е и е задължение на оператора на електропреносната мрежа, който планира и графици по честота.

Раздел III

Управление на източниците на балансираща енергия и резерв за заместване

(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Чл. 154. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Управлението на източниците на балансираща енергия и резерв за заместване се осъществява от оперативния персонал на оператора на електропреносната мрежа в ЦДУ в съответствие с правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При управление на източниците на балансираща енергия и резерв за заместване операторът на електропреносната мрежа се ръководи от принципа за непрекъснато поддържане на необходимото количество на ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата и обменните мощности.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Оперативният персонал на оператора на електропреносната мрежа поддържа непрекъснато актуален списък на всички регистрирани предложения за участие в балансиращия пазар (в т.ч. и непродадените на свободния пазар разполагаеми мощности), подредени по приоритетни списъци (цена и технически характеристики) в посока на увеличаване на производствената работна мощност на електроенергийната система и в посока на намаляване на производствената мощност, независимо дали предложенията са направени от ползвателите на електропреносната мрежа.

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

1. деактивира източници на балансираща енергия, активирани преди това за компенсиране на предишния излишък, ако има такива, в ред, обратен на реда на тяхното активиране;

2. активира източници на балансираща енергия за компенсиране на недостига по реда на тяхното подреждане съгласно приоритетния списък.

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

1. деактивира източници на балансираща енергия, активирани до този момент за компенсиране на предишния недостиг, ако има такива, в ред, обратен на реда на тяхното активиране;

2. активира източници на балансираща енергия съгласно приоритетния списък за компенсиране на излишъка по реда на тяхното подреждане.

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

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

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

1. когато техническите параметри, характеризиращи динамиката на процеса на промяна на активната мощност на следващото по ред предложение за балансиране, не отговарят на необходимостта от увеличаване или намаляване на активната мощност в електроенергийната система;

2. при рязка промяна на климатичните условия, която може да доведе до резки изменения на товара или приоритетния списък;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) при непредвидено възникване на теснини в преносната и/или електроразпределителните мрежи или възможност за възникване на теснина вследствие активиране на следващото по ред предложение за балансиране;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) при аварийни ситуации, когато мястото на източника на необходимата балансираща енергия по отношение на преносната и/или електроразпределителните мрежи е от съществено значение;

5. когато разполага с предварителна и достоверна информация, че даден източник на балансираща енергия не може да осигури исканата промяна на активната мощност, независимо от мястото му в приоритетните списъци и подаването на разпореждане за активиране;

6. в други случаи по преценка на оперативния персонал на оператора на електропреносната мрежа в съответствие с конкретната обстановка.

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

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Оперативният персонал на оператора на електропреносната мрежа активира източник на резерв за заместване незабавно след като установи, че към периода след времето, необходимо за пускане и включване на резерв за заместване 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Оперативният персонал на оператора на електропреносната мрежа определя размера на активирания резерв за заместване в зависимост от размера на прогнозирания недостиг.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Оперативният персонал на оператора на електропреносната мрежа деактивира източник на резерв за заместване в обратен ред на процедурата по ал. 3 и 4.

Раздел IV

Регулиране на напреженията в електропреносната мрежа

(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) поддържане на напреженията във възлите на електропреносната мрежа в допустимите граници;

2. поддържане на необходимия запас по устойчивост;

3. реализиране на минимални загуби на активна енергия при пренос и трансформация;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) гарантиране на техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения в местата на присъединяване на мрежите или уредбите на клиентите или операторите на електроразпределителните мрежи.

Чл. 158. Процедури за регулиране на напрежението:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа извършва централизирано денонощно регулиране на напреженията в електропреносната мрежа съгласно Инструкция за регулиране на напрежението в преносната електрическа мрежа 110 ... 400 kV;

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

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

а) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа, за да осигури необходимия резерв по реактивна мощност за реализиране на планирания режим по напрежение, издава диспечерски разпореждания за промяна на режима на регулиращите средства на електропреносната мрежа:

- а) шунтиращи реактори;
- б) кондензаторни батерии;
- в) статични компенсатори;
- г) гъвкави статични системи за управление - FACTS;
- д) силови автотрансформатори;
- е) електропроводи;

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа издава диспечерски разпореждания до операторите на електроразпределителни мрежи за:

а) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) промяна на зададения график по напрежение или зададената реактивна мощност на генераторите, присъединени към електроразпределителна мрежа, с цел поддържане на планираните стойности на напрежението в съответното място на присъединяване на разпределителната към електропреносната мрежа;

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

6. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа осъществява непрекъснат контрол за изпълнението на графиците по напрежение в местата на присъединяване на мрежите или уредбите на ползвателите към електропреносната мрежа;

7. производителите на електрическа енергия са длъжни:

а) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) да участват в регулирането на напрежението в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа в съответствие с техническите си възможности и изискванията на оператора на електропреносната мрежа съгласно условията, посочени в Договора за достъп;

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

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

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

д) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) системните стабилизатори (PSS) във възбудителните системи трябва да се включват автоматично след влизането на генератора в паралел с ЕЕС и да се изключват автоматично при преминаване на блока в островен режим или при отделяне от съответната електрическа мрежа; самоволното извеждане на PSS от персонала на централата се смята за неизпълнение на диспечерско нареждане;

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

8. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторите на електроразпределителни мрежи са длъжни да изпълняват разпорежданията на оператора

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

9. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) когато производител, присъединен към електропреносната мрежа, не е в състояние да участва в регулирането на напрежението, е необходимо да монтира допълнителни компенсиращи устройства или в договора за достъп се посочват специфични условия за експлоатация.

Раздел V

Преодоляване на теснините в електропреносната мрежа

и по междусистемните електропроводи

(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Чл. 159. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В процеса на управление на електроенергийната система в реално време операторът на електропреносната мрежа е длъжен да поддържа определената по чл. 114 максимална преносна способност на електропреносната мрежа и в нормални условия да гарантира разпределената на ползвателите преносна способност.

Чл. 160. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Преодоляването на теснините по междусистемните електропроводи се осъществява съгласно действащото европейско законодателство, правилата за разпределение на преносни способности, споразуменията с електропреносните оператори на съседните зони/блокове и споразумението с Единната платформа за разпределение.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа отговаря за местата за измерване на обменената електрическа енергия по междусистемните електропроводи.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа отговаря за данните, предоставяни на координационните центрове по отношение на планираните и реализираните обмени и изпълнението на компенсационни програми.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа е страна по Споразумението за междуоператорско компенсиране при презграничен обмен.

(5) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.).

Чл. 161. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа е длъжен да поддържа обмена на електроенергия между ползвателите в допустимите граници на определената по чл. 114 максимална пропускателна способност на електропреносната мрежа.

Чл. 162. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) изключване на елемент от електропреносната мрежа;

3. изключване на мощност в електроенергийната система.

Чл. 163. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В случаите, когато операторът на електропреносната мрежа 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 електропреносната мрежа неизправната страна заплаща неустойки, ако такива са уговорени в съответните договори.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) включване на резервни или компенсирани елементи от електропреносната мрежа, ако има такива;

2. реперирание на преносната електрическа мрежа;

3. принудителни изменения в графиците на доставки на засегнатите ползватели;

4. изменения в приоритетния списък на балансиращите предложения;

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) промяна в условията на достъпа на засегнати ползватели (превключвания в местата на присъединяване, ограничаване или прекратяване на достъпа до електропреносната мрежа);

6. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) писмено уведомяване на собственика на електропреносната мрежа за необходимото развитие на тази мрежа в района с понижена пропускателна способност.

Чл. 164. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При понижена пропускателна способност на електропреносната мрежа, причинена от присъединяване на възобновяеми източници, изпреварващо предвиденото развитие на електропреносната мрежата, операторът на електропреносната мрежа определя максималната преносна способност по критични елементи от електропреносната мрежа, като я разделя на пропорционален принцип според размера на инсталираната мощност на всеки един от заинтересованите възобновяеми източници, за което ги уведомява предварително.

Раздел VI

Управление на потреблението

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

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа, координаторите на балансиращите групи и клиентите, присъединени към преносната и електроразпределителните мрежи, могат да договорят доставянето на допълнителни услуги, в това число участие в балансиращия пазар.

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

експлоатационни параметри.

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

1. понижение на честотата;
2. понижение на напрежението;
3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) претоварване на елементи на електропреносната мрежа;
4. недостиг на генериращи мощности.

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

1. автоматичното изключване на товари от системите за противоаварийно управление;
2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) процедурите за управление на потреблението на търговски участник, когато неговата заявка за балансиране/предложение за балансиране и/или предоставян резерв се основават на реакция на потреблението;
3. въвеждане на ограничителен режим.

