



Съдържание

II *Незаконодателни актове*

РЕГЛАМЕНТИ

- ★ Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 година за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия ⁽¹⁾ 1

⁽¹⁾ Текст от значение за ЕИП.

II

(Незаконодателни актове)

РЕГЛАМЕНТИ

РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2017/1485 НА КОМИСИЯТА

от 2 август 2017 година

за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия

(текст от значение за ЕИП)

ЕВРОПЕЙСКАТА КОМИСИЯ,

като взе предвид Договора за функционирането на Европейския съюз,

като взе предвид Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1228/2003 ⁽¹⁾, и по-специално член 18, параграф 3, буква г) и параграф 5 от него,

като има предвид, че:

- (1) Напълно функциониращ взаимосвързан вътрешен енергиен пазар е от решаващо значение за поддържането на сигурността на енергийните доставки, повишаването на конкурентоспособността и гарантирането на възможност за всички потребители да купуват енергия на достъпни цени.
- (2) В Регламент (ЕО) № 714/2009 се определят недискриминационни правила, регулиращи достъпа до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия, с цел да се гарантира правилното функциониране на вътрешния пазар на електроенергия.
- (3) За операторите на преносни системи (ОПС), операторите на разпределителни системи (ОРС) и значителните потребители на електроенергийната мрежа (ЗПЕМ) следва да бъдат определени хармонизирани правила за експлоатацията на системата с цел да се осигури ясна правна рамка за експлоатацията на системата, да се улесни търговията с електроенергия в целия Съюз, да се гарантира сигурността на системата, да се гарантират наличността и обменът на необходимите данни и информация между ОПС и между ОПС и всички други заинтересовани страни, да се улесни интегрирането на възобновяеми енергийни източници, да се даде възможност за по-ефективно използване на мрежата и да се увеличи конкуренцията в полза на потребителите.
- (4) За да се гарантира експлоатационната сигурност на взаимосвързаната преносна система, е от основно значение да се определи общ набор от минимални изисквания за експлоатацията на системата в целия Съюз, за трансграничното сътрудничество между операторите на преносни системи и за използването на съответните характеристики на присъединените оператори на разпределителни системи и значителните потребители на електроенергийната мрежа.
- (5) Всички ОПС следва да се съобразяват с общите минимални изисквания за процедури, необходими за подготовка на експлоатация в реално време, разработване на модели на отделни и на обща електроенергийна мрежа, улесняване на ефективното и съгласувано използване на коригиращи действия, които са необходими за експлоатацията в реално време, с цел да се поддържат експлоатационната сигурност, качеството и стабилността на взаимосвързаната преносна система и да се подпомага ефективното функциониране на европейския вътрешен пазар на електроенергия, както и да се улеснява интегрирането на възобновяеми енергийни източници (ВЕИ).
- (6) Макар и понастоящем да съществуват редица доброволни инициативи за регионално сътрудничество по отношение на експлоатацията на системата, насърчавани от операторите на преносни системи, за експлоатацията на

⁽¹⁾ OBL 211, 14.8.2009 г., стр. 15.

преносната система в Съюза е необходимо официално координиране между операторите на преносни системи, за да се посрещнат промените на пазара на електроенергия в Съюза. Правилата за експлоатация на системата, предвидени в настоящия регламент, изискват институционална рамка за засилена координация между операторите на преносни системи, включително задължителното участие на тези оператори при координаторите за регионалната сигурност (КРС). Формулираните в настоящия регламент общи изисквания за създаването на КРС и за техните задачи представляват първа стъпка към по-нататъшно регионално координиране и интегриране на експлоатацията на системата и следва да улеснят постигането на целите на Регламент (ЕО) № 714/2009 и да гарантират по-високи стандарти за сигурност на доставките в Съюза.

- (7) Настоящият регламент следва да създаде рамка за задължителното сътрудничество между операторите на преносни системи чрез назначаването на координатори за регионалната сигурност. КРС следва да дават препоръки на операторите на преносни системи от региона за изчисляване на преносната способност, за които са назначени. ОПС следва да решат поотделно дали да следват, или не препоръките на координатора за регионалната сигурност. ОПС следва да продължава да носи отговорността за поддържането на експлоатационна сигурност в своята контролна зона.
- (8) Правилата за оперативното обучение и сертифициране са необходими, за да се гарантира, че служителите на системния оператор и други оперативни служители са квалифицирани и добре обучени и че по отношение на експлоатацията в реално време служителите на системния оператор са сертифицирани да експлоатират преносната система по сигурен начин при всички експлоатационни ситуации. Правилата за обучението и сертифицирането подсилват и придават официален характер на съществуващите най-добри практики сред операторите на преносни системи и гарантират, че минималните стандарти се прилагат от всички ОПС в Съюза.
- (9) Изискванията за експлоатационно изпитване и следене имат за цел да гарантират правилното функциониране на елементите на преносната система, разпределителната система и оборудването на потребителите на електроенергийната мрежа. Планирането и координирането на експлоатационните изпитвания са необходими за свеждане до минимум на смущенията в стабилността, работата и икономическата ефективност на взаимосвързаната система.
- (10) Предвид факта, че плановете изключения влияят на стабилността на мрежата и извън контролната зона на даден ОПС, в рамките на оперативното планиране всеки ОПС следва да следи осъществимостта на планови изключения за всеки времеви интервал и когато е необходимо, да координира изключенията със и между операторите на преносни системи, операторите на разпределителни системи и значителните потребители на електроенергийната мрежа, когато въпросните изключения влияят на трансграничните потоци, засягащи експлоатационната сигурност на преносните системи.
- (11) Процесите във връзка с експлоатацията и графичите, изисквани за предвиждане на трудности с експлоатационната сигурност в реално време и за разработване на съответни коригиращи мерки, включват своевременен и адекватен обмен на данни. Ето защо този обмен не трябва да бъде възпрепятстван от пречки между различните участници.
- (12) Един от процесите с най-критично значение за осигуряване на експлоатационна сигурност с висока степен на надеждност и качество е процесът на регулиране на товарите и честотата (РТЧ). Ефективно регулиране на товарите и честотата може да стане възможно само ако съществува задължение операторите на преносни системи и включващите резерв ОРС да си сътрудничат за експлоатацията на взаимосвързаните преносни системи като една единна система, а модулите за производство на електроенергия и потребяващите съоръжения, принадлежащи на предоставящи резерв организации, да отговарят на съответните минимални технически изисквания.
- (13) Разпоредбите относно регулирането на товарите и честотата и относно резервите имат за цел да определят ясни, обективни и хармонизирани изисквания за операторите на преносни системи, включващите резерв ОПС, модулите за производство на електроенергия и потребяващите съоръжения, принадлежащи на предоставящи резерв организации, с цел да гарантират сигурността на системата и да допринесат за недискриминация, ефективна конкуренция, потребяване и разпределяне на електроенергия. За тази цел настоящият регламент разглежда правилата за структурата и експлоатацията по отношение на РТЧ, критериите и целите за качество, определянето на размера на резервите, обмена на резервите, съвместното ползване, разпределянето и следенето, свързани с РТЧ.
- (14) С цел да се гарантира качеството на общата честота на системата е от съществено значение да бъдат определени общ набор от минимални изисквания и принципи за регулирането на товарите и честотата и за резервите за целия Съюз, които да послужат за основа както за трансгранично сътрудничество между операторите на преносни системи, така и, когато е приложимо, за използване на характеристиките на присъединените системи за производство, потребяване и разпределяне на електроенергия. За тази цел настоящият регламент разглежда правилата за структурата и експлоатацията по отношение на РТЧ, критериите и целите за качество, определянето на размера на резервите, обмена на резервите, съвместното ползване, разпределянето и следенето, свързани с РТЧ.
- (15) Синхронните зони не свършват на границите на Съюза и може да включват територията на трети държави. Съюзът, държавите членки и операторите на преносни системи следва да се стремят към сигурна експлоатация на системата във всички синхронни зони на територията на Съюза. Те следва да подпомагат трети държави в прилагането на правила, подобни на тези, които се съдържат в настоящия регламент. ЕМОПС за електроенергия следва да улеснява сътрудничеството между оператори на преносни системи на Съюза и ОПС от трети държави, имащо отношение към сигурната експлоатация на системата.

- (16) В съответствие с член 8 от Регламент (ЕО) № 713/2009 на Европейския парламент и на Съвета ⁽¹⁾ Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори („Агенцията“) следва да вземе решение, ако компетентните регулаторни органи не могат да постигнат съгласие относно общи условия или методики.
- (17) Настоящият регламент е разработен в тясно сътрудничество с ЕМОПС за електроенергия и заинтересованите лица, с цел да се приемат ефективни, балансиращи и пропорционални правила по прозрачен и приобщаващ начин. В съответствие с член 18, параграф 3 от Регламент (ЕО) № 714/2009 Комисията ще се консултира с Агенцията, ЕМОПС за електроенергия и други съответни заинтересовани страни, преди да предложи каквото и да е изменение на настоящия регламент.
- (18) Мерките, предвидени в настоящия регламент, са в съответствие със становището на комитета, посочен в член 23, параграф 1 от Регламент (ЕО) № 714/2009,

ПРИЕ НАСТОЯЩИЯ РЕГЛАМЕНТ:

ЧАСТ I

ОБЩИ РАЗПОРЕДБИ

Член 1

Предмет

С цел запазване на експлоатационната сигурност, качеството на честотата и ефективното използване на взаимосвързаната система и ресурсите, настоящият регламент определя подробни насоки относно:

- а) изисквания и принципи по отношение на експлоатационната сигурност;
- б) правила и отговорности за координирането и обмена на данни между операторите на преносни системи, между операторите на преносни системи и операторите на разпределителни системи и между операторите на преносни системи или операторите на разпределителни системи и значителните потребители на електроенергийната мрежа, при оперативното планиране и при експлоатация, близка до тази в реално време;
- в) правила за обучение и сертифициране на служители на системния оператор;
- г) изисквания относно координирането на изключванията;
- д) изисквания за графици между контролните зони на операторите на преносни системи; и
- е) правила, целящи създаване на рамка на Съюза за регулирането на товара и честотата и за резервите.

Член 2

Обхват

1. Правилата и изискванията, определени в настоящия регламент, се прилагат за следните значителни потребители на електроенергийната мрежа (ЗПЕМ):

- а) съществуващи и нови модули за производство на електроенергия, които са или биха били класифицирани като типове В, С и D в съответствие с критериите, формулирани в член 5 от Регламент (ЕС) 2016/631 на Комисията ⁽²⁾;
- б) съществуващи и нови потребяващи съоръжения, присъединени към преносна система;
- в) съществуващи и нови затворени разпределителни системи, присъединени към преносна система;
- г) съществуващи и нови потребяващи съоръжения, затворени разпределителни системи и трети страни, ако те предоставят реакция на потреблението директно на оператора на преносна система в съответствие с критериите по член 27 от Регламент (ЕС) 2016/1388 на Комисията ⁽³⁾;

⁽¹⁾ Регламент (ЕО) № 713/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. за създаване на Агенция за сътрудничество между регулаторите на енергия (ОВ L 211, 14.8.2009 г., стр. 1).

⁽²⁾ Регламент (ЕС) 2016/631 на Комисията от 14 април 2016 г. за установяване на Мрежов кодекс за изискванията за присъединяване на производителите на електроенергия към електроенергийната мрежа (ОВ L 112, 27.4.2016 г., стр. 1).

⁽³⁾ Регламент (ЕС) 2016/1388 на Комисията от 17 август 2016 г. за установяване на мрежов кодекс относно присъединяването на потребители (ОВ L 223, 18.8.2016 г., стр. 10).

- д) доставчици на повторно диспечирание на модули за производство на електроенергия или потребяващи съоръжения посредством агрегиране и доставчици на резерв на активна мощност в съответствие с част IV, дял 8 от настоящия регламент; и
- е) съществуващи и нови системи за постоянен ток с високо напрежение (ПТВН) в съответствие с критериите по член 3, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2016/1447 на Комисията ⁽¹⁾.
2. Настоящият регламент се прилага за всички преносни системи, разпределителни системи и междусистемни връзки в Съюза, както и за координаторите за регионалната сигурност, освен преносните системи и разпределителните системи или части от преносните системи и от разпределителните системи, намиращи се на острови на държави членки, чиито системи не се експлоатират синхронно с някоя от синхронните зони „Континентална Европа“, „Великобритания“, „Скандинавие“, „Ирландия и Северна Ирландия“ или „Балтийска синхронна зона“.
3. Когато в държава членка има повече от един ОПС, настоящият регламент се прилага за всички ОПС в държавата членка. Когато даден ОПС няма функция, съответстваща на едно или няколко задължения по настоящия регламент, в рамките на националния регулаторен режим държавите членки могат да предвидят отговорността на ОПС да изпълни едно, няколко или всички задължения по настоящия регламент да бъде възложена на един или повече конкретни ОПС.
4. Операторите на преносни системи в Литва, Латвия и Естония, докато и доколкото работят в синхронен режим, в синхронна зона, в която не всички страни са обвързани от законодателството на Съюза, са освободени от прилагането на разпоредбите, изброени в приложение I към настоящия регламент, освен ако не е предвидено друго в споразумение за сътрудничество с оператори на преносни системи от трети държави, поставящо основата за тяхното сътрудничество по отношение на сигурната експлоатация на системата съгласно член 13.
5. Когато изискванията съгласно настоящия регламент се определят от съответен системен оператор, който не е ОПС, държавите членки могат да предвидят вместо него отговорен за определянето на съответните изисквания да бъде ОПС.

Член 3

Определения

1. За целите на настоящия регламент се прилагат определенията в член 2 от Регламент (ЕО) № 714/2009, член 2 от Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията ⁽²⁾, член 2 от Регламент (ЕС) 2016/631, член 2 от Регламент (ЕС) 2016/1388, член 2 от Регламент (ЕС) 2016/1447, член 2 от Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията ⁽³⁾, член 2 от Регламент (ЕС) № 543/2013 на Комисията ⁽⁴⁾ за представяне и публикуване на данни на пазарите за електроенергия и член 2 от Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета ⁽⁵⁾.
2. Освен това се прилагат и следните определения:
- 1) „експлоатационна сигурност“ означава способността на преносната система да запазва нормалното си състояние или да се връща към нормалното си състояние възможно най-бързо; тази способност се характеризира с граници, осигуряващи експлоатационна сигурност;
 - 2) „ограничение“ означава ситуация, при която е необходимо да се подготви и предприеме коригиращо действие с цел спазване на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност;
 - 3) „ситуация N“ означава ситуация, при която няма елемент на преносната система, който да не е разполагам поради настъпване на извънредна ситуация;
 - 4) „списък на извънредните ситуации“ означава списък на извънредни ситуации, които трябва да бъдат симулирани с цел да се провери съответствието с границите, осигуряващи експлоатационна сигурност;

⁽¹⁾ Регламент (ЕС) 2016/1447 на Комисията от 26 август 2016 г. 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 (ОВ L 241, 8.9.2016 г., стр. 1).

⁽²⁾ Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 г. за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на преговарването (ОВ L 197, 25.7.2015 г., стр. 24).

⁽³⁾ Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията от 26 септември 2016 г. за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност (ОВ L 259, 27.9.2016 г., стр. 42).

⁽⁴⁾ Регламент (ЕС) № 543/2013 на Комисията от 14 юни 2013 г. за представяне и публикуване на данни на пазарите за електроенергия и за изменение на приложение I към Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета (ОВ L 163, 15.6.2013 г., стр. 1).

⁽⁵⁾ Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (ОВ L 211, 14.8.2009 г., стр. 55).

- 5) „нормално състояние“ означава ситуация, при която системата е в рамките на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, намира се в ситуация N и е след настъпването на извънредна ситуация от списъка на извънредните ситуации, като се взема предвид ефектът от разполагаемите коригиращи действия;
- 6) „резерви за първично регулиране на честотата“ (РПРЧ) означава резервите на активна мощност, разполагаеми, за да се удържи честотата на системата след възникването на дисбаланс;
- 7) „резерви за вторично регулиране на честотата“ (ВВРЧ) 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 РТЧ, да се възстанови балансът на мощностите до стойността съгласно графика;
- 8) „резерви за заместване“ (РЗ) означава резервите на активна мощност, разполагаеми за възстановяване или подпомагане на необходимото ниво на резерви за вторично регулиране на честотата, които трябва да бъдат подготвени за допълнителните дисбаланси в системата, включително електропроизводствените резерви;
- 9) „организация, предоставяща резерв“ означава юридическо лице със законово или договорно задължение да предоставя резерви за първично регулиране на честотата, резерви за вторично регулиране на честотата или резерви за заместване от поне една единица, предоставяща резерв, или група, предоставяща резерв;
- 10) „единица, предоставяща резерв“ означава отделен модул или съвкупност от модули за производство на електроенергия и/или потребяващи единици, свързани към обща точка на присъединяване, отговарящи на изискванията за предоставяне на резерв за първично регулиране на честотата, резерв за вторично регулиране на честотата или резерв за заместване;
- 11) „група, предоставяща резерв“ означава съвкупност от модули за производство на електроенергия, потребяващи единици и/или единици, предоставящи резерв, свързани към повече от една точка на присъединяване, отговарящи на изискванията за предоставяне на резерв за първично регулиране на честотата, резерв за вторично регулиране на честотата или резерв за заместване;
- 12) „зона за регулиране на товарите и честотата“ или „зона за РТЧ“ означава част от синхронна зона или цяла синхронна зона, разграничена физически от точки на измерване при междусистемните връзки с други зони за РТЧ, експлоатирана от един или няколко ОПС, които изпълняват задълженията за регулиране на товарите и честотата;
- 13) „време за възстановяване на честотата“ означава максималното очаквано време след възникването на моментен дисбаланс на мощностите, по-малък от или равен на еталонната авария, за което време честотата на системата се връща към обхвата на вторично регулиране на честотата за синхронни зони с една-единствена зона за РТЧ, а при синхронни зони с повече от една зона за РТЧ — максималното очаквано време след възникването на моментен дисбаланс на мощностите в зона за РТЧ, в рамките на което дисбалансът се компенсира;
- 14) „критерий (N-1)“ означава правилото, съгласно което елементите, останали в експлоатация в рамките на контролна зона на даден ОПС след настъпването на извънредна ситуация, могат да се приспособят към новата експлоатационна ситуация, без да нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност;
- 15) „ситуация (N-1)“ означава ситуация в преносната система, в която е възникнала една извънредна ситуация от списъка на извънредните ситуации;
- 16) „резерв на активна мощност“ означава резервите за балансиране, разполагаеми за поддържане на честотата;
- 17) „състояние на повишено внимание“ означава състояние на системата, в което системата е в рамките на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, но е открита извънредна ситуация от списъка на извънредните ситуации и в случай на нейното настъпване разполагаемите коригиращи действия не са достатъчни за поддържане на нормалното състояние;
- 18) „блок за регулиране на товарите и честотата“ или „блок за РТЧ“ означава част от синхронна зона или цяла синхронна зона, разграничена физически от точки на измерване при междусистемните връзки с други блокове за РТЧ, състояща се от една или повече зони за РТЧ, експлоатирана от един или няколко ОПС, които изпълняват задълженията за регулиране на товарите и честотата;
- 19) „грешка при регулиране в зоната“ означава сбора от грешката при регулиране на мощността (ΔP), тоест разликата в реално време между измерената действителна стойност на обмена на мощност в реално време (P) и програмата за регулиране (P0) за конкретна зона за РТЧ или блок за РТЧ, и грешката при регулиране на честотата ($K \cdot \Delta f$), т.е. произведението на коефициента K и отклонението на честотата на тази конкретна зона за РТЧ или блок за РТЧ, като грешката при регулиране в зоната е равна на $\Delta P + K \cdot \Delta f$;
- 20) „програма за регулиране“ означава последователност от зададени стойности за нетния обмен на мощност на зона за РТЧ или блок за РТЧ по междусистемните връзки за променлив ток (PrT);
- 21) „регулиране на напрежението“ означава ръчни или автоматични действия по регулиране при генериращия възел, при крайните възли на линиите за променливо напрежение или системите за ПТВН, върху трансформатори или други средства, проектирани за поддържане на зададената стойност на напрежението или зададената стойност на реактивната мощност;
- 22) „състояние на прекъсване на електроснабдяването“ означава състоянието на системата, в което експлоатацията на част или на цялата преносна система е прекратена;

- 23) „вътрешна извънредна ситуация“ означава извънредна ситуация в рамките на контролната зона на ОПС, включително междусистемните връзки;
- 24) „външна извънредна ситуация“ означава извънредна ситуация извън контролната зона на ОПС, без да се обхващат междусистемните връзки, с фактор на въздействие, по-голям от прага на въздействие на извънредната ситуация;
- 25) „фактор на въздействие“ означава числената стойност, използвана за количествено определяне на най-големия ефект от отпадането на елемент на преносна система, разположен извън контролната зона на ОПС, без да се обхващат междусистемните връзки, изразен като промяна в потоците на мощността или в напрежението, предизвикана от въпросното отпадане, за всеки елемент от преносната система. Колкото по-висока е стойността, толкова по-голямо е въздействието;
- 26) „праг на въздействие на извънредната ситуация“ означава числена гранична стойност, спрямо която се проверяват факторите на въздействие, като се счита, че ако дадена извънредна ситуация, възникнала извън контролната зона на ОПС, има фактор на въздействие, по-голям от прага на въздействие на извънредната ситуация, тя има значително въздействие върху контролната зона на ОПС, включително междусистемните връзки;
- 27) „анализ на извънредните ситуации“ означава компютърно симулиране на извънредни ситуации от списъка на извънредните ситуации;
- 28) „критично време за изключване при повреда“ означава максималното времетраене на повреда, през което преносната система запазва стабилността на работата;
- 29) „повреда“ означава всички видове къси съединения (едно-, дву- и трифазно, със или без връзка към земя), прекъснат проводник, прекъсната верига или спорадичен контакт, които водят до постоянна неразполагаемост на засегнатия елемент на преносната система;
- 30) „елемент на преносната система“ означава всеки компонент на преносната система;
- 31) „смущение в работата“ означава всяко непланирано събитие, което може да причини отклоняване на преносната система от нормалното състояние;
- 32) „динамична стабилност“ е общ термин, включващ способността за оставане в синхронизъм, стабилността на честотата и стабилността на напрежението;
- 33) „оценка на динамичната стабилност“ означава оценка на експлоатационната сигурност по отношение на динамичната стабилност;
- 34) „стабилност на честотата“ означава способността на преносната система да поддържа честотата стабилна в ситуация N и след като е била подложена на смущение в работата;
- 35) „стабилност на напрежението“ означава способността на преносната система да поддържа стабилни напрежения във всички възли на преносната система в ситуация N и след като е била подложена на смущение в работата;
- 36) „състояние на системата“ означава експлоатационното състояние на преносната система във връзка с границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, което може да бъде нормално състояние, състояние на повишено внимание, извънредно състояние, състояние на прекъсване на електроснабдяването и състояние на възстановяване;
- 37) „извънредно състояние“ означава състояние на системата, в което една или повече граници, осигуряващи експлоатационна сигурност, са били нарушени;
- 38) „състояние на възстановяване“ означава състоянието на системата, в което целта на всички дейности в преносната система е да се възстанови експлоатацията на системата и да се запази експлоатационната сигурност след състоянието на прекъсване на електроснабдяването или аварийното състояние;
- 39) „изключителна извънредна ситуация“ означава едновременното възникване на множество извънредни ситуации с обща причина;
- 40) „отклонение на честотата“ е разликата между действителната и номиналната честота на синхронната зона, която може да бъде отрицателна или положителна;
- 41) „честота на системата“ означава електрическата честота на системата, която може да се измери навсякъде в синхронната зона, като се допуска, че за времеви интервал от порядъка на секунди стойността в системата е съгласувана, само с много малки разлики между различните места на измерване;
- 42) „процес на вторично регулиране на честотата“, или „ПВРЧ“ означава процес, чиято цел е да се възстанови честотата до номиналната честота, а за синхронни зони, състоящи се от повече от една зона за РТЧ — процес, чиято цел е да се възстанови балансът на мощностите до стойността от графика;
- 43) „грешка при вторично регулиране на честотата“, или „ГВРЧ“ означава грешката при регулиране при процеса на вторично регулиране на честотата, която е равна на грешката при регулиране в дадена зона за РТЧ или е равна на отклонението на честотата, когато зоната за РТЧ географски съответства на синхронната зона;

- 44) „график“ означава еталонен набор от стойности, представляващи производството, потреблението или обмена на електроенергия за определен период от време;
- 45) „коефициент К на зона за РТЧ или блок за РТЧ“ означава стойност, изразена в мегаватове на херц (MW/Hz), която е практически възможно най-близо до или е по-голяма от сумата от автоматичното регулиране на електропроизводството, саморегулирането на товара и приноса на резерва за първично регулиране на честотата, отнесена към максималното отклонение на честотата при стационарни условия;
- 46) „местно състояние“ означава класификация на състояние на повишено внимание, извънредно състояние или състояние на прекъсване на електрооснабдяването, когато не съществува риск от разширяване на последиците извън контролната зона, включително междусистемните връзки, свързани към тази контролна зона;
- 47) „максимално отклонение на честотата при стационарни условия“ означава максималното очаквано отклонение на честотата след възникването на дисбаланс, по-малък или равен на еталонната авария, при която честотата на системата е предвидена да бъде стабилизирана;
- 48) „зона на наблюдаемост“ означава собствената преносна система на даден ОПС и съответните части на разпределителни системи, както и преносните системи на съседните ОПС, върху които ОПС извършва следене в реално време и моделиране с цел да поддържа експлоатационната сигурност в своята контролна зона, включително на междусистемните връзки;
- 49) „съседни ОПС“ означава ОПС, пряко свързани посредством поне една междусистемна връзка за променлив или постоянен ток;
- 50) „анализ на експлоатационната сигурност“ означава целия обхват на компютърните, ръчните и автоматичните дейности, извършвани с цел да се оцени експлоатационната сигурност на преносната система и да се оценят коригиращите действия, необходими за поддържане на експлоатационната сигурност;
- 51) „показатели за експлоатационна сигурност“ означава показатели, използвани от операторите на преносни системи за следене на експлоатационната сигурност по отношение на състоянията на системата, както и на повредите и смущенията в работата, които оказват влияние върху експлоатационната сигурност;
- 52) „категоризиране на експлоатационната сигурност“ означава категоризирането, използвано от операторите на преносни системи за следене на експлоатационната сигурност въз основа на показателите за експлоатационна сигурност;
- 53) „експлоатационни изпитвания“ означава изпитванията, провеждани от оператор на преносна система или оператор на разпределителна система за поддръжка, развиване на практиките за експлоатацията на системата и обучение, както и за придобиване на информация за поведението на системата при ненормални системни условия, както и изпитванията, провеждани от значителни потребители на електроенергийната мрежа за подобни цели върху техните съоръжения;
- 54) „обикновена извънредна ситуация“ означава възникване на извънредна ситуация при единичен клон или подаване на мощност;
- 55) „извънредна ситуация извън границите“ означава едновременно възникване на множество извънредни ситуации без обща причина или отпадане на модули за производство на електроенергия с обща загуба на мощност, която надхвърля границите на еталонната авария;
- 56) „скорост на линейно изменение“ е скоростта на изменение на активната мощност от модул за производство на електроенергия, потребляващо съоръжение или система за ПТВН;
- 57) „резерв на реактивна мощност“ означава реактивната мощност, с която се разполага за поддържане на напрежението;
- 58) „еталонна авария“ означава максималното положително или отрицателно отклонение на мощността, възникващо моментно между електропроизводството и товара в синхронна зона, взето предвид при определянето на размерите на РПРЧ;
- 59) „способност за оставане в синхронизъм“ означава способността на синхронните машини да останат в синхронизъм при ситуация N и след като са били подложени на смущение в работата;
- 60) „план за сигурност“ означава план, който съдържа оценка на риска за критични активи на ОПС във връзка с големи физически и кибернетични заплахи с оценка на възможните последици;
- 61) „граница на стабилност“ означава допустимите граници за експлоатацията на преносната система по отношение на спазването на границите на стабилност на напрежението, способността за оставане в синхронизъм и стабилността на честотата;
- 62) „широкомашабно състояние“ означава обозначение за състояние на повишено внимание, извънредно състояние или състояние на прекъсване на електрооснабдяването, когато съществува риск от неговото разпространяване върху взаимосвързаните преносни системи;
- 63) „план за защита на системата“ означава техническите и организационните мерки, които се предприемат, за да се предотвратят разпространяването или влошаването на смущение в работата на преносната система, с цел да се избегне смущение в работата, характерно за широкомашабно състояние, и състояние на прекъсване на електрооснабдяването;

- 64) „топология“ означава данните относно свързаността на различните елементи на преносната система и на разпределителната система в дадена подстанция и включва електрическата конфигурация и местоположението на прекъсвачите и изолаторите;
- 65) „допустими преходни претоварвания“ означава временни претоварвания на елементи на преносна система, които са позволени за ограничен период и които не водят до физически щети в елементите на преносната система, при условие че се спазват дефинираните продължителност и прагове;
- 66) „виртуална междусистемна линия“ означава допълнителен вход в регулаторите на участващите зони за РТЧ, който има същия ефект като измервана стойност от физическа междусистемна връзка и позволява обмен на електроенергия между съответните зони;
- 67) „гъвкави преносни системи за променлив ток“ (ГПСПТ) означава оборудване за пренасяне на електроенергия чрез променлив ток, с цел повишена способност за регулиране и повишена способност за прехвърляне на активна мощност;
- 68) „адекватност“ означава способността за подавания на енергия в дадена зона, за да се покрие потреблението в тази зона;
- 69) „агрегиран нетен външен график“ означава график, представляващ нетното агрегиране на всички външни графици на ОПС и графици за външна търговия между две зони за съставяне на график или между дадена зона за съставяне на график и група други зони за съставяне на график;
- 70) „план за разполагаемост“ означава съвкупността от всички планирани състояния на разполагаемост на значим актив за определен период от време;
- 71) „състояние на разполагаемост“ означава способността на даден модул за производство на електроенергия, елемент на електроенергийната мрежа или потребяващо съоръжение да осигурява услуга за определен период от време, независимо от това дали е в експлоатация;
- 72) „почти в реално време“ означава промеждутъка от време (с продължителност не повече от 15 минути) между последното затваряне на пазара за сделки в рамките на деня и реалното време;
- 73) „график за консумацията“ означава график, представящ консумацията на потребяващо съоръжение или на група потребяващи съоръжения;
- 74) „среда за данни за оперативното планиране на ЕМОПС“ означава набора от приложни програми и оборудване, разработени с цел да позволят запаметяването, обмена и управлението на данните, използвани в процеси на оперативното планиране между операторите на преносни системи;
- 75) „график за външна търговия“ означава график, представящ търговския обмен на електроенергия между участниците на пазара в различни зони за съставяне на график;
- 76) „график за външен ОПС“ означава график, представящ търговския обмен на електроенергия между оператори на преносни системи от различни зони за съставяне на график;
- 77) „принудително изключване“ означава непредвидено изваждане от експлоатация на значим актив по спешна причина, която не е под оперативния контрол на оператора на въпросния значим актив;
- 78) „график за генерирането“ означава график, представящ производството на електроенергия на даден модул за производство на електроенергия или на група модули за производство на електроенергия;
- 79) „график за вътрешна търговия“ означава график, представящ търговския обмен на електроенергия в рамките на зона за съставяне на график между различните участници на пазара;
- 80) „вътрешен значим актив“ означава значим актив, който е част от контролната зона на оператор на преносна система, или значим актив, намиращ се в разпределителна система, включително затворена разпределителна система, която е свързана пряко или непряко с контролната зона на въпросния ОПС;
- 81) „нетна позиция на зоната за променливо напрежение“ означава нетното агрегиране на всички външни графици за променливо напрежение на дадена зона;
- 82) „регион за координиране на изключвания“ означава комбинация от контролни зони, за които ОПС определят процедури за следене и, когато е необходимо, за координиране на състоянието на разполагаемост на значимите активи във всички времеви интервали;
- 83) „значимо потребяващо съоръжение“ означава потребяващо съоръжение, което участва в координирането на изключванията и чието състояние на разполагаемост влияе върху трансграничната експлоатационна сигурност;
- 84) „значим актив“ означава всяко значимо потребяващо съоръжение, значим модул за производство на електроенергия или значим елемент на електроенергийната мрежа, участващ в координирането на изключванията;

- 85) „значим елемент на електроенергийната мрежа“ означава всеки компонент на преносна система, включително междусистемните електропроводи, или на разпределителна система, включително на затворена разпределителна система, като отделна линия, отделен трансформатор, отделен трансформатор с фазово изместване или инсталация за регулиране на напрежението чрез компенсация, който участва в координирането на изключванията и чието състояние на разполагаемост влияе върху трансграничната експлоатационна сигурност;
- 86) „несъвместимост в планирането на изключванията“ означава състоянието, в което комбинацията от състоянието на разполагаемост на един или повече значими елементи на електроенергийната мрежа, значими модули за производство на електроенергия и/или значими потребяващи съоръжения и на най-добрата прогноза за прогнозираното състояние на електроенергийната мрежа води до нарушаване на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, като се вземат предвид коригиращите действия без разходи, които са на разположение на оператора на преносна система;
- 87) „агент, планиращ изключванията“ означава организация, която има за задача да планира състоянието на разполагаемост на значим модул за производство на електроенергия, значимо потребяващо съоръжение или значим елемент на електроенергийната мрежа;
- 88) „значим модул за производство на електроенергия“ означава модул за производство на електроенергия, който участва в координирането на изключванията и чието състояние на разполагаемост влияе върху трансграничната експлоатационна сигурност;
- 89) „координатор за регионалната сигурност“ (КРС) означава организация или организации, притежавани или управлявани от оператори на преносни системи, в един или повече региони за изчисляване на преносната способност, изпълняващи задачи, свързани с регионалното координиране между ОПС;
- 90) „агент за съставяне на графици“ означава организация или организации, имащи за задача да предоставят графици от участниците на пазара за операторите на преносни системи или, когато е приложимо, на трети страни;
- 91) „зона за съставяне на график“ означава зона, в която поради експлоатационни или организационни нужди важат задълженията на операторите на преносни системи по отношение на съставянето на графици;
- 92) „седмица напред“ означава седмицата преди календарната седмица на експлоатация;
- 93) „година напред“ означава годината преди календарната година на експлоатация;
- 94) „засегнат ОПС“ означава ОПС, за който за целите на анализа и за поддържането на експлоатационната сигурност е необходима информация относно обмена на резерви и/или съвместното ползване на резерви, и/или процедурата на уравниване на дисбалансите, и/или трансграничната процедура на задействане;
- 95) „резервна мощност“ означава размера на РПРЧ, РВРЧ или РЗ, който трябва да е разполагам за оператора на преносна система;
- 96) „обмен на резерви“ означава възможността даден ОПС да има достъп до резервната мощност, свързана към друга зона за РТЧ, блок за РТЧ или синхронна зона, за да изпълни изискванията си за резерв, произтичащи от собствената му процедура за определяне на размера на РПРЧ, РВРЧ или РЗ, при положение че въпросната резервна мощност е изключително за посочения ОПС и не се взема предвид от друг ОПС за изпълнението на изискванията му за резерв, произтичащи от процедурите му за определяне на размера на резервите;
- 97) „съвместно ползване на резерви“ означава механизъм, при който повече от един ОПС вземат предвид една и съща резервна мощност, РПРЧ, РВРЧ или РЗ, за да изпълнят съответните си изисквания за резерв, произтичащи от техните процедури за определяне на размера на резервите;
- 98) „време за превключване в състояние на повишено внимание“ означава времето, преди да стане активно състоянието на повишено внимание;
- 99) „автоматичен РВРЧ“ означава РВРЧ, който може да се задейства от автоматично устройство за управление;
- 100) „закъснение на задействането на автоматичния РВРЧ“ означава периода от време между задаването на нова зададена стойност от регулатора за вторично регулиране на честотата и началото на физическото подаване на автоматичен РВРЧ;
- 101) „време за пълно задействане на автоматичния РВРЧ“ означава периода от време между задаването на нова зададена стойност от регулатора за вторично регулиране на честотата и съответното задействане или изключване на автоматичния РВРЧ;
- 102) „средни данни за ГВРЧ“ означава набор от данни, състоящ се от средноаритметичната стойност на записаната моментна ГВРЧ за дадена зона за РТЧ или блок за РТЧ в рамките на определен измерен период от време;
- 103) „ОПС, предоставящ способност за регулиране“ означава ОПС, който инициира задействането на своята резервна мощност за ОПС, получаващ способност за регулиране, при условията на споразумение за съвместно ползване на резерви;

- 104) „ОПС, получаващ способност за регулиране“ означава ОПС, който изчислява резервната мощност, като взема предвид резервна мощност, достъпна чрез ОПС, предоставящ способност за регулиране, при условията на споразумение за съвместно ползване на резерви;
- 105) „процедура за прилагане на критериите“ означава процедурата на изчисляване на целевите параметри за синхронната зона, блока за РТЧ и зоната за РТЧ въз основа на данните, получени при процедурата за събиране и предоставяне на данни;
- 106) „процедура за събиране и предоставяне на данни“ означава процедурата на събиране на набора от данни, необходим за прилагане на критериите за оценка на качеството на честотата;
- 107) „трансгранична процедура за задействане на автоматичния РВРЧ“ означава процедура, договорена между операторите на преносни системи, участващи в процедурата, която дава възможност за задействане на РВРЧ, свързан към различна зона за РТЧ, чрез съответно коригиране на входните данни на засегнатите процеси на вторично регулиране на честотата;
- 108) „трансгранична процедура за задействане на РЗ“ означава процедура, договорена между операторите на преносни системи, участващи в процедурата, която дава възможност за задействане на РЗ, свързан към различна зона за РТЧ, чрез съответно коригиране на входните данни на засегнатите ПЗР;
- 109) „авария във връзка с определянето на размерите“ означава очаквания най-голям моментно възникващ дисбаланс на активната мощност в рамките на даден блок за РТЧ както в положителна, така и в отрицателна посока;
- 110) „електрическо времево отклонение“ означава времето несъответствие между синхронното време и координираното универсално време (UTC);
- 111) „отклонение на честотата за пълно задействане на РПРЧ“ означава номиналната стойност на отклонението на честотата, при която РПРЧ в дадена синхронна зона се задейства напълно;
- 112) „време за пълно задействане на РПРЧ“ означава периода от време между настъпването на еталонната авария и съответното пълно задействане на РПРЧ;
- 113) „задължение за РПРЧ“ означава частта от всички РПРЧ, която попада в обхвата на отговорностите на даден ОПС;
- 114) „процес на първично регулиране на честотата“, или „ППРЧ“ означава процес, който има за цел стабилизиране на честота на системата чрез компенсиране на дисбаланси посредством подходящи резерви;
- 115) „процес на обвързване на честотата“ означава процес, договорен между всички ОПС от две синхронни зони, който позволява свързването на задействането на РПРЧ чрез адаптиране на потоците на прехвърляне между синхронните зони на мощност чрез ПТВН;
- 116) „параметър, определящ качеството на честотата“ означава основните променливи във връзка с честотата на системата, които определят принципите на качество на честотата;
- 117) „целеви параметър за качеството на честотата“ означава основната целева честота на системата, въз основа на която в нормално състояние се оценява поведението на процедурите за задействане на РПРЧ, РВРЧ или РЗ;
- 118) „критерии за оценка на качеството на честотата“ означава набор от изчисления с използване на измервания на честотата на системата, които дават възможност за оценка на качеството на честотата на системата по отношение на целевите параметри за качеството на честотата;
- 119) „данни за оценка на качеството на честотата“ означава набор от данни, даващ възможност за изчисляване на критериите за оценка на качеството на честотата;
- 120) „обхват на възстановяване на честотата“ означава обхвата на честотата на системата, към който честотата на системата се очаква да се върне в синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ след възникването на дисбаланс, по-малък или равен на еталонната авария в рамките на времето за възстановяване на честотата;
- 121) „време за възстановяване на честотата“ означава, за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“, максималното очаквано време след възникването на дисбаланс, по-малък или равен на еталонната авария, за което честотата на системата се връща към максималното отклонение на честотата при стационарни условия;
- 122) „обхват на вторично регулиране на честотата“ означава обхвата на честотата на системата, към който честотата на системата се очаква да се върне в синхронната зона „Великобритания“, синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ и в синхронна зона „Скандинавие“ след възникването на дисбаланс, по-малък или равен на еталонната авария в рамките на времето за възстановяване на честотата;

- 123) „целеве параметри за ГВРЧ“ означава основните целеви променливи за блока за РТЧ, въз основа на които се определят и оценяват критериите за определяне на размера на РВРЧ или на РЗ в блока за РТЧ и които се използват, за да се отрази поведението на блока за РТЧ при нормална експлоатация;
- 124) „обмен на мощност за вторично регулиране на честотата“ означава мощността, която се обменя между зони за РТЧ в рамките на трансграничната процедура за задействане на автоматичния РВРЧ;
- 125) „зададена стойност за честотата“ означава целевата стойност на честотата, използвана в ПВРЧ и определена като сума от номиналната честота на системата и стойност на отклонение, необходима за намаляване на електрическото времево отклонение;
- 126) „изисквания за разполагаемост на РВРЧ“ означава набор от изисквания, дефинирани от операторите на преносни системи на даден блок за РТЧ относно разполагаемостта на РВРЧ;
- 127) „правила за определяне на размера на РВРЧ“ означава спецификациите на процедурата за определяне на РВРЧ за блок за РТЧ;
- 128) „процедура на уравняване на дисбалансите“ означава процедура, договорена между операторите на преносни системи, която дава възможност да се избегне едновременно задействане на РВРЧ в противоположни посоки, като се вземат предвид съответните ГВРЧ и задействаният РВРЧ, и чрез коригиране на входните данни на засегнатите процеси на вторично регулиране на честотата;
- 129) „обмен на мощност за уравняване на дисбалансите“ означава мощността, която се обменя между зони за РТЧ в рамките на процедурата на уравняване на дисбалансите;
- 130) „първоначално задължение за РПРЧ“ означава размера на РПРЧ, разпределен на даден ОПС въз основа на коефициент на разпределение;
- 131) „моментни данни за честотата“ означава набор от данни от измервания на общата честота на системата за синхронната зона с период на измерване, по-малък или равен на една секунда, използвани за оценяване на качеството на честотата;
- 132) „моментно отклонение на честотата“ означава набор от данни от измервания на максималните отклонения на честотата на системата за синхронната зона с период на измерване, по-малък или равен на една секунда, използвани за целите на оценяването на качеството на честотата;
- 133) „моментни данни за ГВРЧ“ означава набор от данни за ГВРЧ на даден блок за РТЧ с период на измерване, по-малък или равен на 10 секунди, използвани за целите на оценяването на качеството на честотата;
- 134) „ниво 1 на обхвата на ГВРЧ“ означава първия обхват, използван за целите на оценяването на качеството на честотата на ниво „блок за РТЧ“, в рамките на който ГВРЧ следва да се поддържа за определен процент от времето;
- 135) „ниво 2 на обхвата на ГВРЧ“ означава втория обхват, използван за целите на оценяването на качеството на честотата на ниво „блок за РТЧ“, в рамките на който ГВРЧ следва да се поддържа за определен процент от времето;
- 136) „споразумение за експлоатация в блок за РТЧ“ означава многостранно споразумение между всички ОПС от даден блок за РТЧ, ако блокът за РТЧ се експлоатира от повече от един ОПС, и методика за експлоатация в блок за РТЧ, която се възприема едностранно от съответния ОПС, ако блокът за РТЧ се експлоатира само от един ОПС;
- 137) „обмен на мощност за заместване“ означава мощността, която се обменя между зони за РТЧ в рамките на трансграничната процедура за задействане на РЗ;
- 138) „дисбаланси в блок за РТЧ“ означава сумата от ГВРЧ, задействането на РВРЧ и задействането на РЗ в рамките на блок за РТЧ и обмена на мощност за уравняване на дисбалансите, обмена на мощност за вторично регулиране на честотата и обмена на мощност за заместване на този блок за РТЧ с други блокове за РТЧ;
- 139) „наблюдаващ блока за РТЧ“ означава ОПС, отговарящ за събирането на данните за критериите за оценка на качеството на честотата и прилагащ критериите за оценка на качеството на честотата за блока за РТЧ;
- 140) „структура за регулиране на товарите и честотата“ означава основната структура, включваща всички значими аспекти на регулирането на товарите и честотата, и по-специално във връзка със съответните отговорности и задължения, както и с видовете и целите на резервите на активна мощност;
- 141) „структура на отговорностите за процедурите“ означава структура за определяне на отговорностите и задълженията по отношение на резервите на активна мощност въз основа на структурата за регулиране на синхронната зона;

- 142) „структура за задействане на процедура“ означава структура за категоризиране на процедурите, свързани с различните видове резерви на активна мощност, по отношение на целите и задействането;
- 143) „време за пълно задействане на ръчния РВРЧ“ означава периода от време между промяната на зададената стойност и съответното задействане или изключване на ръчния РВРЧ;
- 144) „максимално моментно отклонение на честотата“ означава максималната очаквана абсолютна стойност на моментно отклонение на честотата след възникването на дисбаланс, по-малък или равен на еталонната авария, отвъд която се задействат спешни мерки;
- 145) „зона за наблюдение“ означава част от синхронната зона или цялата синхронна зона, разграничена физически от точки на измерване при междусистемните връзки с други зони за наблюдение, експлоатирана от един или няколко ОПС, които изпълняват задълженията за зона за наблюдение;
- 146) „предварителна оценка“ означава процедура за проверяване на съответствието на единица, предоставяща резерв, или група, предоставяща резерв, с изискванията, определени от ОПС;
- 147) „период на линейно изменение“ означава период от време, дефиниран чрез определена начална точка и продължителност от време, през която приемането и/или подаването на активна мощност се увеличава или намалява;
- 148) „ОПС, инструктиращ относно резерва“ означава ОПС, отговарящ за инструктирането на единицата, предоставяща резерв, или групата, предоставяща резерв, да задейства РВРЧ и/или РЗ;
- 149) „ОРС, включващ резерв“ означава ОРС, отговарящ за разпределителната мрежа, към която е свързана единица, предоставяща резерв, или група, предоставяща резерв, за целите на предоставянето на резерв на даден ОПС;
- 150) „ОПС, включващ резерв“ означава ОПС, отговарящ за зоната за наблюдение, към която се свързва единица, предоставяща резерв, или група, предоставяща резерв;
- 151) „ОПС, получаващ резерв“ означава ОПС, участващ в обмен с включващ резерв ОПС и/или с единица, предоставяща резерв, или група, предоставяща резерв, свързани към друга зона за наблюдение или зона за РТЧ;
- 152) „процедура за заместване на резерв“, или ПЗР означава процедура на възстановяване на задействания РВРЧ, а в допълнение за „Великобритания“ и „Ирландия и Северна Ирландия“ — за възстановяване на задействания РПРЧ;
- 153) „изисквания за разполагаемост на РЗ“ означава набор от изисквания, дефинирани от операторите на преносни системи на даден блок за РТЧ относно разполагаемостта на РЗ;
- 154) „правила за определяне на размера на РЗ“ означава спецификациите на процедурата за определяне на размера на РЗ за блок за РТЧ;
- 155) „стандартен обхват на честотата“ означава определен симетричен интервал около номиналната честота, в рамките на който трябва да се поддържа честотата на системата в дадена синхронна зона;
- 156) „стандартно отклонение на честотата“ означава абсолютната стойност на отклонението на честотата, което служи за граница на стандартния обхват на честотата;
- 157) „отклонение на честотата при стационарни условия“ означава абсолютната стойност на отклонението на честотата след възникването на дисбаланс, след като честотата на системата е била стабилизирана;
- 158) „наблюдаващ синхронна зона“ означава ОПС, отговарящ за събирането на данните за критериите за оценка на качеството на честотата и прилагащ критериите за оценка на качеството на честотата за синхронната зона;
- 159) „процедура за управление на времето“ означава процедура за управление на времето, където управлението на времето е дейност за управление, извършвана, за да се сведе до нула електрическото времево отклонение между синхронното време и универсалното време (UTC).