Чл. 168. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Прилагането на управление на потреблението трябва да осигурява равнопоставеност на ползвателите на електропреносната мрежа.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) клиенти ползватели на електропреносната мрежа, участват в управлението на потреблението по действащия договор, сключен между съответния ползвател и оператора на електропреносната мрежа, който определя:

а) мястото и размера на товара, който ще бъде намаляван при възникване на необходимост;

б) името и телефона на длъжностното лице, което ще осъществява намаляването на потреблението по нареждане на оператора на електропреносната мрежа;

в) времето за осъществяване на договореното разтоварване;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторите на електроразпределителните мрежи участват в управлението на потреблението, като:

а) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) организират групи клиенти за предаварийно ръчно изключване, без предварително предизвестие, в местата на присъединяване към електропреносната мрежа;

б) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) съгласуват с оператора на електропреносната мрежа и клиентите ползватели на електроразпределителните мрежи, ръчно изключване на клиенти с предварително предизвестие;

в) организират по четири групи за ограничаване на товара за целите на управлението на потреблението с предварително предизвестие;

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

д) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) системата за предупреждение в случаите на управление на потреблението е посочена в наредбата по чл. 74, ал. 1 от Закона за енергетиката;

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

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

з) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните 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) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Управление на потреблението при планиран дълготраен дефицит или ограничения в електропреносната мрежа:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа разпорежда на операторите на електроразпределителни мрежи ограничаване на потреблението на територията на цялата страна или на част от нея по предварително определена програма;

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

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторите на електроразпределителни мрежи стриктно прилагат разпоредената програма и контролират изпълнението ѝ от страна на клиентите;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) при констатиране на случаи на неизпълнение на разпоредено ограничение от страна на клиентите се прилагат мерките, предвидени в наредбата по чл. 74, ал. 1 от Закона за енергетиката.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) при възникване на необходимост операторът на електропреносната мрежа разпорежда на операторите на електроразпределителните мрежи и на клиентите ползватели на електропреносната мрежа, изключване на групи клиенти в необходимия размер;

2. изключванията трябва да се извършват на предварително определени последователни стъпки;

3. при осъществяване на изключванията трябва да бъде осигурявана възможно най-голяма степен на равнопоставеност на клиентите при съществуващите условия на работа на електроенергийната система;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторите на електроразпределителните мрежи трябва ежегодно да представят на оператора на електропреносната мрежа за съгласуване план за предаварийно ръчно изключване на групи клиенти без предизвестие.

(4) Координиране на действията:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) когато управлението на потреблението се извършва от ползвателите на електропреносната мрежа по нареждане на оператора на електропреносната мрежа за запазване на нейната цялост, предвидените групи клиенти се изключват незабавно от операторите на електроразпределителни мрежи или дежурния оперативен персонал на клиентите;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) когато управлението на потреблението се извършва от операторите на електроразпределителните мрежи за

запазване целостта на електроразпределителните мрежи, предвидените групи клиенти се изключват незабавно от операторите на електроразпределителни мрежи.

Раздел VII

Обмен на оперативна информация

Чл. 170. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) С тези правила се осигурява възможност на оператора на електропреносната мрежа 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 възможния риск, възникващ от тях, както и да бъдат предприети подходящи мерки от съответната страна, за да се поддържат сигурността и целостта на системата;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) оперативно информирание на всички засегнати ползватели на електропреносната мрежа, извършвано от оператора на електропреносната мрежа, за повишен риск от възникване на критични режими и аварийни събития и разпореждания за недопускането им.

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

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

- (4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа 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 мрежа или измерването на обменяната електроенергия.

- (5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторите на електроразпределителни мрежи се задължават да предават на оператора на електропреносната мрежа в реално време данни от производители, отговарящи на условията съгласно чл. 30, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници.

- (6) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Правилата за обмен на оперативна информация и информационните системи на оператора на електропреносната мрежа и ползвателите ѝ трябва да съответстват на правилата, действащи в ЕМОПС-Е.

Чл. 170а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа обменя с другите оператори на електропреносни мрежи от същата Синхронна зона следните данни за състоянието на електропреносната си мрежа, използвайки информационно-технологичния инструмент за обмен на данни в реално време на европейско равнище, осигурен от ЕМОПС-Е:

1. честота;
2. грешка при вторично регулиране на честотата;
3. измерен обмен на активна мощност между зони за регулиране на товарите и честотата и обменната мощност;

4. агрегирана подавана генерирана мощност;
5. състояние на ЕЕС в съответствие с чл. 18 на Регламент (ЕС) 2017/1485;
6. зададена стойност на регулатора на товарите и честотата и обменната мощност;
7. обмен на мощност чрез виртуални междусистемни линии.

(2) Операторът на електропреносната мрежа обменя с другите оператори на електропреносни мрежи в своята зона на наблюдаемост следните данни относно електропреносната си мрежа, използвайки обмен на данни в реално време между своите SCADA/EMS системи:

1. действителна топология на подстанциите;
2. активна и реактивна мощност при точката на свързване към линията, включително за преносните, разпределителните линии и линиите, свързващи значителните потребители на ЕЕС;
3. активна и реактивна мощност в точката на свързване към трансформатора, включително преносните, разпределителните трансформатори и трансформатори, свързващи значителните потребители на ЕЕС;
4. активна и реактивна мощност в точката на свързване към съоръжението за производство на електрическа енергия;
5. положения на регулиране на трансформаторите, включително на трансформаторите с фазово изместване;
6. измерено или очаквано напрежение на шините;
7. реактивна мощност в точките на свързване към реакторите и кондензаторните батерии или от статичен компенсатор на реактивна мощност;
8. ограничения за възможностите за подаване на активна и реактивна мощност по отношение на зоната на наблюдаемост.

(3) Операторът на електропреносната мрежа има право да изисква от всички оператори на електропреносни мрежи от своята зона на наблюдаемост да предоставят моментни справки в реално време за прогнозните данни за състоянието от въпросната контролна зона на оператора на електропреносна мрежа, ако това е от значение за експлоатационната сигурност на електропреносната мрежа на изискващия оператор на електропреносна мрежа.

Чл. 170б. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Освен ако не е предвидено друго от оператора на електропреносната мрежа, всеки оператор на електроразпределителна мрежа предоставя на оператора на електропреносната мрежа в реално време информацията, свързана със зоната на наблюдаемост на последния, както е посочено в чл. 43 на Регламент (ЕС) 2017/1485, пар. 1 и 2, която включва:

1. действителната топология на подстанциите;
2. активната и реактивната мощност в точката на свързване към линията;
3. активната и реактивната мощност в точката на свързване към трансформатора;
4. подаването на активна и реактивна мощност в точката на свързване към съоръжението за производство на електрическа енергия;
5. положенията на отклоненията на намотките на трансформаторите, свързани към електропреносната мрежа;
6. напреженията на шините;
7. реактивната мощност в точките на свързване към реакторите и кондензаторните батерии;
8. най-добрите налични данни за агрегирано производство на електрическа енергия за всеки първичен енергиен източник в зоната на оператора на електроразпределителна

мрежа;

9. най-добрите налични данни за агрегирания товар в зоната на оператора на електроразпределителна мрежа.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) направи възможно автоматично обработване на оперативните взаимоотношения с ползвателите на съответната електрическа мрежа;

2. направят изводи от оперативната работа и/или аварийните събития, които да се имат предвид при последващи коригиращи действия;

3. улесни оценката на възможния риск, който може да възникне, и да бъдат определени подходящи действия за осигуряване на надеждността на работа и целостта на електроенергийната система.

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

1. оперативното информирание;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) докладите относно събития в ЕЕС;

3. съвместно разследване на събитията;

4. регистриране и съгласуване на информацията при въвеждане и извеждане на съоръженията във и от работа.

(3) При обмена на информация страните са длъжни:

1. да осигуряват прозрачност и точност на информацията;

2. да спазват необходимата конфиденциалност, когато се засягат пазарните им интереси.

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

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) промяна в разполагаемостта на агрегатите и елементите на съответната електрическа мрежа;

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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) други, които са свързани с управлението на ЕЕС.

(2) Информацията, която се обменя, трябва да е достатъчно подробна, за да опише разпореждането или оперативното действие, да даде възможност на получателя на съобщението да се съобрази с него и да оцени възможния риск. Тя трябва да включва името на лицето, докладващо оперативната работа или разпореждането от името на ползвателя или оператора на електропреносната мрежа.

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

Чл. 173. (1) Оперативното информирание 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 информирание може да се извършва устно по телефон или писмено. При устното оперативно информирание получателят трябва да го повтори, за да може информиращата страна да се убеди, че информацията е разбрана правилно.

Чл. 174. Събития, за които трябва да се информира:

1. когато съоръжения на ползватели или оператора на електропреносната мрежа работят при нарушени технически параметри и/или могат да предизвикат опасност за живота и здравето на хора и имуществени вреди;
2. всеки аварийен сигнал или индикация за ненормални работни условия;
3. изключвания или временни изменения на експлоатационните параметри на съоръжения на ползвателите или оператора на електропреносната мрежа;
4. изключвания или повреди на системите за телекомуникация, телеуправление и измерване;
5. повишен риск от задействане на противоаварийни автоматики;
6. всякакви смущения в нормалната работа и изключване на основни съоръжения;
7. всяко задействане на релейни защиты и автоматики;
8. смущения в електрозахранването;
9. нарушаване на съгласувания график по активна мощност и напрежение;
10. отпадане на основни функции на SCADA/EMS;
11. инциденти с хора;
12. пожари, екологични замърсявания и други аварийни събития, които могат да имат отрицателен ефект върху нормалната работа на електроенергийната система;
13. възникване на ядрен или радиационен инцидент или нарушаване на правилата за ядрената и радиационна безопасност, което се изразява в намаляване на сигурността, безопасността или на отдаваната мощност;
14. необичайни климатични и други условия.

Чл. 175. (1) Събития, които имат съществен ефект върху работата на електроенергийната система, изискват съвместното разследване.

- (2) Всяка от страните по тези правила има право да поиска съвместно разследване.
- (3) Искането за съвместно разследване трябва да се прави в писмена форма.
- (4) Съвместното разследване трябва да се организира от засегнатите страни, за да установят причините за възникване на съответното събитие, да анализират развитието му, да направят изводи и да набележат необходимите мерки за недопускането на такива събития.
- (5) Формата и процедурата за съвместно разследване на конкретно събитие се съгласуват от засегнатите страни предварително.
- (6) При провеждане на съвместното разследване могат да се привличат и независими експерти по взаимно съгласие на страните. Резултатите от съвместното разследване трябва да се отразяват в протокол.

Чл. 176. Събития, които подлежат на съвместно разследване:

1. ръчно или автоматично изключване на голяма генерираща мощност или на съоръжения, водещи до съществено намаляване на отдаваната мощност;
2. напрежения, извън допустимите граници;
3. честота, извън допустимите граници;
4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) нарушение на статичната/динамичната устойчивост на електропреносната мрежа;
5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) претоварвания и изключвания на елементи в електропреносната мрежа;
6. други събития от значение за страните.

Чл. 177. Минимален набор от данни, които трябва да се впишат в протокола:

1. време и дата на аварийното събитие;

2. точно диспечерско наименование и собственик на засегнатите обекти и съоръжения;
3. описание на аварийното събитие - възникване и развитие;
4. технически параметри на режима на съоръженията преди аварийното събитие;
5. технически параметри на режима на съоръженията по време на аварийното събитие;
6. мощност на клиенти с прекъснато електроснабдяване, MW;
7. мощност на производители с прекратено или променено електропроизводство в MW;
8. продължителност на прекъсването;
9. недоставена/непроизведена електрическа енергия;
10. анализ на причините за възникване и развитие на инцидента;
11. изводи и препоръки за мерки;
12. очаквано време и дата за въвеждане в работа на засегнатите съоръжения.

Глава седма

КООРДИНАЦИЯ НА БЕЗОПАСНОСТТА

Чл. 178. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Координацията на безопасността трябва да осигури безопасни условия при извършване на работи от оператора на електропреносната мрежа и/или ползвателите във и близо до мястото на присъединяване към електропреносната мрежа, когато безопасността на едната страна се осигурява от другата страна.

Чл. 179. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При осъществяването на координацията на безопасността са задължителни изискванията на Закона за здравословни и безопасни условия на труд и правилника по чл. 276, ал. 1 от Кодекса на труда за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи.

Чл. 180. Процедури за координация на безопасността:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа 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. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) местните правила по безопасност и местните инструкции по безопасност не трябва да противоречат на правилника по чл. 276, ал. 1 от Кодекса на труда за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи и; 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;

б. съгласуването на новите местни правила от засегнатите страни трябва да бъде извършено официално в писмена форма без неоправдано забавяне;

7. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) местните правила по безопасност за всяко място на присъединяване на електрическите уредби/системи на ползвателите на електропреносната мрежа трябва да бъдат представени на оператора на електропреносната мрежа от ползвателите на електропреносната мрежа;

8. за всяко място на присъединяване операторът на електропреносната мрежа и съответният ползвател трябва да определят длъжностни лица - отговорници по безопасността, които да бъдат отговорни за координирането и прилагането на мерки по безопасност, когато се извършват работи, изискващи обезопасяване на електрическите съоръжения;

9. допуска се един отговорник по безопасността да отговаря за повече от едно място на присъединяване;

10. списъци с имената на отговорниците по безопасността и тяхната квалификационна група по безопасност на труда за всяко място на присъединяване трябва да се обменят между оператора на електропреносната мрежа и ползвателите; за всяка промяна в тези списъци засегнатите страни трябва да се информират в най-краткия възможен срок;

11. реализация на мерките по безопасност:

а) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) изискващата страна, която възнамерява да работи по съоръжения във или близо до мястото на присъединяване към електропреносната мрежа, трябва да се обърне към оператора на електропреносната мрежа с искане за извеждане на съответното съоръжение от работа;

б) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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 по чл. 276, ал. 1 от Кодекса на труда за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи и съгласуваните местни правила по безопасност; формата на писменото нареждане за работа се определя от правилника за безопасност;

в) операторът на електропреносната мрежа разрешава на изпълняващата страна изпълнението на мерките по безопасност, предвидени в писменото нареждане за работа;

12. регистрация на мерките по безопасност от изискващата страна и допускане до работа:

а) след изпълнение на предписаните мерки по безопасност изпълняващата страна пряко или чрез оператора на електропреносната мрежа информира изискващата страна;

б) изискващата страна след получаване на информацията от изпълняващата страна попълва съответната част от писменото нареждане за работа, в което вписва изпълнените мерки, прочита я на изпълняващата страна и получава потвърждение за верността на изпълнените мерки по безопасност;

в) отговорникът по безопасността на изискващата страна след подписване на писменото нареждане за работа, с което удостоверява изпълнението на предписаните мерки по безопасност, допуска съответния персонал за извършване на планираните работи;

13. завършване на работите:

а) след завършването на работите отговорникът по безопасността на изискващата страна извежда ремонтния персонал от мястото на работа и информира оператора на електропреносната мрежа и изпълняващата страна пряко или чрез оператора на електропреносната мрежа;

б) страните регистрират времето и оформят завършването на работата със записи в оперативните дневници и в писменото нареждане за работа;

14. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) установяване на нормална схема на електропреносната мрежа:

а) операторът на електропреносната мрежа издава диспечерски разпореждания към оперативния дежурен персонал на засегнатите страни за извършване на необходимите превключвания;

б) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) всички превключвания за възстановяване на пълната схема на електропреносната мрежа се регистрират по реда на тяхното изпълнение в оперативните дневници на засегнатите страни;

15. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) съхранение на документацията по безопасността се извършва в съответствие с изискванията на правилника по чл. 276, ал. 1 от Кодекса на труда за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи.

Глава осма

УПРАВЛЕНИЕ НА КАЧЕСТВОТО НА РАБОТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА

Чл. 181. С тези правила се регламентират процедурите за управление на качеството на работа на електроенергийната система.

Чл. 182. Управлението на качеството на работа на електроенергийната система включва:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) управление на качеството на допълнителните услуги, предоставяни от ползвателите на електропреносната мрежа;

2. управление на качеството на системните услуги, извършвани от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 183. Оценката на качеството на предоставяните допълнителни услуги е непрекъснат процес и се извършва от оператора на електропреносната мрежа в съответствие с показателите и критериите по глава пета, раздели IV и VIII. Прилага се следната процедура:

1. доказване на качеството на предоставяната услуга чрез изпитания, провеждани при въвеждане в експлоатация на нови съоръжения или след ремонт;

2. наблюдение в процеса на нормална работа на електроенергийната система в съответствие с дефинираните показатели и критерии за качество;

3. анализ на реакцията на електроенергийната система и на засегнатото оборудване на ползвателите на преносната електрическа мрежа при смущения или аварии в електроенергийната система;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) проверки на място по инициатива на оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 184. Възможността за предоставяне на допълнителни услуги се доказва от

предоставящия услугата на оператора на електропреносната мрежа чрез изпитания. Изпитанията се провеждат по програма, разработена от заинтересования ползвател и съгласувана от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 185. Качеството на предоставяните допълнителни услуги се контролира със следните средства:

1. система за управление и събиране на данни (SCADA/EMS) на оператора на електропреносната мрежа;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) SCADA/EMS на ползвателя на електропреносната мрежа, ако има такава;

3. инсталирани технически средства за измерване на количествата електрическа енергия;

4. регистрираща апаратура на оператора на електропреносната мрежа;

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) регистрираща апаратура на ползвателя на електропреносната мрежа, ако има такава;

6. други технически средства, които е уместно да бъдат използвани.