Член 4

Цели и регулаторни аспекти

1. Настоящият регламент има следните цели:
 - а) определяне на общи изисквания и принципи за експлоатационна сигурност;
 - б) определяне на общи принципи за оперативното планиране за системата с междусистемни връзки;

- в) определяне на общи процедури за регулиране на товарите и честотата и структури за регулиране;
 - г) осигуряване на условия за поддържане на експлоатационната сигурност в целия Съюз;
 - д) осигуряване на условия за поддържане на качеството на честотата на всички синхронни зони в целия Съюз;
 - е) насърчаване на координирането на експлоатацията на системата и оперативното планиране;
 - ж) осигуряване и повишаване на прозрачността и надеждността на информацията за експлоатацията на преносната система;
 - з) допринасяне за ефикасната експлоатация и развитието на системата за пренос на електроенергия и електроенергийния сектор в Съюза.
2. При прилагането на настоящия регламент държавите членки, компетентните органи и системните оператори трябва:
- а) да прилагат принципите на пропорционалност и за недопускане на дискриминация;
 - б) да гарантират прозрачност;
 - в) да прилагат принципа на оптимизация между най-високата обща ефективност и най-ниските общи разходи за всички участващи страни;
 - г) да гарантират, че ОПС използват пазарни механизми, доколкото това е възможно, за да гарантират сигурност и стабилност на мрежата;
 - д) да се съобразяват със задълженията на съответния ОПС с цел да се гарантира сигурността на системата, включително съгласно изискванията на националното законодателство;
 - е) да се консултират със съответните ОРС и да вземат предвид потенциалните въздействия върху тяхната система; и
 - ж) да вземат под внимание договорените европейски стандарти и технически спецификации.

Член 5

Условия или методики на ОПС

1. ОПС разработват условията или методиките, които се изискват от настоящия регламент, и ги представят за одобрение от компетентните регулаторни органи в съответствие с член 6, параграфи 2 и 3 или за одобрение от организацията, определена от държавата членка в съответствие с член 6, параграф 4, в съответните срокове, посочени в настоящия регламент.
2. Участващите ОПС тясно си сътрудничат, когато е необходимо да се разработи предложение за условията или методиките съгласно настоящия регламент и то да бъде одобрено от повече от един ОПС. ОПС, подпомагани от ЕМОПС за електроенергия, информират редовно регулаторните органи и Агенцията за напредъка по разработването на въпросните условия или методики.
3. Ако не бъде постигнат консенсус между ОПС, вземащи решение по предложения за условия или методики в съответствие с член 6, параграф 2, те вземат решение с квалифицирано мнозинство. За приемане с квалифицирано мнозинство на предложения в съответствие с член 6, параграф 2 се изисква мнозинство от:
- а) ОПС, представляващи най-малко 55 % от държавите членки; и
 - б) ОПС, представляващи държави членки, съставляващи най-малко 65 % от населението на Съюза.
4. Блокиращото малцинство за решенията в съответствие с член 6, параграф 2 трябва да включва ОПС, представляващи най-малко четири държави членки, а ако липсва такова, квалифицираното мнозинство се счита за постигнато.
5. Когато засегнатите региони включват повече от пет държави членки и не е постигнат консенсус между ОПС, вземащи решение по предложения за условия или методики в съответствие с член 6, параграф 3, те вземат решение с квалифицирано мнозинство. За приемане с квалифицирано мнозинство на предложения в съответствие с член 6, параграф 3 се изисква мнозинство от:
- а) ОПС, представляващи най-малко 72 % от съответните държави членки; и
 - б) ОПС, представляващи държави членки, съставляващи най-малко 65 % от населението на съответния регион.

6. Блокиращото малцинство за решенията в съответствие с член 6, параграф 3 трябва най-малко да включва минимален брой ОПС, представляващи повече от 35 % от населението на участващите държави членки, плюс ОПС, представляващи най-малко още една засегната държава членка, а ако липсва такова, квалифицираното мнозинство се счита за постигнато.
7. ОПС, вземащи решения по предложения за условия или методики в съответствие с член 6, параграф 3 във връзка с региони, съставени от пет държави членки или по-малко, приемат тези решения с единодушие.
8. За решения на ОПС съгласно параграфи 3 и 4 всяка държава членка има един глас. Ако на територията на държава членка има повече от един ОПС, държавата членка разпределя правата на глас между ОПС.
9. Ако ОПС не успеят да представят на регулаторните органи предложение за условията или методиките в съответствие с член 6, параграфи 2 и 3, или на организациите, определени от държавата членка в съответствие с член 6, параграф 4, в срока, определен в настоящия регламент, те предоставят на компетентните регулаторни органи и Агенцията съответните проекти за условията или методиките и обясняват защо не е постигнато споразумение. Агенцията информира Комисията и по нейно искане, в сътрудничество с компетентните регулаторни органи, разследва причините за неуспеха и информира за тях Комисията. Комисията предприема необходимите стъпки, за да направи възможно приемането на необходимите условия или методики в срок от четири месеца след получаването на информацията от Агенцията.

Член 6

Одобряване на условия или методики на ОПС

1. Всеки регулаторен орган одобрява условията или методиките, разработени от операторите на преносни системи съгласно параграфи 2 и 3. Организацията, определена от държавата членка, одобрява условията или методиките, разработени от операторите на преносни системи по параграф 4. Определената организация е регулаторният орган, освен ако не е предвидено друго от държавата членка.
2. Предложенията за следните условия или методики се одобряват от всички регулаторни органи на Съюза, като държавата членка може да дава становище за тях пред съответния регулаторен орган:
 - а) ключови организационни изисквания, роли и отговорности във връзка с обмена на данни, свързани с експлоатационната сигурност в съответствие с член 40, параграф 6;
 - б) методика за изграждане на модели на обща електроенергийна мрежа в съответствие с член 67, параграф 1 и член 70;
 - в) методика за координиране на анализа на експлоатационната сигурност в съответствие с член 75.
3. Предложенията за следните условия или методики се одобряват от всички регулаторни органи на съответния регион, като държавата членка може да дава становище за тях пред съответния регулаторен орган:
 - а) методика за всяка синхронна зона за определянето на минимален инерционен момент в съответствие с член 39, параграф 3, буква б);
 - б) общи разпоредби за всеки регион за изчисляване на преносната способност, за координиране на регионалната експлоатационна сигурност в съответствие с член 76;
 - в) методика — най-малко за всяка синхронна зона — за оценка на значението на активи за координирането на изключванията в съответствие с член 84;
 - г) методики, условия и стойности, включени в споразуменията за експлоатация на синхронната зона съгласно член 118 относно:
 - i) определящите параметри за качеството на честотата и целевите параметри за качество на честотата в съответствие с член 127;
 - ii) правилата за определяне на размера на резерва за първично регулиране на честотата (РПРЧ) в съответствие с член 153;
 - iii) допълнителните свойства на РПРЧ в съответствие с член 154, параграф 2;
 - iv) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ — мерките за осигуряване на възстановяването на съоръженията за натрупване на енергия в съответствие с член 156, параграф 6, буква б);

- v) за синхронната зона „Континентална Европа“ и синхронната зона „Скандинавие“, минималния период на задействане, който трябва да се осигури от организациите, предоставящи РПРЧ, в съответствие с член 156, параграф 10;
 - vi) за синхронната зона „Континентална Европа“ и синхронната зона „Скандинавие“, приеманията и методиката за анализ на разходите и ползите в съответствие с член 156, параграф 11;
 - vii) ако е приложимо, за синхронни зони, различни от „Континентална Европа“ — ограниченията за обмен на РПРЧ между ОПС в съответствие с член 163, параграф 2;
 - viii) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ — методиката за определяне на минималното предоставяне на резервна мощност на РПРЧ между синхронни зони, определена в съответствие с член 174, параграф 2, буква б);
 - ix) ограниченията за размерите на обмена на РВРЧ между синхронни зони, определени в съответствие с член 176, параграф 1, и ограниченията за количествата за съвместно ползване на РВРЧ между синхронни зони, определени в съответствие с член 177, параграф 1;
 - x) ограниченията за размерите на обмена на РЗ между синхронни зони, определени в съответствие с член 178, параграф 1, и ограниченията за количествата за съвместно ползване на РЗ между синхронни зони, определени в съответствие с член 179, параграф 1;
- д) методици и условия, включени в споразуменията за експлоатация на блока за РТЧ съгласно член 119 относно:
- i) ограничения относно линейното изменение на генерираната активна мощност в съответствие с член 137, параграфи 3 и 4;
 - ii) действия за съгласуване с цел намаляване на ГВРЧ, както е определено в член 152, параграф 14;
 - iii) мерки за намаляване на ГВРЧ, като се изискват промени в производството или потреблението на активната мощност от модули за производство на електроенергия или потребяващи единици в съответствие с член 152, параграф 16;
 - iv) правилата за определяне на размера на РВРЧ в съответствие с член 157, параграф 1;
- е) мерки за намаляване на риска за всяка синхронна зона или всеки блок за РТЧ в съответствие с член 138;
- ж) съвместно предложение за всяка синхронна зона, за определяне на блокове за РТЧ в съответствие с член 141, параграф 2.
4. Освен ако не е определено друго от държавата членка, следните условия или методици се одобряват поотделно от организацията, определена от държавата членка в съответствие с параграф 1:
- а) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“, предложението на всеки ОПС, определящо нивото на отпадане на потребители, при което преносната система е в състояние на прекъсване на електроснабдяването;
 - б) обхват на обмена на данни с оператори на разпределителни системи и значителни потребители на електроенергийната мрежа в съответствие с член 40, параграф 5;
 - в) допълнителни изисквания за групи, предоставящи РПРЧ в съответствие с член 154, параграф 3;
 - г) изключване на групи, предоставящи РПРЧ, от предоставянето на РПРЧ съгласно член 154, параграф 4;
 - д) за синхронната зона „Континентална Европа“ и синхронната зона „Скандинавие“, предложението относно минималния междинен период на задействане, който трябва да се осигури от организациите, предоставящи РПРЧ, предложено от оператора на преносна система в съответствие с член 156, параграф 9;
 - е) технически изисквания за РВРЧ, дефинирани от оператора на преносна система в съответствие с член 158, параграф 3;
 - ж) отхвърляне на групи, предоставящи РВРЧ, съгласно член 159, параграф 7;
 - з) технически изисквания за присъединяването на единици, предоставящи РЗ, и групи, предоставящи РЗ, формулирани от оператора на преносна система в съответствие с член 161, параграф 3; и
 - и) отхвърляне на групи, предоставящи РЗ, от предоставянето на РЗ съгласно член 162, параграф 6.
5. Когато отделен системен оператор или ОПС е длъжен или му е разрешено съгласно настоящия регламент да специфицира или да се споразумява относно изисквания, които не са предмет на параграф 4, държавите членки могат да изискват предварително одобряване на тези изисквания от компетентния регулаторен орган.

6. Предложението за условията или методиките трябва да включва предложен срок за прилагането им, както и описание на тяхното очаквано въздействие във връзка с целите на настоящия регламент. Предложенията за условията или методиките, подлежащи на одобрение от няколко или от всички регулаторни органи, се представят на Агенцията едновременно с представянето им на регулаторните органи. В срок от три месеца Агенцията изразява становище относно предложенията за условията или методиките, ако компетентните регулаторни органи поискат това.
7. Когато за одобряването на условията или методиките се изисква решение от повече от един регулаторен орган, компетентните регулаторни органи провеждат взаимни консултации, сътрудничат си тясно и се координират помежду си с цел постигане на споразумение. Когато Агенцията представи становище, компетентните регулаторни органи го вземат предвид. Регулаторните органи вземат решения относно представените условия или методики в съответствие с параграфи 2 и 3 в срок от шест месеца след получаването на условията или методиките от регулаторния орган или, когато е приложимо, от последния засегнат регулаторен орган.
8. Когато регулаторните органи не са успели да постигнат съгласие в срока, посочен в параграф 7, или по тяхно съвместно искане, Агенцията взема решение относно представените предложения за условия или методики в срок от шест месеца в съответствие с член 8, параграф 1 от Регламент (ЕО) № 713/2009.
9. Когато за одобряването на условията или методиките се изисква решение от една-единствена точно определена организация в съответствие с параграф 4, определената организация взема решение в срок от 6 месеца след получаването на условията или методиките.
10. Всяка страна може да подаде жалба срещу системен оператор или ОПС във връзка с неговите задължения или решения по настоящия регламент и може да отнесе жалбата си до регулаторния орган, който, действайки като орган за разрешаване на спорове, издава решение в срок от два месеца след получаване на жалбата. Този срок може да бъде удължен с още два месеца, ако регулаторният орган изиска допълнителна информация. Този удължен срок може да бъде удължен допълнително със съгласието на жалбоподателя. Решението на регулаторния орган има обвързваща сила, докато не бъде отменено при обжалване.

Член 7

Изменения на условията или методиките на ОПС

1. Когато един или няколко регулаторни органа изискат изменение с цел да одобрят условията и методиките, представени в съответствие с член 6, параграфи 2 и 3, в срок от два месеца след това искане съответните ОПС представят за одобрение предложение за изменени условия или методики. Компетентните регулаторни органи вземат решение относно изменените условия и методики в срок от два месеца след представянето им.
2. Когато определена организация поиска изменение с цел да одобри условията и методиките, представени в съответствие с член 6, параграф 4, в срок от два месеца след това искане съответният ОПС представя за одобрение предложение за изменени условия или методики. Определената организация взема решение относно изменените условия и методики в срок от два месеца след представянето им.
3. Когато компетентните регулаторни органи не са успели да постигнат съгласие относно условията или методиките съгласно член 6, параграфи 2 и 3, в срока от два месеца, или по тяхно съвместно искане, Агенцията взема решение относно изменените условия или методики в срок от шест месеца в съответствие с член 8, параграф 1 от Регламент (ЕО) № 713/2009. Ако съответните ОПС не успеят да представят предложение за изменени условия или методики, се прилага процедурата, предвидена в член 5, параграф 7.
4. ОПС, отговарящи за разработването на предложение за условията или методиките, или регулаторните органи или определените организации, отговарящи за тяхното приемане в съответствие с член 6, параграфи 2, 3 и 4, могат да поискат изменение на въпросните условия или методики. Предложенията за изменение на условията или методиките се представят за консултации, ако е приложимо, в съответствие с процедурата, посочена в член 11, и се одобряват в съответствие с процедурата, посочена в членове 5 и 6.

Член 8

Публикуване в интернет

1. ОПС, отговарящи за специфицирането на условията или методиките в съответствие с настоящия регламент, ги оповестяват в интернет след одобрение от компетентните регулаторни органи или, ако не се изисква такова одобрение, след тяхното специфициране, с изключение на случаите, в които такава информация се счита за поверителна в съответствие с член 12.
2. Публикуват се също:
 - а) усъвършенствания на инструменти за експлоатацията на мрежата в съответствие с член 55, параграф 1, буква д);
 - б) целевите параметри за ГВРЧ в съответствие с член 128;
 - в) ограничения относно линейните изменения на ниво „синхронна зона“ в съответствие с член 137, параграф 1;
 - г) ограничения относно линейните изменения на ниво „блок за РТЧ“ в съответствие с член 137, параграф 3;
 - д) мерки, предприемани в състоянието на повишено внимание поради недостатъчност на резервите на активна мощност в съответствие с член 152, параграф 11; и
 - е) искане на включващия резерв ОПС към организация, предоставяща РПРЧ, за предоставяне на информацията в реално време в съответствие с член 154, параграф 11.

Член 9

Възстановяване на разходите

1. Разходите на системни оператори (които са обект на регулиране на мрежовите тарифи), произтичащи от задълженията, формулирани в настоящия регламент, се оценяват от съответните регулаторни органи. Разходи, оценени като разумни, ефективни и съразмерни, се възстановяват чрез мрежовите тарифи или други подходящи механизми.
2. По искане на съответните регулаторни органи в срок от три месеца от искането системните оператори, посочени в параграф 1, предоставят необходимата информация, за да се улесни оценяването на направените разходи.

Член 10

Участие на заинтересованите страни

Агенцията, в тясно сътрудничество с ЕМОПС за електроенергия, организира участието на заинтересованите страни във връзка със сигурната експлоатация на системата и с други аспекти на прилагането на настоящия регламент. Това участие включва провеждането на редовни срещи със заинтересованите страни, за да се установят проблемите и да се предложат подобрения по отношение на сигурната експлоатация на системата.

Член 11

Обществена консултация

1. ОПС, които отговарят за представяне на предложения за условията или методиките или за тяхното изменение в съответствие с настоящия регламент, се консултират със заинтересованите страни, включително със съответните органи от всяка държава членка, относно проектопредложенията за условията или методиките, изброени в член 6, параграфи 2 и 3. Консултацията продължава за период, не по-кратък от един месец.
2. Предложенията за условията или методиките, представени от ОПС на равнището на Съюза, се оповестяват и представят за обществена консултация на равнището на Съюза. Предложенията, представени от ОПС на регионално равнище, са предмет на обществена консултация най-малко на регионално равнище. Страните, представящи предложения на двустранно или многостранно равнище, провеждат обществена консултация най-малко в засегнатите държави членки.
3. ОПС, отговарящи за разработването на предложението за условията или методиките, вземат надлежно под внимание становищата на заинтересованите страни, изразени в резултат на консултациите, преди представянето на предложението за регулаторно одобрение. Във всички случаи при представянето на предложението се прилага солидна обосновка за причините за включването или невключването на становищата, произтичащи от консултацията, и тази обосновка се публикува своевременно преди или едновременно с оповестяването на предложението за условията или методиките.

Член 12

Задължения за поверителност

1. Всяка поверителна информация, която се получава, обменя или предава съгласно настоящия регламент, е предмет на разпоредбите за професионална тайна, установени в параграфи 2, 3 и 4.
2. Задължението за професионална тайна се прилага по отношение на всички лица, за които се отнасят разпоредбите на настоящия регламент.
3. Поверителна информация, получена от посочените в параграф 2 лица или регулаторни органи в хода на изпълнение на техните задължения, не може да се разкрива на друго лице или орган, без да се засягат случаите, уредени от националното право, другите разпоредби на настоящия регламент или други съответни законодателни актове на Съюза.
4. Без да се засягат случаите, обхванати от националното право или правото на Съюза, регулаторните органи, институциите или лицата, които получават поверителна информация съгласно настоящия регламент, могат да я използват единствено за целите на изпълнението на своите функции по настоящия регламент.

Член 13

Споразумение с ОПС, необвързани от настоящия регламент

Когато синхронна зона включва както оператори на преносни системи от Съюза, така и оператори от трети държави, в срок от 18 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС от Съюза във въпросната синхронна зона се стремят да сключат с операторите на преносни системи от трети държави, необвързани от настоящия регламент, споразумение, полагащо основа за сътрудничество по отношение на сигурната експлоатация на системата и въвеждащо договорености ОПС от трети държави да спазват задълженията, формулирани в настоящия регламент.

Член 14

Наблюдение

1. ЕМОПС за електроенергия наблюдава изпълнението на настоящия регламент в съответствие с член 8, параграф 8 от Регламент (ЕО) № 714/2009. Наблюдението обхваща най-малко следното:
 - а) показатели за експлоатационна сигурност в съответствие с член 15;
 - б) регулиране на товарите и честотата в съответствие с член 16;
 - в) оценка на регионалното координиране в съответствие с член 17;
 - г) набелязване на всякакви различия в националното прилагане на настоящия регламент по отношение на условията или методиките, изброени в член 6, параграф 3;
 - д) набелязване на всякакви допълнителни подобрения на инструменти и услуги в съответствие с член 55, букви а) и б) извън подобренията, набелязани от операторите на преносни системи в съответствие с член 55, буква д);
 - е) набелязване на всякакви необходими подобрения в годишния доклад въз основа на скалата за класификация на аварияте в съответствие с член 15, които са необходими с цел подпомагане на устойчивата и дългосрочна експлоатационна сигурност; и
 - ж) набелязване на евентуални трудности, свързани със сътрудничеството по сигурната експлоатация на системата с оператори на преносни системи от трети държави.
2. Агенцията, в сътрудничество с ЕМОПС за електроенергия, изготвя в срок от 12 месеца от датата на влизане в сила на настоящия регламент списък на съответната информация, която да бъде съобщена от ЕМОПС за електроенергия на Агенцията в съответствие с член 8, параграф 9 и член 9, параграф 1 от Регламент (ЕО) № 714/2009. Списъкът на съответната информация подлежи на актуализиране. ЕМОПС за електроенергия поддържа пълен архив за изискваната от Агенцията информация под формата на цифрови данни в стандартизиран формат.
3. Съответните ОПС представят на ЕМОПС за електроенергия информацията, необходима за изпълнението на задачите, посочени в параграфи 1 и 2.

4. При поискване от страна на регулаторния орган ОПС предоставят на ОПС информацията съгласно параграф 2, освен ако тази информация вече е на разположение на регулаторните органи, операторите на преносни системи, Агенцията или ЕМОПС за електроенергия във връзка със съответните им задачи за наблюдение — в такъв случай това не се прави, за да се избегне дублирането на информация.

Член 15

Годишен доклад за показателите за експлоатационна сигурност

1. Не по-късно от 30 септември ЕМОПС за електроенергия публикува годишен доклад въз основа на скалата за класификация на аварията, приет в съответствие с член 8, параграф 3, буква а) от Регламент (ЕО) № 714/2009. Агенцията може да дава становището си относно формата и съдържанието на годишния доклад, включително географския обхват на докладваните аварии, електрическите взаимовръзки между контролните зони на операторите на преносни системи и всякаква имаща отношение информация от минали периоди.

2. Операторите на преносни системи във всяка държава членка предоставят на ЕМОПС за електроенергия до 1 март необходимите данни и информация за изготвянето на годишните доклади, изготвени въз основа на скалата за класификация на аварията, посочена в параграф 1. Данните, предоставени от операторите на преносни системи, обхващат предходната година.

3. Годишните доклади, посочени в параграф 1, съдържат най-малко следните показатели за експлоатационна сигурност от значение за експлоатационната сигурност:

- а) брой защитни изключения на елементи на преносната система за една година, за един ОПС;
- б) брой защитни изключения на съоръжения за производство на електроенергия за една година, за един ОПС;
- в) енергия, която не е подадена, за една година, поради непланирани изключения на съоръжения за производство на електроенергия, за един ОПС;
- г) продължителност и брой на случаи на възникване на състояние на повишено внимание и на извънредно състояние за всеки ОПС;
- д) времетраене и брой на установените събития, при които е имало липса на резерви, за един ОПС;
- е) времетраене и брой на отклоненията на напрежението, излизаци извън обхватите от таблици 1 и 2 в приложение II, за един ОПС;
- ж) брой минути извън стандартния обхват на честотата и брой минути извън 50 % от максималното отклонение на честотата при стационарни условия, за всяка синхронна зона;
- з) брой изключения с разделяне на системата или местни състояния на прекъсване на електроснабдяването; и
- и) брой прекъсвания на електроснабдяването, обхващащи два или повече ОПС.

4. Годишният доклад, посочен в параграф 1, съдържа следните показатели за експлоатационна сигурност от значение за оперативното планиране:

- а) брой на събитията, при които авария от списъка на извънредните ситуации е довела до влошаване на състоянието на експлоатацията на системата;
- б) брой на събитията, посочени в буква а), при които е настъпило влошаване на условията на експлоатацията на системата в резултат на неочаквани несъответствия с прогнозите за товарите и генерирането;
- в) брой на събитията, при които е имало влошаване на условията на експлоатацията на системата поради изключителна извънредна ситуация;
- г) брой на събитията, посочени в буква в), при които е настъпило влошаване на условията на експлоатацията на системата в резултат на неочаквани несъответствия с прогнозите за товарите и генерирането; и
- д) брой на събитията, водещи до влошаване на условията на експлоатацията на системата поради липса на резерви на активна мощност.

5. Годишните доклади съдържат обяснения за причините за аварията по скали 2 и 3 за категоризиране на експлоатационната сигурност въз основа на скалата за класификация на аварията, приета от ЕМОПС за електроенергия. Тези обяснения се основават на проучване на аварията от операторите на преносни системи, като процедурата за това се определя в скалата за класификация на аварията. ОПС информират съответните регулаторни органи за проучването в надлежен срок преди започването му. Регулаторните органи и Агенцията могат да участват в проучването по свое искане.

Член 16

Годишен доклад относно регулирането на товарите и честотата

1. Не по-късно от 30 септември ЕМОПС за електроенергия публикува годишен доклад относно регулирането на товарите и честотата въз основа на информацията, предоставена от операторите на преносни системи в съответствие с параграф 2. Годишният доклад относно регулирането на товарите и честотата включва информацията, посочена в параграф 2, за всяка държава членка.
2. Считано от 14 септември 2018 г. операторите на преносни системи във всяка държава членка съобщават до 1 март всяка година на ЕМОПС за електроенергия следната информация за предходната година:
 - а) наименованията на блоковете за РТЧ, зоните за РТЧ и зоните за наблюдение в държавата членка;
 - б) наименованията на блоковете за РТЧ, които не са в държавата членка и които съдържат зони за РТЧ и зони за наблюдение в държавата членка;
 - в) наименованията на синхронните зони, към които принадлежи всяка държава членка;
 - г) данните във връзка с критериите за оценка на качеството на честотата за всяка синхронна зона и всеки блок за РТЧ съгласно букви а), б) и в) за всеки месец от най-малко две предходни календарни години;
 - д) задължението за РПРЧ и първоначалното задължение за РПРЧ на всеки ОПС с дейност в рамките на държавата членка за най-малко две предходни календарни години; и
 - е) описание и дата на прилагането на всякакви мерки за намаляване на риска и изисквания по отношение на линейното изменение за потушаване на неслучайни отклонения в честотата, предприети през предходната календарна година в съответствие с членове 137 и 138, в които са участвали ОПС от държавата членка.
3. Данните, предоставени от операторите на преносни системи, обхващат предходната година. Информацията относно синхронни зони, блокове за РТЧ, зони за РТЧ и зони за наблюдение съгласно букви а), б) и в) се докладва еднократно. Когато тези зони се променят, тази информация се докладва не по-късно от 1 март следващата година.
4. Когато е целесъобразно, всички ОПС в дадена синхронна зона или блок за РТЧ си сътрудничат при събирането на данните, изброени в параграф 2.

Член 17

Годишен доклад относно оценката на регионалното координиране

1. Не по-късно от 30 септември ЕМОПС за електроенергия публикува годишен доклад относно оценката на регионалното координиране въз основа на годишните доклади относно оценката на регионалното координиране, представени от координаторите за регионалната сигурност в съответствие с параграф 2, извършва оценка на евентуални проблеми с оперативната съвместимост и предлага изменения, целящи повишаване на ефективността и ефикасността при координирането на експлоатацията на системата.
2. Не по-късно от 1 март всеки координатор за регионалната сигурност изготвя годишен доклад, който представя на ЕМОПС за електроенергия и в който посочва следната информация за задачите, които изпълнява:
 - а) броя на случаите, в които не е изпълнил своите функции, средната им продължителност и причините за неизпълнението;
 - б) статистиката относно ограниченията, включително продължителността им, местоположението и броя на сбътията, заедно със съответните предприети коригиращи действия и разходите за тях, в случай че са възникнали такива;
 - в) броя на случаите, в които операторите на преносни системи отказват да въведат в действие коригиращите мерки, препоръчани от координатора за регионалната сигурност, и причините за това;
 - г) броя на несъвместимостите в планирането на изключванията, установени в съответствие с член 80; и
 - д) описание на случаите, в които е направена оценка на липсата на регионална адекватност, и описание на въведените действия за смекчаване на последиците.
3. Данните, предоставени на ЕМОПС за електроенергия от координаторите за регионалната сигурност, обхващат предходната година.

ЧАСТ II

ЕКСПЛОАТАЦИОННА СИГУРНОСТ

ДЯЛ 1

ИЗИСКВАНИЯ ЗА ЕКСПЛОАТАЦИОННА СИГУРНОСТ

ГЛАВА 1

Състояния на системата, коригиращи действия и граници, осигуряващи експлоатационна сигурност

Член 18

Класификация на състоянията на системата

1. Една преносна система е в нормално състояние, когато са изпълнени всички посочени по-долу условия:
 - а) напрежението и потоците на мощността са в рамките на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, определени в съответствие с член 25;
 - б) честотата отговаря на следните критерии:
 - i) отклонението на честотата на системата при стационарни условия е в рамките на стандартния обхват на честотата; или
 - ii) абсолютната стойност на отклонението на честотата на системата при стационарни условия не е по-голяма от максималното отклонение на честотата при стационарни условия и границите на честотата на системата, установени за състоянието на повишено внимание, не са надхвърлени;
 - в) резервите на активна и реактивна мощност са достатъчни, за да издържат на извънредните ситуации от списъка на извънредни ситуации, определен в съответствие с член 33, без да се нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност;
 - г) експлоатацията на контролната зона на засегнатия ОПС е и ще остане в рамките на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, след прилагането на коригиращи действия в резултат на възникването на извънредна ситуация от списъка на извънредни ситуации, определен в съответствие с член 33.
2. Една преносна система е в състояние на повишено внимание, когато:
 - а) напрежението и потоците на мощността са в рамките на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, определени в съответствие с член 25; и
 - б) резервната мощност на оператора на преносната система 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; или
 - в) честотата отговаря на следните критерии:
 - i) абсолютната стойност на отклонението на честотата на системата при стационарни условия не е по-голяма от максималното отклонение на честотата при стационарни условия; и
 - ii) 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; или
 - г) поне една извънредна ситуация от списъка на извънредните ситуации, определен в съответствие с член 33, води до нарушаване на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност за конкретния ОПС, дори след предприемането на коригиращи действия.
3. Една преносна система е в извънредно състояние, когато е изпълнено поне едно от следните условия:
 - а) има най-малко едно нарушаване на границите на ОПС, осигуряващи експлоатационна сигурност, определени в съответствие с член 25;
 - б) честотата не отговаря на критериите за нормално състояние и за състояние на повишено внимание, определени в съответствие с параграфи 1 и 2;
 - в) задействана е най-малко една мярка от плана на ОПС за защита на системата;
 - г) има отказ във функционирането на инструменти, средства и съоръжения, определени в съответствие с член 24, параграф 1, което води до неразполагемост на тези инструменти, средства и съоръжения за повече от 30 минути.

4. Една преносна система е в състояние на прекъсване на електроснабдяването, когато е изпълнено поне едно от следните условия:

- а) загуба на повече от 50 % от товара в контролната зона на засегнатия ОПС;
- б) пълно отсъствие на напрежение в продължение на най-малко три минути в контролната зона на засегнатия ОПС, което води до задействането на планове за възстановяване.

ОПС на синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ може да разработи предложение, определящо нивото на отпадане на потребители, при което преносната система е в състояние на прекъсване на електроснабдяването; ОПС на синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ съобщават този случай на ЕМОПС за електроенергия.

5. Една преносна система е в състояние на възстановяване, когато даден ОПС, който е в състояние на извънредна ситуация или прекъсване на електроснабдяването, е започнал да задейства мерки от своя план за възстановяване.

Член 19

Следене и определяне на състоянията на системата от операторите на преносни системи

1. Всеки ОПС при експлоатация в реално време определя състоянието на своята преносна система.
2. Всеки ОПС следи следните параметри на преносната система в реално време в своята контролна зона, въз основа на телеметрични измервания в реално време или на изчислени стойности от своята зона на наблюдаемост, като отчита структурните данни и данните в реално време в съответствие с член 42:
 - а) потоците на активна и на реактивна мощност;
 - б) напреженията на шините;
 - в) честотата и грешката при вторично регулиране на честотата на неговата зона за РТЧ;
 - г) резервите на активна и на реактивна енергия; и
 - д) генерираната мощност и товара.
3. С цел да определи състоянието всеки ОПС прави анализ на извънредните ситуации поне веднъж на всеки 15 минути, следейки параметрите на преносната система, определени в съответствие с параграф 2, по отношение на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, определени в съответствие с член 25, и критериите за състоянията на системата, определени в съответствие с член 18. Всеки ОПС следи също така нивото на разполагаемите резерви по отношение на резервната мощност. При извършване на анализа на извънредните ситуации всеки ОПС взема предвид въздействието на коригиращите действия, както и мерките от плана за защита на системата.
4. Ако неговата преносна система не е в нормално състояние и ако това състояние на системата е класифицирано като широкомащабно, операторът на преносна система:
 - а) информира всички ОПС за състоянието на своята преносна система посредством инструмент на информационните технологии за обмен на данни в реално време на обшооевропейско равнище; и
 - б) предоставя на други ОПС допълнителна информация за елементите на своята преносна система, които са част от тяхната зона на наблюдаемост.

Член 20

Коригиращи действия при експлоатация на системата

1. Всеки ОПС се стреми да гарантира, че неговата преносна система продължава да бъде в нормално състояние, и отговаря за управлението на нарушения на експлоатационната сигурност. За да постигне тази цел, всеки ОПС разработва, подготвя и предприема коригиращи действия, като взема предвид тяхната разполагаемост, времето и ресурсите, необходими за тяхното извършване, и всякакви условия, външни за преносната система, които са от значение за всяко коригиращо действие.
2. Коригиращите действия, използвани от операторите на преносни системи при експлоатацията на системата в съответствие с параграф 1 и с членове 21 — 23 от настоящия регламент, трябва да бъдат съгласувани с коригиращите действия, взети предвид при изчисляването на преносната способност в съответствие с член 25 от Регламент (ЕС) 2015/1222.

Член 21

Принципи и критерии, приложими за коригиращите действия

1. Всеки ОПС прилага следните принципи, когато извършва и координира коригиращи действия в съответствие с член 23:
 - а) за нарушения на експлоатационната сигурност, които не е нужно да бъдат управлявани координирано, ОПС разработва, подготвя и предприема коригиращи действия (от категориите, дефинирани в член 22), за да възстанови системата в нормално състояние и да предотврати разпространяването на състоянието на повишено внимание или аварийното състояние извън контролната си зона;
 - б) за нарушения на експлоатационната сигурност, които е нужно да бъдат управлявани координирано, ОПС разработва, подготвя и предприема коригиращи действия съгласувано с други засегнати ОПС, като следва методиката за подготвяне на коригиращи действия по координиран начин по член 76, параграф 1, буква б) и като взема предвид препоръката на координатор за регионалната сигурност в съответствие с член 78, параграф 4.
2. При избора на подходящите коригиращи действия всеки ОПС прилага следните критерии:
 - а) предприема най-ефикасните и икономически ефективни коригиращи действия;
 - б) предприема коригиращи действия възможно най-близко до реалното време, като държи сметка за очакваното време на задействане и спешността, свързана с проблема на експлоатацията на системата, който възнамерява да разреши;
 - в) обмисля рисковете, произтичащи от повреди при прилагането на разполагаемите коригиращи действия, и тяхното въздействие върху експлоатационната сигурност, като например:
 - i) рисковете от повреда или късо съединение, създавани от промени в топологията;
 - ii) рисковете от отпадания, създавани от изменения в активната и реактивната мощност на модулите за производство на електроенергия или потребяващите съоръжения; и
 - iii) рисковете от неизправност, създавани от поведението на оборудването;
 - г) отдава предпочитание на коригиращи действия, които предоставят за разпределение най-голямата междузонова преносна способност, като същевременно удовлетворяват всички граници, осигуряващи експлоатационна сигурност.

Член 22

Категории коригиращи действия

1. Всеки ОПС използва следните категории коригиращи действия:
 - а) промяна на времетраенето на дадено планирано изключване или връщане в експлоатация на елементи на преносната система за постигане на експлоатационна разполагаемост на тези елементи на преносната система;
 - б) активно въздействие върху потоците на мощност чрез:
 - i) превключвания на отклоненията на намотките на силовите трансформатори;
 - ii) превключвания на отклоненията на намотките на трансформаторите с фазово изместване;
 - iii) изменение на топологиите;
 - в) регулиране на напрежението и управление на реактивната мощност чрез:
 - i) превключвания на отклоненията на намотките на силовите трансформатори;
 - ii) превключване на кондензаторите и реакторите;
 - iii) превключване на устройствата, използвани за управление на напрежението и реактивната мощност, използващи силова електроника;

- iv) инструктиране на присъединените към преносна система ОПС и значителните потребители на електроенергийната мрежа да блокират автоматичното регулиране на напрежението и на реактивната мощност на трансформаторите или да предприемат при своите съоръжения коригиращите действия, формулирани в подточки i) — iii), ако влошаването на напрежението застрашава експлоатационната сигурност или заплашва да доведе до срив на напрежението в преносна система;
- v) искане за промяна на генерираната реактивна мощност или на зададената стойност на напрежението на синхронни модули за производство на електроенергия, присъединени към преносна система;
- vi) искане за промяна на генерираната реактивна мощност от преобразувателите на несинхронни модули за производство на електроенергия, присъединени към преносна система;
- г) преизчисляване на междузоновите преносни способности за ден напред и в рамките на деня в съответствие с Регламент (ЕС) 2015/1222;
- д) повторно диспечирание на присъединени към преносна или разпределителна система потребители в рамките на контролната зона на оператора на преносна система, между два или повече ОПС;
- е) насрещна търговия между две или повече тържни зони;
- ж) коригиране на потоците на активната мощност през системи за ПТВН;
- з) задействане на процедури за управление на отклонението на честотата;
- и) ограничаване, съгласно член 16, параграф 2 от Регламент № 714/2009, на вече разпределената междузонава преносна способност в извънредна ситуация, когато използването на тази преносна способност застрашава експлоатационната сигурност, всички ОПС на даден междусистемен електропровод са съгласни за такова коригиране и повторното диспечирание или насрещната търговия не са възможни; и
- й) когато е приложимо, добавяне на ръчно регулираното разтоварване в нормално състояние или в състояние на повишено внимание.

2. Когато е необходимо и оправдано с цел да се поддържа експлоатационната сигурност, всеки ОПС може да подготви и предприеме допълнителни коригиращи действия. ОПС докладва и обосновава тези случаи пред съответния регулаторен орган и, когато е приложимо, пред държавата членка, поне веднъж годишно, след предприемането на допълнителните коригиращи действия. Съответните доклади и обосновки също се публикуват. Европейската комисия или Агенцията може да поискат от съответния регулаторен орган да предостави допълнителна информация относно предприемането на допълнителни коригиращи действия в случаите, в които последните оказват въздействие на съседна преносна система.