Чл. 186. В процеса на работа на електроенергийната система операторът на електропреносната мрежа непрекъснато контролира:

1. качеството на първичното регулиране съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) качеството на участие на модулите във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV; системата SCADA/EMS на оператора на електропреносната мрежа автоматично изчислява интегралната грешка в триминутен интервал, обусловена от неточността, с която съответният модул изпълнява заданието на централния регулатор; когато интегралната грешка надхвърли съгласуваната допустима стойност, системата за автоматично управление на генерацията извежда съответния модул от участие във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) качеството на резерва за заместване съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел V;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) качеството на регулиране на напрежението в местата на присъединяване на ползвателите към електропреносната мрежа съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV;

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) изпълнението на предписаното от него противоаварийно управление 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. 187. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Когато услугата, предоставяна от даден ползвател на електропреносната мрежа, не отговаря на критериите за качество, операторът на електропреносната мрежа отказва писмено получаването на услугата.

(2) В тези случаи операторът на електропреносната мрежа организира получаването

на съответната услуга от друг ползвател, като коригира своя план за допълнителните услуги, така че да се гарантират сигурността и качеството на работа на електроенергийната система.

Чл. 188. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Доставчикът на допълнителна услуга, който е декларирал предоставянето ѝ, но поради технически неизправности в своите съоръжения или други причини не е в състояние да я предостави, е длъжен да компенсира разходите по промяна на организацията на предоставяне на допълнителната услуга в съответствие с договора за предоставяне на допълнителни услуги между съответния ползвател на електропреносната мрежа и оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 189. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) В случаите, когато ползвателят на електропреносната мрежа не изпълнява договорените условия за достъп, касаещи надеждността или дейности, предписани по защитния план и плана за възстановяване, операторът на електропреносната мрежа има право временно да ограничи или да преустанови достъпа на съответния ползвател до електропреносната мрежа.

Чл. 190. (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) Оценката на качеството на системните услуги, извършвани от оператора на електропреносната мрежа, се осъществява от КЕВР.

Чл. 190а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) ЕМОПС-Е ежедневно следи качеството на системните услуги, извършвани от оператора на електропреносната мрежа чрез измервания в реално време, обмен на информация и обмен на прогнозни изчислителни модели за потокоразпределение, за различни времеви хоризонти.

Чл. 191. (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г., бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Операторът на електропреносната мрежа предоставя на ЕМОПС-Е необходимите данни и информация за изготвянето на:

1. годишен доклад за показателите за експлоатационна сигурност по чл. 15 от Регламент (ЕС) 2017/1485;

2. годишен доклад относно регулирането на товарите и честотата по чл. 16 от Регламент (ЕС) 2017/1485;

3. годишен доклад относно оценката на регионалното координиране по чл. 17 от Регламент (ЕС) 2017/1485.

Чл. 192. (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г., бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Във връзка с данните в докладите по чл. 191, т. 1, 2 и 3 комисията може да изиска от оператора на електропреносната мрежа информация и да му дава предписания за коригиращи мерки и график за тяхното изпълнение.

Глава девета

СИСТЕМНИ ИЗПИТАНИЯ

Чл. 193. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа чрез системни изпитания оценява периодично правилното функциониране на всички съоръжения и възможности, разгледани в защитния план и плана за възстановяване.

(2) По време на изпитанието операторът на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителните мрежи, значителните потребители или участници в плана за защита и възстановяване не трябва да застрашават експлоатационната сигурност на електропреносната мрежа и на взаимносвързаните електропреносни мрежи.

(3) Изпитанието се извършва по начин, свеждащ до минимум въздействието върху потребителите в електроенергийната система.

(4) Изпитанието се счита за успешно, когато са изпълнени условията, установени от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 194. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Всеки стартов модул за производство на електрическа енергия, който участва в защитния план и плана за възстановяване, извършва изпитание за способност за пускане без външно захранване най-малко веднъж на всеки три години.

(2) Всеки модул за производство на електрическа енергия, който участва в плана за възстановяване, може да работи на остров, в енергиен коридор или да захранва собствените си нужди при отделяне от електрическата мрежа, към която е присъединен, извършва изпитание за "хвърляне на товар" след всякакви промени в оборудването, оказващи влияние върху способността му за експлоатация за покриване на собствените нужди, или след две неуспешни последователни отделяния от електрическата мрежа, към която е присъединен при действителна експлоатация.

Чл. 195. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Процедура за провеждането на системни изпитания, предложени от ползвател на електропреносната мрежа:

1. заинтересованият ползвател подготвя и изпраща на оператора на електропреносната мрежа програма за изпитанията, в която да бъдат определени:

- а) цел, основание и планиран период за провеждане;
- б) отговорности и мерки за безопасност;
- в) последователност на извършване на изпитанията;
- г) поясняващи приложения или схеми;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) след съгласуване на програмата от оператора на електропреносната мрежа заинтересованият ползвател изпраща писмена заявка до оператора на електропреносната мрежа съгласно изискванията, посочени в наредбата по чл. 115 от Закона за енергетиката;

3. програмата за изпитанията е неразделна част от писмената заявка до оператора на електропреносната мрежа;

4. операторът на електропреносната мрежа определя длъжностно лице, което да координира изпитанията, ако в програмата не е посочено такова;

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа определя кои други ползватели на електропреносната мрежа, освен предложителят, ще бъдат засегнати от системните изпитания;

6. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа изпраща писмено уведомление до засегнатите от изпитанията ползватели на електропреносната мрежа, което съдържа:

- а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания;
- б) действия, които трябва да предприемат за изпълнение на програмата;

7. ако в деня на провеждане на системните изпитания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните прецени за необходимо да отложи или отмени началото на изпитанията, съответната страна уведомява незабавно координатора на изпитанията за основанията на това искане; координаторът на изпитанията отлага или отменя началото на изпитанията и договаря със страните друго подходящо време за провеждане на системните изпитания;

8. (изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) когато някоя от страните по

тези правила откаже да участва в системни изпитания или не изпълни поетите задължения, което не позволява провеждането на планирани системни изпитания, операторът на електропреносната мрежа сезира КЕВР; Комисията за енергийно и водно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни.

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

1. операторът на електропреносната мрежа може да провежда системни изпитания за определяне на:

- а) ефективност на първичното и вторичното регулиране;
- б) поведение на електроенергийната система при постепенни (плавни) изменения на генерацията/товара;
- в) поведение на електроенергийната система при внезапни промени на генерацията/товара;

г) статични и динамични честотни характеристики и системни коефициенти;

д) (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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) готовността за участие в защитния план и плана за възстановяване;
- з) други изпитания със системно значение;

2. операторът на електропреносната мрежа подготвя и изпраща програма за изпитанията на всички участващи ползватели, в която да бъдат определени:

- а) цел, основание и планиран период за провеждане;
- б) отговорности и мерки за безопасност;
- в) последователност на извършване на изпитанията;
- г) поясняващи приложения или схеми;

3. операторът на електропреносната мрежа определя длъжностно лице, което да координира изпитанията, ако в програмата не е посочено такова;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) операторът на електропреносната мрежа изпраща писмено уведомление до засегнатите от изпитанията ползватели на електропреносната мрежа, което съдържа:

- а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания;
 - б) действия, които трябва да предприемат за изпълнение на програмата;
5. ако в деня на провеждане на системните изпитания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните прецени за необходимо да отложи или отмени началото на изпитанията, съответната страна уведомява незабавно координатора на изпитанията за основанията на това искане; координаторът на изпитанията отлага или отменя началото на изпитанията и договаря със страните друго подходящо време за провеждане на системните изпитания;

б. (изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) когато някоя от страните по тези правила откаже да участва в системни изпитания или не изпълни поетите задължения, което не позволява провеждането на планирани системни изпитания, операторът на електропреносната мрежа сезира КЕВР; Комисията за енергийно и водно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни.

Глава десета

НЕПРЕДВИДЕНИ ОБСТОЯТЕЛСТВА.

ПРЕКРАТЯВАНЕ И ВЪЗСТАНОВЯВАНЕ НА ПАЗАРНИ ДЕЙНОСТИ

(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.)

Чл. 197. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При възникване на обстоятелства, които не са предвидени в тези правила, операторът на електропреносната мрежа провежда спешно и на добра воля консултации с всички засегнати ползватели на електропреносната мрежа с цел постигане на споразумение по отношение на това, което трябва да бъде извършено съобразно тези обстоятелства.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ако в кратък срок не се постигне споразумение между оператора на електропреносната мрежа и засегнатите ползватели на електропреносната мрежа по отношение на необходимите действия, операторът на електропреносната мрежа определя тези действия в случаите, когато се застрашават сигурността и безопасността на електроенергийната система или се засягат интересите на други ползватели.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Когато операторът на електропреносната мрежа извършва такова определяне, той отчита, доколкото е възможно, позициите, изразени от засегнатите ползватели на електропреносната мрежа.

Чл. 198. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) (1) Операторът на електропреносната мрежа прекъсва пазарни дейности при аварийни ситуации в съответствие с правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката и/или въвежда ограничителен режим в съответствие с наредбата по чл. 74, ал. 1 от Закона за енергетиката:

1. при възникване на или за предотвратяване на аварии;
2. когато съществува опасност за здравето или живота на хора;
3. когато съществува опасност от разделяне на електроенергийната система на България на несинхронно работещи части;
4. когато съществува опасност от отделяне на електроенергийната система на България самостоятелно и/или заедно със съседни електроенергийни системи от Синхронната зона на Континентална Европа на ЕМОПС-Е;
5. при възникване на дефицит, по-голям от 1200 MW;
6. при намалена статична и/или динамична устойчивост (нива на напрежение, по-ниски от 0,9 от номинално допустимите нива на напрежение);
7. при опасност от нанасяне на значителни материални щети на електроенергийната система, съответно на 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);
9. при изчерпване на всички варианти, предоставени от пазара, и когато продължаването на пазарните дейности при извънредното състояние би влошило едно или повече от условията, посочени в чл. 18, параграф 3 от Регламент (ЕС) 2017/1485;
10. когато продължаването на пазарните дейности би намалило значително ефективността на процеса на възстановяване до нормално състояние или състояние на повишено внимание.

(2) В случай на прекратяване на пазарните дейности по ал. 1 при искане на оператора на електропреносна мрежа, всеки значителен потребител на електроенергийната система действа, когато това е технически възможно, при зададена стойност за активната мощност,

установена от оператора на електропреносна мрежа.

(3) При прекратяване на пазарните дейности съгласно ал. 1 операторът на електропреносната мрежа:

1. може изцяло или частично да прекрати изпълнението на своите процедури, засегнати от това прекратяване;

2. се координира най-малкото със следните страни:

а) операторите на електропреносни мрежи от регионите за изчисляване на преносната способност, на които е член;

б) операторите на електропреносни мрежи, с които има уговорка за координиране на балансирането;

в) номинираните оператори на пазара на електрическа енергия и други организации, на които се възлага или делегира изпълнението на пазарни функции в съответствие с Регламент (ЕС) 2015/1222;

г) координирания изчислител на преносна способност на регионите за изчисляване на преносната способност, на които е член;

3. дава ход на процедурата за уведомяване чрез едновременното изпращане на информация до следните организации:

а) страните, посочени в т. 2;

б) страните, отговорни за баланса;

в) доставчиците на услуги по балансиране;

г) операторите на електроразпределителни мрежи;

д) комисията.

(4) Операторът на електропреносната мрежа при съгласуване с номинирания оператор на пазара на енергия, работещ в своята контролна зона, и със съседните оператори на електропреносни мрежи дава ход на процедура за възстановяването на пазарните дейности, прекратени съгласно ал. 1, когато:

1. ситуацията, водеща до задействане на прекратяването, е приключила и не е налице друга ситуация, посочена в ал. 1; и

2. субектите, посочени в ал. 3, т. 3, са били надлежно уведомени предварително.

(5) Финансовите взаимоотношения в резултат от прекъсване на пазарни дейности и/или въвеждане на ограничителен режим се уреждат съгласно правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката.

Чл. 199. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Всеки ползвател на електропреносната мрежа е длъжен да изпълнява всички разпореждания, дадени му от оператора на електропреносната мрежа след такова определяне, при условие че те са съвместими с техническите параметри на неговите съоръжения.

Глава единадесета

КОНТРОЛ ЗА СПАЗВАНЕТО НА ПРАВИЛАТА

Чл. 200. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Разпорежданията на оператора на електропреносната мрежа във връзка с прилагането на тези правила са задължителни за операторите на електроразпределителните мрежи, за всички ползватели на електропреносната мрежа и за всички ползватели на електроразпределителните мрежи, за които се отнасят разпорежданията на оператора на електропреносната мрежа към операторите на електроразпределителните мрежи.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Неизпълнението на

разпорежданията на оператора на електропреносната мрежа и/или оператор на електроразпределителна мрежа по ал. 1 се счита за нарушение на Закона за енергетиката и подлежи на административно наказание по реда на същия закон.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) При неспазване на предписание на контролен орган за отстраняване на нарушение по ал. 2 операторът на електропреносната съответната електрическа мрежа и/или операторите на електроразпределителните мрежи имат право да преустановят присъединяването към мрежата съгласно разпоредбите на Закона за енергетиката.

(4) При преустановяване на присъединяването по ал. 3 операторът на преносната и/или операторите на електроразпределителни мрежи не носят отговорност за причинени вреди.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Когато ползвател на електропреносната мрежа не може да изпълни условия на правилата за управление на електроенергийната система, той трябва:

1. незабавно да информира оператора на електропреносната мрежа за това;

2. (изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) да подаде молба до КЕВР с копие до оператора на електропреносната мрежа за освобождаване от задължение за изпълнението на определени условия, като посочи причините за това искане, както и сроковете, в които ще бъде в състояние да изпълни тези условия.

Чл. 201. Молбата за освобождаване от задължение съдържа:

1. условието/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. 202. (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) Комисията за енергийно и водно регулиране своевременно разглежда молбата и ако прецени за необходимо, може да изиска становище от оператора на електропреносната мрежа.

Чл. 203. (1) (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) Комисията за енергийно и водно регулиране взема решение за освобождаване от задължение на съответния ползвател по посочените в молбата условия от правилата за управление на електроенергийната система, ако:

1. искането на засегнатия ползвател е основателно;

2. няма отрицателно въздействие върху безопасността, качеството и сигурността на работата на електроенергийната система;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) не предизвиква допълнителни разходи за работата на електропреносната мрежа;

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) не засяга други ползватели на електропреносната мрежа.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) С решението за освобождаване от задължение на съответния ползвател КЕВР определя:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) 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) (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) Когато не са изпълнени условията по ал. 1, т. 3, КЕВР отказва освобождаването от задължение и уведомява засегнатата страна и оператора на електропреносната мрежа за мотивите за отказ.

Чл. 204. (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г., бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Комисията за енергийно и водно регулиране уведомява оператора на електропреносната мрежа за решението за освобождаване от задължение на ползвател на електропреносната мрежа.

Чл. 205. Операторът на електропреносната мрежа е длъжен:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) да води регистър за разрешенията за освобождаване от задължение на ползвателите на електропреносната мрежа;

2. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) да предоставя информация от този регистър при поискване от ползвател на електропреносната мрежа.

Чл. 206. (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г., бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) Ползвателите на електропреносната мрежа и операторът на електропреносната мрежа имат право да поискат от КЕВР преразглеждане на разрешенията за освобождаване от задължение при настъпване на промени в обстоятелствата, при които тези разрешения са дадени.

Чл. 207. (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) Контролът за спазване на тези правила е част от контрола за изпълнение на условията на издадените от Комисията за енергийно и водно регулиране лицензии.

Чл. 208. (Изм. – ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.) Всички спорове, възникнали във връзка с прилагане на разпоредбите на тези правила, се отнасят за решаване от Комисията за енергийно и водно регулиране по реда на ЗЕ.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на тези правила:

1. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Аварийен коридор" (енергиен коридор за възстановяване, коридор) е съвкупност от електрически съоръжения (подстанции и електропроводи), които осигуряват пренасянето на електрическа енергия от стартов източник до ТЕЦ или АЕЦ за захранване на собствените им нужди.

2. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Аварийно състояние на електроенергийната система": Влошена ситуация (може да включва разделяне на синхронното обединение на няколко отделни синхронни зони) или вътрешно разделяне на Контролния блок (електроенергийната система на България). Характеризира се с висока степен на заплахата за отделните контролни блокове (зони) в състава на синхронното обединение. Принципите за сигурна работа не са изпълнени. Застрашена е сигурността на синхронното обединение. Няма гаранции за цялостната ефективност на мерките за ограничаване на разпространението на смущението към съседните контролни блокове/зони или към цялата обединена електроенергийната система на Континентална Европа. От това състояние след стабилизиране на отделните части, на които е разделено обединението, може да се пристъпи към неговото ресинхронизиране.