Член 23

Подготвяне, предприемане и координиране на коригиращи действия

1. Всеки оператор на преносна система подготвя и предприема коригиращи действия в съответствие с критериите, формулирани в член 21, параграф 2, с цел да се избегне влошаването на състоянието на системата, въз основа на следните елементи:

- а) следенето и определянето на състоянията на системата в съответствие с член 19;
- б) анализа на извънредните ситуации при експлоатация в реално време в съответствие с член 34; и
- в) анализа на извънредните ситуации при оперативното планиране в съответствие с член 72.

2. При подготовката и предприемането на коригиращо действие, включително повторно диспечирание или насрещна търговия съгласно членове 25 и 35 от Регламент (ЕС) 2015/1222, или на процедура от плана на оператора на преносна система за защита на системата, която засяга други ОПС, съответният ОПС оценява, при съгласуване със засегнатите ОПС, въздействието от такова коригиращо действие или мярка в рамките на и извън своята контролна зона, в съответствие с член 75, параграф 1, член 76, параграф 1, буква б) и член 78, параграфи 1, 2 и 4, и предоставя на засегнатите ОПС информацията за това въздействие.

3. При подготвянето и предприемането на коригиращи действия, които оказват въздействие върху присъединените към преносна система ЗПЕМ и оператори на разпределителни системи, всеки ОПС, ако неговата преносна система е в нормално състояние или състояние на повишено внимание, оценява въздействието на тези коригиращи действия при координиране със засегнатите ЗПЕМ и оператори на разпределителни системи и избира коригиращи действия, които допринасят за поддържане на нормално състояние и сигурна експлоатация за всички участващи страни. Всеки засегнат ЗПЕМ и ОПС предоставя на оператора на преносна система цялата необходима информация за това координиране.

4. При подготвянето и предприемането на коригиращи действия всеки ОПС, ако неговата преносна система не е в нормално състояние или в състояние на повишено внимание, координира, доколкото е възможно, такива коригиращи действия със засегнатите присъединени към преносна система ЗПЕМ и оператори на разпределителни системи, за да се поддържат експлоатационната сигурност и работоспособността на преносната система.

Когато даден ОПС предприема коригиращо действие, всеки повлиян значителен потребител на електроенергийната мрежа, присъединен към преносна мрежа, и оператор на разпределителна система изпълнява указанията, дадени от оператора на преносна система.

5. Когато ограниченията имат последици само върху местното състояние в рамките на контролната зона на оператора на преносна система и не е нужно нарушаването на експлоатационната сигурност да бъде управлявано координирано, ОПС, отговарящ за неговото управление, може да реши да не предприема коригиращи действия, налагащи разходи за смекчаване на последиците.

Член 24

Разполагаемост на средствата, инструментите и съоръженията на ОПС

1. Всеки ОПС гарантира разполагаемостта, надеждността и резервирането на следните позиции:

- а) съоръжения за следене на състоянието на преносната система, включително приложения за оценяване на състоянието и съоръжения за регулиране на товарите и честотата;
- б) средства за управление на комутацията на прекъсвачи, секционни прекъсвачи, трансформаторни янсенови регулатори и друго оборудване, служещо за управление на елементи на преносната система;
- в) средства за комуникация със залите за управление на други ОПС и КРС;
- г) инструменти за анализ на експлоатационната сигурност; и
- д) инструменти и средства за комуникация, необходими на операторите на преносни системи за улесняване на трансграничните операции на пазара на електроенергия.

2. Когато инструментите, средствата и съоръженията на оператора на преносна система, посочени в параграф 1, въздействат върху присъединените към преносна система оператори на преносни системи или ЗПЕМ, участващи в предоставянето на услуги по балансиране, спомагателни услуги, в защита или възстановяване на системата или в предаване на оперативни данни в реално време съгласно членове 44, 47, 50, 51 и 52, съответният ОПС и горепосочените ОРС и ЗПЕМ си сътрудничат и се координират, за да специфицират и осигурят разполагаемостта, надеждността и резервирането на тези инструменти, средства и съоръжения.

3. В срок от 18 месеца от датата на влизане в сила на настоящия регламент всеки ОПС приема план за непрекъснатост на дейността, в който подробно описва как реагира при загуба на инструменти от критично значение, средства и съоръжения и който съдържа разпоредби за тяхната поддръжка, заместване и разработване. Всеки ОПС преглежда поне веднъж годишно своя план за непрекъснатост на дейността и го актуализира според нуждите, както и винаги след значителна промяна на инструментите от критично значение, средствата и съоръженията или след промяна в съответните условия на експлоатация на системата. Операторът на преносна система предоставя на засегнатите оператори на разпределителни системи и ЗПЕМ частите от плана за непрекъснатост на дейността, които ги засягат.

Член 25

Граници, осигуряващи експлоатационна сигурност

1. Всеки ОПС специфицира граници, осигуряващи експлоатационна сигурност, за всеки елемент на преносната си система, като взема предвид най-малко следните физически характеристики:

- а) граничните стойности на напрежението в съответствие с член 27;
- б) граничните стойности на токовете на късо съединение в съответствие с член 30; и
- в) граничните стойности на тока, по нагряване, включително допустимите преходни претоварвания.

2. При определянето на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, всеки ОПС взема предвид възможностите на значителните потребители на електроенергийната мрежа, за да се предотврати възможността да се стигне до изключването им въз основа на границите на обхватите на напрежението и на честотата в нормално състояние и състояние на повишено внимание.
3. В случай на промени в един от неговите елементи на преносна система всеки ОПС валидира и, когато е необходимо, актуализира границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.
4. За всеки междусистемен електропровод всеки ОПС се споразумява със съседния ОПС относно общи граници, осигуряващи експлоатационна сигурност, в съответствие с параграф 1.

Член 26

План за сигурност за защита на критичната инфраструктура

1. Всеки ОПС специфицира, вземайки предвид член 5 от Директива 2008/114/ЕО на Съвета (¹), поверителен план за сигурност, който съдържа оценка на риска на активите, притежавани или управлявани от него, в т.ч. сценарии за големи физически или кибернетични заплахи, определени от държавата членка.
2. В плана за сигурност се вземат предвид потенциални въздействия върху Европейските взаимосвързани преносни системи и са включени организационни и физически мерки, целящи намаляване на установените рискове.
3. Всеки ОПС редовно преглежда плана за сигурност, за да взема под внимание промените в сценариите за действие при заплахи и да отразява развитието на преносната система.

ГЛАВА 2

Регулиране на напрежението и управление на реактивна мощност

Член 27

Задължения на всички ОПС относно граничните стойности на напрежението

1. В съответствие с член 18 всеки ОПС се стреми да гарантира, че по време на нормално състояние в точките на присъединяване на преносната система напрежението остава в стабилно състояние в рамките на обхватите, посочени в таблици 1 и 2 от приложение II.
2. Ако съответният ОПС в Испания изисква в съответствие с член 16, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2016/631 модулите за производство на електроенергия, свързани към номинално напрежение между 300 и 400 kV, да остават свързани в обхвата на напрежението от 1,05 до 1,0875 относителни единици за неограничено дълго време, този допълнителен обхват на напрежението се взема под внимание от съответния ОПС в Испания при съобразяването с параграф 1.
3. Всеки ОПС задава базовото напрежение за изразяването в относителни единици.
4. Всеки ОПС се стреми да гарантира, че по време на нормално състояние и след настъпването на извънредна ситуация напрежението остава в рамките на по-широки обхвати на напрежението за ограничено време на експлоатация, ако има споразумение за въпросните по-широки обхвати на напрежението с оператори на разпределителни системи, присъединени към преносна система, собственици на съоръжения за производство на електроенергия в съответствие с член 16, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2016/631 или собственици на системи за ПТВН в съответствие с член 18 от Регламент (ЕС) 2016/1447.
5. Всеки ОПС се споразумява с операторите на разпределителни системи, присъединени към преносна система, и със значителните потребители на електроенергийната мрежа, присъединени към преносна система, за обхвати на напрежението в точките на присъединяване под 110 kV, ако въпросните обхвати на напрежението са от значение за поддържането на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност. Всеки ОПС се стреми да гарантира, че по време на нормално състояние и след настъпването на извънредна ситуация напрежението остава в рамките на договорения обхват.

(¹) Директива 2008/114/ЕО на Съвета от 8 декември 2008 г. относно установяването и означаването на европейските критични инфраструктури и оценката на необходимостта от подобряване на тяхната защита (ОВ L 345, 23.12.2008 г., стр. 75).

Член 28

Задължения на ЗПЕМ относно регулирането на напрежението и управлението на реактивната мощност при експлоатацията на системата

1. Не по-късно от 3 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ЗПЕМ, които са модули за производство на електроенергия, присъединени към преносна система, и за които не се прилага член 16 от Регламент (ЕС) 2016/631, или които са системи за ПТВН, за които не се прилага член 18 от Регламент (ЕС) 2016/1447, информират своя ОПС за своите способности по отношение на изискванията за напрежението съгласно член 16 от Регламент (ЕС) 2016/631 или член 18 от Регламент (ЕС) 2016/1447, като обявяват своите способности във връзка с напрежението и времето, което могат да издържат без изключване.
2. ЗПЕМ, които са потребяващи съоръжения, за които не се прилагат изискванията на член 3 от Регламент (ЕС) 2016/1388, не трябва да се изключват поради смущение в рамките на обхватите на напрежението, посочени в член 27. Не по-късно от 3 месеца след влизането в сила на настоящия регламент ЗПЕМ, които са потребяващи съоръжения, присъединени към преносна система, и за които не се прилага член 3 от Регламент (ЕС) 2016/1388, информират своя ОПС за способностите си по отношение на изискванията за напрежението от приложение II към Регламент (ЕС) 2016/1388, като обявяват своите способности във връзка с напрежението и времето, което могат да издържат без изключване.
3. Всеки ЗПЕМ, който е потребяващо съоръжение, присъединено към преносна система, поддържа зададените стойности за реактивната мощност, обхватите на фактора на мощността и зададените стойности за регулирането на напрежението в обхвата, договорен с неговия ОПС в съответствие с член 27.

Член 29

Задължения на всички ОПС относно регулирането на напрежението и управлението на реактивната мощност при експлоатацията на системата

1. Ако напрежението в точка на присъединяване към преносната система е извън обхватите, определени в таблици 1 и 2 от приложение II към настоящия регламент, всеки ОПС прилага коригиращите действия за регулиране на напрежението и управление на реактивната мощност в съответствие с член 22, параграф 1, буква в) от настоящия регламент с оглед възстановяване на напрежението в точката на присъединяване в рамките на обхвата, посочен в приложение II, и в рамките на времевия обхват, посочен в член 16 от Регламент (ЕС) 2016/631 и член 13 от Регламент (ЕС) 2016/1388.
2. В своя анализ на експлоатационната сигурност всеки ОПС взема предвид стойностите на напрежението, при които ЗПЕМ, присъединени към преносна система, за които не се прилагат изискванията на Регламент (ЕС) 2016/631 или Регламент (ЕС) 2016/1388, може да се изключат.
3. Всеки ОПС гарантира резерв на реактивна мощност с подходящ размер и време на реагиране, с цел да поддържа напрежението в рамките на своята контролна зона и на междусистемните електропроводи в рамките на обхватите, определени в приложение II.
4. Операторите на преносни системи, свързани помежду си чрез междусистемни електропроводи за променлив ток, специфицират съвместно адекватни правила за регулиране на напрежението с цел да гарантират, че общите граници, осигуряващи експлоатационна сигурност и установени в съответствие с член 25, параграф 4, се спазват.
5. Всеки ОПС се споразумява с всеки ОРС, присъединен към преносна система, за зададените стойности за реактивната мощност, обхватите на фактора на мощността и зададените стойности за регулирането на напрежението в точката на присъединяване между ОПС и ОРС в съответствие с член 15 от Регламент (ЕС) 2016/1388. За да гарантира, че въпросните параметри се поддържат, всеки ОРС, присъединен към преносна система, използва ресурсите си на реактивна мощност и има правото да дава инструкции за регулирането на напрежението на ЗПЕМ, присъединени към разпределителна система.
6. Всеки ОПС има право да използва всички разполагаеми способности за генериране на реактивна мощност в рамките на своята контролна зона за ефективно управление на реактивната мощност и поддържане на обхватите на напрежението, определени в таблици 1 и 2 от приложение II към настоящия регламент.
7. Всеки ОПС, пряко или непряко, при съгласуване с присъединените към преносна система ОРС, когато е приложимо, управлява ресурси на реактивна мощност в рамките на своята контролна зона, включително блокирането на автоматичното регулиране на напрежението/реактивната мощност на трансформаторите, намаляването на напрежението и изключването на товари при понижено напрежение, с цел да поддържа границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, и да предотвратява срив на напрежението на преносната система.

8. Всеки ОПС определя действията по регулиране на напрежението при съгласуване с присъединените към преносна система ЗПЕМ и оператори на разпределителни системи, както и със съседните ОПС.

9. Когато това има отношение към регулирането на напрежението и управлението на реактивната мощност на преносната система, ОПС може да изисква, при съгласуване с оператор на разпределителна система, даден присъединен към разпределителна система ЗПЕМ да следва инструкциите за регулиране на напрежението.

ГЛАВА 3

Управление на тока на късо съединение

Член 30

Ток на късо съединение

Всеки ОПС трябва да определи:

- а) максималния ток на късо съединение, при който се надвишава номиналната мощност на изключване на прекъсвачите и друго оборудване; и
- б) минималния ток на късо съединение за правилната работа на оборудването на защитите.

Член 31

Изчисляване на тока на късо съединение и съответни мерки

1. Всеки ОПС прави изчисления на токовете на късо съединение с цел да оцени въздействието на съседните ОПС, присъединените към преносна система ЗПЕМ и разпределителните системи, свързани към преносна система, включително на затворените разпределителни системи, върху големините на токовете на късо съединение в преносната система. Когато разпределителна система, свързана към преносна система, включително затворена разпределителна система, оказва въздействие върху стойностите на токовете на късо съединение, тя се включва в изчисленията на токовете на късо съединение на преносната система.

2. При извършване на изчисленията на токовете на късо съединение всеки ОПС:

- а) използва най-точните и качествени данни;
- б) взема предвид международните стандарти; и
- в) разглежда като основа за изчисляването на максималния ток на к.с. такива експлоатационни условия, които осигуряват възможно най-висока стойност на тока на късо съединение, включително тока на късо съединение от други преносни системи и разпределителни системи, включително затворени разпределителни системи.

3. Всеки ОПС предприема оперативни или други мерки за предотвратяване на отклонение от граничните стойности за максималния и минималния ток на късо съединение, посочени в член 30, във всички времеви интервали и при всички защитни оборудвания. Ако такова отклонение възникне, всеки ОПС предприема коригиращи действия или други мерки, за да гарантира, че граничните стойности, посочени в член 30, са установени отново. Отклонение от въпросните гранични стойности се допуска само по време на последователности на комутиране.

ГЛАВА 4

Управление на потока на мощност

Член 32

Гранични стойности на потока на мощност

1. Всеки ОПС поддържа потоците на мощността в границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, определени за случая, когато системата е в нормално състояние и след възникване на извънредна ситуация от списъка на извънредни ситуации, посочен в член 33, параграф 1.

2. В ситуация (N-1), в нормално състояние всеки ОПС поддържа потоците на мощността в рамките на допустимите преходни претоварвания, посочени в член 25, параграф 1, буква в), като е подготвил коригиращи действия, които се прилагат и извършват в рамките на времеви интервал, разрешен за допустими преходни претоварвания.

ГЛАВА 5

Анализ на извънредните ситуации и действия в такива ситуации

Член 33

Списъци на извънредните ситуации

1. Всеки ОПС изготвя списък на извънредните ситуации, включващ вътрешните и външните извънредни ситуации от неговата зона на наблюдаемост, като оценява дали някоя от тези непредвидени ситуации застрашава експлоатационната сигурност на контролната зона на ОПС. Списъкът на извънредните ситуации трябва да включва както обикновените извънредни ситуации, така и изключителните извънредни ситуации, открити чрез прилагането на методиката, разработена съгласно член 75.
2. За създаването на списък на извънредните ситуации всеки ОПС класифицира всяка извънредна ситуация въз основа на това дали е обикновена, изключителна или извън границите, като взема предвид вероятността за настъпването ѝ и следните принципи:
 - а) всеки ОПС класифицира извънредните ситуации за своята собствена контролна зона;
 - б) когато експлоатационните или климатичните условия значително увеличават вероятността за извънредна ситуация, всеки ОПС включва тази изключителна извънредна ситуация в своя списък на извънредните ситуации; и
 - в) с цел да взема предвид изключителни извънредни ситуации с висока степен на въздействие върху своите собствени или съседните преносни системи, всеки ОПС включва такива изключителни извънредни ситуации в своя списък на извънредните ситуации.
3. Всеки присъединен към преносна система ОПС и ЗПЕМ, който е съоръжение за производство на електроенергия, предоставя цялата информация, необходима за анализ на извънредните ситуации, както се изисква от ОПС, включително прогнозни данни и данни в реално време, с евентуално агрегиране на данните в съответствие с член 50, параграф 2.
4. Всеки ОПС координира анализа си на извънредните ситуации под формата на съгласувани списъци на извънредните ситуации най-малкото с операторите на преносни системи от своята зона на наблюдаемост в съответствие с член 75.
5. Всеки ОПС уведомява операторите на преносни системи в своята зона на наблюдаемост относно външните извънредни ситуации, включени в неговия списък на извънредните ситуации.
6. Всеки ОПС уведомява достатъчно рано засегнатите ОПС в своята зона на наблюдаемост за всякакви планирани промени в топологията на елементите на неговата преносна система, които са включени като външни извънредни ситуации в списъците на извънредните ситуации на засегнатите ОПС.
7. Всеки ОПС гарантира, че данните в реално време са достатъчно точни, за да позволят сходимост на изчисленията за потокоразпределението, които се извършват в анализа на извънредните ситуации.

Член 34

Анализ на извънредните ситуации

1. Всеки ОПС извършва анализ на извънредните ситуации в своята зона на наблюдаемост с цел да определи извънредните ситуации, които застрашават или могат да застрашат експлоатационната сигурност на контролната му зона, и да определи коригиращите действия, които може да са необходими за справяне с извънредните ситуации, включително смекчаването на последиците от изключителни извънредни ситуации.
2. Всеки ОПС гарантира, че евентуалните нарушавания на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност в неговата контролна зона, определени при анализа на извънредните ситуации, не застрашават експлоатационната сигурност на преносната му система или на взаимосвързани преносни системи.

3. Всеки ОПС извършва анализ на извънредните ситуации въз основа на прогнозните оперативни данни и на оперативните данни в реално време от зоната му на наблюдаемост. Отправната точка за анализа на извънредните ситуации при ситуация N е съответната топология на преносната система, която трябва да включва планови изключения на етапите на оперативното планиране.

Член 35

Справяне с извънредните ситуации

1. Всеки оператор на преносна система прави оценка на рисковете, свързани с извънредните ситуации, след като симулира всяка извънредна ситуация от списъка си на извънредните ситуации и след като прецени дали може да поддържа своята преносна система в рамките на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност при ситуация (N-1).
2. Когато прецени, че рисковете, свързани с дадена извънредна ситуация, са толкова значителни, че може да не бъде в състояние своевременно да подготви и предприеме коригиращи действия за предотвратяване на несъответствие с критерия (N-1) или че съществува риск от разпространяване на смущение в преносната система с междусистемни връзки, ОПС подготвя и предприема коригиращи действия, за да постигне съответствие с критерия (N-1) във възможно най-кратък срок.
3. В случай на ситуация (N-1), причинена от смущение в работата, всеки ОПС предприема коригиращо действие с цел да гарантира, че преносната система възстановява нормалното си състояние възможно най-бързо и че тази ситуация (N-1) става нова ситуация N.
4. ОПС не е длъжен да се съобразява с критерия (N-1) в следните ситуации:
 - а) по време на последователности на комутиране;
 - б) по време на периода, необходим за подготвяне и предприемане на коригиращи действия.
5. Освен ако дадена държава членка не реши друго, ОПС не е задължен да спазва критерия (N-1), докато съществуват само местни последици в рамките на контролната му зона.

ГЛАВА 6

Защита

Член 36

Основни изисквания за защитата

1. Всеки ОПС експлоатира своята преносна система с оборудването за защита и с резервното оборудване за защита, с цел автоматично да предотвратява разпространяването на смущения в работата, които биха могли да застрашат експлоатационната сигурност на собствената му преносна система и на свързаната към нея система.
2. Поне веднъж на всеки пет години всеки ОПС преглежда своята стратегия и концепции за защита и ги актуализира, ако е необходимо, за да гарантира правилното функциониране на оборудването за защита и поддържането на експлоатационната сигурност.
3. След действие на защитата, което е имало въздействие извън контролната зона на даден ОПС, включително върху междусистемните електропроводи, въпросният ОПС преценява дали оборудването за защита в неговата контролна зона е работило, както е планирано, и ако е необходимо, предприема коригиращи действия.
4. Всеки ОПС специфицира зададени стойности за оборудването за защита на своята преносна система, които гарантират надеждно, бързо и избирателно изключване на повреди, включително резервна защита за изключване на повреди в случай на неизправност на основната система за защита.
5. Преди въвеждане в експлоатация на оборудването за защита и резервното оборудване за защита или след всякакви промени всеки ОПС се договаря със съседните ОПС за определянето на зададени стойности за защитата за междусистемните електропроводи и се координира с въпросните ОПС преди промяна на настройките.

Член 37

Специални последователности от действия за защита

Когато използва специална последователност от действия за защита, ОПС:

- а) гарантира, че всяка специална последователност от действия за защита действа изборително, надеждно и ефективно;
- б) оценява, при проектирането на специална последователност от действия за защита, последиците за преносната система в случай на неправилно функциониране, вземайки предвид въздействието върху засегнатите ОПС;
- в) проверява дали специалната последователност от действия за защита е с надеждност, сравнима с тази на системите за защита, използвани за основната защита на елементи на преносната система;
- г) експлоатира преносната система със специалната последователност от действия за защита в рамките на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, определени в съответствие с член 25; и
- д) координира функциите, принципите за задействане и зададените стойности на специалната последователност от действия за защита със съседните ОПС и със засегнатите ОРС, присъединени към преносна система, включително със затворени разпределителни системи и засегнатите ЗПМ, присъединени към преносна система.

Член 38

Следене и оценка на динамичната стабилност

1. Всеки ОПС наблюдава динамичната стабилност на преносната система чрез проучвания, провеждани извън работеща система, в съответствие с параграф 6. Всеки ОПС обменя съответните данни за следене на динамичната стабилност на преносната система с другите ОПС от неговата синхронна зона.
2. Всеки ОПС прави оценка на динамичната стабилност поне веднъж годишно, за да установи границите на стабилност и възможни проблеми със стабилността в своята преносна система. Всички ОПС от всяка синхронна зона координират оценките на динамичната стабилност, които обхващат цялата или отделни части на синхронната зона.
3. Когато правят координирани оценки на динамичната стабилност, засегнатите ОПС определят:
 - а) обхвата на координираното изследване за оценка на динамичната стабилност, поне по отношение на модел на обща електроенергийна мрежа;
 - б) набора от данни, които трябва да се обменят между засегнатите ОПС, за да се направи координираното изследване за оценка на динамичната стабилност;
 - в) списък на съвместно договорени сценарии относно координираното изследване за оценка на динамичната стабилност; и
 - г) списък на съвместно договорени извънредни ситуации или смущения в работата, чието въздействие се оценява чрез координираното изследване за оценка на динамичната стабилност.
4. В случай на проблеми със стабилността поради недостатъчно погасени междузонови колебания, въздействащи върху няколко ОПС в рамките на дадена синхронна зона, всеки ОПС участва в координираното изследване за оценка на динамичната стабилност на нивото на синхронната зона веднага щом е възможно и предоставя данните, необходими за въпросната оценка. Тази оценка се инициира и провежда от засегнатите ОПС или от ЕМОПС за електроенергия.
5. Когато ОПС открие потенциално влияние върху напрежението, синхронизма или стабилността на честотата във връзка с други взаимно свързани преносни системи, засегнатите ОПС координират методите, използвани за оценката на динамичната стабилност, осигурявайки необходимите данни, и планират съвместни коригиращи действия, целящи подобряване на стабилността, включително процедурите за сътрудничество между операторите на преносни системи.
6. При вземането на решение относно методите, използвани за оценката на динамичната стабилност, всеки ОПС прилага следните правила:
 - а) ако по отношение на списъка на извънредните ситуации границите на стационарни условия се достигат преди границите на стабилност, ОПС основава оценката на динамичната стабилност само върху проучвания на стабилността извън работеща система, извършвани на етапа на по-дългосрочно оперативно планиране;

- б) ако в условия на планово изключване по отношение на списъка на извънредните ситуации границите на стационарни условия и границите на стабилност са близо една до друга или границите на стабилност се достигат преди границите на стационарни условия, ОПС прави оценка на динамичната стабилност на етапа на оперативно планиране за ден напред, докато въпросните условия остават непроменени. ОПС планира коригиращи действия, които да бъдат прилагани, ако е необходимо, при експлоатация в реално време; и
- в) ако преносната система е в ситуация N по отношение на списъка на извънредните ситуации и границите на стабилност се достигат преди границите на стационарни условия, ОПС прави оценка на динамичната стабилност на всички етапи на оперативното планиране и оценява повторно границите на стабилност във възможно най-кратък срок след откриване на значителна промяна в ситуацията N.

Член 39

Управление на динамичната стабилност

1. Когато оценката на динамичната стабилност показва, че е налице нарушаване на границите на стабилност, операторите на преносни системи, в чиято контролна област е настъпило нарушаването, разработват, подготвят и предприемат коригиращи действия за поддържане на стабилността на преносната система. Въпросните коригиращи действия може да включват значителните потребители на електроенергийната мрежа.
2. Всеки ОПС гарантира, че времената за изключване при повреда за повреди, които могат да доведат до широко-мощна нестабилност на преносната система, са по-кратки от критичното време за изключване при повреда, изчислено от ОПС в неговите оценки на динамичната стабилност, извършени в съответствие с член 38.
3. По отношение на изискванията за минимален инерционен момент, които са от значение за стабилността на честотата на нивото на синхронната зона:
 - а) не по-късно от две години след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС от въпросната синхронна зона провеждат съвместно проучване за всяка синхронна зона с цел да се установи дали трябва да бъде наложен минимално изискван инерционен момент, като се вземат предвид разходите и ползите, както и потенциални алтернативи. Всички ОПС съобщават своите проучвания на своите регулаторни органи. Всички ОПС извършват периодичен преглед и актуализират въпросните проучвания на всеки две години;
 - б) когато проучванията, посочени в буква а), показват, че е необходимо да се дефинира минимално изискван инерционен момент, всички ОПС от засегнатата синхронна зона съвместно разработват методика за дефиниране на минимален инерционен момент, необходим за поддържане на експлоатационната сигурност и за да се предотврати нарушаването на границите на стабилност. Методиката трябва да спазва принципите на ефективност и пропорционалност, да бъде разработена в рамките на шест месеца след приключване на проучванията, посочени в буква а), и да бъде актуализирана в срок от шест месеца след като проучванията са актуализирани и са на разположение; и
 - в) всеки ОПС пуска при експлоатация в реално време минималния инерционен момент в своята собствена контролна зона в съответствие с методиката и резултатите, дефинирани и получени в съответствие с буква б).

ДЯЛ 2

ОБМЕН НА ДАННИ

ГЛАВА 1

Основни изисквания относно обмена на данни

Член 40

Организация, роли, отговорности и качество на обмена на данни

1. Обменът и предоставянето на данни и информация съгласно настоящия дял трябва да отразяват, доколкото е възможно, реалното и прогнозното състояние на преносната система.
2. Всеки ОПС отговаря за предоставянето и използването на висококачествени данни и информация.
3. Всеки ОПС събира следната информация за своята зона на наблюдаемост и обмена тези данни с всички други ОПС, доколкото е необходимо за провеждането на анализа на експлоатационната сигурност в съответствие с член 72:
 - а) електропроизводство;
 - б) потребление;

- в) графици;
- г) салдо по баланса;
- д) планови изключения и топологии на подстанции; и
- е) прогнози.

4. Всеки ОПС представя информацията от параграф 3 като подаванията от и към всеки възел на посочения в член 64 модел на отделна електроенергийна мрежа на оператора на преносна система.

5. При съгласуване с операторите на разпределителни системи и значителните потребители на електроенергийната мрежа всеки ОПС определя приложимостта и обхвата на обмена на данни въз основа на следните категории:

- а) структурни данни в съответствие с член 48;
- б) данни за съставяне на графици и прогнозни данни в съответствие с член 49;
- в) данни в реално време в съответствие с членове 44, 47 и 50; и
- г) разпоредбите в съответствие с членове 51, 52 и 53.

6. Не по-късно от 6 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС трябва да постигнат съвместно споразумение относно основни организационни изисквания, роли и отговорности във връзка с обмена на данни. Въпросните организационни изисквания, роли и отговорности трябва да вземат предвид и, когато е необходимо, да допълват експлоатационните условия от методиката за данни за генериращите мощности и товарите, разработена в съответствие с член 16 от Регламент (ЕС) 2015/1222. Те се прилагат за всички разпоредби за обмен на данни в настоящия дял и включват организационни изисквания, роли и отговорности за следните елементи:

- а) задължения на ОПС да съобщават незабавно на всички съседни ОПС всякакви промени в настройките на защитата, граничните стойности за нагряването и техническите възможности при междусистемните електропроводи между своите контролни зони;
- б) задължения на операторите на разпределителни системи, директно присъединени към преносната система, да информират ОПС, към които са присъединени, в рамките на договорените срокове за всякакви промени в данните и информацията съгласно настоящия дял;
- в) задължения на съседните оператори на разпределителни системи и/или между ОПС, намиращ се нагоре по потока на мощността, и ОПС, намиращ се надолу по потока на мощността, да се информират взаимно в рамките на договорените срокове за всякакви промени в данните и информацията съгласно настоящия дял;
- г) задължения на значителните потребители на електроенергийната мрежа да информират своя ОПС или ОРС в рамките на договорените срокове за всякакви съответни промени в данните и информацията, установени съгласно настоящия дял;
- д) подробно съдържание на данните и информацията, установени съгласно настоящия дял, включително основни принципи, вид на данните, средства за комуникация, формат и стандарти, които да се прилагат, срокове и отговорности;
- е) времевите печати и честотата на подаване на данните и на информацията, предоставяни от операторите на разпределителни системи и значителните потребители на електроенергийната мрежа, които се използват от операторите на преносни системи при различните срокове. Трябва да е дефинирана честотата на обмен на информацията при данните в реално време, данните по график и актуализирането на структурни данни; и
- ж) формата за докладване на данните и информацията, установен съгласно настоящия дял.

Организационните изисквания, роли и отговорности се публикуват от ЕМОПС за електроенергия.

7. Не по-късно от 18 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всеки ОПС се договаря със съответните ОРС относно ефективни, ефикасни и пропорционални процедури за предоставяне и управление на обмена на данни между тях, включително, когато това е необходимо за ефективната експлоатация на мрежата, за предоставяне на данни, свързани с разпределителните системи и значителните потребители на електроенергийната мрежа. Без да се засягат разпоредбите на параграф 6, буква ж), всеки ОПС се договаря със съответните ОРС относно формата за обмена на данни.

8. Присъединените към преносна система ЗПЕМ трябва да имат достъп до данни, свързани с техните въведени в експлоатация мрежови инсталации в точката на присъединяване.

9. Всеки ОПС се договаря с присъединените към преносна система ОПС относно обхвата на допълнителната информация, която да се обменя между тях относно въведените в експлоатация мрежови инсталации.

10. Операторите на разпределителни системи с точка на присъединяване към преносна система имат право да получават съответната структурна информация, информация по график и информация в реално време от съответните ОПС и да събират съответната структурна информация, информация по график и информация в реално време от съседните ОПС. Съседните оператори на разпределителни системи определят по координиран начин обхвата на информацията, която може да бъде обменяна.

ГЛАВА 2

Обмен на данни между ОПС

Член 41

Обмен на структурни и прогнозни данни

1. Съседните ОПС обменят най-малко следната структурна информация, свързана със зоната на наблюдаемост:
 - а) нормалната топология на подстанциите и други съответни данни, организирани по стойности на напрежението;
 - б) технически данни за преносните линии;
 - в) технически данни за трансформаторите, свързващи операторите на разпределителни системи, значителните потребители на електроенергийната мрежа, които са потребяващи съоръжения, и трансформаторите за собствени нужди на значителни потребители на електроенергийната мрежа, които са съоръжения за производство на електроенергия;
 - г) максималната и минималната активна и реактивна мощност на значителните потребители на електроенергийната мрежа, които са модули за производство на електроенергия;
 - д) технически данни за трансформаторите с фазово изместване;
 - е) технически данни за системите за ПТВН;
 - ж) технически данни за реакторите, кондензаторите и статичните компенсатори на реактивна мощност; и
 - з) границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, определени от всеки ОПС в съответствие с член 25.
2. За да координират защитата на своите преносни системи, съседните ОПС обменят зададените стойности за защитата на линиите, за които извънредните ситуации са включени като външни извънредни ситуации в техните списъци на извънредните ситуации.
3. За да координира своя анализ на експлоатационната сигурност и да създаде модела на обща електроенергийна мрежа в съответствие с членове 67, 68, 69 и 70, всеки ОПС обменя най-малко с всички други ОПС от същата синхронна зона най-малко следните данни:
 - а) топологията на преносните системи за 220 kV и по-високо напрежение в рамките на своята контролна зона;
 - б) модел или еквивалент на преносната система с напрежение под 220 kV, със значително въздействие върху неговата собствена преносна система;
 - в) граничните стойности за нагряването на елементите на преносната система; и
 - г) реалистично и точно прогнозно агрегирано количество за подаването на мощност от и към (за всеки първичен енергиен източник) всеки възел от преносната система, за различни времеви интервали.
4. За да координира оценките на динамичната стабилност съгласно член 38, параграфи 2 и 4, и за да извърши тези оценки, всеки ОПС обменя с другите ОПС от същата синхронна зона или от съответната ѝ част следните данни:
 - а) данни относно ЗПЕМ, които са модули за производство на електроенергия, които са свързани, но не само, със:
 - i) електрическите параметри на синхронния генератор, подходящи за оценката на динамичната стабилност, включително сумарния инерционен момент;
 - ii) моделите на защита;
 - iii) синхронния генератор и първичния двигател;

- iv) описанието на повишаващия трансформатор;
 - v) минималната и максималната реактивна мощност;
 - vi) моделите на устройствата за регулиране на напрежението и моделите на честотата на въртене; и
 - vii) моделите на първичен двигател и моделите на възбудителна система, подходящи за големи смущения в работата;
- б) данните за вида на регулирането и обхвата на регулирането на напрежението във връзка с янсените регулатори, включително описанието на съществуващите превключватели на отклонения на намотките под товар, както и данните за вида на регулирането и обхвата на регулирането на напрежението във връзка с повишаващите и мрежовите трансформатори; и
- в) данните за динамичните модели на системата или на устройството и съответното му регулиране, подходящо за големи смущения в работата, във връзка със системите за ПТВН и устройствата на ГПССТ.

Член 42

Обмен на данни в реално време

1. В съответствие с членове 18 и 19 всеки ОПС обменя с другите ОПС от същата синхронна зона следните данни за състоянието на преносната си система, използвайки информационно-технологичния инструмент за обмен на данни в реално време на общоевропейско равнище, осигурен от ЕМОПС за електроенергия:

- а) честота;
- б) грешка при вторично регулиране на честотата;
- в) измерен обмен на активна мощност между зони за РТЧ;
- г) агрегирана подавана генерирана мощност;
- д) състояние на системата в съответствие с член 18;
- е) зададена стойност на регулатора на товарите и честотата; и
- ж) обмен на мощност чрез виртуални междусистемни линии.

2. Всеки ОПС обменя с другите ОПС в своята зона на наблюдаемост следните данни относно преносната си система, използвайки обмен на данни в реално време между своите системи за управление и събиране на данни (SCADA) и системите за управление на енергията:

- а) действителна топология на подстанциите;
- б) активна и реактивна мощност при точката на свързване към линията, включително за преносните, разпределителните линии и линиите, свързващи значителните потребители на електроенергийната мрежа;
- в) активна и реактивна мощност в точката на свързване към трансформатора, включително преносните, разпределителните трансформатори и трансформатори, свързващи значителните потребители на електроенергийната мрежа;
- г) активна и реактивна мощност в точката на свързване към съоръжението за производство на електроенергия;
- д) положения на регулиране на трансформаторите, включително на трансформаторите с фазово изместване;
- е) измерено или очаквано напрежение на шините;
- ж) реактивна мощност в точките на свързване към реакторите и кондензаторните батерии или от статичен компенсатор на реактивна мощност; и
- з) ограничения за възможностите за подаване на активна и реактивна мощност по отношение на зоната на наблюдаемост.

3. Всеки ОПС има право да изисква от всички ОПС от своята зона на наблюдаемост да предоставят моментни справки в реално време за прогнозните данни за състоянието от въпросната контролна зона на ОПС, ако това е от значение за експлоатационната сигурност на преносната система на изискващия ОПС.

ГЛАВА 3

Обмен на данни между операторите на преносни системи и операторите на разпределителни системи в рамките на контролната зона на оператора на преносна система

Член 43

Обмен на структурни данни

1. Всеки ОПС определя зоната на наблюдаемост на свързаните към преносна система разпределителни системи, което му е необходимо, за да може да определи точно и ефикасно състоянието на системата, въз основа на методиката, разработена в съответствие с член 75.
2. Ако даден ОПС счете, че една разпределителна система, която не е свързана към преносна система, оказва значително влияние по отношение на напрежението, потоците на мощност или други електрически параметри за представяне на поведението на преносната система, такава разпределителна система се определя от оператора на преносна система като част от зоната на наблюдаемост в съответствие с член 75.
3. Структурната информация, свързана със зоната на наблюдаемост, посочена в параграфи 1 и 2, предоставяна от всеки ОПС на оператора на преносна система, включва най-малко:
 - а) подстанциите по напрежения;
 - б) линиите, които свързват подстанциите, посочени в буква а);
 - в) трансформаторите от подстанциите, посочени в буква а);
 - г) значителните потребители на електроенергийната мрежа; и
 - д) реакторите и кондензаторните батерии, свързани към подстанциите, посочени в буква а).
4. Всеки ОПС, присъединен към преносна система, предоставя на оператора на преносна система актуализация на структурната информация в съответствие с параграф 3 поне веднъж на всеки шест месеца.
5. Най-малко веднъж годишно всеки ОПС, присъединен към преносна система, предоставя на оператора на преносна система — за всеки първичен енергиен източник — сумарната агрегирана мощност на генериране на модулите за производство на електроенергия от тип А, за които се прилагат изискванията на Регламент (ЕС) 2016/631, и възможно най-добрите оценки на мощността на генериране на модулите за производство на електроенергия от тип А, за които не се прилага Регламент (ЕС) 2016/631 или няма дерогация от него и които са свързани към разпределителната му система, и съответната информация относно поведението на честотата им.

Член 44

Обмен на данни в реално време

Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки ОПС предоставя на своя ОПС в реално време информацията, свързана със зоната на наблюдаемост на последния, както е посочено в член 43, параграфи 1 и 2, която включва:

- а) действителната топология на подстанциите;
- б) активната и реактивната мощност в точката на свързване към линията;
- в) активната и реактивната мощност в точката на свързване към трансформатора;
- г) подаването на активна и реактивна мощност в точката на свързване към съоръжението за производство на електроенергия;
- д) положенията на отклоненията на намотките на трансформаторите, свързани към преносната система;
- е) напреженията на шините;
- ж) реактивната мощност в точките на свързване към реакторите и кондензаторните батерии;
- з) най-добрите налични данни за агрегирано електропроизводство за всеки първичен енергиен източник в зоната на оператора на разпределителна система; и
- и) най-добрите налични данни за агрегирания товар в зоната на оператора на разпределителна система.

ГЛАВА 4

Обмен на данни между операторите на преносни системи, собствениците на междусистемни електропроводи или други линии и модули за производство на електроенергия, присъединени към преносната система

Член 45

Обмен на структурни данни

1. За присъединен към преносната система модул за производство на електроенергия от тип D всеки ЗПЕМ, който е собственик на съоръжение за производство на електроенергия, предоставя на оператора на преносна система най-малко следните данни:

- а) общи данни за модула за производство на електроенергия, включително инсталирана мощност и първичен енергиен източник;
- б) данни за турбината и съоръжението за производство на електроенергия, включващи времето за пускане от студено и от горешо състояние;
- в) данни за изчисляване на токове на късо съединение;
- г) данни за трансформатора на съоръжението за производство на електроенергия;
- д) данни за РПРЧ на модули за производство на електроенергия, които предлагат или извършват въпросната услуга, в съответствие с член 154;
- е) данни за РВРЧ на модули за производство на електроенергия, които предлагат или извършват въпросната услуга, в съответствие с член 158;
- ж) данни за РЗ от модули за производство на електроенергия, които предлагат или извършват въпросната услуга, в съответствие с член 161;
- з) данни, необходими за възстановяване на преносната система;
- и) данни и модели, необходими за извършването на динамична симулация;
- й) данни за защитите;
- к) данни, необходими за определянето на разходите за коригиращи действия в съответствие с член 78, параграф 1, буква б); когато оператор на преносна система използва пазарни механизми в съответствие с член 4, параграф 2, буква г), информирането за цените, платими от ОПС, се счита за достатъчно;
- л) способност за регулиране на напрежението и на реактивната мощност.

2. За присъединен към преносната система модул за производство на електроенергия от тип В или тип С всеки ЗПЕМ, който е собственик на съоръжение за производство на електроенергия, предоставя на оператора на преносна система най-малко следните данни:

- а) общи данни за модула за производство на електроенергия, включително инсталирана мощност и първичен енергиен източник;
- б) данни за изчисляване на токове на късо съединение;
- в) данни за РПРЧ в съответствие с определението и изискванията на член 173 за модули за производство на електроенергия, които предлагат или извършват въпросната услуга;
- г) данни за РВРЧ на модули за производство на електроенергия, които предлагат или извършват въпросната услуга;
- д) данни за РЗ на модули за производство на електроенергия, които предлагат или извършват въпросната услуга;
- е) данни за защитите;
- ж) способност за регулиране на реактивната мощност;
- з) данни, необходими за определянето на разходите за коригиращи действия в съответствие с член 78, параграф 1, буква б); когато оператор на преносна система използва пазарни механизми в съответствие с член 4, параграф 2, буква г), информирането за цените, платими от ОПС, се счита за достатъчно;
- и) данни, необходими за извършване на оценка на динамичната стабилност съгласно член 38.