3. "Автоматично повторно включване (АПВ)" е устройство или вградена функция на релейната защита на електропроводи 110 kV, 220 kV и 400 kV, която автоматично включва изключените от релейна защита елементи.

4. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Автоматично честотно отделяне" е системна противоаварийна автоматика, която действа на автоматично отделяне на предварително определена част от електроенергийната система около термична централа, при понижаване на честотата под определена стойност. В случай че честотата не се възстанови, електрическата централа се отделя от съответната електрическа мрежа и захранва собствените си нужди.

5. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Автоматично честотно разтоварване (АЧР)" е системна противоаварийна автоматика, която при понижаване на честотата действа на автоматично изключване на предварително определени товари в електроразпределителните 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.

6. "Адекватност" е способност на електроенергийната система да захранва клиентите с електрическа енергия непрекъснато, като се имат предвид плановите и основателно очакваните непланови изключения на агрегати и преносни елементи от електроенергийната система. Адекватността е елемент на надеждността.

7. "Активна мощност" е реална съставляваща на привидната електрическа мощност, която може да бъде превръщана в друг вид мощност, например механична, топлинна, химическа, светлинна, акустична. Определя се като моментна величина или като средна стойност на енергията за един интервал от време, например 1/4 или 1 h, и се отнася за определено място в електроенергийната система.

7а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "АПОР" означава автоматика за прекратяване на островен режим, която се реализира в съвременните цифрови устройства за АЧР.

7б. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "АСРЕ" е Агенцията за сътрудничество на регулаторите на енергия.

7в. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Базова точка" означава автоматично или ръчно зададен график.

8. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Балансиране на ползвател на съответната електрическа мрежа" е компенсиране на разликата между фактически потребената/произведената от него енергия и договорената съгласно графиците за доставка за всеки единичен пазарен интервал.

9. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "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.

10. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Блочен трансформатор" (повишаващ трансформатор) е трансформаторът, който свързва електрическия генератор към електропреносната мрежа.

11. "Брутна мощност" е мощността, измерена на клемите на генератора.

12. "Висши хармонични съставлящи на периодична променлива величина" представляват синусоидални величини с честота, кратна на основната честота 50 Hz. Наличието, броят и амплитудите им са показател за несинусоидалността на периодичната променлива величина.

13. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Вторично регулиране" е централизирано автоматично управление на генераторни блокове в контролна зона и/или блок, базирано на използване на ръчни и автоматични резерви за вторично регулиране на честотата с цел:

а) поддържане на обмените на активна мощност със съседните контролни зони/блокове и честотата в съответствие с планираните графици;

б) възстановяване на плановата стойност на честотата в случаите на отклонения, причинени от загуба на генериращи мощности/товари в контролната зона/блок.

14. "Генераторен блок" е комплект от котел/и или реактор с парогенератори, турбина, електрически генератор и блочен трансформатор заедно със спомагателните съоръжения, защитните и управляващите системи.

14а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Генериращ модул" означава модул за производство на електрическа енергия.

15. "График" е общо понятие за планирана/договорена стойност за съответен показател или стока (активна мощност/енергия, спомагателна услуга, напрежение, честота) през всеки единичен интервал от периода на планиране/договаряне.

16. "График на доставка" е понятие за планирана/договорена стойност за доставка на активна мощност/енергия през всеки единичен пазарен интервал от периода на планиране/договаряне (график на производител (физическа номинация), график на доставка между производител и клиент, график на клиент, график на доставка между зони на балансиране, график на доставка между зони на регулиране, график на доставка между блокове на регулиране). Минимално съдържащата се информация в един график е възелът/зоната на производителя (доставчика), възелът/зоната на клиента, началото, продължителността и размерът на доставката.

17. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Динамична устойчивост (стабилност)" 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 на синхронизъм, при стабилна честота и напрежение.

17а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Диспечиране" е подаване на разпореждания и инструкции от операторите на съответните електрически мрежи за промяна на конфигурацията и режима на съответната електрическа мрежа, работната мощност и режима на работа на производителите на електрическа енергия, включително пускане или спиране на генериращи мощности, с цел управление на електроенергийната система в реално време при изпълнение изискванията на тези правила и на ЕМОПС-Е.

17б. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Единната платформа за разпределение" означава европейската платформа, създадена от всички оператори на преносни системи за предварително разпределяне на преносна способност.

18. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Електроенергийна система" са всички електроенергийни обекти на територията на страната, които се свързват и функционират в единна система с общ режим на работа и с непрекъснат процес на производство, преобразуване, пренос, разпределение и потребление на електрическа енергия.

18а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Елемент на електропреносната/електроразпределителната мрежа" означава енергиен обект или съоръжение, през което се пренася/преобразува електрическа енергия на повече от един ползвател (клиент/производител).

18б. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "ЕМОПС-Е" означава европейска мрежа на операторите на преносни системи на електрическа енергия.

18в. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Затворена електроразпределителна мрежа" е мрежа, която служи за разпределение на електрическа енергия на територията на индустриален парк или на географски обособен промишлен обект, когато дейностите или производственият процес на ползвателите на тази мрежа са интегрирани поради определени технически причини или по причини, свързани с безопасността, или когато разпределението на електрическа енергия се осъществява основно за собственика, за оператора на мрежата или за свързани с тях предприятия на територията на индустриалния парк или на географски обособен промишлен обект.

19. "Защитен план" е съвкупността от технически и организационни мерки за препятстване възникването или разпространението на смущения и повреди, за да се избегне разпадане на електроенергийната система.

19а. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Значителен потребител" означава съществуващите и нови съоръжения за производство на електрическа енергия и консумиращи съоръжения, определени като значителни от оператора на електропреносната мрежа заради тяхното въздействие върху системата за пренос по отношение на сигурността на доставките, включително предоставянето на спомагателни услуги.

20. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Зона на балансиране" (балансова зона) е географска зона, обхващаща една или повече обезпечени с електромери части от съответната електрическа мрежа и общи пазарни правила, в която има една и съща цена за небаланс и за която уредникът на небаланси разпределя взаимните задължения от небаланси. Ограничени преносни способности могат също да са причина за формиране на отделна балансова зона.

21. "Зона на нечувствителност на турбинен регулатор" е зона, в която турбинният регулатор не реагира на отклоненията на честотата от настроената стойност. Определя се от конструктивните неточности на турбинния регулатор и не трябва да бъде по-голяма от ± 10 mHz.

22. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Зона на регулиране" (контролна зона, управлявана област/зона) е група от една или повече балансови зони с обща отговорност за регулирането на честотата и обменните мощности в свързана част от Синхронната зона на Континентална Европа на ЕМОПС-Е (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.

22а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Извънредно състояние на електроенергийната система" означава аварийно състояние на системата, в което една или повече граници, осигуряващи експлоатационна сигурност, са били нарушени. Извънредното състояние включва разделяне обединението на зони – работещи несинхронно, значителни по обем каскадни аварии и загуба на устойчивост. Характеризира се с висока степен на заплахата за отделните контролни блокове (зони) и нарушени критерии за сигурност. Това е ситуация, при която регулиращите системи и противоаварийната автоматика трябва да предотвратят разпадането на ЕЕС и да ограничат

разпространението на смущенията и аварията към съседните паралелно работещи енергийни системи.

23. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Контролен блок" (блок за управление) е група от една или повече зони на регулиране, работещи заедно за регулирането на честотата и обменните мощности към другите блокове за управление в съответствие с многостранното споразумение в Синхронната зона на Континентална Европа на ЕМОПС-Е. ЕЕС на България представлява блок за управление, състоящ се от една зона за управление.

24. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Координационен център" е административна структура, упълномощена от контролните блокове да изпълнява следните функции:

а) събиране и удостоверяване на графиците за обмени между контролните блокове във фазата на планирането;

б) събиране на данни за реализираните физически обмени с електрическа енергия по електропроводите между контролните блокове за изчисляване на неумишлените отклонения и компенсационните програми;

в) наблюдение на определени електропроводи между контролни блокове в реално време;

г) пресмятане на неумишлени отклонения от графиците за обмени;

д) задаване на графиците на компенсационните програми за всеки контролен блок.

24а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Центрове за координиране на графиците в Синхронната зона на Континентална Европа на ЕМОПС-Е" са главният център за управление на мрежата на Amprion GmbH (северен координационен център) и центърът за управление Swissgrid AG (южен координационен център). Последният контролира качеството на системната честота, отклоненията от синхронното време и задава график по честота.

25. "Краткосрочен ремонт" е ремонт, който е извън календарно планираните и не надвишава по продължителност 7 денонощия.

26. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Критерий за сигурност n-1" означава правилото, съгласно което елементите, останали в експлоатация в ЕЕС, след настъпването на извънредна ситуация (изключване на единичен елемент на електроенергийната система вследствие на повреда) могат да се приспособят към новата експлоатационна ситуация, без да нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.

27. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Критерий за сигурност n-2" означава правилото, съгласно което елементите, останали в експлоатация в ЕЕС, след настъпването на извънредна ситуация (изключване на два елемента на електроенергийната система вследствие на повреда) могат да се приспособят към новата експлоатационна ситуация, без да нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.

27а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Модул за производство на електрическа енергия" означава или синхронен модул за производство на електрическа енергия, или модул от вида "електроенергиен парк".

27б. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Модул от вида "електроенергиен парк", присъединен чрез връзка за постоянен ток" означава модул от вида "електроенергиен парк", който е присъединен към една или повече системи за постоянен ток на високо напрежение.

28. "Мъртва зона" на турбинен регулатор е умишлено настроен диапазон на честотата,

в който турбинният регулатор не реагира при отклонения на честотата от плановата (настроената) стойност за разлика от "зона на нечувствителност", която се определя от техническата несъвършеност на регулатора.

29. "Надеждност" е обща техническа характеристика на електроенергийната система, която показва възможността да бъде доставяна електрическа енергия на клиентите при установените стандарти и в необходимите количества.

30. "Напрежение с обратна последователност" е една от трите симетрични съставлящи на напрежението, която съществува само в несиметрична трифазна система от синусоидални напрежения и се определя чрез следния комплексен математически израз: $U_2 = 1/3 (UL_1 + a^2UL_2 + aUL_3)$,

където:

a е оператор за завъртане на 120 градуса;

UL1, UL2 и UL3 са комплексни изражения на трите фазни напрежения.

31. "Несиметричност на напреженията" за трифазна система е нееднаквост по модул и/или изместване между векторите на трите фазни напрежения на ъгъл, различен от ± 120 електрически градуса.

32. "Номинална мощност" е мощността, посочена в техническия паспорт на електрическата машина/производствения агрегат. Ако номиналната мощност не може да бъде определена ясно по документ, стойността на мощността, която може да бъде постигната при нормални експлоатационни условия, трябва да бъде определена като номинална за тази електрическа машина/производствен агрегат. При агрегатите за комбинирано топлопроизводство и електропроизводство понятието номинална се отнася за електрическата мощност.

33. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Нормално състояние на електроенергийната система" означава ситуация, при която системата е в рамките на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност. Няма заплаха за работата на обединената ЕЕС. Напрежението, честотата, мощностните потоци са в допустимите граници и конфигурацията на електропреносната мрежа отговаря на критериите за сигурност. Резервите на активна и реактивна мощност са достатъчни, за да издържат на извънредните ситуации от списъка на извънредни ситуации, без да се нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.

34. "Оператор на електрическа централа" е физическо лице, което осъществява дейности по оперативното управление на централата.

35. "Островен режим (изолирана работа)" се реализира от производствените агрегати при разделяне на електроенергийната система на несинхронно работещи части. Производствените агрегати трябва да могат стабилно да 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.

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

37. "Отпадане, отказ, изключване, повреда" са синоними на неумишлено преминаване на мрежови елемент или производствена единица от състояние работа или готовност в състояние повреда/престой в резултат от смущение или авария.

37а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Парков модул за производство на електрическа енергия" означава единица или съвкупност от единици,

произвеждащи електрическа енергия, която е свързана несинхронно към съответната електрическа мрежа или е свързана към нея чрез силова електроника и която също така има една-единствена точка за свързване към тази електрическа мрежа.

38. "План за възстановяване" е съвкупност от технически и организационни мерки за възстановяване на нормалната работа на електроенергийната система след частично или пълно разпадане.

39. "Предаване на информация в реално време" е предаване на телеметрични данни, спонтанно при промяна или циклично, като цикълът за предаване не надвишава 10 секунди.

40. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Предаварийно състояние на електроенергийната система" е състояние, при което съществува заплаха за работата на обединената ЕЕС. Параметрите на ЕЕС са в рамките на допустимите отклонения. При възникване на смущение в ЕЕС възвръщането към нормално състояние (зададените стойности на наблюдаваните параметри) е затруднено.

41. "Привидна мощност" е геометричната сума на активната и реактивната мощност, която е определяща при оразмеряване, например на електрически инсталации.

42. "Принцип на далечно резервиране" на релейните защиты на даден обект е наличието на релейна защита, разположена на съседен обект, която действа с нарочно закъснение при същите видове повреди.

43. "Принцип на пълно близко резервиране" на релейните защиты на даден обект е наличието на повече от един начин (или средство) за изпълнение на изисквана функция.

43а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Приоритетни термични централи" означава термични централи, подредени в списък на оператора на електропреносната мрежа, които трябва да бъдат осигурени в началния етап на възстановяването.

43б. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Проектна авария" е предполагаемо произшествие, чието възникване е предвидено при проектирането и производството на енергийното съоръжение така, че да издържа без загуба на системите, конструкциите и компонентите, като неблагоприятните последици за екологичната обстановка и общественото здраве са в допустимите граници. При проектна авария в електрически централи или промишлени предприятия безопасността се гарантира чрез съответни системи и съоръжения.

43в. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Производител от системно значение" означава генериращ модул, присъединен към електропреносната мрежа, с мощност не по-малка от 20MW.

44. "Производствена единица, агрегат" е всяка производствена мощност, която може да бъде разграничена по определен критерий (генераторен блок в КЕЦ, ТЕЦ с общ колектор, ГПЕЦ, ВЕЦ, ВяЕЦ, ФЕЦ и др.).

45. "Първично регулиране на честотата" (първично регулиране) е автоматична децентрализирана функция на турбинните регулатори на синхронизираните към електроенергийната система производствени агрегати, която поддържа баланса между производството и потреблението, като променя изходящата мощност на генераторите в зависимост от отклоненията на честотата.

46. "Работен диапазон" е интервалът между трайно допустимите минимална и максимална мощност на даден мрежови елемент или производствен агрегат.

47. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Разпадане на електроенергийната система": Характеризира се със значителна или пълна липса на

напрежение в електропреносната система, с разпространение на смущенията и аварията към съседните паралелно работещи електроенергийни системи и задействане на планове за възстановяване на отделните оператори на контролни блокове/зони. Това състояние може да бъде частично (ако е засегната само част от системата) или пълно (ако се е разпаднала цялата система).

48. "Реактивна мощност" е имагинерна съставяща на привидната мощност, която създава и поддържа електрическите полета (например в кондензаторите) и магнитните полета (например в трансформаторите или във въртящите се електрически машини). Реактивната мощност е индуктивна или капацитивна.

49. "Регулираща енергия на електроенергийната система" дефинира реакцията на всеки контролен блок/зона при промяна на системната честота вследствие на големи смущения.

50. "Режим на самостоятелна работа" означава работа на една или няколко ЕЕС, разделени от обединението на Синхронната зона на Континентална Европа на ENTSO-E, както и несинхронна работа на генераторните агрегати при изключването им от електроенергийната система, които остават в работа за захранване на собствените си нужди или част от ЕЕС.

50а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Резерви за вторично регулиране на честотата" означава резервите на активна мощност, разполагаеми, за да се възстанови честотата на системата до номиналната честота, а за синхронна зона, състояща се от повече от една зона за регулиране на товарите и честотата, да се възстанови балансът на мощностите до стойността съгласно графика.

50б. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Резерви за заместване" означава резервни активни мощности, които се предлагат само на пазара за балансираща енергия като неделими (всичко или нищо) блокови предложения (мощност и цена за част/и от денонощието), които нямат скорост на линейно изменение при активиране и при деактивиране.

50в. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Резерви за първично регулиране на честотата" означава резервите на активна мощност, разполагаеми, за да се удържа честотата на системата след възникването на дисбаланс.

51. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Сигурност" е общо понятие за двата смисъла: "сигурност на електроснабдяването" и "техническа сигурност". Сигурност (надеждност) на електроснабдяване е мярка за способността на ЕЕС да осигури нуждите на клиентите в определено време, която се доминира от адекватността на производствената подсистема и сигурността на преносната и електроразпределителните мрежи.

51а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Синхронен модул за производство на електрическа енергия" означава неделим набор от инсталации, които могат да генерират електрическа енергия така, че честотата на генерираното напрежение, честотата на въртене на генератора и честотата на мрежовото напрежение са в постоянно съотношение и по този начин в синхронизъм.

51б. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Система за постоянен ток на високо напрежение" означава HVDC система, която пренася енергия под формата на постоянен ток на високо напрежение между две или повече шини за променлив ток и обхваща поне две преобразователни (конверторни) станции, с въздушни или кабелни електропроводи за постоянен ток между тях."