3. Даден ОПС може да поиска от собственика на съоръжение за производство на електроенергия на присъединен към преносна система модул за производство на електроенергия да предостави допълнителни данни, когато е целесъобразно, с цел анализ на експлоатационната сигурност в съответствие с дял 2 от част III.
4. Всеки собственик на система за ПТВН или собственик на междусистемен електропровод предоставя на оператора на преносна система следните данни относно системата за ПТВН или междусистемния електропровод:
- а) паспортни данни на инсталацията;
 - б) данни за трансформаторите;
 - в) данни за филтрите и наборите от филтри;
 - г) данни за компенсирането на реактивна енергия;
 - д) способност за регулиране на активната мощност;
 - е) способност за регулиране на реактивната мощност и на напрежението;
 - ж) приоритизиране на активен или реактивен режим на работа, ако има;
 - з) способност за изменение в зависимост от честотата;
 - и) динамични модели за динамично симулиране;
 - й) данни за защитите; и
 - к) способност да се поддържа непрекъснатостта на електроснабдяването.
5. Всеки собственик на междусистемен електропровод за променлив ток предоставя на оператора на преносна система най-малко следните данни:
- а) паспортни данни на инсталацията;
 - б) електрически параметри;
 - в) свързани с тях защиты.

Член 46

Обмен на данни по график

1. Всеки ЗПЕМ, който е собственик на съоръжение за производство на електроенергия на присъединен към преносната система модул за производство на електроенергия от тип В, С или D, предоставя на оператора на преносна система най-малко следните данни:
- а) размери и разполагаемост на генерираната активна мощност и резервите на активна мощност, за ден напред и в рамките на деня;
 - б) незабавно — всяка планова неразполагаемост или всяко ограничение във връзка с активната мощност;
 - в) всякакво прогнозно ограничаване на способността за регулиране на реактивната мощност; и
 - г) като изключение от букви а) и б) в региони с централна система за диспечерско управление — данни, поискани от ОПС за подготовката на неговия график за генериране на активна мощност.
2. Всеки оператор на система за ПТВН предоставя на операторите на преносни системи най-малко следните данни:
- а) график за активна мощност и разполагаемост, за ден напред и в рамките на деня;
 - б) незабавно — своята планова неразполагаемост или ограничение във връзка с активната мощност; и
 - в) всякакво прогнозно ограничение в способността за регулиране на реактивната мощност или напрежението.
3. Всеки оператор на междусистемен електропровод или линия за променлив ток предоставя на операторите на преносни системи данни за плановата си неразполагаемост или за ограничението си във връзка с активната мощност.

Член 47

Обмен на данни в реално време

1. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки значителен потребител на електроенергийната мрежа, който е собственик на съоръжение за производство на електроенергия на модул за производство на електроенергия от тип В, С или D, предоставя на оператора на преносна система най-малко следните данни:

- а) положение на прекъсвачите в точката на присъединяване или друга точка на взаимодействие, договорена с оператора на преносна система;
- б) активна и реактивна мощност в точката на присъединяване или друга точка на взаимодействие, договорена с оператора на преносна система; и
- в) за съоръжение за производство на електроенергия с консумация, различна от консумацията за собствени нужди — нетната активна и реактивна мощност.

2. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки собственик на система за ПТВН или на междусистемен електропровод за променлив ток предоставя на операторите на преносни системи в реално време най-малко следните данни относно точката на присъединяване на системата за ПТВН или междусистемния електропровод за променлив ток:

- а) положение на прекъсвачите;
- б) експлоатационно състояние; и
- в) активна и реактивна мощност.

ГЛАВА 5

Обмен на данни между операторите на преносни системи, операторите на разпределителни системи и модулите за производство на електроенергия, присъединени към разпределителна система

Член 48

Обмен на структурни данни

1. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки собственик на съоръжение за производство на електроенергия, за модул за производство на електроенергия, който е ЗПЕМ съгласно член 2, параграф 1, буква а), и чрез агрегиране на значителните потребители на електроенергийната мрежа съгласно член 2, параграф 1, буква д), присъединени към разпределителната система, предоставя най-малко следните данни на оператора на преносна система и оператора на разпределителна система, към който има точка на присъединяване:

- а) общи данни за модула за производство на електроенергия, включително инсталирана мощност и първичен енергиен източник или вид гориво;
- б) данни за РПРЧ в съответствие с определението и изискванията на член 173 за съоръжения за производство на електроенергия, които предлагат или извършват услугата РПРЧ;
- в) данни за РВРЧ за съоръжения за производство на електроенергия, които предлагат или извършват услугата РВРЧ;
- г) данни за РЗ за модули за производство на електроенергия, които предлагат или извършват услугата РЗ;
- д) данни за защитите;
- е) способност за регулиране на реактивната мощност;
- ж) способност за достъп от разстояние до прекъсвача;
- з) данни, необходими за извършване на динамичната симулация в съответствие с разпоредбите на Регламент (ЕС) 2016/631; и
- и) стойност на напрежението и местоположението на всеки модул за производство на електроенергия.

2. Всеки собственик на съоръжение за производство на електроенергия, за модул за производство на електроенергия, който е ЗПЕМ съгласно член 2, параграф 1, букви а) и д), информира оператора на преносна система и оператора на разпределителна система, към които има точка на присъединяване, в рамките на договорения срок и не по-късно от първото въвеждане в експлоатация или евентуални промени на съществуващата инсталация, относно всяка промяна на обхвата и съдържанието на данните, посочени в параграф 1.

Член 49

Обмен на данни по график

Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки собственик на съоръжение за производство на електроенергия, за модул за производство на електроенергия, който е ЗПЕМ съгласно член 2, параграф 1, букви а) и д), присъединен към разпределителната мрежа, предоставя най-малко следните данни на оператора на преносна система и оператора на разпределителна система, към които има точка на присъединяване:

- а) планираната си неразполагаемост, планираното ограничение във връзка с активната мощност и прогнозното планирано генериране на активна мощност в точката на присъединяване;
- б) всякакво прогнозно ограничение в способността за регулиране на реактивната мощност; и
- в) като изключение от букви а) и б) в региони с централна система за диспечерско управление — данни, поискани от ОПС за подготовката на неговия график за генериране на активна мощност.

Член 50

Обмен на данни в реално време

1. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки собственик на съоръжение за производство на електроенергия, за модул за производство на електроенергия, който е ЗПЕМ съгласно член 2, параграф 1, букви а) и д), присъединен към разпределителната мрежа, предоставя в реално време най-малко следните данни на оператора на преносна система и оператора на разпределителна система, към които има точка на присъединяване:

- а) състояние на комутационните устройства и на прекъсвачите в точката на присъединяване; и
- б) потоците от активна и реактивна мощност, тока и напрежението в точката на присъединяване.

2. Всеки ОПС определя, при съгласуване с отговорните оператори на разпределителни системи, кои ЗПЕМ могат да бъдат освободени от задължението пряко да предоставят в реално време данните, посочени в параграф 1, на оператора на преносна система. В такива случаи отговорните ОПС и ОРС се договарят за това агрегираните данни в реално време от засегнатите ЗПЕМ да бъдат предоставени на оператора на преносна система.

Член 51

Обмен на данни между операторите на преносни системи и операторите на разпределителни системи относно значителни модули за производство на електроенергия

1. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки ОРС предоставя на своя ОПС информацията, посочена в членове 48, 49 и 50, с честотата и с нивото на подробности, изисквани от ОПС.

2. Всеки ОПС предоставя на оператора на разпределителна система, към чиято разпределителна система са присъединени ЗПЕМ, информацията, посочена в членове 48, 49 и 50, както се изисква от оператора на разпределителна система.

3. Даден ОПС може да поиска допълнителни данни от собственик на съоръжение за производство на електроенергия, за модул за производство на електроенергия, който е ЗПЕМ в съответствие с член 2, параграф 1, букви а) и д), присъединен към разпределителна система, ако това е необходимо за анализа на експлоатационната сигурност и за валидирането на модели.

ГЛАВА 6

Обмен на данни между оператори на преносни системи и потребители на съоръжения

Член 52

Обмен на данни между оператори на преносни системи и потребители на съоръжения, присъединени към преносна система

1. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки собственик на потребителско съоръжение, присъединено към преносна система, предоставя на оператора на преносна система следните структурни данни:

- а) електрически данни за трансформаторите, свързани с преносната система;

- б) характеристики на товара на потребяващото съоръжение; и
 - в) характеристики на регулирането на реактивната мощност.
2. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки собственик на потребяващо съоръжение, присъединено към преносна система, предоставя на оператора на преносна система следните данни:
- а) планираното потребление на активна и прогнозното потребление на реактивна мощност за ден напред и в рамките на деня, включително всякакви промени на въпросните графици или прогнози;
 - б) всякакво прогнозно ограничение в способността за регулиране на реактивната мощност;
 - в) ако участва в реакцията на потреблението — график на обхвата на структурната си минимална и максимална мощност, който трябва да бъде съкратен; и
 - г) по изключение от буква а) в региони с централна система за диспечерско управление — данните, поискани от ОПС за подготовката на неговия график за генериране на активна мощност.
3. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки собственик на потребяващо съоръжение, присъединено към преносна система, предоставя в реално време на оператора на преносна система следните данни:
- а) активната и реактивната мощност в точката на присъединяване; и
 - б) минималния и максималния обхват на мощността, който трябва да бъде съкратен.
4. Всеки собственик на потребяващо съоръжение, присъединено към преносна система, предоставя на своя ОПС описание на поведението си в обхватите на напрежението, посочени в член 27.

Член 53

Обмен на данни между оператори на преносни системи и присъединени към разпределителна система потребяващи съоръжения или трети страни, участващи в реакцията на потреблението

1. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки ЗПЕМ, който е потребяващо съоръжение, присъединено към разпределителна система, и който участва в реакция на потреблението, предоставяна без използването на ресурси на трета страна, предоставя следните данни по график и данни в реално време на оператора на преносна система и на оператора на разпределителна система:
- а) структурната минимална и максимална активна мощност, разполагаема за реакция на потреблението, както и максималната и минималната продължителност на всяко потенциално използване на тази мощност за реакция на потреблението;
 - б) прогноза за неограничена активна мощност, разполагаема за реакция на потреблението, и всяка планирана реакция на потреблението;
 - в) активната и реактивната мощност в реално време в точката на присъединяване; и
 - г) потвърждение, че са приложени прогнозите за действителните стойности за реакцията на потреблението.
2. Освен ако не е предвидено друго от оператора на преносна система, всеки ЗПЕМ, който е трета страна, участваща в реакцията на потреблението, както е определено в член 27 от Регламент (ЕС) 2016/1388, предоставя на оператора на преносна система и на оператора на разпределителна система следните данни за ден напред почти в реално време и от името на всички свои присъединени към разпределителна система потребяващи съоръжения:
- а) структурната минимална и максимална активна мощност, разполагаема за реакция на потреблението, както и максималната и минималната продължителност на всяко потенциално задействане на реакция на потреблението в конкретна географска област, дефинирана от оператора на преносна система и оператора на разпределителна система;
 - б) прогноза за неограничена активна мощност, разполагаема за реакцията на потреблението, и всяко планирано ниво на реакция на потреблението в конкретна географска област, дефинирана от оператора на преносна система и оператора на разпределителна система;
 - в) активна и реактивна мощност в реално време; и
 - г) потвърждение, че са приложени прогнозите за действителните стойности за реакцията на потреблението.

ДЯЛ 3

СЪОТВЕТСТВИЕ

ГЛАВА 1

Роли и отговорности

Член 54

Отговорност на значителните потребители на електроенергийната мрежа

1. Всеки ЗПЕМ уведомява оператора на преносна система или оператора на разпределителна система, към които той има точка на присъединяване, за всяка планирана промяна на техническите си възможности, която може да окаже въздействие върху съответствието му с изискванията на настоящия регламент, преди нейното извършване.
2. Всеки ЗПЕМ уведомява оператора на преносна система или оператора на разпределителна система, към които той има точка на присъединяване, за всяко смущение в работата на своето съоръжение, което може да окаже въздействие върху съответствието му с изискванията на настоящия регламент, възможно най-скоро след неговото възникване.
3. Всеки ЗПЕМ уведомява оператора на преносна система или оператора на разпределителна система, към които той има точка на присъединяване, за планираните графици и процедури за изпитване, които трябва да се следват за проверката на съответствието на неговото съоръжение с изискванията на настоящия регламент, своевременно и преди да започне тяхното изпълнение. Операторът на преносна система или операторът на разпределителна система одобрява предварително и своевременно планираните графици и процедури за изпитване, като одобряването не може да бъде отказано безпричинно. Когато значителният потребител на електроенергийната мрежа има точка на присъединяване към оператора на разпределителна система и взаимодействие, съгласно параграф 2, само с оператора на разпределителна система, операторът на преносна система има право да изиска от засегнатия ОРС всякакви резултати от изпитване за съответствие, които са от значение за експлоатационната сигурност на преносната му система.
4. При поискване от оператора на преносна система или оператора на разпределителна система, съгласно член 41, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2016/631 и член 35, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2016/1388, значителният потребител на електроенергийната мрежа извършва изпитвания за съответствие и симулации в съответствие с въпросните регламенти по всяко време през срока на експлоатация на своето съоръжение, и по-специално след всяка повреда, промяна или замяна на оборудване, която може да окаже влияние на съответствието с изискванията на настоящия регламент по отношение на способността на съоръжението да постигне обявените стойности, времевите изисквания, приложими за въпросните стойности, и наличието или договорното предоставяне на спомагателни услуги. Трети страни, предоставящи реакция на потреблението директно на оператора на преносна система, доставчици на повторно диспечирание на модули за производство на електроенергия или потребяващи съоръжения чрез агрегиране, както и други доставчици на резерви на активна мощност гарантират, че съоръженията в техния портфейл отговарят на изискванията на настоящия регламент.

Член 55

Задачи на операторите на преносни системи относно експлоатацията на системата

Всеки ОПС отговаря за експлоатационната сигурност на своята контролна зона и трябва, по-специално:

- а) да разработва и внедрява инструменти за експлоатация на мрежата, които са от значение за неговата контролна зона и са свързани с експлоатацията в реално време и оперативното планиране;
- б) да разработва и въвежда инструменти и решения за предотвратяване и защита от смущения в работата;
- в) да използва услуги, предоставяни от трети страни, чрез обществени поръчки, когато е приложимо, като например повторно диспечирание или насрещна търговия, услуги по управление на претоварването, електропроизводствени резерви и други спомагателни услуги;
- г) да се съобразява със скалата за класификация на аварияте, приета от ЕМОПС за електроенергия, в съответствие с член 8, параграф 3, буква а) от Регламент (ЕО) № 714/2009, и да предоставя на ЕМОПС за електроенергия информацията, необходима за изпълнение на задачите за изготвяне на скалата за класификация на аварияте; и
- д) да следи на ежегоден принцип целесъобразността на инструментите за експлоатация на мрежата, установени съгласно букви а) и б), необходими за поддържане на експлоатационната сигурност. Всеки ОПС набелязва всякакви целесъобразни подобрения на въпросните инструменти за експлоатация на мрежата, като взема предвид годишните отчети, изготвени от ЕМОПС за електроенергия въз основа на скалата за класификация на аварияте в съответствие с член 15. Всяко набелязано подобрение се привежда в изпълнение впоследствие от оператора на преносна система.

ГЛАВА 2

Експлоатационни изпитвания

Член 56

Цел и отговорности

1. Всеки ОПС и всеки ОРС или ЗПЕМ, присъединен към преносна система, съответно може да извършва експлоатационни изпитвания на своите елементи на преносната система и на техните съоръжения при симулирани експлоатационни условия и за ограничен период от време. При това те трябва да осигурят своевременно уведомяване преди пускането в ход на изпитването и да сведат до минимум въздействието върху експлоатацията на системата в реално време. Експлоатационните изпитвания имат за цел да осигурят:

- а) доказателство за съответствие с всички съответни технически и организационни разпоредби за експлоатация от настоящия регламент за нов елемент на преносната система при първото му пускане в експлоатация;
- б) доказателство за съответствие с всички съответни технически и организационни разпоредби за експлоатация от настоящия регламент за ново съоръжение на значителния потребител на електроенергийната мрежа или на оператор на разпределителна система при първото му пускане в експлоатация;
- в) доказателство за съответствие с всички съответни технически и организационни разпоредби за експлоатация от настоящия регламент при всякава промяна на елемент на преносната система или на съоръжение на значителния потребител на електроенергийната мрежа или на оператора на разпределителна система, която е от значение за експлоатацията на системата;
- г) оценка на възможните отрицателни въздействия на неизправност, късо съединение или друга непланирана и неочаквана авария в експлоатацията на системата върху елемента на преносната система или върху съоръжението на значителния потребител на електроенергийната мрежа или на оператора на разпределителна система.

2. Резултатите от експлоатационните изпитвания, посочени в параграф 1, се използват от ОПС, ОРС или ЗПЕМ с цел:

- а) операторът на преносна система да гарантира правилното функциониране на елементите на преносната система;
- б) операторът на разпределителна система и значителните потребители на електроенергийната мрежа да гарантират правилното функциониране на разпределителните системи и на съоръженията на значителните потребители на електроенергийната мрежа;
- в) операторът на преносна система, операторът на разпределителна система или значителният потребител на електроенергийната мрежа да запазва съществуващите и да разработва нови експлоатационни практики;
- г) операторът на преносна система да гарантира изпълнението на спомагателни услуги;
- д) операторът на преносна система, операторът на разпределителна система или значителният потребител на електроенергийната мрежа да събира информация относно показателите на елементите на преносната система и съоръженията на значителните потребители на електроенергийната мрежа и операторите на разпределителни системи при всякакви условия и в съответствие с всички съответни разпоредби за експлоатация от настоящия регламент по отношение на:
 - i) контролирано прилагане на изменения на честотата или напрежението, целящо събиране на информация относно преносната система и поведението на елементите; и
 - ii) изпитвания на експлоатационни практики в извънредно състояние и състояние на възстановяване.

3. Всеки ОПС гарантира, че експлоатационните изпитвания не застрашават експлоатационната сигурност на преносната му система. Всяко експлоатационно изпитване може да бъде отложено или прекъснато поради непланирани условия в системата или заради безопасността на служителите, на населението, на съоръжението или апаратурата, които се изпитват, или на елементи на преносната система или на съоръженията на оператора на разпределителна система или значителния потребител на електроенергийната мрежа.

4. В случай на влошаване на състоянието на преносната система, в която се извършва експлоатационно изпитване, ОПС на въпросната преносна система има право да прекъсне експлоатационното изпитване. Ако провеждането на изпитване оказва въздействие върху друг оператор на преносна система и състоянието на системата на последния също се влошава, ОПС, ЗПЕМ или ОРС, провеждащ изпитването, след уведомяване от страна на засегнатия ОПС, незабавно прекратява експлоатационното изпитване.

5. Всеки ОПС гарантира, че резултатите от съответните експлоатационни изпитвания, проведени заедно с всички свързани с тях анализи:

- а) са включени в процеса на обучение и сертифициране на служителите, отговарящи за експлоатацията в реално време;

- б) се използват като входни данни за процеса на изследователска и развойна дейност на ЕМОПС за електроенергия; и
- в) се използват за подобряване на експлоатационните практики, включително на тези в извънредно състояние и състояние на възстановяване.

Член 57

Извършване на експлоатационни изпитвания и анализ

1. Всеки ОПС или ОРС, към който ЗПЕМ има точка на присъединяване, си запазва правото да изпита съответствието на ЗПЕМ с изискванията на настоящия регламент, неговите очаквани входящи и изходящи мощности и неговото договорно предоставяне на спомагателни услуги по всяко време през целия срок на експлоатация на съоръжението. Процедурата за въпросните експлоатационни изпитвания се съобщава на значителния потребител на електроенергийната мрежа от оператора на преносна система или от оператора на разпределителна система своевременно преди пускането в ход на експлоатационното изпитване.
2. ОПС или ОРС, към който ЗПЕМ има точка на присъединяване, публикува списъка с информация и документи, които трябва да бъдат предоставени, както и изискванията, които да бъдат изпълнени от значителния потребител на електроенергийната мрежа, за експлоатационното изпитване за съответствие. Списъкът обхваща най-малко следната информация:
 - а) цялата документация и сертификати на оборудване, които трябва да се представят от ЗПЕМ;
 - б) подробна информация за техническите данни на съоръжението на ЗПЕМ от значение за експлоатацията на системата;
 - в) изисквания за моделите за оценка на динамичната стабилност; и
 - г) проучвания от страна на ЗПЕМ, доказващи очаквания резултат от оценката на динамичната стабилност, когато е приложимо.
3. Когато е приложимо, всеки ОПС или ОРС публикува разпределението на отговорностите на значителния потребител на електроенергийната мрежа и на оператора на преносна система или оператора на разпределителна система за експлоатационното изпитване за съответствие.

ДЯЛ 4

ОБУЧЕНИЕ

Член 58

Програма за обучение

1. Не по-късно от 18 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всеки ОПС разработва и приема:
 - а) първоначална програма за обучение за сертифициране и непрекъсната програма за непрекъснато обучение на своите служители, които отговарят за експлоатацията на преносната система в реално време;
 - б) програма за обучение на своите служители, отговарящи за оперативното планиране. Всеки ОПС допринася за разработване и приемане на програми за обучение за служителите на съответните координатори за регионалната сигурност;
 - в) програма за обучение на своите служители, отговарящи за балансирането.
2. Програмите за обучение на оператора на преносна система включват познания за елементите на преносната система, експлоатацията на преносната система, използването на системите и процесите на самото работно място, действията между оператори на преносни системи, пазарните договорености, разпознаването и реагирането при извънредни ситуации в експлоатацията на системата, дейностите и инструментите за оперативно планиране.
3. Служителите на ОПС, отговарящи за експлоатацията в реално време на преносната система, като част от първоначалното си обучение преминават обучение по въпросите на оперативната съвместимост между преносните системи въз основа на експлоатационния опит и обратната връзка от съвместното обучение, проведено със съседни ОПС в съответствие с член 63. Въпросното обучение по въпроси на оперативната съвместимост включва подготовката и предприемането на координирани коригиращи действия, необходими във всички състояния на системата.
4. Всеки ОПС включва в своята програма за обучение на служителите, отговарящи за експлоатацията на преносната система в реално време, честотата на обученията и следните компоненти:
 - а) описание на елементите на преносната система;

- б) експлоатация на преносната система във всички състояния на системата, включително при възстановяване;
- в) използване на системите и процесите на самото работно място;
- г) координиране на действията между операторите на преносни системи и пазарните договорености;
- д) разпознаване и реагиране при извънредни ситуации в експлоатацията;
- е) съответни области на електроинженерството;
- ж) съответни аспекти на вътрешния пазар на електроенергия на Съюза;
- з) съответни аспекти на мрежовите кодекси или насоки, приети съгласно член 6 и член 18 от Регламент (ЕО) № 714/2009;
- и) безопасност и сигурност на хора, ядрено и друго оборудване при експлоатация на преносната система;
- й) сътрудничество и координация между ОПС при експлоатация в реално време и в оперативното планиране на равнище „главни зали за управление“, което се осъществява на английски език, освен ако не е посочено друго;
- к) съвместно обучение с присъединени към преносна система ОПС и ЗПЕМ, когато е целесъобразно;
- л) поведенчески умения със специално ударение върху управлението на стреса, действията на човека в критична ситуация, отговорността и уменията за мотивиране; и
- м) практики на оперативно планиране и инструменти, включително използваните със съответните координатори за регионалната сигурност при оперативното планиране.

5. Програмата за обучение на служители, отговарящи за оперативното планиране, включва най-малко аспектите от букви в), е), ж), з), й) и м) от параграф 4.

6. Програмата за обучение на служители, отговарящи за балансиране, включва най-малко аспектите от букви в), ж) и з) от параграф 4.

7. Всеки ОПС води ведомости за програмите за обучение на служителите за периода на трудовия им стаж. При поискване от съответния регулаторен орган всеки ОПС предоставя обхвата и подробностите за своите програми за обучение.

8. Всеки ОПС прави преглед на своите програми за обучение поне веднъж годишно и след значителни промени на системата. Всеки ОПС актуализира своите програми за обучение, за да отрази променящите се обстоятелства на експлоатация, пазарни правила, мрежова конфигурация и характеристики на системата, със специално ударение върху новите технологии, променящите се модели на производство и потребление и развитието на пазара.

Член 59

Условия на обучение

1. Програмите за обучение на всеки ОПС за служители, отговарящи за експлоатацията в реално време, включват обучение на работното място и извън работеща система. Обучение на работното място се провежда под надзора на опитен служител, отговарящ за експлоатацията в реално време. Обучение извън работеща система се провежда в среда, която симулира залата за управление с особености на моделиране на мрежата на ниво, подходящо за задачите, за които е обучението.

2. Всеки ОПС трябва да внедри обучение за служителите, отговарящи за експлоатацията в реално време, въз основа на модел на своята мрежа, използващ широкообхватна база данни, със съответни данни от други мрежи поне за зоната на наблюдаемост, с ниво на детайлност, което е достатъчно да възпроизведе експлоатационни проблеми между операторите на преносни системи. Сценариите на обучение се основават на реални и симулирани условия на системата. Когато е приложимо, ролята на други ОПС, присъединени към преносна система ОПС и значителни потребители на електроенергийната мрежа също трябва да бъде симулирана, освен ако те могат да бъдат пряко представяни в съвместни обучения.

3. Всеки ОПС координира обучението извън работеща система на служителите, отговарящи за експлоатацията в реално време, с присъединени към преносната система ОРС и ЗПЕМ по отношение на въздействието на техните съоръжения върху експлоатацията на преносната система в реално време, по широкообхватен и пропорционален начин, при отразяване на актуалната мрежова топология и характеристиките на вторичното оборудване. Когато това има отношение, операторите на преносни системи, присъединени към преносната система ОРС и ЗПЕМ провеждат съвместни симулации за обучение извън работеща система или семинари за обучение.

Член 60

Координатори на обученията и обучаващи

1. Отговорностите на координатора на обученията включват разработване, наблюдение и актуализиране на програмите за обучение, както и определяне на:

- а) квалификациите и процеса на подбор за служителите на ОПС, които ще се обучават;
- б) обучението, което се изисква за сертифицирането на служителите на системния оператор, отговарящи за експлоатацията в реално време;
- в) процедурите, включително съответната документация, за първоначалната програма за обучение и програмите за непрекъснато обучение;
- г) процедурата за сертифицирането на служителите на системния оператор, отговарящи за експлоатацията, в реално време; и
- д) процедурата за удължаване на даден период на обучение и сертифициране за служителите на системния оператор, отговарящи за експлоатацията в реално време.

2. Всеки ОПС определя уменията и нивото на компетентност на обучаващите на работното място. Обучаващите на работното място трябва да са с подходящо ниво на експлоатационен опит след сертифицирането си.

3. Всеки ОПС трябва да има регистър на служителите на системния оператор, отговарящи за експлоатацията в реално време, които изпълняват функциите на обучаващи на работното място, и преразглежда тяхната способност да осигуряват практическо обучение при вземането на решение относно удължаването на срока на действие на тяхното сертифициране.

Член 61

Сертифициране на служителите на системния оператор, отговарящи за експлоатацията в реално време

1. Дадено лице може да стане служител на системен оператор, отговарящ за експлоатацията в реално време, при условие че бъде обучено и впоследствие сертифицирано от назначен представител от неговия ОПС за въпросните задачи в рамките на срока, определен в програмата за обучение. Един служител на системен оператор, отговарящ за експлоатацията в реално време, не може да работи без надзор в залата за управление, освен ако не е сертифициран.

2. До 18 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всеки ОПС определя и внедрява процедура, включваща нивото на компетентност, за сертифициране на служителите на системния оператор, отговарящи за експлоатацията в реално време.

3. Служителите на ОПС, отговарящи за експлоатацията в реално време, се сертифицират след успешно официално оценяване, което включва устен и/или писмен изпит и/или практическа оценка по предварително определени критерии за успех.

4. ОПС съхранява копие от издадения сертификат и на официалните резултати от оценяването. При поискване от регулаторния орган ОПС предоставят копие на записите от изпита за сертифициране.

5. Всеки ОПС записва срока на валидност на сертификата, издаден на служител, отговарящ за експлоатацията в реално време.

6. Всеки ОПС определя максималния срок на сертифицирането, който не може да превишава пет години, но може да бъде удължаван въз основа на критерии, определени от всеки ОПС, и може да взема предвид участието на служителите, отговарящи за експлоатацията в реално време, в програма за непрекъснато обучение с достатъчен практически опит.

Член 62

Общ език за комуникация между служителите на системния оператор, отговарящи за експлоатацията в реално време

1. Освен ако не е договорено друго, общият език за комуникация между служителите на даден оператор на преносна система и тези на съседните ОПС е английски.
2. Всеки ОПС обучава своите съответни служители на системен оператор с цел постигане на достатъчни умения в общите езици за комуникация, договорени със съседните ОПС.

Член 63

Сътрудничество между операторите на преносни системи относно обучението

1. Всеки ОПС организира редовни сесии за обучение със съседните си ОПС за подобряване на познаването на характеристиките на съседните преносни системи, както и на комуникацията и координацията между служителите на съседните ОПС, отговарящи за експлоатацията в реално време. Обучението във взаимодействие с други ОПС включва подробно познаване на координираните действия, изисквани във всяко състояние на системата.
2. Всеки ОПС определя, в сътрудничество най-малко със съседните ОПС, необходимостта и честотата за съвместни сесии за обучение, включително минималните съдържание и обхват на тези сесии, като взема предвид нивото на взаимно влияние и необходимото сътрудничество по експлоатацията. Това обучение във взаимодействие с други ОПС може да включва, но не се ограничава до, съвместни семинари за обучение и съвместни обучения със симулации.
3. Всеки ОПС участва с други ОПС най-малко веднъж годишно в сесии за обучение по въпросите на управлението на въпроси, възникващи между операторите на преносни системи при експлоатацията в реално време. Честотата се определя, като се вземат предвид нивото на взаимно влияние на преносните системи и видът на междусистемното свързване — връзки за ПТ/ПрТ.
4. Всеки ОПС обменя опит от експлоатацията в реално време, включително посещения и обмен на опит между служители на системния оператор, отговарящи за експлоатацията в реално време, със своите съседни ОПС, с всеки ОПС, с който има или е имал взаимодействие във връзка с експлоатацията, и със съответните координатори за регионалната сигурност.

ЧАСТ III

ОПЕРАТИВНО ПЛАНИРАНЕ

ДЯЛ 1

ДАННИ ЗА АНАЛИЗА НА ЕКСПЛОАТАЦИОННАТА СИГУРНОСТ ПРИ ОПЕРАТИВНОТО ПЛАНИРАНЕ

Член 64

Общи разпоредби относно моделите на отделна и на обща мрежа

1. За извършването на анализа на експлоатационната сигурност съгласно дял 2 от настоящата част всеки ОПС изготвя модели на отделни електроенергийни мрежи в съответствие с методиките, установени в приложение на член 17 от Регламент 2015/1222 и член 18 от Регламент (ЕС) 2016/1719 за всеки от следните времеви интервали, прилагайки формата на данните, установен съгласно член 114, параграф 2:
 - а) за година напред, в съответствие с членове 66, 67 и 68;
 - б) когато е приложимо, за седмица напред, в съответствие с член 69;
 - в) за ден напред, в съответствие с член 70; и
 - г) в рамките на деня, в съответствие с член 70.
2. Моделите на отделна електроенергийна мрежа следва да включват структурните информация и данни, посочени в член 41.

3. Всеки ОПС изгражда моделите на отделни електроенергийни мрежи и всеки координатор за регионалната сигурност допринася за изграждането на моделите на обща електроенергийна мрежа, прилагайки формата на данните, установен съгласно член 114, параграф 2.

Член 65

Сценарии за година напред

1. Всички ОПС разработват съвместно общ списък на сценарии за година напред, спрямо които те оценяват експлоатацията за следващата година на преносната система с междусистемни връзки. Тези сценарии трябва да позволяват идентифицирането и оценяването на влиянието на преносната система с междусистемни връзки върху експлоатационната сигурност. Сценариите включват следните променливи:

- a) потребление на електроенергия;
- б) условията, свързани с приноса на възобновяемите енергийни източници;
- в) определени позиции на внос/износ, включително договорени еталонни стойности, които позволяват задачата по обединяването;
- г) модела на генериране, при напълно разполагам производствен парк;
- д) развитието на електроенергийната мрежа за година напред.

2. При разработването на общия списък на сценарии ОПС вземат предвид следните елементи:

- a) типичните модели на трансграничен обмен за различни нива на потребление и на производство на енергия от възобновяеми и конвенционални източници;
- б) вероятността за възникването на сценариите;
- в) потенциалните отклонения от границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, за всеки сценарий;
- г) стойността на мощността, генерирана и потребявана от съоръженията за производство на електроенергия и потребяващите съоръжения, свързани към разпределителни системи.

3. Когато ОПС не успеят да създадат общия списък на сценарии, посочен в параграф 1, те използват следните сценарии по подразбиране:

- a) зимен максимум, 3-та сряда на януари от текущата година, 10:30 централноевропейско време (ЦЕВ);
- б) зимен минимум, 2-ра неделя на януари от текущата година, 03:30 ЦЕВ;
- в) пролетен максимум, 3-та сряда на април от текущата година, 10:30 ЦЕВ;
- г) пролетен минимум, 2-ра неделя на април от текущата година, 03:30 ЦЕВ;
- д) летен максимум, 3-та сряда на юли от предишната година, 10:30 ЦЕВ;
- е) летен минимум, 2-ра неделя на юли от предишната година, 03:30 ЦЕВ;
- ж) есенен максимум, 3-та сряда на октомври от предишната година, 10:30 ЦЕВ;
- з) есенен минимум, 2-ра неделя на октомври от предишната година, 03:30 ЦЕВ;

4. ЕМОПС за електроенергия публикува не по-късно от 15 юли всяка година общия списък на сценариите, определени за следващата година, включително описание на тези сценарии и периода, през който те да се използват.

Член 66

Модел на отделна електроенергийна мрежа за година напред

1. Всеки ОПС определя модел на отделна електроенергийна мрежа за година напред за всеки от сценариите, разработени съгласно член 65, като използва най-добрите си прогнози за променливите, дефинирани в член 65, параграф 1. Всеки ОПС публикува своите модели на отделна електроенергийна мрежа за година напред в средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия в съответствие с член 114, параграф 1.

2. При дефинирането на своя модел на отделна електроенергийна мрежа за година напред всеки ОПС:
 - a) се договаря със съседните ОПС за прогнозния поток на мощност по системите за ПТВН, свързващи техните контролни зони;
 - б) балансира за всеки сценарий сумата от:
 - i) нетните обмени по линии за ПрТ;
 - ii) прогнозните потоци на мощност по системи за ПТВН;
 - iii) товара, включително прогноза за загубите; и
 - iv) електропроизводството.
3. Всеки ОПС включва в своите модели на отделна електроенергийна мрежа за година напред агрегираните генерирани мощности от съоръжения за производство на електроенергия, присъединени към разпределителни системи. Въпросните агрегирани генерирани мощности трябва:
 - a) да са съгласувани със структурните данни, предоставени в съответствие с изискванията на членове 41, 43, 45 и 48;
 - б) да са съгласувани със сценариите, разработени в съответствие с член 65; и
 - в) да разграничават между видовете първични енергийни източници.

Член 67

Модели на обща електроенергийна мрежа за година напред

1. Не по-късно от 6 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС съвместно разработват предложение за методика за изграждането на модели на обща електроенергийна мрежа за година напред от моделите на отделни електроенергийни мрежи, създадени в съответствие с член 66, параграф 1, както и за съхраняването им. Методиката взема предвид и допълва, когато е необходимо, експлоатационните условия от методиката за модел на обща електроенергийна мрежа, разработена в съответствие с член 17 от Регламент (ЕС) 2015/1222 и член 18 от Регламент (ЕС) 2016/1719, по отношение на следните елементи:
 - a) сроковете за събирането на моделите на отделни електроенергийни мрежи за година напред, за обединяването им в модел на обща електроенергийна мрежа и за съхраняването на моделите на отделни електроенергийни мрежи и на обща електроенергийна мрежа;
 - б) контрола на качеството на моделите на отделни електроенергийни мрежи и на обща електроенергийна мрежа, който да бъде внедрен, с цел да се осигури тяхната пълнота и последователност; и
 - в) коригирането и усъвършенстването на моделите на отделни електроенергийни мрежи и на обща електроенергийна мрежа, внедрявайки най-малко контрола на качеството, посочен в буква б).
2. Всеки ОПС има право да изисква от друг ОПС всякаква информация относно промени в топологията на мрежата или относно договорености за експлоатацията, като например зададени стойности за защитите или последователности от действия за защита, диаграми за единични линии и конфигурация на подстанции или допълнителни модели на електроенергийната мрежа, свързани с осигуряването на точно представяне на преносната система, за извършването на анализ на експлоатационната сигурност.

Член 68

Актуализирания на моделите на отделни и обща електроенергийна мрежа за година напред

1. Когато ОПС промени или съобщи за промяна на своите най-добри оценки за променливите, използвани за определяне на неговия модел на отделна електроенергийна мрежа за година напред, създаден в съответствие с член 66, параграф 1, която е от значение за експлоатационната сигурност, той следва да актуализира своя модел на отделна електроенергийна мрежа за година напред и да го публикува в средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия.
2. Всеки път когато се актуализира моделът на отделна електроенергийна мрежа, моделът на обща електроенергийна мрежа за година напред трябва да бъде съответно актуализиран при прилагане на методиката, определена в съответствие с член 67, параграф 1.

Член 69

Моделите на отделни електроенергийни мрежи и на обща електроенергийна мрежа за седмица напред

1. Когато два или повече ОПС сметат това за необходимо, те определят най-представителните сценарии за координиране на анализа на експлоатационната сигурност на своята преносна система за времеви интервал за седмица напред и разработват методика за обединяване на моделите на отделни електроенергийни мрежи, аналогична на методиката за изграждане на модела на обща електроенергийна мрежа за година напред от моделите на отделни електроенергийни мрежи за година напред в съответствие с член 67, параграф 1.
2. Всеки ОПС, посочен в параграф 1, установява или актуализира своите модели на отделни електроенергийни мрежи за седмица напред съгласно сценариите, определени в съответствие с параграф 1.
3. ОПС, посочени в параграф 1, или третите страни, на които е възложена задачата, посочена в параграф 1, изграждат моделите на обща електроенергийна мрежа за седмица напред, следвайки методиката, разработена в съответствие с параграф 1, и използвайки моделите на отделни електроенергийни мрежи, установени в съответствие с параграф 2.

Член 70

Методика за изграждане на модели на обща електроенергийна мрежа за времевите интервали „за ден напред“ и „в рамките на деня“

1. Не по-късно от 6 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС съвместно разработват предложение за методика за изграждането на модели на обща електроенергийна мрежа за времевите интервали „за ден напред“ и „в рамките на деня“ от моделите на отделни електроенергийни мрежи, както и за съхраняването им. Въпросната методика взема предвид и, когато е необходимо, допълва експлоатационните условия от методиката за модел на обща електроенергийна мрежа, разработена в съответствие с член 17 от Регламент (ЕС) 2015/1222, по отношение на следните елементи:
 - а) определение за времевите печати;
 - б) сроковете за събирането на моделите на отделни електроенергийни мрежи, за обединяването им в модела на обща електроенергийна мрежа и за съхраняването на модели на отделни електроенергийни мрежи и на обща електроенергийна мрежа. Сроковете следва да бъдат съвместими с регионалните процеси, установени за подготвянето и предприемането на коригиращи действия;
 - в) контрола на качеството на моделите на отделни електроенергийни мрежи и модела на обща електроенергийна мрежа, който да бъде внедрен, за да се осигури тяхната пълнота и последователност;
 - г) коригирането и усъвършенстването на моделите на отделни електроенергийни мрежи и на обща електроенергийна мрежа, внедрявайки най-малко контрола на качеството, посочен в буква в); и
 - д) обработката на допълнителна информация, свързана с договорености за експлоатацията, като например зададени стойности за защитите или последователности от действия за защита, диаграми за единични линии и конфигурация на подстанции с цел управление на експлоатационната сигурност.
2. Всеки ОПС създава модели на отделни електроенергийни мрежи за времевите интервали „за ден напред“ и „в рамките на деня“ в съответствие с параграф 1 и ги публикува в средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия.
3. При създаването на моделите на отделни електроенергийни мрежи за времевите интервали „за ден напред“ и „в рамките на деня“, посочени в параграф 2, всеки ОПС включва:
 - а) актуалните прогнози за товарите и електропроизводството;
 - б) наличните резултати от процедурите за сделки за ден напред и в рамките на деня;
 - в) наличните резултати от задачите за съставяне на график, описани в дял 6, част III;
 - г) за съоръжения за производство на електроенергия, присъединени към разпределителни системи, агрегираната генерирана активна мощност, разграничена според вида на първичния енергиен източник, в съответствие с данните, предоставени в съответствие с членове 40, 43, 44, 48, 49 и 50;
 - д) актуална топология на преносната система.

4. Всички коригиращи действия, за които вече е взето решение, се включват в моделите на отделни електроенергийни мрежи за времеви интервали „за ден напред“ и „в рамките на деня“ и трябва да са явно отличими от подаванията от и към тях, определени в съответствие с член 40, параграф 4, и от мрежовата топология без прилагане на коригиращи действия.
5. Всеки ОПС оценява точността на променливите от параграф 3 чрез сравняването им с техните действителни стойности, съобразявайки се с принципите, определени съгласно член 75, параграф 1, буква в).
6. Ако в резултат на оценката, посочена в параграф 5, даден ОПС счете, че точността на променливите е недостатъчна за оценяване на експлоатационната сигурност, той трябва да определи причините за неточността. Ако причините зависят от процедурите на оператора на преносна система за създаване на моделите на отделни електроенергийни мрежи, въпросният ОПС преразглежда тези процедури, за да получи по-точни резултати. Ако причините зависят от променливи, предоставяни от други страни, въпросният ОПС, заедно с тези други страни, се стреми да осигури точността на въпросните променливи.

Член 71

Контрол на качеството за модели на електроенергийна мрежа

При дефиниране на контролите на качеството в съответствие с член 67, параграф 1, буква б) и член 70, параграф 1, буква в) всички ОПС съвместно определят контролите, целящи поне да се провери:

- а) съгласуваността на състоянието на връзката на междусистемните електропроводи;
- б) дали стойностите на напрежението са в рамките на обичайните експлоатационни стойности за елементите на преносната система, които имат влияние върху други контролни зони;
- в) съгласуваността на допустимите преходни претоварвания на междусистемните електропроводи; и
- г) дали подаванията от и към мрежата на активна мощност и реактивна мощност са съвместими с обичайните експлоатационни стойности.

ДЯЛ 2

АНАЛИЗ НА ЕКСПЛОАТАЦИОННАТА СИГУРНОСТ

Член 72

Анализ на експлоатационната сигурност при оперативното планиране

1. Всеки ОПС извършва координирани анализи на експлоатационната сигурност най-малко за следните времеви интервали:
 - а) за година напред;
 - б) за седмица напред, когато е приложимо в съответствие с член 69;
 - в) за ден напред; и
 - г) в рамките на деня.
2. При извършване на координирани анализи на експлоатационната сигурност операторът на преносна система прилага методиката, приета съгласно член 75.
3. За да извършва анализи на експлоатационната сигурност, при ситуация N, всеки ОПС симулира всяка извънредна ситуация от списъка си на извънредните ситуации, съставен в съответствие с член 33, и се уверява, че при ситуация (N-1) в неговата контролна зона няма излизане извън границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, определени в съответствие с член 25.
4. Всеки ОПС извършва своите анализи на експлоатационната сигурност, използвайки най-малко моделите на обща електроенергийна мрежа, създадени в съответствие с членове 67, 68, 70 и, когато е приложимо, член 69, и при извършването на въпросните анализи взема предвид плановите изключения.
5. Всеки ОПС споделя резултатите от своя анализ на експлоатационната сигурност най-малко с операторите на преносни системи, чиито елементи са включени в зоната на наблюдаемост на този ОПС и върху които според въпросния анализ на експлоатационната сигурност се оказва въздействие, за да се даде възможност на горепосочените ОПС да се уверят, че в рамките на техните контролни зони границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, се спазват.

Член 73

Анализ на експлоатационната сигурност за година напред до включително седмица напред

1. Всеки ОПС извършва анализи на експлоатационната сигурност за година напред и, когато е приложимо, за седмица напред с цел да открие най-малко следните ограничения:
 - a) потоците на мощност и напрежението, надвишаващи границите, осигуряващи експлоатационна сигурност;
 - b) нарушения на границите на стабилност на преносната система, установени в съответствие с член 38, параграфи 2 и 6; и
 - b) нарушения на праговете за тока на късо съединение на преносната система.
2. Когато даден ОПС открие евентуално ограничение, той разработва коригиращи действия в съответствие с членове 20 — 23. Ако няма възможност за коригиращи действия без разходи и ограничението е свързано с планираната неразполагаемост на някои значими активи, ограничението представлява несъвместимост в планирането на изключванията и операторът на преносна система започва координиране на изключванията в съответствие с член 95 или 100 в зависимост от момента от годината, в който това действие се започва.

Член 74

Анализ на експлоатационната сигурност за времевите интервали „за ден напред“, „в рамките на деня“ и „близо до реалното време“

1. Всеки ОПС извършва анализи на експлоатационната сигурност за времевите интервали „за ден напред“, „в рамките на деня“ и „близо до реалното време“, за да открие евентуални ограничения и да подготви и предприеме коригиращи действия с всички други заинтересовани ОПС и, ако е приложимо, със засегнати оператори на разпределителни системи или значителни потребители на електроенергийната мрежа.
2. Всеки ОПС следи прогнозите за товарите и електропроизводството. Когато въпросните прогнози показват значителни отклонения в товарите и електропроизводството, ОПС актуализира своя анализ на експлоатационната сигурност.
3. Когато извършва анализ на експлоатационната сигурност почти в реално време в своята зона на наблюдаемост, всеки ОПС прилага оценяване на състоянието.

Член 75

Методика за координиране на анализа на експлоатационната сигурност

1. Не по-късно от 12 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС разработват съвместно предложение за методика за координиране на анализа на експлоатационната сигурност. Въпросната методика цели стандартизиране на анализа на експлоатационната сигурност най-малко за всяка синхронна зона и включва най-малко:
 - a) методи за оценка на влиянието на елементи на преносната система и на значителни потребители на електроенергийната мрежа, намиращи се извън контролната зона на оператора на преносна система, с цел откриване на елементите, включени в зоната на наблюдаемост на оператора на преносна система, и праговете на въздействие на извънредните ситуации, над които извънредни ситуации за тези елементи представляват външни извънредни ситуации;
 - b) принципи за общ подход за оценка на риска, обхващащи, за извънредните ситуации, посочени в член 33, като минимум:
 - i) съответната вероятност;
 - ii) допустимите преходни претоварвания; и
 - iii) въздействието на извънредните ситуации;
 - b) принципите за оценка и справяне с неопределеностите на електропроизводството и товарите, като се взема предвид резервът за надеждност в съответствие с член 22 от Регламент (ЕС) 2015/1222;
 - г) изискванията за координирането и обмяна на информация между координаторите за регионалната сигурност във връзка със задачите, изброени в член 77, параграф 3;

- д) ролята на ЕМОПС за електроенергия в управлението на общи инструменти, подобряването на правилата за качеството на данните, наблюдението на методиката за координиран анализ на експлоатационната сигурност и общите разпоредби за координиране на регионалната експлоатационна сигурност във всеки регион за изчисляване на преносната способност.
2. Методите, посочени в параграф 1, буква а), трябва да позволяват откриването на всички елементи в зоната на наблюдаемост на даден ОПС, които са елементи на мрежата на други ОПС или на присъединени към преносна система ОПС, модули за производство на електроенергия или потребяващи съоръжения. Въпросните методи вземат предвид следните елементи на преносната система и характеристики на значителните потребители на електроенергийната мрежа:
- а) състоянието на свързаност или електрическите стойности (като напрежения, потоци на мощност, синхронизъм), които влияят значително върху точността на резултатите от оценяването на състоянието в контролната зона на оператора на преносна система, над общите прагове;
- б) състоянието на свързаност или електрическите стойности (като напрежения, потоци на мощност, синхронизъм), които влияят значително върху точността на резултатите от анализа на експлоатационната сигурност от оператора на преносната система, над общите прагове; и
- в) изискването да се гарантира адекватно представяне на свързаните елементи в зоната на наблюдаемост на оператора на преносна система.
3. Стойностите, посочени в букви а) и б) от параграф 2, се определят чрез ситуации, представителни за различните условия, които могат да се очакват, характеризиращи се с променливи, като ниво и модел на електропроизводство, ниво на трансграничен обмен на електроенергия и отпадания на активи.
4. Методите, посочени в параграф 1, буква а), трябва да позволяват откриването на всички елементи на списъка на извънредните ситуации на даден ОПС, които са със следните характеристики:
- а) всеки елемент оказва въздействие върху електрическите стойности (като напрежения, потоци на мощност, синхронизъм) в контролната зона на оператора на преносна система, по-голямо от общите прагове на въздействие на извънредните ситуации, което означава, че отпадането на този елемент може да повлияе значително на резултатите от анализа на извънредните ситуации, извършен от оператора на преносна система;
- б) изборът на праговете на въздействие на извънредните ситуации трябва да сведе до минимум риска от това, при възникване на извънредна ситуация в контролната зона на друг ОПС, която не е в списъка на външните извънредни ситуации на оператора на преносна система, да се стигне до поведение на системата на оператора на преносна система, считано за неприемливо за който и да било елемент от неговия списък на вътрешни извънредни ситуации, като например извънредно състояние;
- в) оценката на такъв риск се основава на ситуации, представителни за различните условия, които могат да се очакват, характеризиращи се с променливи, като ниво и модел на електропроизводство, нива на обмен, отпадания на активи.
5. Принципиите за общ подход за оценка на риска, посочени в параграф 1, буква б), трябва да определят критерии за оценката на сигурността на системата с междусистемни връзки. Въпросните критерии се определят въз основа на хармонизирано ниво за максимално приемливия риск на базата на анализ на сигурността на различните ОПС. Въпросните принципи се отнасят за:
- а) последователността в определението за изключителните извънредни ситуации;
- б) оценяването на вероятността за изключителни извънредни ситуации и тяхното въздействие; и
- в) вземането предвид на изключителните извънредни ситуации в списъка на извънредните ситуации на даден ОПС, когато тяхната вероятност надвишава общия праг.
6. Принципиите за оценяване и справяне с неопределеностите, посочени в параграф 1, буква в), трябва да предвиждат задържането на въздействието на неопределеностите по отношение на електропроизводството или потреблението под приемливо и хармонизирано максимално ниво за анализа на експлоатационната сигурност на всеки ОПС. Въпросните принципи определят:
- а) хармонизирани условия, при които един ОПС актуализира своя анализ на експлоатационната сигурност. В условията се вземат предвид съответни аспекти, като времеви хоризонт на прогнозите за електропроизводството и потреблението, нивото на промяна на прогнозните стойности в рамките на контролната зона на оператора на преносна система или в рамките на контролната зона на други ОПС, местоположение на електропроизводството и товарите, предходните резултати от неговия анализ на експлоатационната сигурност; и
- б) минимална честота на актуализиране на прогнозата за електропроизводството и потреблението, в зависимост от тяхната изменчивост и от инсталираната мощност на недиспечерируемо електропроизводство.

Член 76

Предложение за координиране на регионалната експлоатационна сигурност

1. Не по-късно от 3 месеца след одобряването на методиката за координиране на анализа на експлоатационната сигурност от член 75, параграф 1 всички ОПС от всеки регион за изчисляване на преносната способност съвместно разработват предложение за общи разпоредби за координиране на регионалната експлоатационна сигурност, които следва да бъдат прилагани от координатора за регионалната сигурност и операторите на преносни системи от региона за изчисляване на преносната способност. Предложението е съобразено с методиките за координиране на анализа на експлоатационната сигурност, разработени в съответствие с член 75, параграф 1, и допълва, когато е необходимо, методиките, разработени в съответствие с членове 35 и 74 от Регламент (ЕС) 2015/1222. Предложението определя:

- a) условията и честотата на координирането в рамките на деня на анализа на експлоатационната сигурност и на актуализациите на модела на обща електроенергийна мрежа от координатора за регионалната сигурност;
 - b) методиката за подготвянето на коригиращи действия, управлявано по координиран начин, вземайки предвид тяхното трансгранично значение, както е определено в съответствие с член 35 от Регламент 2015/1222, вземайки предвид изискванията по членове 20 — 23 и определяйки най-малко:
 - i) процедурата за обмен на информацията за разполагаемите коригиращи действия между съответните оператори на преносни системи и координатора за регионалната сигурност;
 - ii) класифицирането на ограниченията и коригиращите действия в съответствие с член 22;
 - iii) определянето на най-ефикасните и икономически ефективни коригиращи действия в случай на нарушения на експлоатационната сигурност, посочени в член 22;
 - iv) подготвянето и предприемането на коригиращи действия в съответствие с член 23, параграф 2;
 - v) разпределянето на разходите за коригиращите действия, посочени в член 22, в допълнение, когато е необходимо, към общата методика, разработена в съответствие с член 74 от Регламент 2015/1222. Като общо правило, разходите за претоварвания, които са свързани с нетрансграничен обмен, се поемат от ОПС, отговарящи за дадената контролна зона, а разходите за облекчаване на претоварвания, които са свързани с трансграничен обмен, се покриват от ОПС, отговарящи за контролните зони, пропорционално на утежняващото въздействие на енергийния обмен между дадени контролни зони на претоварвания елемент на електроенергийната мрежа.
2. При определяне на това дали претоварването има връзка с трансграничния обмен, ОПС вземат предвид претоварването, което би възникнало при отсъствие на енергиен обмен между контролните зони.

Член 77

Организация за координирането на регионалната експлоатационна сигурност

1. Предложението на всички ОПС от даден регион за изчисляване на преносната способност за общи разпоредби за координиране на регионалната експлоатационна сигурност съгласно член 76, параграф 1 включва също и общи разпоредби относно организацията на координирането на регионалната експлоатационна сигурност, включително най-малкото:

- a) назначаването на координатор(и) за регионалната сигурност, който(които) да изпълнява(т) задачите по параграф 3 за въпросния регион за изчисляване на преносната способност;
- b) правила относно управлението и работата на координатора(ите) за регионалната сигурност, гарантиращи равноправно третиране на всички членуващи ОПС;
- v) когато ОПС предложат назначаване на повече от един координатор за регионалната сигурност в съответствие с буква а):
 - i) предложение за съгласувано разпределение на задачите между координаторите за регионалната сигурност, които ще бъдат активни във въпросния регион за изчисляване на преносната способност. В предложението се взема предвид в пълна степен необходимостта да се координират различните задачи, разпределени на координаторите за регионалната сигурност;

- ii) оценка, която показва, че предложената конфигурация за координаторите за регионалната сигурност и разпределянето на задачите е ефикасна, ефективна и в съответствие с координираното регионално изчисляване на преносната способност, установено съгласно членове 20 и 21 от Регламент (ЕС) 2015/1222;
 - iii) ефективен процес на координиране и вземане на решения за уреждането на конфликтни позиции между координатори за регионалната сигурност в рамките на региона за изчисляване на преносната способност.
2. При разработването на предложението за общи разпоредби относно организацията на координирането на регионалната експлоатационна сигурност от параграф 1 трябва да бъдат изпълнени следните изисквания:
- а) всеки ОПС трябва да бъде обхванат от поне един координатор за регионалната сигурност;
 - б) всички ОПС гарантират, че общият брой на координаторите за регионалната сигурност в целия Съюз е не повече от шест.
3. ОПС от всеки регион за изчисляване на преносната способност предлагат делегирането на следните задачи в съответствие с параграф 1:
- а) координиране на регионалната експлоатационна сигурност в съответствие с член 78, с цел подпомагане на операторите на преносни системи да изпълняват задълженията си за времеви интервали „година напред“, „ден напред“ и „в рамките на деня“ от член 34, параграф 3 и членове 72 и 74;
 - б) изграждане на модел на обща електроенергийна мрежа в съответствие с член 79;
 - в) регионално координиране на изключванията в съответствие с член 80, с цел подпомагане на операторите на преносни системи да изпълняват задълженията си по членове 98 и 100.
 - г) оценка на регионална адекватност в съответствие с член 81 с цел подпомагане на операторите на преносни системи да изпълняват задълженията си по член 107.
4. При изпълнение на своите задачи даден координатор за регионалната сигурност взема предвид данни, обхващащи като минимум всички региони за изчисляване на преносната способност, за които са му разпределени задачи, включително зоните на наблюдаемост на всички ОПС във въпросните региони за изчисляване на преносната способност.
5. Всички координатори за регионалната сигурност координират изпълнението на своите задачи с цел да улеснят изпълнението на целите на настоящия регламент. Всички координатори за регионалната сигурност гарантират хармонизирането на процедурите и, когато дублирането не е обосновано по съображения за ефективност или от необходимостта да се осигури непрекъснатост на услугата, създаването на съвместни инструменти за осигуряване на ефективно сътрудничество и координиране помежду им.

Член 78

Координиране на регионалната експлоатационна сигурност

1. Всеки ОПС предоставя на координатора за регионалната сигурност цялата информация и данни, необходими за извършване на координираната оценка на регионалната експлоатационна сигурност, включително като минимум:
- а) актуализирания списък на извънредните ситуации, създаден в съответствие с критериите, дефинирани в методиката за координиране на анализа на експлоатационната сигурност, приета в съответствие с член 75, параграф 1;
 - б) актуализирания списък на възможните коригиращи действия, измежду категориите, изброени в член 22, и очакваните разходи по тях, предоставени в съответствие с член 35 от Регламент (ЕС) 2015/1222, ако коригиращото действие включва повторно диспечирание или насрещна търговия, имащи за цел да допринесат за облекчаване на евентуално ограничение, установено в региона; и
 - в) границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, в съответствие с член 25.
2. Всеки координатор за регионалната сигурност:
- а) прави координираната оценка на регионалната експлоатационна сигурност в съответствие с член 76 въз основа на моделите на обща електроенергийна мрежа, създадени в съответствие с член 79, списъка на непредвидените ситуации и границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, предоставени от всеки ОПС съгласно параграф 1. Той представя

резултатите от координираната оценка на регионалната експлоатационна сигурност най-малкото на всички ОПС от региона за изчисляване на преносната способност. Когато открие ограничение, препоръчва на съответните ОПС най-ефективните и икономически ефективни коригиращи действия и може да препоръча коригиращи действия, различни от тези, осигурявани от операторите на преносни системи; тази препоръка за коригиращи действия се придружава от обяснения относно нейната обосновка.

- б) координира подготовянето на коригиращи действия със и сред операторите на разпределителни системи в съответствие с член 76, параграф 1, буква б), за да могат ОПС да постигнат координирано предприемане на коригиращи действия в реално време.
3. При извършването на координираната оценка на регионалната експлоатационна сигурност и набеязването на подходящите коригиращи действия всеки координатор за регионалната сигурност се координира с други координатори за регионалната сигурност.
4. Когато даден ОПС получи от съответния координатор за регионалната сигурност резултатите от координираната оценка на регионалната експлоатационна сигурност с предложение за коригиращо действие, той оценява препоръчаното коригиращо действие за елементите, свързани с въпросното коригиращо действие и намиращи се в неговата контролна зона. В този случай той прилага разпоредбите на член 20. Операторът на преносна система решава дали да приложи препоръчаното коригиращо действие. Когато реши да не прилага препоръчаното коригиращо действие, той дава обяснение на КРС за това решение. Когато ОПС реши да приложи препоръчаното коригиращо действие, той прилага това действие за елементите, намиращи се в неговата контролна зона, при условие че е съвместимо с условията в реално време.

Член 79

Изграждане на модел на обща електроенергийна мрежа

1. Всеки координатор за регионалната сигурност проверява качеството на моделите на отделни електроенергийни мрежи, за да допринесе за изграждането на модела на обща електроенергийна мрежа за всеки споменат времеви интервал в съответствие с методиките, посочени в член 67, параграф 1 и член 70, параграф 1.
2. Всеки ОПС предоставя на своя координатор за регионалната сигурност модела на отделна електроенергийна мрежа, необходим за изграждане на модела на обща електроенергийна мрежа за всеки времеви интервал посредством средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия.
3. Когато е необходимо, всеки координатор за регионалната сигурност изисква от съответните ОПС да коригират своите модели на отделни електроенергийни мрежи с цел да постигнат съответствие с контролите на качеството и с цел подобряване.
4. Всеки ОПС коригира своите модели на отделни електроенергийни мрежи след проверка на необходимостта от корекция, ако е приложимо, въз основа на исканията на координатора за регионалната сигурност или друг ОПС.
5. В съответствие с методиките, посочени в член 67, параграф 1 и член 70, параграф 1, и в съответствие с член 28 от Регламент (ЕС) 2015/1222 координаторът за регионалната сигурност се назначава от всички ОПС, за да изгради модела на обща електроенергийна мрежа за всеки времеви интервал и да го съхрани в средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия.

Член 80

Регионално координиране на изключванията

1. Регионите за координиране на изключванията, в рамките на които ОПС трябва да пристъпят към координиране на изключванията, трябва да бъдат поне равни на регионите за изчисляване на преносната способност.
2. Операторите на преносни системи на два или повече региони за координиране на изключванията могат да се договорят да ги обединят в един-единствен регион за координиране на изключванията. В такъв случай те определят координатор за регионалната сигурност, изпълняващ задачите, посочени в член 77, параграф 3.
3. Всеки ОПС предоставя на координатора за регионалната сигурност информацията, необходима за откриване и решаване на регионални, несъвместимости в планирането на изключванията, включително като минимум:
 - а) плановете за разполагаемост на своите вътрешни значими активи, съхранявани в средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС;

- б) най-новите планове за разполагаемост на всички активи, които не са от значение, в неговата контролна зона, които са:
- i) в състояние да повлияят върху резултатите от анализа на несъвместимостите в планирането на изключванията;
 - ii) моделирани в моделите на отделни електроенергийни мрежи, които се използват за оценката на несъвместимостта на изключванията;
- в) сценарии, по които трябва да бъдат изследвани и използвани несъвместимостите в планирането на изключванията, за да бъдат изградени съответните модели на обща електроенергийна мрежа, получени от моделите на обща електроенергийна мрежа за различни времеви интервали, създадени в съответствие с членове 67 и 79.
4. Всеки координатор за регионалната сигурност извършва анализи на регионалната експлоатационна сигурност въз основа на информацията, предоставена от съответните ОПС, с цел да се открие евентуална несъвместимост в планирането на изключванията. Той предоставя на всички ОПС от региона за координиране на изключванията ограничителен списък на констатираните несъответствия в планирането на изключванията, както и решенията, които той предлага за решаване на въпросите несъответствия в планирането на изключванията.
5. При изпълнение на задълженията си по параграф 4 всеки координатор за регионалната сигурност координира своите анализи с други координатори за регионалната сигурност.
6. При изпълнение на задълженията си в съответствие с член 98, параграф 3 и член 100, параграф 4, буква б) всички ОПС вземат предвид резултатите от оценката, предоставена от координатора за регионалната сигурност в съответствие с параграфи 3 и 4.

Член 81

Оценка на регионалната адекватност

1. Всеки координатор за регионалната сигурност прави оценки на регионалната адекватност най-малко за времеви интервал „седмица напред“.
2. Всеки ОПС предоставя на координатора за регионалната сигурност информацията, необходима за извършването на оценките на регионалната адекватност, посочени в параграф 1, включително:
 - а) очаквания сумарен товар и разполагаемите ресурси за реакция на потреблението;
 - б) разполагаемостта на модулите за производство на електроенергия; и
 - в) границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.
3. Всеки координатор за регионалната сигурност извършва оценки на адекватността въз основа на информацията, предоставена от съответните ОПС, с цел да открива ситуации, при които се очаква липса на адекватност в някоя от контролните зони или на регионално ниво, като взема предвид евентуален трансграничен обмен и границите, осигуряващи експлоатационна сигурност. Той представя резултатите заедно с предложените от него действия за намаляване на рисковете за операторите на преносни системи от региона за изчисляване на преносната способност. Тези действия включват предложения за коригиращи действия, които дават възможност за увеличаване на трансграничния обмен.
4. При извършване на оценка на регионалната адекватност всеки координатор за регионалната сигурност се координира с други координатори за регионалната сигурност.

ДЯЛ 3

КООРДИНИРАНЕ НА ИЗКЛЮЧВАНИЯТА

ГЛАВА 1

Региони за координиране на изключванията и значими активи

Член 82

Цели на координирането на изключванията

Всеки ОПС, с подкрепата на координатора по регионалната сигурност в случаите, определени в настоящия регламент, координира изключванията в съответствие с принципите в настоящия дял, с цел проследяване на разполагаемостта на съответните активи и координиране на плановете за разполагаемост, за да се гарантира експлоатационната сигурност на преносната система.

Член 83

Регионално координиране

1. Всички ОПС от даден регион за координиране на изключванията съвместно разработват оперативна процедура за регионално координиране, в която се установяват оперативните аспекти за прилагането на координиране на изключванията във всеки регион, включваща:
 - а) честота, обхват и вид на координирането най-малко за времевите интервали „година напред“ и „седмица напред“;
 - б) разпоредби във връзка с използването на оценките, извършвани от координатора по регионалната сигурност в съответствие с член 80;
 - в) практически споразумения за валидирането на плановете за разполагаемост на значим елемент на електроенергийната мрежа, както се изисква по член 98.
2. Всеки ОПС участва в координирането на изключванията в своите региони за координиране на изключванията и прилага оперативните процедури за регионално координиране, установени в съответствие с параграф 1.
3. Ако между различните региони за координиране на изключванията възникнат несъвместимости в планирането на изключванията, всички ОПС и координатори по регионалната сигурност от тези региони трябва да си сътрудничат за преодоляване на тези несъвместимости в планирането на изключванията.
4. Всеки ОПС предоставя на другите ОПС от същия регион за координиране на изключванията цялата полезна информация, с която разполага относно инфраструктурните проекти, свързани с преносната система, разпределителните системи, затворените разпределителни системи, модулите за производство на електроенергия, или потребяващите съоръжения, които могат да окажат въздействие върху работата в контролната зона на друг ОПС в региона за координиране на изключванията.
5. Всеки ОПС предоставя на присъединените към преносна система ОПС, намиращи се в неговата контролна зона, всяка съответна информация, с която разполага, относно инфраструктурните проекти във връзка с преносната система, които могат да окажат влияние върху работата на разпределителната система на въпросните ОПС.
6. Всеки ОПС предоставя на присъединените към преносна система оператори на затворени разпределителни системи (ОЗРС), намиращи се в неговата контролна зона, всяка съответна информация, с която разполага, относно инфраструктурните проекти във връзка с преносната система, които могат да окажат влияние върху работата на затворената разпределителна система на тези ОЗРС.

Член 84

Методика за оценяване на значението на активи за координиране на изключванията

1. Не по-късно от 12 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС съвместно разработват методика, най-малко за всяка синхронна зона, за оценяване на значението за координиране на изключванията на модули за производство на електроенергия, потребяващи съоръжения и мрежови елементи, намиращи се в преносна или разпределителна система, включително в затворени разпределителни системи.
2. Методиката, посочена в параграф 1, се основава на качествени и количествени аспекти, които определят въздействието върху контролната зона на даден ОПС на наличието на модули за производство на електроенергия, потребяващи съоръжения и мрежови елементи, намиращи се в преносна или разпределителна система, включително в затворена разпределителна система, които са свързани пряко или непряко към контролната зона на друг ОПС, и по-специално върху:
 - а) количествените аспекти въз основа на оценка на промените на електрически величини, като напрежения, потоци на активната мощност, синхронизъм при най-малко един елемент на електроенергийната мрежа на контролната зона на конкретния ОПС, предизвикани от промяна на разполагаемостта на потенциално значими активи, разположени в друга контролна зона. Оценка се извършва въз основа на модели на обща електроенергийна мрежа за година напред;
 - б) праговете за чувствителността на електрическите величини, посочени в буква а), по отношение на които да се оценява значимостта на даден актив. Тези прагове трябва да са хармонизирани поне в рамките на всяка синхронна зона;
 - в) възможностите на потенциално значимите модули за производство на електроенергия или потребяващи съоръжения да се квалифицират като значителни потребители на електроенергийната мрежа (ЗПЕМ);

- г) количествените аспекти, като например, но не само, размера и близостта до границите на контролна зона на потенциално значими модули за производство на електроенергия, потребяващи съоръжения и елементи на електроенергийната мрежа;
 - д) системното значение на всички елементи на електроенергийната мрежа, намиращи се в преносна или разпределителна система, свързващи различни контролни зони; и
 - е) системното значение на всички критични мрежови елементи.
3. Методиката, разработена съгласно параграф 1, трябва да е в съответствие с методите за оценка на влиянието на елементи на преносната система и ЗПЕМ, намиращи се извън контролната зона на оператор на преносна система, определени в съответствие с член 75, параграф 1, буква а).

Член 85

Списък на значими модули за производство на електроенергия и значими потребяващи съоръжения

1. Не по-късно от 3 месеца след одобряването на методиката за оценяване на значението на активите за координиране на изключванията, посочена в член 84, параграф 1, всички ОПС от всеки регион за координиране на изключванията съвместно оценяват значението на модулите за производство на електроенергия и потребяващите съоръжения за координирането на изключванията въз основа на въпросната методика и въвеждат за всеки регион за координиране на изключванията единен списък на значимите модули за производство на електроенергия и значимите потребяващи съоръжения.
2. Всички ОПС от даден регион за координиране на изключванията съвместно изготвят списък на модулите за производство на електроенергия и потребяващите съоръжения, които са от значение за координирането на изключванията, който е на разположение в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия.
3. Всеки ОПС предоставя на своя регулаторен орган списъка на значимите модули за производство на електроенергия и на значимите потребяващи съоръжения за всеки регион за координиране на изключванията, в който той участва.
4. За всеки вътрешен значим актив, представляващ модул за производство на електроенергия или потребяващо съоръжение, ОПС:
 - а) уведомява собственика на значимия модул за производство на електроенергия или значимото потребяващо съоръжение за тяхното включване в списъка;
 - б) уведомява операторите на разпределителни системи за значимите модули за производство на електроенергия и значимите потребяващи съоръжения, които са свързани към тяхната разпределителна система; и
 - в) информира операторите на затворени разпределителни системи за значимите модули за производство на електроенергия и значимите потребяващи съоръжения, които са свързани към тяхната затворена разпределителна система.

Член 86

Актуализиране на списъците на значими модули за производство на електроенергия и значими потребяващи съоръжения

1. Преди 1 юли на всяка календарна година всички ОПС от всеки регион за координиране на изключванията извършват съвместно нова оценка на значението на модулите за производство на електроенергия и потребяващите съоръжения за координирането на изключванията въз основа на методиката, разработена в съответствие с член 84, параграф 1.
2. Когато е необходимо, всички ОПС от всеки регион за координиране на изключванията решават съвместно да актуализират списъка на модулите за производство на електроенергия и потребяващите съоръжения, които са от значение за въпросния регион за координиране на изключванията, преди 1 август на всяка календарна година.
3. Всички ОПС от даден регион за координиране на изключванията предоставят актуализирания списък за този регион за координиране на изключванията на разположение в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия.
4. Всеки ОПС на регион за координиране на изключванията уведомява страните, посочени в член 85, параграф 4, относно съдържанието на актуализирания списък.

Член 87

Списък на значимите елементи на електроенергийната мрежа

1. Не по-късно от 3 месеца след одобряването на методиката за оценяване на значението на активите за координиране на изключванията, посочена в член 84, параграф 1, всички ОПС от всеки регион за координиране на изключванията оценяват съвместно, въз основа на тази методика, значението за координирането на изключванията, което имат елементите на електроенергийната мрежа, намиращи се в преносна или разпределителна система, включително в затворена разпределителна система, и изготвят единен списък на значимите елементи на електроенергийната мрежа за всеки регион за координиране на изключванията.
2. Списъкът на значимите елементи на електроенергийната мрежа в даден регион за координиране на изключванията трябва да съдържа всички елементи на електроенергийната мрежа на дадена преносна или разпределителна система, включително затворена разпределителна система, разположени във въпросния регион за координиране на изключванията, които са определени като значими чрез прилагане на методиката, установена съгласно член 84, параграф 1.
3. Всички ОПС от даден регион за координиране на изключванията съвместно предоставят списъка на значимите елементи на електроенергийната мрежа на разположение в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия.
4. Всеки ОПС предоставя на своя регулаторен орган списъка на значимите елементи на електроенергийната мрежа за всеки регион за координиране на изключванията, в който той участва.
5. За всеки вътрешен значим актив, представляващ елемент на електроенергийната мрежа, ОПС:
 - а) уведомява собственика на значимия елемент на електроенергийната мрежа за неговото включване в списъка;
 - б) информира операторите на разпределителни системи за съответните елементи на електроенергийната мрежа, които са свързани с тяхната разпределителна система; и
 - в) информира операторите на затворени разпределителни системи за съответните елементи на електроенергийната мрежа, които са свързани с тяхната затворена разпределителна система.

Член 88

Актуализиране на списъка на значимите елементи на електроенергийната мрежа

1. Преди 1 юли на всяка календарна година всички ОПС от всеки регион за координиране на изключванията извършват съвместно и въз основа на методиката, установена в съответствие с член 84, параграф 1, нова оценка на значимостта на елементите на електроенергийната мрежа, намиращи се в преносна или разпределителна система, включително в затворена разпределителна система, за координирането на изключванията.
2. Когато е необходимо, всички ОПС от даден регион за координиране на изключванията решават съвместно да актуализират списъка на елементите на електроенергийната мрежа, които са от значение за този регион за координиране на изключванията, преди 1 август на всяка календарна година.
3. Всички ОПС от даден регион за координиране на изключванията предоставят актуализирания списък на разположение в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия.
4. Всеки ОПС на регион за координиране на изключванията уведомява страните, посочени в член 85, параграф 4, относно съдържанието на актуализирания списък.

Член 89

Назначаване на планиращи изключванията агенти

1. Всеки ОПС изпълнява ролята на планиращ изключванията агент за всеки значим елемент на електроенергийната мрежа, който той експлоатира.
2. За всички други значими активи собственикът назначава планиращ изключванията агент за съответния значим актив или сам изпълнява тази функция, и информира своите ОПС за това назначение.

Член 90

Работа със значими активи, намиращи се в разпределителна или в затворена разпределителна система

1. Всеки ОПС съгласува с ОРС планирането на изключванията на вътрешните значими активи, свързани с неговата разпределителна система.
2. Всеки ОПС съгласува с ОЗРС планирането на изключванията на вътрешните значими активи, свързани с неговата затворена разпределителна система.

ГЛАВА 2

Разработване и актуализиране на плановете за разполагаемост на значимите активи

Член 91

Изменяне на срокове във връзка с координирането на изключванията за година напред

Всички ОПС в рамките на дадена синхронна зона съвместно могат да се споразумеят за приемането и прилагането на график за координирането на изключванията за година напред, който се отклонява от времевите интервали, определени в членове 94, 97 и 99, при условие че не е засегнато координирането на изключванията в други синхронни зони.

Член 92

Общи разпоредби относно плановете за разполагаемост

1. Състоянието на разполагаемост на даден значим актив трябва да е едно от следните:
 - а) „разполагаем“, когато значимият актив е в състояние и в готовност да предоставя услуги, независимо дали се намира в експлоатация, или не;
 - б) „неразполагаем“, когато значимият актив не е в състояние или не е в готовност да предоставя услуги;
 - в) „в процес на изпитване“, когато се изпитва способността на значимия актив да предоставя услуги.
2. Състоянието „в процес на изпитване“ се прилага само в случай на потенциално въздействие върху преносната система и за следните периоди от време:
 - а) между първото присъединяване и окончателното пускане в експлоатация на значимия актив; и
 - б) непосредствено след провеждане на техническо обслужване на значимия актив.
3. Плановете за разполагаемост съдържат най-малко следната информация:
 - а) причината за състоянието „неразполагаем“ на значимия актив;
 - б) условията, които трябва да бъдат изпълнени преди използването на състояние „неразполагаем“ на значимия актив при действителна експлоатация, ако такива условия са определени;
 - в) времето, необходимо за възстановяване на готовността за предоставяне на услуги на значимия актив, когато това е необходимо с цел да се запази експлоатационната сигурност.
4. В графика за година напред състоянието на разполагаемост на всеки значим актив се представя в разбивка по дни.
5. Когато на ОПС се представят графици за производство и потребление съгласно член 111, времевите интервали за състоянието на разполагаемост се съгласуват с тези графици.

Член 93

Дългосрочни ориентировъчни планове за разполагаемост

1. Не по-късно от две години преди началото на всяко координиране на изключванията за година напред всеки ОПС оценява съответните ориентировъчни планове за разполагаемост на вътрешните значими активи, предоставени от планиращите изключванията агенти в съответствие с членове 4, 7 и 15 от Регламент (ЕС) № 543/2013, и предоставя своите предварителни коментари, включително относно всякакви установени несъвместимости в планирането на изключванията, на всички планиращи изключванията агенти.
2. Всеки ОПС изготвя всяка година посочената в параграф 1 оценка относно ориентировъчните планове за разполагаемост на вътрешните значими активи до започването на координирането на изключванията за година напред.

Член 94

Предоставяне на предложения за план за разполагаемостта за година напред

1. Преди 1 август на всяка календарна година всеки планиращ изключванията агент, различен от ОПС, участващ в регион за координиране на изключванията, ОРС или ОЗРС, представя на операторите на преносни системи, участващи в даден регион за координиране на изключванията, и когато е целесъобразно, на операторите на разпределителни системи и операторите на затворени разпределителни системи, план за разполагаемостта на всеки от значимите активи през следващата календарна година.
2. Посочените в параграф 1 ОПС се стремят да разглеждат исканията за изменение на даден план за разполагаемост при получаването им. Когато това не е възможно, те разглеждат исканията за изменение на даден план за разполагаемост след приключването на координирането на изключванията за година напред.
3. Посочените в параграф 1 ОПС разглеждат исканията за изменение на даден план за разполагаемост след приключването на координирането на изключванията за година напред:
 - а) като спазват реда, в който са получени тези искания; и
 - б) прилагат процедурата, установена в съответствие с член 100.

Член 95

Координиране за година напред на разполагаемостта на значими активи, за които планиращият изключванията агент не е ОПС, участващ в регион за координиране на изключванията, нито ОРС или ОЗРС

1. Всеки ОПС оценява въз основа на постъпилите в съответствие с член 94 планове за разполагаемост дали възникват несъвместимости в планирането на изключванията за година напред.
2. Когато даден ОПС установи несъвместимости в планирането на изключванията, той прилага следната процедура:
 - а) информира всеки засегнат планиращ изключванията агент за условията, които той трябва да изпълни с цел намаляване на откритите несъвместимости в планирането на изключванията;
 - б) ОПС може да изиска от един или повече планиращи изключванията агенти да представят алтернативен план за разполагаемостта, който да отговаря на условията, посочени в буква а); и
 - в) ОПС извършва повторна оценка съгласно параграф 1, за да установи дали продължават да съществуват несъвместимости в планирането на изключванията.
3. Ако след постъпването на искане от ОПС в съответствие с параграф 2, буква б) планиращият изключванията агент не представи алтернативен план, целящ намаляване на несъвместимостите в планирането на изключванията, ОПС разработва алтернативен план за разполагаемостта, който:
 - а) отчита въздействието, докладвано от въпросните планиращи изключванията агенти, както и от ОРС и ОЗРС, когато е уместно;

- б) ограничава промените в алтернативния план за разполагаемост до строго необходимото за намаляване на несъвместимостите в планирането на изключванията; и
- в) уведомява своя регулаторен орган, засегнатите ОРС и ОЗРС, ако има такива, и засегнатите планиращи изключванията агенти за алтернативния план за разполагаемостта, включително за причините за неговото разработване, както и за въздействието, докладвано от засегнатите планиращи изключванията агенти и, когато е уместно, от ОРС или ОЗРС.

Член 96

Координиране за година напред на разполагаемостта на значими активи, за които планиращият изключванията агент е ОРС, участващ в регион за координиране на изключванията, ОРС или ОЗРС

1. Всеки ОРС изготвя план на разполагаемостта на значимите елементи на електроенергийната мрежа, свързващи различните контролни зони, за които той изпълнява ролята на планиращ изключванията агент, в сътрудничество с операторите на преносни системи от същия регион за координиране на изключванията.
2. Въз основа на плановете за разполагаемост, разработени в съответствие с параграф 1, всеки ОРС, ОРС и ОЗРС изготвя план за състоянието на разполагаемост на значимите елементи на електроенергийната мрежа, за които той изпълнява задълженията на планиращ изключванията агент и които не свързват различни контролни зони.
3. Когато установяват състоянието на разполагаемост на съответните елементи на електроенергийната мрежа в съответствие с параграфи 1 и 2, ОРС, ОРС и ОЗРС:
 - а) намаляват до минимум въздействието върху пазара, като в същото време запазват експлоатационната сигурност; и
 - б) действат въз основа на плановете за разполагаемостта, представени и разработени в съответствие с член 94.
4. Когато даден ОРС открие несъвместимост в планирането на изключванията, той има право да предложи промяна в плановете за разполагаемост на вътрешните значими активи, за които планиращият изключванията агент не е нито ОРС, участващ в регион за координиране на изключванията, нито ОРС или ОЗРС, и трябва да намери решение, което е координирано със засегнатите планиращи изключванията агенти, ОРС или ОЗРС, като използва средствата, които има на разположение.
5. Когато състоянието „неразполагаем“ на значимия елемент на електроенергийната мрежа не е било планирано след предприемането на мерките по параграф 4 и липсата на такова планиране би застрашила експлоатационната сигурност, ОРС:
 - а) предприема необходимите действия, за да планира състоянието „неразполагаем“ и същевременно да осигури експлоатационната сигурност, като вземе предвид въздействието, докладвано на ОРС от засегнатите планиращи изключванията агенти;
 - б) уведомява за мерките, посочени в буква а), всички засегнати страни; и
 - в) уведомява съответните регулаторни органи, засегнатите ОРС и ОЗРС, ако има такива, и засегнатите планиращи изключванията агенти за предприетите действия, включително причините за тях, както и за въздействието, докладвано от засегнатите планиращи изключванията агенти и, когато е уместно, от ОРС или ОЗРС.
6. Всеки ОРС предоставя в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия цялата информация, с която разполага, относно условията във връзка с електроенергийната мрежа, които трябва да бъдат изпълнени, и коригиращите мерки, които трябва да бъдат подготвени и задействани, преди да се приведе даден значим елемент на електроенергийната мрежа в състояние „неразполагаем“ или състояние „в процес на изпитване“.

Член 97

Предоставяне на предварителни плановете за разполагаемост за година напред

1. Преди 1 ноември на всяка календарна година всеки ОРС предоставя на всички други ОРС, посредством средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия, предварителните плановете за разполагаемост за година напред за следващата календарна година за всички вътрешни значими активи.
2. Преди 1 ноември на всяка календарна година ОРС предоставя на ОРС предварителния план за разполагаемостта за година напред на всеки вътрешен значим актив, намиращ се в разпределителна система.

3. Преди 1 ноември на всяка календарна година ОПС предоставя на ОЗРС предварителния план за разполагаемостта за година напред на всеки вътрешен значим актив, намиращ се в затворена разпределителна система.

Член 98

Валидиране на плановете за разполагаемост за година напред в рамките на регионите за координиране на изключванията

1. Когато отчита всички предварителни плановете за разполагаемостта за година напред, всеки ОПС анализира дали възниква някаква несъвместимост в планирането на изключванията.
2. Ако няма несъвместимости в планирането на изключванията, всички ОПС от региона за координиране на изключванията съвместно валидират плановете за разполагаемост за година напред за всички значими активи на този регион за координиране на изключванията.
3. Ако даден ОПС открие несъвместимост в планирането на изключванията, участващите ОПС от въпросния регион (или региони) за координиране на изключванията съвместно намират решение, което е координирано със засегнатите планиращи изключванията агенти, ОРС или ОЗРС, използвайки за тази цел средствата, които са на тяхно разположение, като същевременно се съобразяват, доколкото е възможно, с плановете за разполагаемост, представени от планиращи изключванията агенти, които не са нито ОПС, участващи в регион за координиране на изключванията, нито ОРС, нито ОЗРС, и разработени в съответствие с членове 95 и 96. Когато бъде намерено решение, всички ОПС на засегнатите региони за координиране на изключванията актуализират и валидират плановете за разполагаемост за година напред за всички значими активи на този регион за координиране на изключванията.
4. Когато не бъде намерено решение за дадена несъвместимост в планирането на изключванията, всеки засегнат ОПС, след като е получил одобрението на регулаторния орган, ако такова се изисква от съответната държава членка:
 - а) принудително задава състояние „разполагаем“ на всички съответни значими активи, които са в състояние „неразполагаем“ или „в процес на изпитване“ и са засегнати от дадена несъвместимост в планирането на изключванията през съответния период; и
 - б) уведомява съответните регулаторни органи, засегнатите ОРС и ОЗРС, ако има такива, и засегнатите планиращи изключванията агенти за предприетите действия, включително причините за тях, както и за въздействието, докладвано от засегнатите планиращи изключванията агенти и, когато е уместно, от ОРС или ОЗРС.
5. Всички ОПС на засегнатите региони за координиране на изключванията актуализират и валидират последователно плановете за разполагаемост за година напред за всички значими активи на този регион за координиране на изключванията.

Член 99

Окончателни плановете за разполагаемост за година напред

1. Преди 1 декември на всяка календарна година всеки ОПС:
 - а) приключва координирането на изключванията за година напред на вътрешните значими активи; и
 - б) приключва плановете за разполагаемост за година напред за вътрешните значими активи и ги съхранява в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия.
2. Преди 1 декември на всяка календарна година ОПС предоставя на своя планиращ изключванията агент окончателния план за разполагаемостта на всеки вътрешен значим актив.
3. Преди 1 декември на всяка календарна година ОПС предоставя на съответния ОРС окончателния план за разполагаемостта на всеки вътрешен значим актив, намиращ се в разпределителна система.
4. Преди 1 декември на всяка календарна година ОПС предоставя на съответния ОЗРС окончателния план за разполагаемостта на всеки вътрешен значим актив, намиращ се в затворена разпределителна система.