52. "Системна грешка" е моментната разлика между действителната и зададената

стойност на обмените на контролната зона в съответствие с мрежовата характеристика на тази контролна зона и отклонението на честотата спрямо планираната.

53. "Системен стабилизатор" (PSS) е елемент на автоматичните регулатори на напрежение на синхронните генератори и е предназначен за потискане на локални и междусистемни колебания на активната мощност в честотен диапазон 0,1 Hz до 2,5 Hz.

54. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Системна авария" е голямо смущение с нарушаване на системните параметри, разделяне на електроенергийната система на несинхронно работещи части или загуба на напрежение на цялата електропреносна мрежа или части от нея, при което има клиенти, лишени от захранване.

54а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Системни услуги" са всички услуги, предоставяни от оператора на електропреносната мрежа, необходими за надеждната работа на електроенергийната система и жизнеността на пазара, които включват планиране, диспечирание и управление на надеждната работа на ползвателите на електрическите мрежи, уреждане на задълженията на пазарните участници, балансиращи графици за доставка.

55. "Смущение" е непланирано събитие, което предизвиква изменение в нормалните условия на работа на електроенергийната система.

56. "Собствени нужди на производствена единица" е електрическата мощност/енергия, необходима за работата на спомагателните съоръжения на агрегата.

56а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Списък "Чака – подава" е списък с основните указания за действията на местния персонал при липса на телекомуникации. В местните инструкции се посочват конкретните действия, които оперативният персонал провежда самостоятелно при загуба на телекомуникации, а също така операциите, самостоятелното извършване на които се забранява.

57. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Спомагателни мрежи" са управляващите, регулиращите, защитните, комуникационните и информационните мрежи, необходими за ефективното функциониране на електропреносната и електроразпределителните мрежи.

58. "Статична устойчивост" е способност на електроенергийната система или на синхронен генератор да се връща в предходно устойчиво състояние след малко смущение.

59. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Съоръжение за производство на електрическа енергия" означава съоръжение, което преобразува първична енергия в електрическа енергия и което се състои от един или повече модули за производство на електрическа енергия, свързани към съответната електрическа мрежа в една или повече точки на присъединяване.

60. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Състояние на възстановяване на електроенергийната система" означава състоянието на системата, в което целта на всички дейности в електропреносната система е да се възстанови експлоатацията на системата и да се запази експлоатационната сигурност след състоянието на прекъсване на електроснабдяването или извънредна ситуация. При това състояние операторът на електропреносната мрежа е задействал мерки от плана за възстановяване на ЕЕС.

61. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Състояние на повишено внимание на електроенергийната система" означава предаварийно състояние, при което напрежението и мощностните потоци са в рамките на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, но резервната мощност на оператора на електропреносната мрежа е намаляла с повече от 20 % за повече от 30 минути и не съществуват начини за

компенсиране на това намаление при експлоатация на системата в реално време. Абсолютната стойност на отклонението на честотата на системата при стационарни условия продължително е надвишавала 50 % от максималното отклонение на честотата при стационарни условия за период от време, по-дълъг от времето за превключване в състояние на повишено внимание, или стандартния обхват на честотата за период от време, по-дълъг от времето за възстановяване на честотата. Съществува извънредна ситуация, при чието настъпване разполагаемите коригиращи действия не са достатъчни за поддържане на нормалното състояние.

61а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Състояние на прекъсване на електроснабдяването на електроенергийната система" означава разпадане на системата, в което експлоатацията на част или на цялата електропреносна мрежа е прекратена. При това състояние има загуба на повече от 50 % от товара на ЕЕС и/или пълно отсъствие на напрежение в продължение на най-малко три минути, което води до задействането на плана за възстановяване;

61б. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "ТДУ" означава териториално диспечерско управление.

62. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Товар" е мощността, която се изкарва от съответната електрическа мрежа от един, няколко или всички възли за целите на клиентите.

63. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Тясно място в електропреносната мрежа е част от електрическата електропреносната 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 електропреносната мрежа при отчитане на критериите за сигурност по чл. 13.

64. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "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.

65. "Устойчивост" е общ термин за статична или динамична устойчивост по честота и/или по напрежение. Означава способността на електроенергийната система да поддържа синхронната работа на генераторите.

66. "Фактор/коэффициент на мощността ($\cos \varphi$)" е отношението на активната към привидната мощност.

66а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Характеристиката на остатъчното напрежение във функция от времето" е долната граница на действителното изменение на линейните напрежения в точката на присъединяване като функция на времето преди, по време и след повреда.

67. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Черен старт" е способност на електрически генератор или електрическа централа да възстановят работата си без захранване на собствените нужди от външен източник и да захранят част от съответната електрическа мрежа, останала без напрежение (пускане на сляпо).

68. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Честотен праг" означава референтна стойност на честотата в честотно зависим режим, при която трябва да се активира цялата предвидена активна мощност за време, което не трябва да бъде по-голямо от 30 s от момента на възникване на смущението по честота.

69. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "Честотно зависим режим"

означава режим на работа на модул за производство на електрическа енергия, в който активната мощност се мени в резултат от промяна в честотата на системата по такъв начин, че да спомага за възстановяването на целевата честота. Честотно зависимият режим е аналогичен на първичното регулиране при конвенционалните агрегати в електрическите централи.

70. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "ЦДУ" означава централно диспечерско управление.

71. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "LFC&R" означава политика за контрол на честотата на натоварването и на резервите.

72. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2022 г. , в сила от 5.08.2022 г.) "SAFA" означава рамково споразумение на синхронната зона.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. Правилата за управление на електроенергийната система са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с решение по т. 2 от Протокол № 162 от 6.11.2013 г. на основание чл. 83, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката.

§ 3. Тези правила отменят Правилата за управление на електроенергийната система, изготвени на основание чл. 83, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката и приети от Държавната комисия за енергийно регулиране на основание чл. 21, т. 7 от Закона за енергетиката с решение № П-2 от 4.06.2004 г., т. 3.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

към Правилата за изменение и допълнение на Правила за търговия с електрическа енергия

(ДВ, бр. 100 от 2017 г., в сила от 15.12.2017 г.)

.....
§ 83. В Правилата за управление на електроенергийната система (ДВ, бр. 6 от 2014 г.) навсякъде наименованието "Държавната комисия за енергийно и водно регулиране" се заменя с "Комисията за енергийно и водно регулиране", а съкращението "ДКЕВР" се заменя с "КЕВР".

ПРАВИЛА

за изменение и допълнение на Правилата за управление на електроенергийната система (ДВ, бр. 62 от 2022 г., в сила от 5.08.2022 г.)

.....
§ 136. Навсякъде в Правилата за управление на електроенергийната система:
1. Съкращението "ЗЕ" се заменя със "Закона за енергетиката".
2. Думите "Правилата за търговия с електрическа енергия" и "Правилата за търговия с електрическа енергия (ДВ, бр. 66 от 2013 г.)" се заменят с "правилата по чл. 91, ал. 2 от Закона за енергетиката".

3. Думите "Наредба № 6 от 2004 г. за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи (обн., ДВ, бр. 74 от 2004 г.; изм., бр. 27 от 2005 г. и бр. 25 от 2008 г.)" и думите "Наредба № 6 от 2004 г. за присъединяване на производители и потребители на

електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи" се заменят с "наредбата по чл. 116, ал. 7 от Закона за енергетиката".

4. Думите "Наредба № 3 от 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии (обн., ДВ, бр. 90 и 91 от 2004 г.; изм., бр. 108 от 2007 г.; изм. и доп., бр. 92 от 2013 г.)" и думите "Наредба № 3 от 2004 г. за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии" се заменят с "наредбата по чл. 83, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката".

5. Думите "Наредба № РД-16-57 от 2008 г. за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите" се заменят с "наредбата по чл. 115 от Закона за енергетиката".

6. Думите "Наредба № 10 от 2004 г. за реда за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ (ДВ, бр. 63 от 2004 г.)" и думите "Наредба № 10 от 2004 г. за реда за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ" се заменят с "наредбата по чл. 74, ал. 1 от Закона за енергетиката".

7. Думите "ЕСО" и "Електроенергийния системен оператор (ЕСО)" се заменят с "оператора на електропреносната мрежа".

8. Думите "преносната мрежа", "разпределителна мрежа", "разпределителната мрежа", "разпределителни мрежи" и "разпределителните мрежи" се заменят съответно с "електропреносната мрежа", "електроразпределителна мрежа", "електроразпределителната мрежа", "електроразпределителни мрежи" и "електроразпределителните мрежи".

.....