Член 100

Актуализиране на окончателните плановете за разполагаемост за година напред

1. Един планиращ изключванията агент трябва да може да задейства процедура за изменение на окончателния план за разполагаемост за година напред в периода между приключването на координирането на изключванията за година напред и началото на действителното изпълнение.

2. Планиращият изключванията агент, който не е ОПС, участващ в регион за координиране на изключванията, трябва да има възможност да подаде до съответния или съответните ОПС искане за изменение на окончателния план за разполагаемост за година напред на значимите активи, за които е отговорен.
3. В случай на искане за изменение съгласно параграф 2 се прилага следната процедура:
 - а) приемащият искането ОПС потвърждава искането и преценява във възможно най-кратки срокове дали изменението ще доведе до несъвместимости в планирането на изключванията;
 - б) ако бъдат открити несъвместимости в планирането на изключванията, участващите ОПС от региона за координиране на изключванията съвместно намират решение, което е координирано със засегнатите планиращи изключванията агенти, ОРС или ОЗРС, използвайки за тази цел средствата, които са на тяхно разположение;
 - в) ако не бъде открита никаква несъвместимост в планирането на изключванията или пък всички несъвместимости в планирането на изключванията бъдат отстранени, приемащият искането ОПС валидира поисканото изменение, а съответните ОПС уведомяват последователно всички засегнати страни и актуализират окончателния план за разполагаемост за година напред в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия; и
 - г) ако не бъде намерено решение за несъвместимостите в планирането на изключванията, приемащият искането ОПС отхвърля искането изменение.
4. Когато ОПС, участващ в регион за координиране на изключвания, възнамерява да измени окончателния план за разполагаемост за година напред на даден значим актив, по отношение на който той действа като планиращ изключванията агент, той задейства следната процедура:
 - а) подаващият искането ОПС изготвя предложение за изменение на плана за разполагаемост за година напред, включително оценка дали то може да доведе до несъвместимости в планирането на изключванията, и представя предложението си на всички други ОПС от своите региони за координиране на изключванията;
 - б) ако бъдат открити несъвместимости в планирането на изключванията, участващите ОПС от региона за координиране на изключванията съвместно намират решение, което е координирано със засегнатите планиращи изключванията агенти, и ако е уместно, с ОРС или ОЗРС, използвайки за тази цел средствата, които са на тяхно разположение;
 - в) ако не бъде открита никаква несъвместимост в планирането на изключванията или бъде намерено решение за дадена несъвместимост в планирането на изключванията, засегнатите ОПС валидират поисканото изменение и последователно уведомяват всички засегнати страни и актуализират окончателния план за разполагаемост за година напред в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия;
 - г) ако не бъдат намерени решения за несъвместимостите в планирането на изключванията, подаващият искането ОПС прекратява процедурата за изменение.

ГЛАВА 3

Изпълнение на планове за разполагаемост

Член 101

Управление на състоянието „в процес на изпитване“ на значими активи

1. Планиращият изключванията агент на даден значим актив, чието обявено състояние на разполагаемост е „в процес на изпитване“, предоставя на ОПС, и ако този актив е свързан към разпределителна система, включително към затворена разпределителна система, на ОРС или ОЗРС в срок от един месец преди преминаването в състояние „в процес на изпитване“:
 - а) подробен план за изпитване;
 - б) примерен график за електропроизводство или потребление, ако съответният значим актив е значим модул за производство на електроенергия или значимо потребяващо съоръжение; и
 - в) промени в топологията на преносната или разпределителната система, ако значимият актив е значим елемент на електроенергийната мрежа.
2. Планиращият изключванията агент актуализира информацията, посочена в параграф 1, веднага щом бъде променена.

3. ОПС на значимия актив, чието обявено състояние на разполагаемост е „в процес на изпитване“, предоставя информацията, получена съгласно параграф 1, на всички други ОПС от своя регион за координиране на изключванията при поискване от тяхна страна.

4. Ако значимият актив, посочен в параграф 1, е значим елемент на електроенергийната мрежа, който свързва две или повече контролни зони, ОПС на засегнатите контролни зони трябва да се споразумеят относно информацията, която трябва да бъде предоставяна съгласно параграф 1.

Член 102

Процедура за справяне с принудителни изключвания

1. Всеки ОПС разработва процедура за случай, когато принудително изключване би застрашило експлоатационната сигурност на неговата система. Процедурата трябва да позволява на ОПС да гарантира, че състоянието „разполагаем“ или „неразполагаем“ на други значими активи в неговата контролна зона може да бъде променено съответно в състояние „неразполагаем“ или „разполагаем“.

2. ОПС трябва да следва процедурата, посочена в параграф 1, само когато не е постигнато споразумение с планиращите изключванията агенти относно решението за случаи на принудителни изключвания. ОПС уведомяват съответно регулаторния орган за това.

3. При изпълнението на процедурата ОПС трябва да се съобразява, доколкото е възможно, с техническите ограничения на значимите активи.

4. Планиращият изключванията агент уведомява за принудително изключване на един или повече свои значими активи ОПС и ако тези активи са свързани към разпределителна система или към затворена разпределителна система, ОПС или съответно ОЗРС възможно най-скоро след началото на принудителното изключване.

5. Когато уведомява за принудителното изключване, планиращият изключванията агент предоставя следната информация:

а) причината за принудителното изключване;

б) очакваната продължителност на принудителното изключване; и

в) когато е уместно, въздействието на принудителното изключване върху състоянието на разполагаемост на значимите активи, за които този планиращ изключванията агент планира.

6. Ако даден ОПС установи, че едно или няколко принудителни изключвания, посочени в параграф 1, биха могли да изведат преносната система от нейното нормално състояние, той информира засегнатите планиращи изключванията агенти за срока, след изтичането на който експлоатационната сигурност не може повече да бъде поддържана, ако техните принудително изключени значими активи не се завърнат в състояние „разполагаем“. Планиращите изключванията агенти информират ОПС дали са в състояние да спазят посочения срок и предоставят мотивирана обосновка, ако не могат да го спазят.

7. След всяко изменение на плана за разполагаемост в резултат на принудителни изключвания и в съответствие с времеви интервал, установен в членове 7, 10 и 15 от Регламент (ЕС) № 543/2013, съответните ОПС актуализират редата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия с най-актуалната информация.

Член 103

Изпълнение в реално време на плановете за разполагаемост

1. Всеки собственик на съоръжение за производство на електроенергия гарантира, че всички значими модули за производство на електроенергия, които той притежава и чието обявено състояние на разполагаемост е „разполагаем“, са готови да произвеждат електроенергия в съответствие с обявените им технически възможности, когато това е необходимо за поддържането на експлоатационната сигурност, освен в случай на принудителни изключвания.

2. Всеки собственик на съоръжение за производство на електроенергия гарантира, че всички значими модули за производство на електроенергия, които той притежава и чието обявено състояние на разполагаемост е „неразполагаем“, не произвеждат електроенергия.

3. Всеки собственик на потребяващо съоръжение гарантира, че всички значими потребяващи съоръжения, които той притежава и чието обявено състояние на разполагаемост е „неразполагаем“, не потребяват електроенергия.

4. Всеки собственик на значими елементи на електроенергийната мрежа гарантира, че всички значими елементи на електроенергийната мрежа, които той притежава и чието обявено състояние на разполагаемост е „разполагаем“, са готови да пренасят електроенергия в съответствие с обявените им технически възможности, когато това е необходимо за поддържането на експлоатационната сигурност, освен в случай на принудителни изключения.
5. Всеки собственик на значими елементи на електроенергийната мрежа гарантира, че всички значими елементи на електроенергийната мрежа, които той притежава и чието обявено състояние на разполагаемост е „неразполагаем“, не пренасят електроенергия.
6. Когато за преминаването на значимия елемент на електроенергийната мрежа в състояние „неразполагаем“ или състояние „в процес на изпитване“ се прилагат специфични свързани с мрежата условия в съответствие с член 96, параграф 6, ОПС, ОРС или ОЗРС оценява доколко тези условия са изпълнени преди преминаването в това състояние. Ако тези условия не са изпълнени, той дава указания на собственика на значимия елемент на електроенергийната мрежа да не изпълнява състоянието „неразполагаем“ или състоянието „в процес на изпитване“, или част от въпросното състояние.
7. Ако даден ОПС установи, че изпълнението на състояние „неразполагаем“ или „в процес на изпитване“ на значимия актив води или може да доведе до излизане на преносната система от нормално състояние, той дава указания на собственика на значимия актив, когато той е свързан към преносната система, или на ОРС или ОЗРС, ако той е свързан към разпределителна система или затворена разпределителна система, да забавят изпълнението на състоянието „неразполагаем“ или „в процес на изпитване“ на значимия актив съгласно неговите указания и доколкото това е възможно, като същевременно спазват техническите ограничения и праговете за безопасност.

ДЯЛ 4

АДЕКВАТНОСТ

Член 104

Прогноза за целите на анализа на адекватността на контролната зона

Всеки ОПС предоставя на всички останали ОПС посредством средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия всяка прогноза, използвана за анализа на адекватността на контролната зона в съответствие с членове 105 и 107.

Член 105

Анализ на адекватността на контролната зона

1. Всеки ОПС извършва 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, посочено в членове 118 и 119.
2. Когато извършва анализ на адекватността на контролната зона съгласно параграф 1, всеки ОПС:
 - а) използва най-новите планове за разполагаемост и най-новите налични данни за:
 - i) способностите на модулите за производство на електроенергия, предоставени съгласно член 43, параграф 5 и членове 45 и 51;
 - ii) междузоновата преносна способност;
 - iii) възможната реакция на потреблението, предоставена съгласно членове 52 и 53;
 - б) взема предвид влиянието на производството от възобновяеми енергийни източници и на товара;
 - в) оценява вероятността за възникване на липса на адекватност и нейната очаквана продължителност, както и очакваното количество недоставена енергия в резултат на тази липса.
3. Възможно най-скоро след като е провел оценка за липса на адекватност в своята контролна зона, всеки ОПС уведомява за такава липса своя регулаторен орган или, когато това е изрично предвидено в националното право, друг компетентен орган, и когато е уместно, всички засегнати страни.

4. Възможно най-скоро след като е провел оценка за липса на адекватност в своята контролна зона, всеки ОПС уведомява всички останали ОПС посредством средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия.

Член 106

Адекватност на контролната зона за период до една седмица напред включително

1. Всеки ОПС дава своя принос за изготвянето на общоевропейската годишна лятна и зимна прогноза за адекватността, като прилага методиката, приета от ЕМОПС за електроенергия, посочена в член 8, параграф 3, буква е) от Регламент (ЕО) № 714/2009.
2. Два пъти в годината всеки ОПС 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. Всеки ОПС трябва да актуализира своите анализи на адекватността на контролната зона, ако установи предполагаема промяна в разполагаемостта на модули за производство на електроенергия, в оценките за товарите, оценките за производството от възобновяеми енергийни източници, или междузоновата преносна способност, които могат съществено да повлияят на очакваната адекватност.

Член 107

Адекватност на контролната зона за ден напред и в рамките на деня

1. Всеки ОПС извършва анализ на адекватността на контролната зона за времевите интервали „ден напред“ и „в рамките на деня“ въз основа на:
 - а) графици, посочени в член 111;
 - б) прогнозирания товар;
 - в) прогнозираното производство от възобновяеми енергийни източници;
 - г) резервите на активна мощност в съответствие с данните, предоставени съгласно член 46, параграф 1, буква а);
 - д) възможностите на контролната зона за внасяне и изнасяне в съответствие с междузоновата преносна способност, изчислена (когато е приложимо) в съответствие с член 14 от Регламент (ЕС) 2015/1222;
 - е) възможностите на модулите за производство на електроенергия в съответствие с данните, предоставени съгласно член 43, параграф 4 и членове 45 и 51, и тяхното състояние на разполагаемост; и
 - ж) възможностите на потребяващите съоръжения, при които реакцията на потреблението е в съответствие с данните, предоставени съгласно членове 52 и 53, и техните състояния на разполагаемост.
2. Всеки ОПС трябва да 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 потенциалната липса на адекватност; и
 - в) количеството енергия, което не е предоставено поради липсата на адекватност.
3. Когато в резултат на анализа от параграф 1 се установи, че не е изпълнено изискването за адекватност, всеки ОПС уведомява за липсата на адекватност своя регулаторен орган или друг компетентен орган. ОПС представя на своя регулаторен орган или друг компетентен орган анализ на причините за липсата на адекватност и предлага действия за смекчаване на последиците.

ДЯЛ 5

СПОМАГАТЕЛНИ УСЛУГИ

Член 108

Спомагателни услуги

1. Всеки ОПС наблюдава разполагаемостта на спомагателните услуги.
2. По отношение на услугите за активна мощност и за реактивна мощност, и координирано с други ОПС, когато е необходимо, всеки ОПС:
 - а) проектира, създава и управлява обществените поръчки за спомагателни услуги;
 - б) наблюдава, въз основа на данните, предоставени в съответствие с дял 2 от част II, дали равнището и местоположението на наличните спомагателни услуги позволява да се гарантира експлоатационната сигурност; и
 - в) използва всички налични икономически ефективни и възможни средства за осигуряване на необходимото равнище на спомагателните услуги.
3. Всеки ОПС публикува нивата на резервна мощност, необходими за поддържане на експлоатационната сигурност.
4. Всеки ОПС съобщава наличното ниво на резервите на активна мощност на други ОПС при поискване.

Член 109

Спомагателни услуги за реактивна мощност

1. За всеки времеви интервал на оперативно планиране всеки ОПС преценява спрямо своите прогнози дали неговите налични спомагателни услуги за реактивна мощност са достатъчни, за да се поддържа експлоатационната сигурност на преносната система.
2. С цел да повиши ефикасността на експлоатация на елементите на своята преносна система всеки ОПС трябва да следи:
 - а) наличните възможности за реактивна мощност на съоръженията за производство на електроенергия;
 - б) наличните възможности за реактивна мощност на присъединените към преносна система потребяващи съоръжения;
 - в) наличните възможности за реактивна мощност на операторите на разпределителни системи;
 - г) наличното присъединено към преносна система оборудване, предназначено да осигурява реактивна мощност; и
 - д) съотношенията между активната мощност и реактивната мощност в граничната точка между преносната система и свързаните към преносна система разпределителни системи.
3. Когато нивото на спомагателните услуги за реактивна мощност не е достатъчно за поддържане на експлоатационната сигурност, всеки ОПС:
 - а) информира съседните ОПС; и
 - б) подготвя и предприема коригиращи действия в съответствие с член 23.

ДЯЛ 6

СЪСТАВЯНЕ НА ГРАФИК

Член 110

Определяне на процедури за съставяне на график

1. Когато определят процедури за съставяне на график, ОПС вземат под внимание и допълват, когато е необходимо, експлоатационните условия на методиката за събиране на данни за производството и потреблението, разработена в съответствие с член 16 от Регламент (ЕС) 2015/1222.

2. Ако дадена тръжна зона обхваща само една контролна зона, географският обхват на зоната за съставяне на график съвпада с обхвата на тръжната зона. Ако дадена контролна зона обхваща множество тръжни зони, географският обхват на зоната за съставяне на график съвпада с обхвата на тръжната зона. Ако дадена тръжна зона обхваща няколко контролни зони, ОПС в рамките на тази тръжна зона могат съвместно да решат да използват обща процедура за съставяне на график, като в противен случай всяка контролна зона в рамките на тази тръжна зона се счита за отделна зона за съставяне на график.
3. За всяко съоръжение за производство на електроенергия и всяко потребяващо съоръжение съответният собственик назначава агент за съставяне на графици или сам изпълнява тази роля, при условие че са спазени изискванията за съставяне на график, посочени в националните условия.
4. Всеки участник на пазара и всеки търговски агент назначава агент за съставяне на графици или сам изпълнява тази роля, при условие че са спазени изискванията за съставяне на график, посочени в националните условия.
5. Всеки ОПС, който управлява зона за съставяне на график, определя условията, необходими за обработка на графиците, предоставени от агентите за съставяне на график.
6. Когато дадена зона за съставяне на график обхваща повече от една контролна зона, ОПС, които отговарят за контролните зони, трябва да се договорят кой ОПС ще управлява зоната за съставяне на график.

Член 111

Съобщаване на графици в рамките на зоните за съставяне на график

1. Всеки агент за съставяне на график, освен агенти за съставяне на график на търговски агенти, предоставя при поискване на ОПС, който управлява зоната за съставяне на график, и ако е уместно, на трета страна следните графици:
 - а) графици за електропроизводство;
 - б) графици за потребление;
 - в) графици за вътрешна търговия; и
 - г) графици за външна търговия.
2. Всеки агент за съставяне на график на търговски агент или, когато е уместно — централен контрагент, предоставя на ОПС, който управлява зона за съставяне на график, обхваната от система за свързване на пазарите, при поискване от засегнатия ОПС и ако е уместно, на трета страна, следните графици:
 - а) графици за външна търговия, като:
 - i) многостранен обмен между тази зона за съставяне на график и група от други зони за съставяне на график;
 - ii) двустранен обмен между тази зона за съставяне на график и друга зона за съставяне на график;
 - б) графици за вътрешна търговия между търговския агент и централни контрагенти;
 - в) графици за вътрешна търговия между търговския агент и други търговски агенти.

Член 112

Съгласуваност на графиците

1. Всеки ОПС, управляващ зона за съставяне на график, трябва да провери дали графиците за производството, потреблението, външната търговия и графиците на външни ОПС в неговата зона за съставяне на графици са балансирани като цяло.
2. За графиците на външни ОПС всеки ОПС се договаря относно стойностите в графика със съответния ОПС. Ако не бъде постигнато споразумение, се прилага по-ниската стойност.

3. За двустранен обмен между две зони за съставяне на график всеки ОПС се договаря относно графиците за външната търговия със съответния ОПС. Ако не бъде постигнато споразумение относно стойностите в графиците за търговията, се прилага по-ниската стойност.
4. Всички ОПС, управляващи зони за съставяне на график, трябва да се уверят, че всички агрегирани нетни външни графици между всички зони за съставяне на график в рамките на синхронната зона са балансирани. Ако възникне несъответствие и ОПС не постигнат споразумение относно стойностите на агрегираните нетни външни графици, се прилагат по-ниските стойности.
5. Всеки агент за съставяне на графици на търговски агент или, когато е уместно — централен контрагент, предоставя на операторите на преносни мрежи, по тяхно искане, стойностите на графиците за външна търговия за всяка зона за съставяне на график, която участва в свързване на пазари под формата на агрегирани нетни външни графици.
6. Всяка страна, изчисляваща планиран обмен, предоставя на операторите на преносни системи по тяхно искане стойностите за планирани обмени към зони за съставяне на графици, които участват в свързването на пазари, под формата на агрегирани нетни външни графици, включително двустранен обмен между две зони за съставяне на график.

Член 113

Предоставяне на информация на други ОПС

1. Ако бъде поискано от друг ОПС, даденият ОПС изчислява и предоставя:
 - а) агрегирани нетни външни графици; и
 - б) нетна позиция на зоната по променливо напрежение, когато зоната за съставяне на график е свързана с други зони за съставяне на график посредством връзки за променлив ток.
2. Когато е необходимо за създаването на модели на обща електроенергийна мрежа в съответствие с член 70, параграф 1, всеки ОПС, управляващ зона за съставяне на график, предоставя на всеки ОПС при поискване:
 - а) графици за електропроизводство; и
 - б) графици за потребление.

ДЯЛ 7

СРЕДА ЗА ДАННИ ЗА ОПЕРАТИВНО ПЛАНИРАНЕ НА ЕМОПС ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ

Член 114

Общи разпоредби за средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия

1. До 24 месеца след влизането в сила на настоящия регламент ЕМОПС за електроенергия, в съответствие с членове 115, 116 и 117, създава и започва да експлоатира средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия, което обслужва съхраняването на данни, обмена и управлението на цялата необходима информация.
2. До 6 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС определят хармонизиран формат за обмен на данни, който ще бъде неразделна част от средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия.
3. Всички ОПС и координатори по регионалната сигурност трябва да имат достъп до цялата информация в средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия.
4. До създаването на средата за данни за оперативното планиране на ЕМОПС за електроенергия всички ОПС могат да обменят съответните данни помежду си и с координаторите по регионалната сигурност.
5. ЕМОПС за електроенергия изготвя план за непрекъснатост на дейността, който да се прилага, в случай че неговата платформа за данни за оперативното планиране не е достъпна.

Член 115

Модели на отделни електроенергийни мрежи, модели на обща електроенергийна мрежа и анализ на експлоатационната сигурност

1. В средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия се съхраняват всички модели на отделни електроенергийни мрежи и свързаната с тях съответна информация за всички съответни времеви интервали, определени в настоящия регламент, в член 14, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2015/1222 и в член 9 от Регламент (ЕС) 2016/1719.
2. Информацията за моделите на отделни електроенергийни мрежи, налична в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия, трябва да позволява те да бъдат сливани в модели на обща електроенергийна мрежа.
3. Моделът на обща електроенергийна мрежа за всеки от времевите интервали се предоставя на разположение в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия.
4. За времеви интервал „година напред“ в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия трябва да бъде на разположение следната информация:
 - а) модел на отделна електроенергийна мрежа за година напред за всеки ОПС и всеки сценарий, определен в съответствие с член 66; и
 - б) модел на обща електроенергийна мрежа за година напред за всеки сценарий, определен в съответствие с член 67.
5. За времеви интервал „ден напред“ и времеви интервал „в рамките на деня“ в средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия трябва да бъде на разположение следната информация:
 - а) модели на отделна електроенергийна мрежа за всеки ОПС за „ден напред“ и „в рамките на деня“ за съответните времеви интервали, както е определено в член 70, параграф 1;
 - б) планиран обмен към съответния момент за дадена зона за съставяне на график или граница на зона за съставяне на график, в зависимост от това кое се счита за уместно от ОПС, и за система за ПТВН, свързваща зони за съставяне на график;
 - в) модели на обща електроенергийна мрежа за „ден напред“ и „в рамките на деня“ за съответните времеви интервали, както е определено в член 70, параграф 1; и
 - г) списък на подготвени и договорени коригиращи действия, чрез които трябва да се преодолеят трудностите, имащи трансгранично значение.

Член 116

Координиране на изключванията

1. Средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия трябва да съдържа модул за съхранение и обмен на цялата съответна информация, необходима за координиране на изключванията.
2. Информацията, посочена в параграф 1, включва най-малко състоянието на разполагаемост на значимите активи и информацията за плановете за разполагаемост, посочени в член 92.

Член 117

Адекватност на системата

1. Средата за данни за оперативно планиране на ЕМОПС за електроенергия трябва да съдържа модул за съхранение и обмен на цялата информация, необходима за извършване на координиран анализ на адекватността.
2. Информацията по параграф 1 включва най-малко:
 - а) данните за адекватност на системата за сезон напред, предоставени от всеки отделен ОПС;
 - б) доклада за анализ на адекватността на общоевропейската система за сезон напред;
 - в) прогнозите, използвани за установяване на адекватността в съответствие с член 104; и
 - г) информацията относно липсата на адекватност в съответствие с член 105, параграф 4.

ЧАСТ IV

РЕГУЛИРАНЕ НА ТОВАРИТЕ И ЧЕСТОТАТА И РЕЗЕРВИ

ДЯЛ 1

СПОРАЗУМЕНИЯ ЗА ЕКСПЛОАТАЦИЯ

Член 118

Споразумения за експлоатация на синхронна зона

1. До 12 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС от всяка синхронна зона установяват заедно общо предложение за:

- а) правилата за определяне на размера на резерва за първично регулиране на честотата (РПРЧ) в съответствие с член 153;
- б) допълнителни свойства на РПРЧ в съответствие с член 154, параграф 2;
- в) определящите параметри за качеството на честотата и целевите параметри за качество на честотата в съответствие с член 127;
- г) за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“, целевите параметри за грешката при вторично регулиране на честотата за всеки блок за регулиране на товара и честотата (блок за РТЧ) в съответствие с член 128;
- д) методиката за оценка на риска и развитието на риска от изчерпване на РПРЧ на синхронната зона в съответствие с член 131, параграф 2;
- е) наблюдаващия синхронната зона в съответствие с член 133;
- ж) изчислението на програмата за регулиране от нетната позиция на зоната по променливо напрежение с общ период на линейно изменение за изчисляването на контролната грешка на синхронна зона с повече от една зона за РТЧ в съответствие с член 136;
- з) ако е приложимо, ограничения за генерираната активна мощност по междусистемните връзки за ПТВН между синхронни зони в съответствие с член 137;
- и) структурата на РТЧ в съответствие с член 139;
- й) ако е приложимо, методиката за намаляване на отклонението в електрическото време в съответствие с член 181;
- к) когато дадена синхронна зона се управлява от повече от един ОПС — конкретното разпределение на отговорностите между отделните ОПС в съответствие с член 141;
- л) оперативните процедури, които се прилагат в случай на изчерпване на РПРЧ в съответствие с член 152, параграф 7;
- м) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ — мерки за осигуряване на възстановяването на съоръженията за акумулиране на енергия в съответствие с член 156, параграф 6, буква б);
- н) оперативните процедури за намаляване на отклонението на честотата в системата, целящи възстановяване на нормалното състояние на системата и ограничаване на риска от изпадане в извънредно състояние в съответствие с член 152, параграф 10;
- о) ролите и отговорностите на ОПС, изпълняващи процедура за уравниване на дисбалансите, процедура за трансгранично задействане на РВРЧ или процедура за трансгранично задействане на РЗ в съответствие с член 149, параграф 2;
- п) изискванията по отношение на разполагаемостта, надеждността и резервирането на техническата инфраструктура в съответствие с член 151, параграф 2;
- р) общите правила за експлоатация в нормално състояние и в състояние на повишено внимание в съответствие с член 152, параграф 6 и действията, посочени в член 152, параграф 15;
- с) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“, минималния срок за задействане, който трябва да осигурят организациите, предоставящи РПРЧ, съгласно член 156, параграф 10;
- т) за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“, допусканията и методиката за анализа на разходите и ползите съгласно член 156, параграф 11;

- у) ако е приложимо, за синхронни зони, различни от „Континентална Европа“ — ограниченията за обмен на РПРЧ между ОПС в съответствие с член 163, параграф 2;
- ф) ролята и отговорностите на включващия резерв ОПС, получаващия резерв ОПС и засегнатия ОПС по отношение на обмена на РВРЧ и РЗ, определен в съответствие с член 165, параграф 1;
- х) ролята и отговорностите на предоставящия способност за регулиране ОПС, получаващия способност за регулиране ОПС и засегнатия ОПС по отношение на съвместното ползване на РВРЧ и РЗ, определен в съответствие с член 166, параграф 1;
- ц) ролята и отговорностите на включващия резерв ОПС, получаващия резерв ОПС и засегнатия ОПС по отношение на обмена на резерви между синхронни зони, и на предоставящия способност за регулиране ОПС, получаващия способност за регулиране ОПС и засегнатия ОПС по отношение на съвместното ползване на резервите между синхронни зони, определени в съответствие с член 171, параграф 2;
- ч) методиката за определяне на ограниченията за размера на съвместното ползване на РПРЧ между синхронни зони, определена в съответствие с член 174, параграф 2;
- ш) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ — методиката за определяне на минималното предоставяне на резервна мощност на РПРЧ в съответствие с член 174, параграф 2, буква б);
- щ) методиката за определяне на ограниченията за размера на обмена на РВРЧ между синхронни зони, определена в съответствие с член 176, параграф 1, и методиката за определяне на ограниченията за размера на съвместното ползване на РВРЧ между синхронни зони, определена в съответствие с член 177, параграф 1; и
- аа) методиката за определяне на ограниченията за размера на обмена на РЗ между синхронни зони, определена в съответствие с член 178, параграф 1, и методиката за определяне на ограниченията за размера на съвместното ползване на РЗ между синхронни зони, определена в съответствие с член 179, параграф 1.

2. Всички ОПС от всяка синхронна зона представят за одобряване от всички регулаторни органи на въпросната синхронна зона методиките и условията, изброени в член 6, параграф 3, буква г). В срок от един месец след одобряването на тези методики и условия всички ОПС от всяка синхронна зона сключват споразумение за експлоатация на синхронната зона, което влиза в сила в срок от 3 месеца след одобряването на методиките и условията.

Член 119

Споразумения за експлоатация на блок за РТЧ

1. До 12 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС от всеки блок за РТЧ установяват заедно общо предложение за:
 - а) когато даденият блок за РТЧ включва повече от една зона за РТЧ, целевите параметри по отношение на ГВРЧ за всяка зона за РТЧ, определени в съответствие с член 128, параграф 4;
 - б) наблюдаващ за този блок за РТЧ в съответствие с член 134, параграф 1;
 - в) ограничения относно линейното изменение на генерираната активна мощност в съответствие с член 137, параграфи 3 и 4;
 - г) когато даден блок за РТЧ се управлява от повече от един ОПС — конкретното разпределение на отговорностите между отделните ОПС в този блок за РТЧ в съответствие с член 141, параграф 9;
 - д) ако е приложимо, назначаването на ОПС, отговарящ за задачите, посочени в член 145, параграф 6;
 - е) допълнителните изисквания по отношение на разполагаемостта, надеждността и резервирането на техническата инфраструктура, определени в съответствие с член 151, параграф 3;
 - ж) оперативните процедури, които се прилагат в случай на изчерпване на РВРЧ или РЗ в съответствие с член 152, параграф 8;
 - з) правилата за определяне на размера на РВРЧ, определени в съответствие с член 157, параграф 1;
 - и) правилата за определяне на размера на РЗ, определени в съответствие с член 160, параграф 2;

- й) когато даден блок за РТЧ се използва от повече от един ОПС, конкретното разпределение на отговорностите, определени в съответствие с член 157, параграф 3, и ако е приложимо, конкретното разпределение на отговорностите, определени в съответствие с член 160, параграф 6;
- к) поетапната процедура, определена в съответствие с член 157, параграф 4, и ако е приложимо, поетапната процедура, определена в съответствие с член 160, параграф 7;
- л) изискванията за разполагаемост на РВРЧ, изискванията относно качеството на регулирането, определени в съответствие с член 158, параграф 2, и ако е приложимо, изискванията за разполагаемост на РЗ и изискванията за качеството на регулирането, определени в съответствие с член 161, параграф 2;
- м) ако е приложимо, всички ограничения на обмена на РПРЧ между зоните за РТЧ на различните блокове за РТЧ в рамките на синхронната зона на „Континентална Европа“ и обмена на РВРЧ или РЗ между зоните за РТЧ на един блок за РТЧ на синхронна зона, обхващаща повече от един блок за РТЧ, определени в съответствие с член 163, параграф 2, член 167 и член 169, параграф 2;
- н) ролите и отговорностите на включващия резерв ОПС, получаващия резерв ОПС и засегнатия ОПС по отношение на обмена на РВРЧ и/или РЗ с ОПС от други зони за РТЧ, определени в съответствие с член 165, параграф 6;
- о) ролите и отговорностите на предоставящия способност за регулиране ОПС, получаващия способност за регулиране ОПС и засегнатия ОПС по отношение на съвместното ползване на РВРЧ и РЗ, определени в съответствие с член 166, параграф 7;
- п) ролите и отговорностите на предоставящия способност за регулиране ОПС, получаващия способност за регулиране ОПС и засегнатия ОПС по отношение на съвместното ползване на РВРЧ и РЗ между синхронни зони в съответствие с член 175, параграф 2;
- р) действия за координиране с цел намаляване на ГВРЧ, както е определено в член 152, параграф 14; и
- с) мерки за намаляване на ГВРЧ посредством изискване на промени в генерирането или консумирането на активната мощност от модули за производство на електроенергия или потреблящи единици в съответствие с член 152, параграф 16.

2. Всички ОПС от всеки блок за РТЧ представят за одобряване от всички регулаторни органи на въпросния блок за РТЧ методиките и условията, изброени в член 6, параграф 3, буква д). В срок от един месец след одобряването на тези методики и условия всички ОПС от всеки блок за РТЧ сключват споразумение за експлоатация на блока за РТЧ, което влиза в сила в срок от 3 месеца след одобряването на методиките и условията.

Член 120

Споразумение за експлоатация на зона за РТЧ

До 12 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС от всяка зона за РТЧ установяват споразумение за експлоатация на зоната за РТЧ, което включва най-малко:

- а) конкретното разпределение на отговорностите между ОПС в рамките на зоната за РТЧ в съответствие с член 141, параграф 8;
- б) назначаването на ОПС, отговарящ за изпълнението и управлението на процеса на вторично регулиране на честотата в съответствие с член 143, параграф 4.

Член 121

Споразумение за експлоатация на зоната за наблюдение

До 12 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС от всяка зона за наблюдение установяват споразумение за експлоатация на зоната за наблюдение, което включва най-малкото разпределението на отговорностите между операторите на преносни системи в рамките на зоната за наблюдение в съответствие с член 141, параграф 7.

Член 122

Споразумение за уравниване на дисбалансите

Всички ОПС, които участват в една и съща процедура за уравниване на дисбалансите, установяват споразумение за уравниване на дисбалансите, което включва най-малко ролите и отговорностите на операторите на преносни системи, в съответствие с член 149, параграф 3.

Член 123

Споразумение за трансгранично задействие на РВРЧ

Всички ОПС, които участват в една и съща процедура за трансгранично задействие на РВРЧ, установяват споразумение за трансгранично задействие на РВРЧ, което включва най-малко ролите и отговорностите на операторите на преносни системи, в съответствие с член 149, параграф 3.

Член 124

Споразумение за трансгранично задействие на РЗ

Всички ОПС, които участват в една и съща процедура за трансгранично задействие на РЗ, установяват споразумение за трансгранично задействие на РЗ, което включва най-малко ролите и отговорностите на ОПС, в съответствие с член 149, параграф 3.

Член 125

Споразумение за съвместно ползване

Всички ОПС, които участват в една и съща процедура за съвместно ползване на РПРЧ, РВРЧ или РЗ, установяват споразумение за съвместно ползване, което включва най-малко:

- а) в случай на съвместно ползване на РВРЧ или РЗ в синхронна зона, ролите и отговорностите на получаващия способност за регулиране ОПС, предоставящия способност за регулиране ОПС и засегнатите ОПС в съответствие с член 165, параграф 3; или
- б) в случай на съвместно ползване на резервите между синхронни зони, ролите и отговорностите на получаващия способност за регулиране ОПС и на предоставящия способност за регулиране ОПС в съответствие с член 171, параграф 4, и процедурите, предвидени, в случай че не се осъществи съвместното ползване на резерви между синхронни зони в реално време, в съответствие с член 171, параграф 9.

Член 126

Споразумение за обмен

Всички ОПС, които участват в даден обмен на РПРЧ, РВРЧ или РЗ, установяват споразумение за обмен, в което се посочват най-малко:

- а) в случай на обмен на РВРЧ или РЗ в синхронна зона, ролите и отговорностите на включващия резерв ОПС и получаващия резерв ОПС в съответствие с член 165, параграф 3; или
- б) в случай на обмен на резерви между синхронни зони, ролите и отговорностите на включващия резерв ОПС и получаващия резерв ОПС в съответствие с член 171, параграф 4, и процедурите, предвидени в случай, че не се осъществи обменът на резерви между синхронни зони в реално време, в съответствие с член 171, параграф 9.

ДЯЛ 2

КАЧЕСТВО НА ЧЕСТОТАТА

Член 127

Определяне на качеството на честотата и целеви параметри за качеството на честотата

1. Параметрите, определящи качеството на честотата, са:
 - а) номиналната честота за всички синхронни зони;
 - б) стандартният обхват на честотата за всички синхронни зони;

- в) максималното моментно отклонение на честотата за всички синхронни зони;
 - г) максималното отклонение на честотата при стационарни условия за всички синхронни зони;
 - д) времето за възстановяване на честотата за всички синхронни зони;
 - е) времето за възстановяване на честотата за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“;
 - ж) обхватът на вторично регулиране на честотата за синхронната зона „Великобритания“, синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ и синхронната зона „Скандинавие“;
 - з) обхватът на възстановяване на честотата за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“; и
 - и) времето за превключване в състояние на повишено внимание за всички синхронни зони.
2. Номиналната честота трябва да е 50 Hz за всички синхронни зони.
3. Стойностите по подразбиране за параметрите, определящи качеството на честотата, изброени в параграф 1, са посочени в таблица 1 от приложение III.
4. Целевият параметър за качеството на честотата е максималният брой минути извън стандартния обхват на честотата за година за дадена синхронна зона, а неговата стойност по подразбиране за всяка синхронна зона е посочена в таблица 2 от приложение III.
5. Стойностите на параметрите, определящи качеството на честотата, посочени в таблица 1 от приложение III, и на целевия параметър за качеството на честотата, посочени в таблица 2 от приложение III, се прилагат във всички случаи, освен ако всички ОПС от дадена синхронна зона предложат други стойности по силата на параграфи 6, 7 и 8.
6. Всички ОПС от синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ имат право да предлагат в споразумението за експлоатация на синхронната зона стойности, които се различават от посочените в таблици 1 и 2 от приложение III, по отношение на:
- а) времето за превключване в състояние на повишено внимание;
 - б) максималния брой минути извън стандартния обхват на честотата.
7. Всички ОПС от синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ имат право да предлагат в споразумението за експлоатация на синхронната зона стойности, които се различават от посочените в таблици 1 и 2 от приложение III, по отношение на:
- а) времето за възстановяване на честотата;
 - б) времето за превключване в състояние на повишено внимание; и
 - в) максималния брой минути извън стандартния обхват на честотата.
8. Предложението за изменение на стойностите съгласно параграфи 6 и 7 е въз основа на оценка на протоколираните стойности на честотата на системата за период от най-малко една година и на развитието на синхронната зона и трябва да отговаря на следните условия:
- а) с предложеното изменение на параметрите, определящи качеството на честотата, посочени в таблица 1 от приложение III, или на целевия параметър за качеството на честотата, посочен в таблица 2 от приложение III, се вземат предвид:
 - i) размерът на системата въз основа на потреблението и производството в синхронната зона и инерционния момент на синхронната зона;
 - ii) еталонната авария;
 - iii) структурата на електроенергийната мрежа и мрежовата топология;
 - iv) поведението на товарите и електропроизводството;
 - v) броят и реакцията на модулите за производство на електроенергия с ограничено отклонение на честотата над или под номиналната стойност в честотно зависим режим, както е определено в член 13, параграф 2 и член 15, параграф 2, буква в) от Регламент (ЕС) 2016/631;

- vi) броят и реакцията на потребяващите единици, работещи с активирана система за управление на честотата чрез реакция на потреблението или система за много бързо регулиране на активната мощност чрез реакция на потреблението, както е определено в членове 29 и 30 от Регламент (ЕС) 2016/1388; и
 - vii) техническите възможности на модулите за производство на електроенергия и потребяващите единици;
- б) всички ОПС на синхронната зона провеждат обществена консултация относно въздействието върху заинтересованите страни на предложеното изменение на определящите качеството на честотата параметри, посочени в таблица 1 от приложение III, или на целевия параметър за качеството на честотата, посочен в таблица 2 от приложение III.
9. Всички ОПС трябва да се стремят да спазват стойностите за параметрите, определящи качеството на честотата, и за целевия параметър за качеството на честотата. Всички ОПС проверяват спазването на целевия параметър за качеството на честотата най-малко веднъж годишно.

Член 128

Целеви параметри по отношение на ГВРЧ

1. Всички ОПС от синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ посочват в споразумението за експлоатация на синхронна зона стойностите за обхвата на ГВРЧ на ниво 1 и тези за обхвата на ГВРЧ на ниво 2 за всеки блок за РТЧ в синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ поне веднъж годишно.
2. Когато обхващат повече от един блок за РТЧ, всички ОПС от синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ трябва да гарантират, че обхватите за ГВРЧ на ниво 1 и ниво 2 на блоковете за РТЧ на тези синхронни зони са пропорционални на квадратния корен от сумата на първоначалните задължения за РПРЧ на ОПС, обхващащи блоковете за РТЧ, в съответствие с член 153.
3. Всички ОПС от синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ трябва да се стремят да спазват следните целеви параметри по отношение на ГВРЧ за всеки блок за РТЧ на синхронната зона:
 - а) броят на времевите интервали за една година, през които ГВРЧ е извън обхвата за ниво 1 за времеви интервал, равен на времето за възстановяване на честотата, трябва да бъде по-малко от 30 % от броя на времевите интервали в годината; и
 - б) броят на времевите интервали за една година, през които ГВРЧ е извън обхвата за ниво 2 за времеви интервал, равен на времето за възстановяване на честотата, трябва да бъде по-малко от 5 % от броя на времевите интервали в годината.
4. Когато даден блок за РТЧ обхваща повече от една зона за РТЧ, всички ОПС от този блок посочват в споразумението за експлоатация на блока стойностите за целевите параметри за ГВРЧ за всяка зона за РТЧ.
5. За синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ обхватът за ГВРЧ на ниво 1 трябва да бъде по-голям или равен на 200 mHz, а обхватът на ниво 2 — по-голям или равен на 500 mHz.
6. Всички ОПС от синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ трябва да се стремят да спазват следните целеви параметри по отношение на ГВРЧ за дадена синхронна зона:
 - а) максималният брой на времевите интервали за година, през които ГВРЧ е извън обхвата за ниво 1, трябва да бъде по-малък или равен на стойността в таблицата от приложение IV като процентен дял от броя на времевите интервали през годината;
 - б) максималният брой на времевите интервали за година, през които ГВРЧ е извън обхвата за ниво 2, трябва да бъде по-малък или равен на стойността в таблицата от приложение IV като процентен дял от броя на времевите интервали през годината.
7. Всички ОПС трябва да се уверяват поне веднъж годишно, че са спазени целевите параметри за ГВРЧ.

Член 129

Процедура за прилагане на критериите

Процедурата за прилагане на критериите обхваща:

- а) събирането на данни за оценка на качеството на честотата; и
- б) изчисляването на критериите за оценка на качеството на честотата.

Член 130

Данни за оценка на качеството на честотата

1. Данните за оценка на качеството на честотата са:
 - а) за синхронната зона:
 - i) данните за моментната честота; и
 - ii) данните за моментното отклонение на честотата;
 - б) за всеки блок за РТЧ на синхронната зона — данните за моментната ГВРЧ.
2. Точността на измерване на данните за моментната честота и за моментната ГВРЧ, когато измерванията са в Hz, трябва да е 1 mHz или по-добра.

Член 131

Критерии за оценка на качеството на честотата

1. Критериите за оценка на качеството на честотата включват:
 - а) за синхронната зона при експлоатация в нормално състояние или състояние на повишено внимание, както е определено от член 18, параграфи 1 и 2, на месечна основа за данните за моментната честота:
 - i) средната стойност;
 - ii) средноквадратичното отклонение;
 - iii) 1-вия, 5-ия, 10-ия, 90-ия, 95-ия и 99-ия процентил;
 - iv) общото време, през което абсолютната стойност на моментното отклонение на честотата е надвишавала стандартното отклонение на честотата, като се прави разлика между отрицателните и положителните моментни отклонения на честотата;
 - v) общото време, през което абсолютната стойност на моментното отклонение на честотата е надвишавала максималното моментно отклонение на честотата, като се прави разлика между отрицателните и положителните моментни отклонения на честотата;
 - vi) броя на събитията, при които абсолютната стойност на моментното отклонение на честотата на синхронната зона е надвишавала 200 % от стандартното отклонение на честотата и моментното отклонение на честотата не е било върнато до 50 % от стандартното отклонение на честотата за синхронната зона „Континентална Европа“ и до обхвата на вторично регулиране на честотата на синхронните зони „Великобритания“, „Ирландия и Северна Ирландия“ и „Скандинавие“ в рамките на времето за възстановяване на честотата. Данните трябва да позволяват да се прави разлика между отрицателните и положителните отклонения на честотата;
 - vii) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“, броя на събитията, при които абсолютната стойност на моментното отклонение на честотата е била извън обхвата на възстановяване на честотата и не е била върната до честотата на възстановяване в рамките на времето за възстановяване на честотата, като се прави разлика между отрицателните и положителните отклонения на честотата;
 - б) за всеки блок за РТЧ в синхронната зона „Континентална Европа“ или синхронната зона „Скандинавие“ при експлоатация в нормално състояние или състояние на повишено внимание, в съответствие с член 18, параграфи 1 и 2 на месечна основа:
 - i) за набор от данни, съдържащ средните стойности на ГВРЧ за блока за РТЧ за времеви интервали, равни на времето за възстановяване на честотата:
 - средната стойност,
 - средноквадратичното отклонение,
 - 1-вия, 5-ия, 10-ия, 90-ия, 95-ия и 99-ия процентил,
 - броя на времевите интервали, в които средната стойност на ГВРЧ е била извън обхвата на ГВРЧ за ниво 1, като се прави разлика между отрицателните и положителните ГВРЧ, и
 - броя на времевите интервали, в които средната стойност на ГВРЧ е била извън обхвата на ГВРЧ за ниво 2, като се прави разлика между отрицателните и положителните ГВРЧ;

- ii) за набор от данни, съдържащ средните стойности на ГВРЧ за блока за РТЧ за времеви интервали с продължителност една минута: броя на събитията на месечна основа, при които ГВРЧ е надвишавала 60 % от резервната мощност на РВРЧ и не е била върната до 15 % от резервната мощност на РВРЧ в рамките на времето за възстановяване на честотата, като се прави разлика между отрицателните и положителните стойности на ГВРЧ;
- в) за блоковете за РТЧ в синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“, за експлоатация в нормално състояние или състояние на повишено внимание в съответствие с член 18, параграфи 1 и 2 на месечна основа и за набор от данни, съдържащ средните стойности на ГВРЧ за блока за РТЧ за времеви интервали с продължителност една минута: броя на събитията, при които абсолютната стойност на ГВРЧ е надвишавала максималното отклонение на честотата при стационарни условия и ГВРЧ не е била върната до 10 % от максималното отклонение на честотата при стационарни условия в рамките на времето за възстановяване на честотата, като се прави разлика между отрицателните и положителните стойности на ГВРЧ.
2. Всички ОПС от всяка синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона обща методика за оценяване на риска и развитието на риска от изчерпване на РПРЧ в синхронна зона. Тази методика се използва поне веднъж годишно и се основава най-малко на протоколирани данни за моментната честота на системата за период, не по-малък от една година. Всички ОПС на всяка синхронна зона предоставят необходимите данни за извършването на тази оценка.

Член 132

Процедура за събиране и предоставяне на данни

1. Процедурата за събиране и предоставяне на данни обхваща следното:
 - а) измервания на честота на системата;
 - б) изчисляване на данните за оценка на качеството на честотата; и
 - в) предоставяне на данните за оценка на качеството на честотата, необходими за процедурата за прилагане на критериите.
2. Процедурата за събиране и предоставяне на данни се изпълнява от наблюдаващия синхронната зона, назначен в съответствие с член 133.

Член 133

Наблюдаващ синхронна зона

1. Всички ОПС от дадена синхронна зона назначават в споразумението за експлоатация на тази синхронна зона един ОПС от зоната за наблюдаващ синхронната зона.
2. Наблюдаващият синхронната зона изпълнява процедурата за събиране и предоставяне на данни в синхронната зона, посочена в член 132.
3. Наблюдаващият синхронната зона изпълнява процедурата за прилагане на критериите, посочена в член 129.
4. Наблюдаващият синхронната зона събира данните за оценка на качеството на честотата за своята синхронна зона и изпълнява процедурата за прилагане на критериите, включително изчисляването на данните за оценка на качеството на честотата, веднъж на 3 месеца и не по-късно от 3 месеца след края на анализирания период.

Член 134

Наблюдаващ блока за РТЧ

1. Всички ОПС от даден блок за РТЧ назначават в споразумението за експлоатация на този блок един ОПС от блока за наблюдаващ блока за РТЧ.

2. Наблюдаващият блок за РТЧ събира данните за оценка на качеството на честотата за блока в съответствие с процедурата за прилагане на критериите, посочена в член 129.
3. Всеки ОПС от дадена зона за РТЧ предоставя на наблюдаващия блок за РТЧ данните от измерванията в зоната, необходими за събирането на данните за оценка на качеството на честотата на блока.
4. Наблюдаващият блок за РТЧ предоставя данните за оценка на качеството на честотата за блока за РТЧ и неговите зони за РТЧ веднъж на всеки 3 месеца и не по-късно от 2 месеца след края на анализирания период.

Член 135

Информация за поведението на товарите и електропроизводството

В съответствие с член 40 всеки присъединяващ ОПС има право да изисква от значителни потребители на мрежата необходимата информация, за да може да проследи поведението във връзка с потреблението и производството по отношение на дисбалансите. Тази информация може да включва:

- а) зададените стойности за активната мощност, снабдени с времеви печат, за експлоатацията в реално време и в бъдеще; и
- б) генерираната активна мощност, снабдена с времеви печат.

Член 136

Период на линейно изменение в рамките на една синхронна зона

Всички ОПС от всяка синхронна зона с повече от една зона за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона общ период на линейно изменение на агрегираните нетни графици между зоните за РТЧ и синхронната зона. Изчисляването на програмата за регулиране от нетната позиция на зоната за променливо напрежение, необходимо за изчисляването на контролната грешка, се прави с общия период на линейно изменение.

Член 137

Ограничения относно линейното изменение на генерираната активна мощност

1. Всички ОПС от две синхронни зони имат правото да посочат в споразумението за експлоатация на синхронната зона ограничения за генерираната активна мощност на междусистемните електропроводи за ПТВН между синхронните зони, с цел да се ограничи тяхното влияние върху спазването на целевия показател за качеството на честотата в синхронната зона, като определят комбинирана максимална скорост на линейно изменение за всички междусистемни връзки за ПТВН, които свързват двете синхронни зони една с друга.
2. Ограниченията в параграф 1 не се прилагат за уравниване на дисбалансите, свързване на честотата и трансгранично задействане на РВРЧ и РЗ чрез междусистемни връзки за ПТВН.
3. Всички свързващи ОПС на даден електропровод за ПТВН имат право да определят в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ общи ограничения за генерираната активна мощност на този електропровод за ПТВН, с цел да се ограничи неговото влияние върху спазването на целевия параметър за ГВРЧ в свързаните блокове за РТЧ, като се споразумеят за въвеждането на периоди на линейно изменение и/или максимални скорости на линейно изменение за тази междусистемна връзка за ПТВН. Тези общи ограничения не се прилагат за уравниване на дисбалансите, свързване на честотата, както и за трансгранично задействане на РВРЧ и РЗ по междусистемни връзки за ПТВН. Всички ОПС от дадена синхронна зона съгласуват тези мерки в рамките на синхронната зона.
4. Всички ОПС от даден блок за РТЧ имат право да определят в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ следните мерки в подкрепа на спазването на целевия параметър за ГВРЧ на този блок за РТЧ и да облекчават неслучайни отклонения на честотата, като вземат предвид техническите ограничения на модулите за производство на електроенергия или потреблящите единици:
 - а) задължения относно периодите на линейно изменение и/или максималните скорости на линейно изменение при модулите за производство на електроенергия и/или потреблящите единици;

- б) задължения относно индивидуалните времена за започване на линейното изменение при модулите за производство на електроенергия и/или потреблящите единици в рамките на един блок за РТЧ; и
- в) координиране на линейните изменения между модулите за производство на електроенергия, потреблящите единици и консумацията на активна мощност в рамките на блока за РТЧ.

Член 138

Намаляване на риска

Когато стойностите, изчислени за период от една календарна година по отношение на целевите параметри за качеството на честотата или за ГВРЧ, са извън определените за синхронната зона или блока за РТЧ цели, всички ОПС в съответната синхронна зона или съответния блок за РТЧ:

- а) анализират дали целевите параметри за качеството на честотата или за ГВРЧ ще останат извън целите, определени за синхронната зона или блока за РТЧ, и ако съществува обоснован риск това да се случи, анализират причините и разработват препоръки; и
- б) разработват мерки за намаляване на риска, с цел да се гарантира, че целите за синхронната зона или блока за РТЧ могат да бъдат постигнати в бъдеще.

ДЯЛ 3

СТРУКТУРА ЗА РЕГУЛИРАНЕ НА ТОВАРИТЕ И ЧЕСТОТАТА

Член 139

Основна структура

1. Всички ОПС от всяка синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона структурата за регулиране на товарите и честотата. Всеки ОПС отговаря за прилагането на структурата за регулиране на товарите и честотата в своята синхронна зона и работи в съответствие с нея.
2. Структурата за регулиране на товарите и честотата на всяка синхронна зона включва:
 - а) структура за задействане на процедура в съответствие с член 140; и
 - б) структура на отговорностите за процедурите в съответствие с член 141.

Член 140

Структура за задействане на процедура

1. Тази структура за задействане на процедура трябва да включва:
 - а) ППРЧ в съответствие с член 142;
 - б) ПВРЧ в съответствие с член 143; и
 - в) за синхронната зона „Континентална Европа“ — процедура за управление на времето в съответствие с член 181.
2. Структурата за задействане на процедура може да включва:
 - а) ПЗР в съответствие с член 144;
 - б) процедура за уравниване на дисбалансите в съответствие с член 146;
 - в) процедура за трансгранично задействане на РВРЧ в съответствие с член 147;
 - г) процедура за трансгранично задействане на РЗ в съответствие с член 148; и
 - д) за синхронни зони, различни от „Континентална Европа“, процедура за управление на времето в съответствие с член 181.

Член 141

Структура на отговорностите за процедурите

1. Когато се определя структурата на отговорностите за процедурите, всички ОПС от всяка синхронна зона вземат под внимание най-малко следните критерии:
 - а) размера и сумарния инерционен момент, включително изкуствения инерционен момент на синхронната зона;
 - б) структурата на електроенергийната мрежа и топологията на мрежата; и
 - в) поведение на товарите, електропроизводството и ПТВН.
2. Не по-късно от 4 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всички ОПС от дадена синхронна зона разработват съвместно общо предложение относно определянето на блоковете за РТЧ, които отговарят на следните изисквания:
 - а) зоната на наблюдение съответства на или е част от само една зона за РТЧ;
 - б) зоната за РТЧ съответства на или е част от само един блок за РТЧ;
 - в) блокът за РТЧ съответства на или е част от само една синхронна зона; и
 - г) всеки елемент на мрежата е част от само една зона за наблюдение, само една зона за РТЧ и само един блок за РТЧ.
3. Всички ОПС от всяка зона за наблюдение изчисляват и наблюдават непрекъснато в реално време обмена на активна мощност в зоната за наблюдение.
4. Всички ОПС от всяка зона за РТЧ:
 - а) наблюдават непрекъснато ГВРЧ в зоната за РТЧ;
 - б) изпълняват и прилагат ПВРЧ за зоната за РТЧ;
 - в) полагат усилия за спазване на целевите параметри за ГВРЧ на зоната за РТЧ, както е определено в член 128; и
 - г) имат право да изпълняват една или повече от посочените в член 140, параграф 2 процедури.
5. Всички ОПС от всеки блок за РТЧ:
 - а) полагат усилия за спазване на целевите параметри за ГВРЧ на блока за РТЧ, както е определено в член 128; и
 - б) спазват правилата за определяне на размера на РВРЧ в съответствие с член 157, и на РЗ — в съответствие с член 160.
6. Всички ОПС от всяка синхронна зона:
 - а) изпълняват и прилагат ППРЧ за синхронната зона;
 - б) спазват правилата за определяне на размера на РПРЧ в съответствие с член 153; и
 - в) полагат усилия за спазване на целевите параметри за качеството на честотата в съответствие с член 127.
7. Всички ОПС от всяка зона за наблюдение посочват в споразумението за експлоатация на зоната разпределението на отговорностите между отделните ОПС в зоната за наблюдение за изпълнението на задължението, посочено в параграф 3.
8. Всички ОПС от всяка зона за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация на зоната разпределението на отговорностите между отделните ОПС в зоната за РТЧ за изпълнението на задълженията, посочени в параграф 4.
9. Всички ОПС от всеки блок за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация на блока разпределението на отговорностите между отделните ОПС в блока за РТЧ за изпълнението на задълженията, посочени в параграф 5.
10. Всички ОПС от всяка синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на зоната разпределението на отговорностите между отделните ОПС в синхронната зона за изпълнението на задълженията, посочени в параграф 6.
11. Всички ОПС от две или повече съседни зони за РТЧ, свързани с междусистемни връзки, имат право да формират блок за РТЧ, ако са изпълнени изискванията за блок за РТЧ, посочени в параграф 5.

Член 142

Процес на първично регулиране на честотата

1. Целта на управлението на ППРЧ е стабилизиране на честотата на системата чрез задействане на РПРЧ.
2. Общата крива, описваща задействането на РПРЧ в дадена синхронна зона в зависимост от честотата, трябва да е монотонно намаляваща функция на честотата.

Член 143

Процес на вторично регулиране на честотата

1. Цел на управлението на ПВРЧ е да се:
 - а) регулира ГВРЧ към нула в рамките на времето за възстановяване на честотата;
 - б) за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ — да се заместят постепенно задействанията РПРЧ чрез задействане на РВРЧ в съответствие с член 145.
2. ГВРЧ е:
 - а) контролната грешка на зоната за РТЧ, когато има повече от една зона за РТЧ в дадена синхронна зона; или
 - б) отклонението на честотата, когато дадена зона за РТЧ съответства на блока за РТЧ и синхронната зона.
3. Контролната грешка на дадена зона за РТЧ се изчислява като сумата от произведението на коефициента К на зоната за РТЧ и отклонението на честотата, от която се изваждат:
 - а) общият поток на активната мощност по междусистемния електропровод и виртуалната междусистемна линия; и
 - б) програмата за регулиране в съответствие с член 136.
4. Когато дадена зона за РТЧ обхваща повече от една зона за наблюдение, всички ОПС от зоната за РТЧ определят в споразумението за експлоатация на зоната за РТЧ един ОПС, който отговаря за изпълнението и работата на процеса на вторично регулиране на честотата.
5. Когато зона за РТЧ обхваща повече от една зона за наблюдение, процесът на вторично регулиране на честотата в тази зона за РТЧ трябва да позволява обменът на активната мощност на всяка зона за наблюдение да се регулира към стойността, определена като сигурна въз основа на анализа на експлоатационната сигурност в реално време.

Член 144

Процедура за заместване на резерв

1. Цел на управлението на ПЗР е да се постигне поне една от следните подцели чрез задействане на РЗ:
 - а) постепенно да се възстанови задействаният РВРЧ;
 - б) да се подпомогне задействането на РВРЧ;
 - в) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ — постепенно да се възстановят задействанията РПРЧ и РВРЧ.
2. ПЗР се управлява посредством указания за ръчно задействане на РЗ с цел да се постигне целта на управление в съответствие с параграф 1.

Член 145

Процес за автоматично и ръчно вторично регулиране на честотата

1. Всеки ОПС от всяка зона за РТЧ прилага процес за автоматично вторично регулиране на честотата (ПавРЧ) и процес за ръчно вторично регулиране на честотата (ПрВРЧ).

2. До 2 години след влизането в сила на настоящия регламент всеки ОПС от синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ може да представи на своите компетентни регулаторни органи предложение с искане да не прилага ПаВРЧ. Тези предложения трябва да включват анализ на разходите и ползите, който показва, че изпълнението на даден ПаВРЧ би довело до по-високи разходи, отколкото ползи. В случай че предложението бъде одобрено от компетентните регулаторни органи, съответните ОПС и съответните регулаторни органи преразглеждат това решение най-малко на всеки 4 години.

3. Ако зоната за РТЧ обхваща повече от една зона за наблюдение, всички ОПС от зоната за РТЧ определят в споразумението за експлоатация на зоната за РТЧ процедура за прилагане на ПаВРЧ и ПрВРЧ. Ако блок за РТЧ обхваща повече от една зона за РТЧ, всички ОПС от зоните за РТЧ определят в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ процедура за прилагане на ПрВРЧ.

4. ПаВРЧ се изпълнява по метода на затворения цикъл, при което ГВРЧ е входната величина, а зададената стойност за автоматично задействане на РВРЧ е изходната величина. Зададената стойност за автоматично задействане на РВРЧ се изчислява от един-единствен регулатор за вторично регулиране на честотата, управляван от ОПС в рамките на неговата зона за РТЧ. За синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ регулаторът за вторично регулиране на честотата:

- а) е устройство за автоматично регулиране, предназначено да намалява ГВРЧ 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; и
- г) има функционални възможности за извънредни режими на работа в състояние на повишено внимание и в извънредно състояние.

5. ПрВРЧ се управлява посредством указания за ръчно задействане на РВРЧ с цел да се постигне целта на управление в съответствие с член 143, параграф 1.

6. В допълнение към прилагането на ПаВРЧ в зоните за РТЧ, всички ОПС от даден блок за РТЧ, който обхваща повече от една зона за РТЧ, имат право да определят в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ един ОПС от този блок, който да:

- а) изчислява и наблюдава ГВРЧ на целия блок за РТЧ; и
- б) взема предвид ГВРЧ на целия блок за РТЧ при изчисляването на зададената стойност за задействане на ПаВРЧ в съответствие с член 143, параграф 3, в допълнение към ГВРЧ в своята зона за РТЧ.

Член 146

Процедура за уравниване на дисбалансите

1. Цел на управлението на процедурата за уравниване на дисбалансите е да се намали общият размер на едновременно задействаните противоположни РВРЧ в различните участващи зони за РТЧ посредством обмен на мощност за уравниване на дисбалансите.

2. Всеки ОПС има право да прилага процедурата за уравниване на дисбалансите за зоните за РТЧ в рамките на един блок за РТЧ, между различните блокове за РТЧ или различни синхронни зони, като сключи споразумение за уравниване на дисбалансите.

3. ОПС прилагат процедурата за уравниване на дисбалансите по такъв начин, че това да не засяга:

- а) стабилността на ППРЧ от синхронна зона или зони, участващи в процедурата за уравниване на дисбалансите;
- б) стабилността на ПВРЧ и ПЗР във всяка зона за РТЧ, управлявана от участващи или засегнати ОПС; и
- в) експлоатационната сигурност.

4. ОПС прилагат обмена на мощност за уравниване на дисбалансите между зони за РТЧ на дадена синхронна зона поне по един от следните начини:

- а) чрез определяне на поток на активната мощност по виртуална междусистемна линия, който трябва да бъде част от изчисляването на ГВРЧ;
- б) чрез коригиране на потоците на активната мощност в междусистемните връзки за ПТВН.

5. ОПС прилагат обмена на мощност за уравниване на дисбалансите между зони за РТЧ от различни синхронни зони чрез коригиране на потоците на активната мощност по междусистемните връзки за ПТВН.
6. ОПС прилагат обмена на мощност за уравниване на дисбалансите в една зона за РТЧ по такъв начин, че той да не надвишава размера на задействане на РВРЧ, който е действително необходим за регулиране на ГВРЧ на тази зона за РТЧ до нула, без помощта на обмен на мощност за уравниване на дисбалансите.
7. Всички ОПС, участващи в дадена процедура за уравниване на дисбалансите, трябва да гарантират, че общата сума на всички извършени обмени на мощност за уравниване на дисбалансите е равна на нула.
8. Процедурата за уравниване на дисбалансите трябва да включва резервен механизъм, който гарантира, че обменът на мощност за уравниване на дисбалансите във всяка зона за РТЧ е равен на нула или е ограничен до стойност, при която експлоатационната сигурност може да бъде гарантирана.
9. Когато даден блок за РТЧ обхваща повече от една зона за РТЧ и резервната мощност за РВРЧ, както и резервната мощност за РЗ се изчисляват въз основа на дисбалансите в блока за РТЧ, всички ОПС от този блок за РТЧ трябва да приложат процедура за уравниване на дисбалансите и да обменят максималния размер мощност за уравниване на дисбалансите, определен в параграф 6, с други зони за РТЧ от същия блок за РТЧ.
10. Когато процедурата за уравниване на дисбалансите се прилага за зони за РТЧ от различни синхронни зони, всички ОПС обменят максималния размер мощност за уравниване на дисбалансите, определен в параграф 6, с други ОПС от същата синхронна зона, участващи в тази процедура за уравниване на дисбалансите.
11. Когато процедурата за уравниване на дисбалансите се прилага за зони за РТЧ, които не са част от един и същ блок за РТЧ, всички ОПС от участващите блокове за РТЧ трябва да изпълняват задълженията, предвидени от член 141, параграф 5, независимо от обмена на мощност за уравниване на дисбалансите.

Член 147

Процедура за трансгранично задействане на РВРЧ

1. Цел на управлението на процедурата за трансгранично задействане на РВРЧ е да се даде възможност на даден ОПС да прилага ПВРЧ чрез обмен на мощност за вторично регулиране на честотата между зони за РТЧ.
2. Всеки ОПС има право да прилага процедурата за трансгранично задействане на РВРЧ за зони за РТЧ в рамките на един и същ блок за РТЧ, между различни блокове за РТЧ или различни синхронни зони, като сключи споразумение за трансгранично задействане на РВРЧ.
3. ОПС прилагат процедурата за трансгранично задействане на РВРЧ по такъв начин, че това да не засяга:
 - а) стабилността на ППРЧ от синхронна зона или зони, участващи в процедурата за трансгранично задействане на РВРЧ;
 - б) стабилността на ПВРЧ и ПЗР във всяка зона за РТЧ, управлявана от участващи или засегнати ОПС; и
 - в) експлоатационната сигурност.
4. ОПС прилагат обмена на мощност за вторично регулиране на честотата между зони за РТЧ от една и съща синхронна зона чрез едно от следните действия:
 - а) определяне на поток на активната мощност по виртуална междусистемна линия, който трябва да бъде част от изчисляването на ГВРЧ, когато задействането на РВРЧ е автоматично;
 - б) адаптиране на програмата за регулиране или определяне на поток на активната мощност по виртуална междусистемна линия между зони за РТЧ, в които задействането на РВРЧ е ръчно; или
 - в) коригиране на потоците на активната мощност по междусистемните връзки за ПТВН.
5. ОПС прилагат обмена на мощност за вторично регулиране на честотата между зони за РТЧ от различни синхронни зони чрез коригиране на потоците на активната мощност по междусистемните връзки за ПТВН.

6. Всички ОПС, участващи в дадена процедура за трансгранично задействие на РВРЧ, трябва да гарантират, че общата сума на всички извършени обмени на мощност за вторично регулиране на честотата е равна на нула.

7. Процедурата за трансгранично задействие на РВРЧ трябва да включва резервен механизъм, който гарантира, че обменът на мощност за вторично регулиране на честотата във всяка зона за РТЧ е равен на нула или е ограничен до стойност, при която експлоатационната сигурност може да бъде гарантирана.

Член 148

Процедура за трансгранично задействие на РЗ

1. Цел на управлението на процедурата за трансгранично задействие на РЗ е да се даде възможност на даден ОПС да прилага ПЗР чрез програма за регулиране между зони за РТЧ.

2. Всеки ОПС има право да прилага процедурата за трансгранично задействие на РЗ за зони за РТЧ в рамките на един и същ блок за РТЧ, между различни блокове за РТЧ или различни синхронни зони, като сключи споразумение за трансгранично задействие на РЗ.

3. ОПС прилагат процедурата за трансгранично задействие на РЗ по такъв начин, че това да не засяга:

- а) стабилността на ППРЧ от синхронна зона или зони, участващи в процедурата за трансгранично задействие на РЗ;
- б) стабилността на ПВРЧ и ПЗР във всяка зона за РТЧ, управлявана от участващи или засегнати ОПС; и
- в) експлоатационната сигурност.

4. ОПС прилагат програмата за регулиране между зони за РТЧ от една и съща синхронна зона, като изпълняват поне едно от следните действия:

- а) определяне на поток на активната мощност по виртуална междусистемна линия, който трябва да бъде част от изчисляването на ГВРЧ;
- б) коригиране на програмата за регулиране; или
- в) коригиране на потоците на активната мощност по междусистемните връзки за ПТВН.

5. ОПС прилагат програмата за регулиране между зони за РТЧ от различни синхронни зони чрез коригиране на потоците на активната мощност по междусистемните връзки за ПТВН.

6. Всички ОПС, участващи в дадена процедура за трансгранично задействие на РЗ, трябва да гарантират, че общата сума на всички изпълнени програми за регулиране е равна на нула.

7. Процедурата за трансгранично задействие на РЗ трябва да включва резервен механизъм, който гарантира, че програмата за регулиране във всяка зона за РТЧ е равна на нула или е ограничена до стойност, при която експлоатационната сигурност може да бъде гарантирана.

Член 149

Основни изисквания относно процедурата за трансгранично управление

1. Всички ОПС, които участват в обмен или съвместно ползване на РВРЧ или РЗ, изпълняват процедурата за трансгранично задействие на РВРЧ или РЗ, когато това е целесъобразно.

2. Всички ОПС от дадена синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона ролите и отговорностите на ОПС за изпълнението на процедурата за уравниване на дисбалансите, процедурата за трансгранично задействие на РВРЧ или процедурата за трансгранично задействие на РЗ между зони за РТЧ от различни блокове за РТЧ или различни синхронни зони.

3. Всички ОПС, които участват в една и съща процедура за уравниване на дисбалансите, трансгранично задействане на РВРЧ или трансгранично задействане на РЗ, посочват в съответните споразумения ролите и отговорностите на всички ОПС, включително:

- а) предоставянето на всички входящи данни, необходими за:
 - i) изчисляването на обмена на мощност по отношение на границите, осигуряващи експлоатационна сигурност; и
 - ii) извършването на анализ на експлоатационната сигурност в реално време от участващите и засегнатите ОПС;
- б) отговорността за изчисляване на обмена на мощност; и
- в) изпълнението на оперативните процедури за гарантиране на експлоатационната сигурност.

4. Без да се засягат разпоредбите на член 146, параграфи 9 — 11, в рамките на споразуменията, посочени в членове 122, 123 и 124, всички ОПС, участващи в една и съща процедура за уравниване на дисбалансите, трансгранично задействане на РВРЧ или трансгранично задействане на РЗ, имат право да посочат поетапен подход за изчисляване на обмена на мощност. Поетапното изчисляване на обмена на мощност трябва да позволи на всяка група от ОПС, които управляват зони за РТЧ или блокове за РТЧ, свързани посредством междусистемни връзки, да обменят помежду си мощност за уравниване на дисбалансите, мощност за вторично регулиране на честотата и мощност за заместване, преди да предприемат обмен с други ОПС.

Член 150

Уведомяване от страна на ОПС

1. ОПС, които възнамеряват да упражняват правото да приложат процедура за уравниване на дисбалансите, процедура за трансгранично задействане на РВРЧ, процедура за трансгранично задействане на РЗ, обмен на резерви или съвместно ползване на резерви, уведомяват три месеца преди да упражнят това право всички други ОПС от същата синхронна зона за:

- а) участващите ОПС;
- б) очаквания размер на обменена мощност в резултат на прилагането на процедура за уравниване на дисбаланси, процедура за трансгранично задействане на РВРЧ, процедура за трансгранично задействане на РЗ;
- в) вида на резерва и максималния размер на обмен или съвместно ползване на резерва; и
- г) времевия интервал за обмена или съвместното ползване на резерви.

2. Когато се прилагат процедура за уравниване на дисбалансите, процедура за трансгранично задействане на РВРЧ, процедура за трансгранично задействане на РЗ за зони за РТЧ, които не са част от един и същ блок за РТЧ, всеки ОПС от засегнатите синхронни зони има право да декларира пред всички ОПС в синхронната зона, че е засегнат ОПС, въз основа на анализ на експлоатационната сигурност и в рамките на един месец след получаването на уведомлението по силата на параграф 1.

3. Засегнатият ОПС има право да:

- а) изисква предоставяне в реално време на данни за обмена на мощност за уравниване на дисбалансите, за вторично регулиране на честотата и по програмата за регулиране, необходими за провеждането на анализ на експлоатационната сигурност в реално време; и
- б) изисква прилагането на оперативна процедура, която да позволява на засегнатите ОПС да определят ограничения за обмена на мощност за уравниване на дисбалансите, за вторично регулиране на честотата и по програмата за регулиране между съответните зони за РТЧ въз основа на анализа на експлоатационната сигурност в реално време.

Член 151

Инфраструктура

1. Всички ОПС преценяват каква техническа инфраструктура е необходима за внедряването и прилагането на процедурите, посочени в член 140, чието значение се счита за критично по силата на плана за сигурност, посочен в член 26.

2. Всички ОПС от дадена синхронна зона трябва да посочат в споразумението за експлоатация на синхронната зона минимални изисквания за разполагаемост, надеждност и резервиране на техническата инфраструктура, посочена в параграф 1, включително:

- а) точността, разделителната способност, разполагаемостта и резервирането на измерванията на потока на активна мощност и виртуалната междусистемна линия;
- б) разполагаемостта и резервирането на цифрови системи за регулиране;
- в) разполагаемостта и резервирането на комуникационната инфраструктура; и
- г) комуникационните протоколи.

3. Всички ОПС от даден блок за РТЧ определят допълнителни изисквания относно разполагаемостта, надеждността и резервирането на техническата инфраструктура в споразумението за експлоатация на този блок.

4. Всички ОПС от дадена зона за РТЧ:

- а) осигуряват достатъчно качество и разполагаемост на изчислението на ГВРЧ;
- б) следят в реално време качеството на изчисляването на ГВРЧ;
- в) предприемат действия в случай на грешка в изчислението на ГВРЧ; и
- г) когато ГВРЧ се определя чрез контролната грешка, извършват последваща проверка на качеството на изчислението на ГВРЧ чрез сравняване с еталонни стойности за ГВРЧ най-малко на годишна основа.

ДЯЛ 4

ИЗВЪРШВАНЕ НА РЕГУЛИРАНЕТО НА ТОВАРИТЕ И ЧЕСТОТАТА

Член 152

Състояния на системата, свързани с честотата на системата

1. Всеки ОПС управлява своята контролна зона с достатъчно резерви за увеличаване и намаляване на активната мощност, част от които може да са съвместно ползвани или обменени резерви, така че да може да се справи с дисбаланси между търсенето и предлагането в своята контролна зона. Всеки ОПС проверява ГВРЧ, както е определено в член 143, за да постигне изискваното качество на честотата в синхронната зона, в сътрудничество с всички ОПС в същата синхронна зона.

2. Всеки ОПС следи в условия, близки до реално време, графичите за производство и обмен, потоците на мощност, подаването на мощност към и от възли, както и други параметри в рамките на своята контролна зона, които са от значение за прогнозиране на риска от отклонения на честотата, и предприема координирано с други ОПС от своята синхронна зона мерки за ограничаване на тяхното отрицателно въздействие върху равновесието между потреблението и производството на електроенергия.

3. Всички ОПС от всяка синхронна зона определят обмен на данни в реално време в съответствие с член 42, които включват:

- а) състоянието на системата на преносната мрежа в съответствие с член 18; и
- б) данни от измервания в реално време на ГВРЧ на блоковете и зоните за РТЧ на синхронната зона.

4. Наблюдаващият синхронната зона определя състоянието на системата по отношение на нейната честота в съответствие с член 18, параграфи 1 и 2.

5. Наблюдаващият синхронната зона гарантира, че всички ОПС от всички синхронни зони са информирани, в случай че отклонението на честотата на системата съответства на някой от критериите за състояние на повишено внимание, посочени в член 18.

6. Всички ОПС от дадена синхронна зона определят в споразумението за експлоатация на синхронната зона общи правила за извършване на регулирането на товарите и честотата в нормално състояние и състояние на повишено внимание.

7. Всички ОПС от синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона оперативни процедури, приложими в случай на изчерпване на РПРЧ. В тези оперативни процедури ОПС от дадена синхронна зона имат право да изискват промени в производството или потреблението на активна мощност от страна на модулите за производство на електроенергия и потребяващите единици.

8. Всички ОПС от даден блок за РТЧ посочват оперативни процедури за случаи на изчерпване на РВРЧ или РЗ в споразумението за експлоатация на блока. В тези оперативни процедури ОПС от даден блок за РТЧ имат право да изискват промени в генерирането или консумацията на активна мощност от страна на модулите за производство на електроенергия и потребяващите единици.

9. ОПС от даден блок за РТЧ трябва да се стремят да избягват възникването на ГВРЧ с продължителност, по-голяма от времето за възстановяване на честотата.

10. Всички ОПС от дадена синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона оперативните процедури, които се прилагат в състояние на повишено внимание, възникнало поради нарушаване на ограниченията за честотата на системата. Оперативните процедури имат за цел да бъде намалено отклонението на честотата на системата, да бъде възстановено нормалното състояние на системата и да бъде ограничен рискът от възникване на извънредно състояние. В оперативните процедури се предвижда правото на ОПС да се отклоняват от задължението, определено в член 143, параграф 1.

11. Ако системата е в състояние на повишено внимание поради липсата на достатъчно резерви на активна мощност в съответствие с член 18, ОПС на засегнатите блокове за РТЧ, в тясно сътрудничество с другите ОПС в синхронната зона и ОПС от други синхронни зони, предприемат действия за възстановяване и заместване на необходимите нива на резервите от активна мощност. За тази цел ОПС на даден блок за РТЧ имат правото да изискват промени в производството или потреблението на активна мощност от страна на модулите за производство на електроенергия и потребяващите единици в своята контролна зона, с цел да се намали или премахне нарушаването на изискванията по отношение на резерва на активната мощност.

12. Ако средната стойност на ГВРЧ за интервал от 1 минута в даден блок за РТЧ е над обхвата за ниво 2 на ГВРЧ най-малко през времето, необходимо за възстановяване на честотата, и когато ОПС на блока за РТЧ не очакват ГВРЧ да бъде достатъчно намалена с помощта на действията по параграф 15, ОПС имат правото да изискват промени в генерирането или консумацията на активна мощност от страна на модулите за производство на електроенергия и потребяващите единици в своите съответни зони, с цел да се намали ГВРЧ, както е посочено в параграф 16.

13. За синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“, когато ГВРЧ на даден блок за РТЧ надвишава 25 % от еталонната авария на синхронната зона в продължение на повече от 30 последователни минути и ако ОПС в този блок за РТЧ не очакват ГВРЧ да бъде достатъчно намалена с помощта на действията, предприети съгласно параграф 15, ОПС изискват промени в генерирането или консумацията на активна мощност от страна на модулите за производство на електроенергия и потребяващите единици в своите съответни зони, с цел да се намали ГВРЧ, както е посочено в параграф 16.

14. Наблюдаващият блока за РТЧ отговаря за установяването на всяко нарушение на ограниченията, определени в параграфи 12 и 13, и:

а) информира другите ОПС от блока за РТЧ; и

б) заедно с ОПС от блока за РТЧ прилага съгласувани действия за намаляване на ГВРЧ, които трябва да са посочени в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ.

15. За случаите, посочени в параграфи 11 — 13, всички ОПС от всяка синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона действия, даващи възможност на ОПС от блока за РТЧ активно да намаляват отклонението на честотата посредством трансгранично задействане на резерви. В случаите, посочени в параграфи 11 — 13, всички ОПС от синхронната зона трябва да се стремят да дадат възможност на ОПС от засегнатия блок за РТЧ да намалят своята ГВРЧ.

16. ОПС от даден блок за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ мерки за намаляване на ГВРЧ посредством промени в генерирането или консумацията на активна мощност от страна на модулите за производство на електроенергия и потребяващите единици в своята зона.

ДЯЛ 5

РЕЗЕРВИ ЗА ПЪРВИЧНО РЕГУЛИРАНЕ НА ЧЕСТОТАТА

Член 153

Определяне на размера на РПРЧ

1. Всички ОПС от всяка синхронна зона определят поне веднъж годишно резервната мощност за РПРЧ, изисквана за синхронната зона, и първоначалното задължение за РПРЧ на всеки ОПС в съответствие с параграф 2.

2. Всички ОПС от всяка синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона правила за определяне на размера в съответствие със следните критерии:
- резервната мощност за РПРЧ, изисквана за синхронната зона, трябва да покрива най-малко еталонната авария, а за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ — резултатите от потребление, съответстващо на резултата от прилагането на вероятностния подход за определяне на размера на РПРЧ, изчислен съгласно буква в);
 - размера на еталонната авария, определен в съответствие със следните условия:
 - за синхронната зона „Континентална Европа“ еталонната авария е 3 000 MW в положителна посока и 3 000 MW в отрицателна посока;
 - за синхронните зони „Великобритания“, „Ирландия и Северна Ирландия“ и „Скандинавие“ еталонната авария е най-големият дисбаланс, който може да възникне вследствие на моментна промяна на активната мощност, като например на отделен модул за производство на електроенергия, отделно потребяващо съоръжение, отделна междусистемна връзка за ПТВН или в резултат на защитно изключване на дадена линия за променлив ток, или пък е максималната моментна загуба на потребление на активна мощност поради защитно изключване в една или две точки на присъединяване. Еталонната авария се определя поотделно за положителната и отрицателната посока;
 - за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ всички ОПС на синхронната зона имат правото да определят вероятностен подход за определяне на размера на РПРЧ, при който се вземат предвид товарният график, производството, инерционният момент, включително изкуственият инерционен момент, както и наличните средства за внедряване на минимален инерционен момент в реално време в съответствие с методиката, посочена в член 39, с цел да се намали вероятността за възникване на недостиг на РПРЧ до веднъж на 20 години или по-рядко; и
 - дяловете от резервната мощност за РПРЧ, изисквани за всеки ОПС под формата на първоначалното задължение за РПРЧ, трябва да се основават на сумата от нетното електропроизводство и потребление в неговата контролна зона, разделена на сумата от нетното електропроизводство и потребление на синхронната зона за период от една година.

Член 154

Минимални технически изисквания за РПРЧ

- Всеки включващ резерв ОПС гарантира, че РПРЧ притежава свойствата, посочени за неговата синхронна зона в таблицата от приложение V.
- Всички ОПС от дадена синхронна зона имат право да посочат в споразумението за експлоатация на синхронната зона общи допълнителни свойства на РПРЧ, необходими за гарантирането на експлоатационна сигурност в синхронната зона, посредством набор от технически параметри и в рамките на обхватите по член 15, параграф 2, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631 и членове 27 и 28 от Регламент (ЕС) 2016/1388. С тези общи допълнителни свойства на РПРЧ се вземат предвид инсталираната мощност, структурата и графикът на потребление и производство на синхронната зона. ОПС прилагат преходен период при въвеждането на допълнителни свойства, определени в консултация със засегнатите организации, предоставящи РПРЧ.
- Включващият резерв ОПС има право да определи допълнителни изисквания за групите, предоставящи РПРЧ, в рамките на обхватите по член 15, параграф 2, буква г) от Регламент (ЕС) 2016/631 и членове 27 и 28 от Регламент (ЕС) 2016/1388, с цел да гарантира експлоатационната сигурност. Тези допълнителни изисквания трябва да се основават на технически аргументи, като например географското разпределение на модулите за производство на електроенергия или потребяващите единици, принадлежащи към дадена предоставяща РПРЧ група. Организацията, предоставяща РПРЧ, гарантира, че е възможно наблюдението на задействането на РПРЧ на предоставящите РПРЧ единици в рамките на група за предоставяне на резерв.
- Включващият резерв ОПС има право да изключва предоставящи РПРЧ групи от предоставянето на РПРЧ с цел да гарантира експлоатационната сигурност. За такова изключване трябва да има технически причини, като например географското разпределение на модулите за производство на електроенергия или потребяващите единици, принадлежащи към дадена предоставяща РПРЧ група.
- Всяка предоставяща РПРЧ единица и всяка предоставяща РПРЧ група трябва да има само един включващ резерв ОПС.
- Всяка предоставяща РПРЧ единица и всяка предоставяща РПРЧ група трябва да разполага с необходимите за РПРЧ свойства, посочени в таблицата от приложение V, както и да разполага с всички допълнителни свойства или да отговаря на всички изисквания, определени в съответствие с параграфи 2 и 3, и да задейства договорения РПРЧ посредством пропорционален регулатор, реагиращ на отклонения на честотата, или, като алтернатива, въз основа на монотонна по части линейна крива на зависимостта между честотата и мощността в случай на релейно задействан РПРЧ. Те трябва да могат да задействат РПРЧ в рамките на обхватите на честотата, посочени в член 13, параграф 1 от Регламент (ЕС) 2016/631.

7. Всеки ОПС от синхронната зона „Континентална Европа“ гарантира, че комбинираната реакция на РПРЧ на дадена зона за РТЧ отговаря на следните изисквания:
- задействането на РПРЧ не трябва да бъде изкуствено забавяно и трябва да започва възможно най-бързо след възникването на отклонение на честотата;
 - в случай на отклонение на честотата, по-голямо или равно на 200 mHz, най-малко 50 % от пълната мощност на РПРЧ трябва да бъдат предоставени най-късно след 15 секунди;
 - в случай на отклонение на честотата, по-голямо или равно на 200 mHz, 100 % от пълната мощност на РПРЧ трябва да бъде предоставена най-късно след 30 секунди;
 - в случай на отклонение на честотата, по-голямо или равно на 200 mHz, кривата на задействане на мощността до достигане на пълната мощност на РПРЧ трябва да бъде линейно нарастваща най-малко между 15-ата и 30-ата секунда; и
 - в случай на отклонение на честотата, по-малко от 200 mHz, свързаната задействана мощност на РПРЧ трябва да бъде най-малко пропорционална, при същите характеристики във времето, като посочените в букви а) — г).
8. Всеки включващ резерв ОПС следи своя принос към ППРЧ и задействането на своята мощност на РПРЧ по отношение на своето задължение за РПРЧ, включително предоставящите РПРЧ единици и предоставящите РПРЧ групи. Всяка организация, предоставяща РПРЧ, предоставя на включващия резерв ОПС най-малко следната информация за всяка от своите предоставящи РПРЧ единици и предоставящи РПРЧ групи:
- снабдено с времеви печат състояние, указващо дали РПРЧ е включен, или изключен;
 - снабдени с времеви печат данни за активната мощност, необходими за проверката на задействането на РПРЧ, включително стойности на активната мощност с времеви печат;
 - статизъм на регулатора на модулите за производство на електроенергия от тип С и тип D, определени в член 5 от Регламент (ЕС) 2016/631, действащи като предоставящи РПРЧ единици, или еквивалентен параметър за предоставящи РПРЧ групи, състоящи се от модули за производство на електроенергия от тип А и/или тип В, определени в член 5 от Регламент (ЕС) 2016/631, и/или потребяващи единици с регулиране на активната мощност чрез реакция на потреблението, определени в член 28 от Регламент (ЕС) 2016/1388.
9. Всяка организация, предоставяща РПРЧ, има право да агрегира съответните данни за повече от една предоставяща РПРЧ единица, ако максималната мощност на обединените единици е под 1,5 MW и е възможна проверка, даваща ясни резултати относно задействането на РПРЧ.
10. По искане на включващия резерв ОПС организацията, предоставяща РПРЧ, предоставя посочената в параграф 9 информация в реално време, през интервал от най-много 10 секунди.
11. По искане на включващия резерв ОПС и когато е необходимо с цел проверка на задействането на РПРЧ, организацията, предоставяща РПРЧ, предоставя на разположение посочените в точка 9 данни, отнасящи се за технически инсталации, които са част от една и съща предоставяща РПРЧ единица.

Член 155

Процедура по предварително оценяване на РПРЧ

- До 12 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всеки ОПС създава процедура по предварително оценяване на РПРЧ и публикува подробни данни за нея.
- Организация, която потенциално ще предоставя РПРЧ, доказва на включващия резерв ОПС, че тя отговаря на техническите стандарти и допълнителните изисквания, посочени в член 154, като премине успешно процедурата по предварително оценяване на потенциалните предоставящи РПРЧ единици или предоставящи РПРЧ групи, описана в параграфи 3 — 6 от настоящия член.
- Организация, която потенциално ще предоставя РПРЧ, подава официално заявление до включващия резерв ОПС заедно с необходимата информация за потенциалните предоставящи РПРЧ единици или предоставящи РПРЧ групи. В срок от 8 седмици след получаването на заявлението включващият резерв ОПС изпраща обратна информация дали заявлението е пълно. Ако включващият резерв ОПС счита, че заявлението е непълно, организацията, която потенциално ще предоставя РПРЧ, внася исканата допълнителна информация в срок от 4 седмици след получаване на искането за допълнителна информация. Когато организацията, която потенциално ще предоставя РПРЧ, не предостави исканата информация в посочения срок, молбата се счита за оттеглена.

4. В срок от 3 месеца след потвърждаването на пълнотата на заявлението включващият резерв ОПС оценява предоставената информация и решава дали потенциалните предоставящи РПРЧ единици или предоставящи РПРЧ групи отговарят на критериите за предварително оценяване на РПРЧ. Включващият резерв ОПС уведомява за решението си организацията, която потенциално ще предоставя РПРЧ.
5. В случаите, когато съответствието с определени изисквания на настоящия регламент вече е било потвърдено от включващия резерв ОПС, то ще бъде признато в рамките на предварителното оценяване на РПРЧ.
6. Квалификацията на предоставящите РПРЧ единици или предоставящите РПРЧ групи се оценява наново:
 - а) най-малко веднъж на всеки пет години;
 - б) в случай на промяна в техническите изисквания или изискванията за разполагаемост или при промяна в оборудването; и
 - в) в случай на модернизиране на оборудване, свързано със задействането на РПРЧ.

Член 156

Предоставяне на РПРЧ

1. Всеки ОПС гарантира разполагаемостта на РПРЧ поне в рамките на своите задължения, договорени между всички ОПС от една и съща синхронна зона в съответствие с членове 153, 163, 173 и 174.
2. Всички ОПС от дадена синхронна зона определят най-малко на годишна основа размера на коефициента К на синхронната зона, като вземат предвид поне следните фактори:
 - а) резервната мощност на РПРЧ, разделена на максималното отклонение на честотата при стационарни условия;
 - б) автоматичното регулиране на електропроизводството;
 - в) саморегулирането на товара, като се взема предвид приносът в съответствие с членове 27 и 28 от Регламент (ЕС) 2016/1388;
 - г) регулирането в зависимост от честотата на междусистемни връзки за ПТВН, посочено в член 172; и
 - д) задействането на честотно зависимия режим с ограничаване на мощността (LFSM) и честотно зависимия режим (FSM) в съответствие с членове 13 и 15 от Регламент (ЕС) 2016/631.
3. Всички ОПС от дадена синхронна зона, обхващаща повече от една зона за РТЧ, определят в споразумението за експлоатация на синхронната зона дяловете от коефициента К за всяка зона за РТЧ, като вземат предвид поне:
 - а) първоначалните задължения за РПРЧ;
 - б) автоматичното регулиране на електропроизводството;
 - в) саморегулирането на товара;
 - г) обвързването на честотата на синхронни зони посредством връзки за ПТВН;
 - д) обмена на РПРЧ.
4. Организацията, предоставяща РПРЧ, гарантира непрекъснатата разполагаемост на РПРЧ, с изключение на принудително изключване на дадена единица за РПРЧ, през периода от време, през който тя е длъжна да предоставя РПРЧ.
5. Всяка организация, предоставяща РПРЧ, информира във възможно най-кратък срок своя включващ резерв ОПС за всички промени в действителната разполагаемост на неговата предоставяща РПРЧ единица и/или неговата предоставяща РПРЧ група, изцяло или отчасти, които са от значение за резултатите от предварителната оценка.
6. Всеки ОПС гарантира или изисква от своите организации, предоставящи РПРЧ, да гарантират, че отпадането на една предоставяща РПРЧ единица не застрашава експлоатационната сигурност, чрез:
 - а) ограничаване на предоставяния от една предоставяща единица РПРЧ до 5 % от резервната мощност за РПРЧ, изисквана за всяка от синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“;

- б) изключване на РПРЧ, предоставян от единицата, определяща еталонната авария на синхронната зона от процедурата за определяне на размера за синхронните зони „Великобритания“, „Ирландия и Северна Ирландия“ и „Скандинавие“; и
- в) замяна на РПРЧ, който не е на разположение поради принудително изключване или неразполагаемост на дадена предоставяща РПРЧ единица или предоставяща РПРЧ група, в най-краткия технически възможен срок и в съответствие с условията, които се определят от резерва за свързване на ОПС.

7. Предоставяща РПРЧ единица или предоставяща РПРЧ група със съоръжение за акумулиране на енергия, което не ограничава нейната способност да предоставя РПРЧ, трябва да задейства своя РПРЧ за цялото времетраене на отклонението на честотата. За синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ предоставяща РПРЧ единица или предоставяща РПРЧ група със съоръжение за акумулиране на енергия, което не ограничава нейната способност да предоставя РПРЧ, трябва да задейства своя РПРЧ, докато задейства своя РВРЧ или за периода, посочен в споразумението за експлоатация на синхронната зона.

8. Предоставяща РПРЧ единица или предоставяща РПРЧ група със съоръжение за акумулиране на енергия, което ограничава нейната способност да предоставя РПРЧ, трябва да задейства своя РПРЧ за цялата продължителност на съществуване на отклонението на честотата, докато не бъде изчерпан капацитетът на съоръжението за акумулиране на енергия в положителна или отрицателна посока. За синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ предоставяща РПРЧ единица или предоставяща РПРЧ група със съоръжение за акумулиране на енергия, което ограничава нейната способност да предоставя РПРЧ, трябва да задейства своя РПРЧ, докато задейства своя РВРЧ или за периода, посочен в споразумението за експлоатация на синхронната зона.

9. За синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ всяка организация, предоставяща РПРЧ, гарантира, че РПРЧ, предоставян от нейните предоставящи РПРЧ единици и предоставящи РПРЧ групи с ограничени съоръжения за акумулиране на енергия, е постоянно на разположение при нормално състояние на системата. За синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ всяка организация, предоставяща РПРЧ, гарантира от момента на превключване в състояние на повишено внимание и по време на такова състояние, че нейните предоставящи РПРЧ единици и предоставящи РПРЧ групи с ограничени съоръжения за акумулиране на енергия могат да бъдат задействани напълно и без прекъсване за период от време, който се определя съгласно параграфи 10 и 11. Когато не е бил определен период съгласно параграфи 10 и 11, всяка организация, предоставяща РПРЧ, гарантира, че нейните предоставящи РПРЧ единици и предоставящи РПРЧ групи с ограничени съоръжения за акумулиране на енергия са в състояние да задействат РПРЧ напълно и без прекъсване в продължение на най-малко 15 минути или, в случай на отклонения на честотата, които са по-малки от изискваните пълно задействане отклонения, за еквивалентен период от време или за период, определен от всеки ОПС, който не трябва да бъде по-голям от 30 минути или по-малък от 15 минути.

10. За синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ всички ОПС разработват предложение относно минималния период на задействане, който трябва да бъде гарантиран от организациите, предоставящи РПРЧ. Определеният период не трябва да бъде по-голям от 30 минути или по-малък от 15 минути. Предложението трябва изцяло да взема предвид резултатите от анализа на разходите и ползите, извършен съгласно параграф 11.

11. Не по-късно от 6 месеца след влизането в сила на настоящия регламент ОПС от синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ предлагат допускания и методика за анализ на разходите и ползите, извършван с цел оценка на периода от време, през който се изисква предоставящите РПРЧ единици или групи с ограничени съоръжения за акумулиране на енергия да останат достъпни, докато трае състоянието на повишено внимание. Не по-късно от 12 месеца след одобряването на допусканията и методиката от всички регулаторни органи в съответния регион ОПС от синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ представят резултатите от своя анализ на разходите и ползите на засегнатите регулаторни органи и предлагат период от време, който не е по-голям от 30 минути, нито по-малък от 15 минути. Анализът на разходите и ползите трябва да вземе предвид най-малко:

- а) опита, събран за различни периоди от време и при различен дял на новите технологии в различните блокове аз РТЧ;
- б) въздействието на определения период от време върху общите разходи за резервна мощност за РПРЧ в синхронната зона;
- в) въздействието на определения период от време върху рисковете за стабилността на системата, по-конкретно чрез удължени или повторни случаи на отклонения на честотата;
- г) въздействието върху рисковете за стабилността на системата и общите разходи за РПРЧ в случай на нарастващ общ размер на РПРЧ;
- д) въздействието на технологичното развитие върху разходите за периодите на неразполагаемост на РПРЧ на предоставящите РПРЧ единици или групи с ограничени съоръжения за акумулиране на енергия.

12. Организацията, предоставяща РПРЧ, определя ограниченията на съоръжението за акумулиране на енергия на своите предоставящи РПРЧ единици или предоставящи РПРЧ групи в рамките на процедурата за предварително оценяване в съответствие с член 155.

13. Организация, предоставяща РПРЧ, която използва предоставящи РПРЧ единици или предоставящи РПРЧ групи със съоръжение за акумулиране на енергия, което ограничава тяхната способност да предоставят РПРЧ, трябва да гарантира възстановяването на съоръженията за акумулиране на енергия в положителна или отрицателна посока в съответствие със следните критерии:

- a) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ организацията, предоставяща РПРЧ, трябва да използва методите, описани в споразумението за експлоатация на синхронната зона;
- б) за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ организацията, предоставяща РПРЧ, трябва да гарантира възстановяването на съоръженията за акумулиране на енергия във възможно най-кратък срок в рамките на 2 часа след края на състоянието на повишено внимание.

ДЯЛ 6

РЕЗЕРВИ ЗА ВТОРИЧНО РЕГУЛИРАНЕ НА ЧЕСТОТАТА

Член 157

Определяне на размера на РВРЧ

1. Всички ОПС от даден блок за РТЧ определят правила за определяне на размера на РВРЧ в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ.
2. Правилата за определяне на размера на РВРЧ включват най-малко следното:
 - a) всички ОПС от даден блок за РТЧ в синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ определят необходимата резервна мощност на РВРЧ на блока за РТЧ въз основа на последователни данни от минали периоди, обхващащи най-малко данните за дисбалансите в блока за РТЧ от минали периоди. Извадката от тези записи от минали периоди трябва да обхваща поне времето за възстановяване на честотата. Периодът, за който се отнасят тези записи, трябва да е представителен, да включва най-малко една пълна година и да приключва не по-рано от 6 месеца преди датата на изчисляването;
 - б) всички ОПС от даден блок за РТЧ в синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ определят резервната мощност на РВРЧ за блока за РТЧ, която е достатъчна за постигане на настоящите целеви параметри за ГВРЧ от член 128 за периода от време, посочен в буква а), въз основа най-малко на вероятностна методика. Когато използват тази вероятностна методика, ОПС вземат предвид ограниченията, определени в споразуменията за съвместно ползване или обмен на резерви с оглед на евентуални нарушения на експлоатационната сигурност и изискванията за разполагемост на РВРЧ. Всички ОПС от даден блок за РТЧ трябва да вземат предвид очакваните значителни промени в разпределението на дисбалансите в блока за РТЧ или други съответни фактори, оказващи въздействие по отношение на предвидения период;
 - в) всички ОПС от даден блок за РТЧ трябва да определят съотношението между автоматично и ръчно задействания РВРЧ, времето за пълно задействане на РВРЧ при автоматичното и ръчното задействане, за да изпълнят изискването по буква б). За тази цел времето за пълно автоматично задействане на РВРЧ и пълно ръчно задействане на РВРЧ за даден блок за РТЧ не трябва да надвишава времето за възстановяване на честотата;
 - г) ОПС от даден блок за РТЧ определят размера на еталонната авария, който трябва да е най-големият дисбаланс, който може да последва от моментно изменение на активната мощност на един модул за производство на електроенергия, едно потребяващо съоръжение, една междусистемна връзка за ПТВН или в резултат на защитно изключване на дадена линия за променлив ток в блока за РТЧ;
 - д) всички ОПС от даден блок за РТЧ определят положителната резервна мощност на РВРЧ, която не трябва да бъде по-малка от аварията във връзка с определянето на размера в положителна посока за блока за РТЧ;
 - е) всички ОПС от даден блок за РТЧ определят отрицателната резервна мощност на РВРЧ, която не трябва да бъде по-малка от аварията във връзка с определянето на размера в отрицателна посока за блока за РТЧ;
 - ж) всички ОПС от даден блок за РТЧ определят резервната мощност на РВРЧ на блок за РТЧ, възможните географски ограничения за нейното разпределяне в рамките на блока за РТЧ и възможните географски ограничения за всеки обмен на резерви или съвместно ползване на резерви с други блокове за РТЧ, за да спазват границите, осигуряващи експлоатационна сигурност;
 - з) всички ОПС от даден блок за РТЧ гарантират, че положителната резервна мощност на РВРЧ или комбинацията от резервна мощност на РВРЧ и РЗ е достатъчна да покрие дисбалансите в положителна посока на блока за РТЧ през най-малко 99 % от времето, въз основа на записите от минали периоди, посочени в буква а);

- и) всички ОПС от даден блок за РТЧ гарантират, че отрицателната резервна мощност на РВРЧ или комбинацията от резервна мощност на РВРЧ и РЗ е достатъчна да покрие дисбалансите в отрицателна посока на блока за РТЧ през най-малко 99 % от времето, въз основа на записите от минали периоди, посочени в буква а);
- й) всички ОПС от даден блок за РТЧ могат да намалят положителната резервна мощност на РВРЧ на блок за РТЧ, произтичаща от процедурата за определяне на размера на РВРЧ, като сключат споразумение за съвместно ползване на РВРЧ заедно с други блокове за РТЧ в съответствие с разпоредбите в дял 8. По отношение на това споразумение за съвместно ползване се прилагат следните изисквания:
- и) за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ намалението на положителната резервна мощност на РВРЧ на един блок за РТЧ трябва да е ограничено до разликата, ако тя е положителна, между размера на аварията във връзка с определянето на размера в положителна посока и резервната мощност на РВРЧ, необходима за покриване на дисбаланси в блока за РТЧ в положителна посока през 99 % от времето, въз основа на записите от минали периоди, посочени в буква а). Намаляването на положителната резервна мощност не трябва да превишава 30 % от размера на аварията във връзка с определянето на размера в положителна посока;
- ii) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ положителната резервна мощност на РВРЧ и рискът от неизпълнение на доставка вследствие на съвместно ползване се оценяват непрекъснато от операторите на преносни системи на блока за РТЧ;
- к) всички ОПС от даден блок за РТЧ могат да намалят отрицателната резервна мощност на РВРЧ на блок за РТЧ, произтичаща от процедура за определяне на размера на РВРЧ, като сключат споразумение за съвместно ползване на РВРЧ заедно с други блокове за РТЧ в съответствие с разпоредбите в дял 8. По отношение на това споразумение за съвместно ползване се прилагат следните изисквания:
- и) за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ намалението на отрицателната резервна мощност на РВРЧ на един блок за РТЧ трябва да е ограничено до разликата, ако тя е положителна, между размера на аварията във връзка с определянето на размера в отрицателна посока и резервната мощност на РВРЧ, необходима за покриване на дисбалансите в отрицателна посока в блока за РТЧ през 99 % от времето, въз основа на записите от минали периоди, посочени в буква а);
- ii) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ отрицателната резервна мощност на РВРЧ и рискът от неизпълнение на доставка вследствие на съвместно ползване се оценяват непрекъснато от операторите на преносни системи на блока за РТЧ.
3. Всички ОПС от даден блок за РТЧ, когато блокът за РТЧ обхваща повече от един ОПС, определят в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ специфичното разпределение на отговорностите между ОПС на зоните за РТЧ за изпълнението на задълженията, установени в параграф 2.
4. Всички ОПС от даден блок за РТЧ трябва да разполагат с достатъчно резервна мощност на РВРЧ по всяко време в съответствие с правилата за определяне на размера на РВРЧ. ОПС от даден блок за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ поетапна процедура за случаите на сериозен риск от недостиг на резервна мощност на РВРЧ в блока за РТЧ.

Член 158

Минимални технически изисквания по отношение на РВРЧ

1. Минималните технически изисквания по отношение на РВРЧ са следните:
- а) всяка предоставяща РВРЧ единица и всяка предоставяща РВРЧ група трябва да е присъединена само към един включващ резерв ОПС;
- б) една предоставяща РВРЧ единица или предоставяща РВРЧ група трябва да задейства РВРЧ в съответствие със зададената стойност, получена от ОПС, инструктиращ относно резерва;
- в) ОПС, инструктиращ относно резерва, трябва да е включващият резерв ОПС или ОПС, определен от включващия резерв ОПС в споразумение за обмен на РВРЧ съгласно член 165, параграф 3 или член 171, параграф 4;
- г) една предоставяща РВРЧ единица или предоставяща РВРЧ група за автоматичен РВРЧ трябва да има закъснение на задействането на автоматичния РВРЧ не повече от 30 секунди;

- д) една организация, предоставяща РВРЧ, гарантира, че е възможно наблюдението на задействането на РВРЧ на предоставящите РВРЧ единици в рамките на група за предоставяне на резерв. За тази цел организацията, предоставяща РВРЧ, трябва да е в състояние да предоставя на включващия резерв ОПС и на ОПС, инструктиращ относно резерва, измервания в реално време в точката на присъединяване или в друга точка на взаимодействие, съгласувана с включващия резерв ОПС по отношение на:
- i) снабдено с времеви печат планирано генериране на активна мощност;
 - ii) снабдена с времеви печат моментна стойност на активната мощност за:
 - всяка предоставяща РВРЧ единица,
 - всяка предоставяща РВРЧ група, и
 - всеки модул за производство на електроенергия или консумираща единица на предоставяща РВРЧ група с максимална генерирана активна мощност, по-голяма или равна на 1,5 MW;
- е) една предоставяща РВРЧ единица или предоставяща РВРЧ група за автоматичен РВРЧ трябва да може да задейства своята пълна автоматична резервна мощност на РВРЧ в рамките на времето за пълно задействане на автоматичния РВРЧ;
- ж) една предоставяща РВРЧ единица или предоставяща РВРЧ група за ръчен РВРЧ трябва да може да задейства своята пълна ръчна резервна мощност на РВРЧ в рамките на времето за пълно задействане на ръчния РВРЧ;
- з) една организация, предоставяща РВРЧ, трябва да отговаря на изискванията за разполагаемост на РВРЧ; и
- и) една предоставяща РВРЧ единица или предоставяща РВРЧ група трябва да спазва изискванията по отношение на скоростта на линейно изменение в блока за РТЧ.
2. Всички ОПС от даден блок за РТЧ посочват изисквания за разполагаемостта на РВРЧ и изисквания за качеството на регулирането на предоставящите РВРЧ единици и предоставящите РВРЧ групи за техните блокове за РТЧ в споразумението за експлоатация на всеки блок съгласно член 119.
3. Включващият резерв ОПС приема техническите изисквания за присъединяването на предоставящи РВРЧ единици и предоставящи РВРЧ групи, за да осигури безопасното и сигурно доставяне на РВРЧ.
4. Всяка организация, предоставяща РВРЧ:
- а) гарантира, че нейните предоставящи РВРЧ единици и предоставящи РВРЧ групи отговарят на минималните технически изисквания за РВРЧ и изискванията за разполагаемост на РВРЧ, както и на изискванията относно скоростта на линейно изменение в параграфи 1 — 3; и
 - б) информира ОПС, инструктиращ относно резерва, за намаляването на действителната разполагаемост на своята предоставяща РВРЧ единица или предоставяща РВРЧ група, или част от своята предоставяща РВРЧ група във възможно най-кратък срок.
5. Всеки ОПС, инструктиращ относно резерва, осигурява наблюдение на съответствието с минималните технически изисквания за РВРЧ, посочени в параграф 1, изискванията за разполагаемост на РВРЧ в параграф 2, изискванията относно скоростта на линейно изменение в параграф 1 и изискванията за свързаност в параграф 3 на своите предоставящи РВРЧ единици и предоставящи РВРЧ групи.

Член 159

Процедура по предварително оценяване на РВРЧ

1. Не по-късно от 12 месеца след влизането в сила на настоящия регламент всеки ОПС създава процедура по предварително оценяване на РВРЧ и уточнява и публикува подробни данни за нея.
2. Организация, която потенциално ще предоставя РВРЧ, доказва на включващия резерв ОПС или на ОПС, определен от включващия резерв ОПС, в споразумението за обмен на РВРЧ, че отговаря на минималните технически изисквания за РВРЧ от член 158, параграф 1, на изискванията за разполагаемост от член 158, параграф 2, на изискванията относно скоростта на линейното изменение от член 158, параграф 1 и на изискванията за свързаност от член 158, параграф 3, като премине успешно процедурата по предварително оценяване на потенциалните предоставящи РВРЧ единици или предоставящи РВРЧ групи, описана в параграфи 3 — 6 от настоящия член.

3. Организация, която потенциално ще предоставя РВРЧ, подава официално заявление до съответния включващ резерв ОПС или определения ОПС заедно с необходимата информация за потенциалните предоставящи РВРЧ единици или предоставящи РВРЧ групи. В срок от 8 седмици след получаването на заявлението включващият резерв ОПС или определеният ОПС изпраща обратна информация дали заявлението е пълно. Ако съответният включващ резерв ОПС или съответният определен ОПС счита, че заявлението е непълно, той изисква допълнителна информация, а организацията, която потенциално ще предоставя РВРЧ, внася изискваната допълнителна информация в срок от 4 седмици след получаване на искането. Когато организацията, която потенциално ще предоставя РВРЧ, не предостави исканата информация в посочения срок, молбата се счита за оттеглена.
4. В срок от 3 месеца след като включващият резерв ОПС или определеният ОПС потвърди, че заявлението е пълно, включващият резерв ОПС или определеният ОПС оценява предоставената информация и решава дали потенциалните предоставящи РВРЧ единици или предоставящи РВРЧ групи отговарят на критериите за предварително оценяване на РВРЧ. Включващият резерв ОПС или определеният ОПС уведомява за решението си организацията, която потенциално ще предоставя РВРЧ.
5. Квалифицирането на предоставящите РПРЧ единици или предоставящите РПРЧ групи от включващия резерв ОПС или определения ОПС важи за целия блок за РТЧ.
6. Квалификацията на предоставящите РПРЧ единици или предоставящите РПРЧ групи се оценява повторно:
 - а) най-малко веднъж на всеки пет години; и
 - б) ако има промяна в техническите изисквания или изискванията за разполагаемост или при промяна в оборудването.
7. За да гарантира експлоатационната сигурност, включващият резерв ОПС има право да изключва предоставящи РПРЧ групи от предоставянето на РПРЧ въз основа на технически аргументи, като географското разпределение на модулите за производство на електроенергия или потребяващите единици, принадлежащи към дадена предоставяща РПРЧ група.

ДЯЛ 7

РЕЗЕРВИ ЗА ЗАМЕСТВАНЕ

Член 160

Определяне на размера на РЗ

1. Всички ОПС от даден блок за РТЧ имат право да изпълняват процедура за заместване на резерви.
2. За да се съобразят с целевите параметри за ГВРЧ, посочени в член 128, и да изпълнят изискванията, предвидени в член 157, параграф 2, всички ОПС от даден блок за РТЧ с ПЗР, които използват комбинирана процедура за определяне на размера на РВРЧ и РЗ, определят правила за определяне на размера на РЗ в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ.
3. Правилата за определяне на размера на РЗ включват най-малко следните изисквания:
 - а) за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ трябва да има достатъчно положителна резервна мощност на РЗ, за да се възстанови изискваният размер на положителен РВРЧ; за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ трябва да има достатъчно положителна резервна мощност на РЗ, за да се възстанови изискваният размер на положителен РПРЧ и положителен РВРЧ;
 - б) за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ трябва да има достатъчно отрицателна резервна мощност на РЗ, за да се възстанови изискваният размер на отрицателен РВРЧ; за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ трябва да има достатъчно отрицателна резервна мощност на РЗ, за да се възстанови изискваният размер на отрицателен РПРЧ и отрицателен РВРЧ;
 - в) трябва да има достатъчно резервна мощност на РЗ, когато това е взето предвид при определянето на размера на резервната мощност на РВРЧ с оглед спазването на целевите параметри за качеството на ГВРЧ за въпросния период от време; и
 - г) съответствие с изискванията за експлоатационна сигурност на даден блок за РТЧ за определяне на резервната мощност на РЗ.

4. Всички ОПС от даден блок за РТЧ могат да намалят положителната резервна мощност на РЗ на блок за РТЧ, произтичаща от процедура за определяне на размера на РЗ, като разработят споразумение за съвместно ползване на тази положителна резервна мощност на РЗ заедно с други блокове за РТЧ в съответствие с разпоредбите в дял 8 от част IV. Получаващият способност за регулиране ОПС, ограничава намаляването на своята положителна резервна мощност на РЗ, за да:

- а) гарантира, че все още е в състояние да спазва своите целеви параметри за ГВРЧ, определени в член 128;
- б) гарантира, че експлоатационната сигурност не е застрашена; и
- в) гарантира, че намаляването на положителната резервна мощност на РЗ не надвишава оставащата положителна резервна мощност на РЗ на блока за РТЧ.

5. Всички ОПС от даден блок за РТЧ могат да намалят отрицателната резервна мощност на РЗ на блок за РТЧ, произтичаща от процедура за определяне на размера на РЗ, като разработят споразумение за съвместно ползване на тази отрицателна резервна мощност на РЗ заедно с други блокове за РТЧ в съответствие с разпоредбите в дял 8 от част IV. Получаващият способност за регулиране ОПС ограничава намаляването на своята отрицателна резервна мощност на РЗ, за да:

- а) гарантира, че все още е в състояние да спазва своите целеви параметри за ГВРЧ, определени в член 128;
- б) гарантира, че експлоатационната сигурност не е застрашена; и
- в) гарантира, че намаляването на отрицателната резервна мощност на РЗ не надвишава оставащата отрицателна резервна мощност на РЗ на блока за РТЧ.

6. Когато един блок за РТЧ се управлява от повече от един ОПС и ако такава процедура е необходима за този блок, всички ОПС от този блок за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация разпределението на отговорностите между ОПС от различни зони за РТЧ за прилагането на правилата за определяне на размера, определени в параграф 3.

7. Един ОПС трябва по всяко време да разполага с достатъчна резервна мощност на РЗ в съответствие с правилата за определяне на размера на резервите. ОПС от даден блок за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ поэтапна процедура за случаите на сериозен риск от недостиг на резервна мощност на РЗ в блока за РТЧ.

Член 161

Минимални технически изисквания по отношение на РЗ

1. Предоставящите РЗ единици и предоставящите РЗ групи трябва да отговарят на следните минимални технически изисквания:

- а) връзка само към един включващ резерв ОПС;
- б) задействане на РЗ в съответствие със зададената стойност, получена от ОПС, инструктиращ относно резерва;
- в) ОПС, инструктиращ относно резерва, трябва да е включващият резерв ОПС или ОПС, който е определен от включващия резерв ОПС в споразумението за обмен на РЗ съгласно член 165, параграф 3 или член 171, параграф 4;
- г) задействането на пълната резервна мощност на РЗ в рамките на времето на задействане, определено от инструктиращия ОПС;
- д) изключване на РЗ в съответствие със зададената стойност, получена от ОПС, инструктиращ относно резерва;
- е) организацията, предоставяща РЗ, гарантира, че е възможно наблюдението на задействането на РЗ на предоставящите РЗ единици в рамките на група за предоставяне на резерв. За тази цел организацията, предоставяща РЗ, трябва да е в състояние да осигурява на включващия резерв ОПС и на ОПС, инструктиращ относно резерва, измервания в реално време в точката на присъединяване или в друга точка на взаимодействие, съгласувана с включващия резерв ОПС по отношение на:
 - i) снабдени с времеви печат планирани стойности на активната мощност за всяка предоставяща РЗ единица и група и за всеки модул за производство на електроенергия или потребяваща единица на предоставяща РЗ група с максимална активна мощност, по-голяма или равна на 1,5 MW;
 - ii) снабдени с времеви печат моментни стойности на активната мощност за всяка предоставяща РЗ единица и група и за всеки модул за производство на електроенергия или потребяваща единица на предоставяща РЗ група с максимална активна мощност, по-голяма или равна на 1,5 MW;

- ж) изпълнение на изискванията за разполагаемост на РЗ.
2. Всички ОПС от даден блок за РТЧ посочват изисквания за разполагаемостта на РЗ и изисквания за качеството на регулирането на предоставящите РЗ единици и предоставящите РЗ групи за техните блокове за РТЧ в споразумението за експлоатация на всеки блок за РТЧ.
3. Включващият резерв ОПС приема техническите изисквания за присъединяването на предоставящи РЗ единици и предоставящи РЗ групи, за да осигури безопасното и сигурно подаване на РЗ, в описанието на процедурата за предварително оценяване.
4. Всяка организация, предоставяща РЗ:
- а) гарантира, че нейните предоставящи РЗ единици и предоставящи РЗ групи отговарят на минималните технически изисквания за РЗ и изискванията за разполагаемост на РЗ, посочени в параграфи 1 — 3; и
- б) информира ОПС, инструктиращ относно резерва, в случай на намаляване на действителната разполагаемост или принудително изключване на негова предоставяща РЗ единица или предоставяща РЗ група, или част от негова предоставяща РЗ група във възможно най-кратък срок.
5. Всеки ОПС, инструктиращ относно резерва, гарантира спазването на техническите изисквания за РЗ, изискванията за разполагаемост на РЗ и изискванията за свързаност, посочени в настоящия член, по отношение на своите предоставящи РЗ единици и предоставящи РЗ групи.

Член 162

Процедура по предварително оценяване на РПРЧ

1. Всеки ОПС на блок за РТЧ, който е въвел ПЗР, разработва процедура за предварително оценяване на РЗ в срок от 12 месеца след влизането в сила на настоящия регламент и уточнява и предоставя обществен достъп до данните, свързани с нея.
2. Организация, която потенциално ще предоставя РЗ, доказва на включващия резерв ОПС или на ОПС, определен от включващия резерв ОПС, в споразумението за обмен на РЗ, че отговаря на минималните технически изисквания за РЗ, на изискванията за разполагаемост на РЗ и на изискванията за свързаност, посочени в член 161, като премине успешно процедурата по предварително оценяване на потенциалните предоставящи РЗ единици или предоставящи РЗ групи, описана в параграфи 3 — 6.
3. Организация, която потенциално ще предоставя РЗ, подава официално заявление до съответния включващ резерв ОПС или определения ОПС заедно с необходимата информация за потенциалните предоставящи РЗ единици или предоставящи РЗ групи. В срок от 8 седмици след получаването на заявлението включващия резерв ОПС или определения ОПС изпраща обратна информация дали заявлението е пълно. Ако съответният включващ резерв ОПС или съответният определен ОПС счита, че заявлението е непълно, организацията, която потенциално ще предоставя РЗ, внася исканата допълнителна информация в срок от 4 седмици след получаване на искането за допълнителна информация. Когато организацията, която потенциално ще предоставя РЗ, не предостави исканата информация в посочения срок, молбата се счита за оттеглена.
4. В срок от 3 месеца след потвърждаването на пълнотата на заявлението включващия резерв ОПС или определения ОПС оценява предоставената информация и решава дали потенциалните предоставящи РЗ единици или предоставящи РЗ групи отговарят на критериите за предварително оценяване на РЗ. Включващият резерв ОПС или определения ОПС уведомява за решението си организацията, която потенциално ще предоставя РЗ.
5. Квалификацията на предоставящите РЗ единици или предоставящите РПРЧ групи се оценява повторно:
- а) най-малко веднъж на всеки пет години; и
- б) ако има промяна в техническите изисквания или изискванията за разполагаемост или при промяна в оборудването.
6. За да гарантира експлоатационната сигурност, включващият резерв ОПС има право да отхвърля предоставянето на РЗ от предоставящи РЗ групи въз основа на технически аргументи, като географското разпределение на модулите за производство на електроенергия или потребяващите единици, образувачи дадена предоставяща РЗ група.

ДЯЛ 8

ОБМЕН И СЪВМЕСТНО ПОЛЗВАНЕ НА РЕЗЕРВИ

ГЛАВА 1

Обмен и съвместно ползване на резерви в рамките на синхронна зона

Член 163

Обмен на РПРЧ в рамките на синхронна зона

1. Всички ОПС, участващи в обмена на РПРЧ в дадена синхронна зона, трябва да отговарят на изискванията, определени в параграфи 2 — 9. Обменът на РПРЧ предполага прехвърляне на задължението за РПРЧ от получаващия резерв ОПС към включващия резерв ОПС за съответната резервна мощност на РПРЧ.
2. Всички ОПС, участващи в обмена на РПРЧ в рамките на дадена синхронна зона, трябва да спазват ограниченията и изискванията за обмен на РПРЧ в синхронната зона, посочени в таблицата от приложение VI.
3. В случай на обмен на РПРЧ включващият резерв ОПС и получаващият резерв ОПС уведомяват за това в съответствие с член 150.
4. Всеки включващ резерв ОПС, получаващ резерв ОПС или засегнат ОПС, участващ в обмена на РПРЧ, може да откаже обмен на РПРЧ, в случай че това би довело до енергийни потоци, които нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, когато се задейства резервната мощност на РПРЧ, предмет на обмена на РПРЧ.
5. Всеки засегнат ОПС се уверява, че неговият резерв за надеждност, установен в съответствие с член 22 от Регламент (ЕС) 2015/1222, е достатъчен, за да обхване енергийните потоци, произтичащи от задействането на резервната мощност за РПРЧ, предмет на обмена на РПРЧ.
6. Всички ОПС от дадена зона за РГЧ трябва да адаптират параметрите за изчисляването на своята ГВРЧ за обмена на РПРЧ.
7. Включващият резерв ОПС трябва да отговаря за изискванията, посочени в членове 154 и 156 по отношение на резервната мощност на РПРЧ, предмет на обмена на РПРЧ.
8. Предоставящата РПРЧ единица или група е отговорна пред своя включващ резерв ОПС за задействането на РПРЧ.
9. Засегнатите ОПС гарантират, че обменът на РПРЧ не пречи на никой ОПС да изпълнява изискванията относно резерва, посочени в член 156.

Член 164

Съвместно ползване на РПРЧ в рамките на синхронна зона

Един ОПС не трябва да използва РПРЧ съвместно с други ОПС в своята синхронна зона, за да изпълни своето задължение за РПРЧ и да намали общия размер на РПРЧ на синхронната зона в съответствие с член 153.

Член 165

Основни изисквания относно обмена на РВРЧ и РЗ в рамките на синхронна зона

1. Всички ОПС от дадена синхронна зона определят в споразумението за експлоатация на синхронната зона ролите и отговорностите на включващия резерв ОПС, получаващия резерв ОПС и засегнатия ОПС при обмена на РВРЧ и/или РЗ.
2. Когато се извършва обмен на РВРЧ/РЗ, включващият резерв ОПС и получаващият резерв ОПС уведомяват за този обмен в съответствие с изискванията за уведомяване в член 150.

3. Включващият резерв ОПС и получаващият резерв ОПС, участващи в обмена на РВРЧ/РЗ, посочват в споразумението за обмен на РВРЧ или РЗ своите роли и отговорности, включително:
- а) отговорността на ОПС, инструктиращ относно резерва, за резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на обмена на РВРЧ/РЗ;
 - б) размера на резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на обмена на РВРЧ/РЗ;
 - в) изпълнението на процедурата за трансгранично задействане на РВРЧ/РЗ в съответствие с членове 147 и 148;
 - г) минималните технически изисквания за РВРЧ/РЗ, свързани с процедурата за трансгранично задействане на РВРЧ/РЗ, когато включващият резерв ОПС не е ОПС, инструктиращ относно резерва;
 - д) прилагането на предварителното оценяване на РВРЧ/РЗ за резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на обмена, в съответствие с членове 159 и 162;
 - е) отговорността за проследяване на спазването на техническите изисквания за РВРЧ/РЗ и изискванията за разполагаемост на РВРЧ/РЗ за резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на обмена, в съответствие с член 158, параграф 5 и член 161, параграф 5; и
 - ж) процедури, които да гарантират, че обменът на РВРЧ/РЗ не води до енергийни потоци, които нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.
4. Всеки включващ резерв ОПС, получаващ резерв ОПС или засегнат ОПС, участващ в обмена на РВРЧ или РЗ, може да откаже обмена, посочен в параграф 2, когато това би довело до енергийни потоци, които нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, когато се задейства резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на обмена на РВРЧ или РЗ.
5. Засегнатите ОПС гарантират, че обменът на РВРЧ/РЗ не пречи на никой ОПС да спазва изискванията относно резерва, посочени в правилата за определяне на размера на РВРЧ или РЗ в членове 157 и 160.
6. Всички ОПС от даден блок за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ ролите и отговорностите на включващия резерв ОПС, получаващия резерв ОПС и засегнатия ОПС при обмена на РВРЧ и/или РЗ с ОПС от други блокове за РТЧ.

Член 166

Основни изисквания относно съвместното ползване на РВРЧ и РЗ в рамките на синхронна зона

1. Всички ОПС от дадена синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона ролите и отговорностите на предоставящия способност за регулиране ОПС, получаващия способност за регулиране ОПС и засегнатия ОПС при съвместното ползване на РВРЧ/РЗ.
2. Когато се осъществява съвместно ползване на РВРЧ/РЗ, предоставящият способност за регулиране ОПС и получаващият способност за регулиране ОПС уведомяват за това съвместно ползване съгласно изискванията за уведомяване в член 150.
3. Предоставящият способност за регулиране ОПС и получаващият способност за регулиране ОПС, участващи в съвместното ползване на РВРЧ/РЗ, посочват в споразумението за съвместно ползване на РВРЧ или РЗ своите роли и отговорности, включително:
- а) размера на резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на съвместното ползване на РВРЧ/РЗ;
 - б) изпълнението на процедурата за трансгранично задействане на РВРЧ/РЗ в съответствие с членове 147 и 148;
 - в) процедури, с които да се гарантира, че предоставянето на резервна мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на съвместното ползване на РВРЧ/РЗ, не води до енергийни потоци, които нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.

4. Всеки предоставящ способност за регулиране ОПС, получаващ способност за регулиране ОПС или засегнат ОПС, участващ в съвместното ползване на РВРЧ/РЗ, може да откаже съвместното ползване на РВРЧ/РЗ, когато това би довело до енергийни потоци, които нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, когато се задейства резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на съвместното ползване на РВРЧ/РЗ.

5. В случай на съвместно ползване на РВРЧ/РЗ предоставящият способност за регулиране ОПС предоставя на получаващия способност за регулиране ОПС част от своята собствена резервна мощност на РВРЧ и РЗ, необходима за спазване на неговите изисквания относно резерва по отношение на РВРЧ и/или РЗ, произтичащи от правилата за определяне на размера на РВРЧ/РЗ в членове 157 и 160. Предоставящият способност за регулиране ОПС може да бъде или:

- а) ОПС, инструктиращ относно резерва, за резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на съвместното ползване на РВРЧ/РЗ; или
 - б) ОПС, който има достъп до неговата резервна мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на съвместно ползване на РВРЧ/РЗ посредством приложена процедура за трансграничното задействане на РВРЧ/РЗ като част от споразумение за обмен на РВРЧ/РЗ.
6. Всеки получаващ способност за регулиране ОПС е отговорен за справянето с аварии и дисбаланси, в случай че резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на съвместно ползване на РВРЧ/РЗ, не е на разположение поради:

- а) ограничения при възстановяването на честотата или адаптирането на програмата за регулиране, свързани с експлоатационната сигурност; и
- б) частично или пълно използване на резервната мощност на РВРЧ и РЗ от предоставящия способност за регулиране ОПС.

7. Всички ОПС от даден блок за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ своите роли и отговорности (като предоставящ способност за регулиране ОПС, получаващ способност за регулиране ОПС и засегнат ОПС) при съвместното ползване на РВРЧ и РЗ с ОПС от други блокове за РТЧ.

Член 167

Обмен на РВРЧ в рамките на синхронна зона

Всички ОПС в дадена синхронна зона, които обхващат повече от един блок за РТЧ и участват в обмена на РВРЧ в рамките на синхронната зона, трябва да отговарят на изискванията и ограниченията за обмен на РВРЧ, посочени в таблицата от приложение VII.

Член 168

Съвместно ползване на РВРЧ в рамките на синхронна зона

Всеки ОПС на блок за РТЧ има правото да ползва РВРЧ съвместно с други блокове за РТЧ от своята синхронна зона в границите, определени от правилата за определяне на размера на РВРЧ в член 157, параграф 1, и в съответствие с член 166.

Член 169

Обмен на РЗ в рамките на синхронна зона

Всички ОПС в дадена синхронна зона, които обхващат повече от един блок за РТЧ и участват в обмена на РЗ в рамките на синхронната зона, трябва да отговарят на изискванията и ограниченията за обмен на РЗ, посочени в таблицата от приложение VIII.

Член 170

Съвместно ползване на РЗ в рамките на синхронна зона

Всеки ОПС на блок за РТЧ има правото да ползва РЗ съвместно с други блокове за РТЧ от същата синхронна зона в рамките на ограниченията, определени от правилата за определяне на размера на РЗ в член 160, параграфи 4 и 5, и в съответствие с член 166.

ГЛАВА 2

Обмен и съвместно ползване на резерви между синхронни зони

Член 171

Основни изисквания

1. Всеки оператор и/или собственик на междусистемна връзка за ПТВН, която свързва синхронни зони, предоставя на присъединяващите ОПС възможност да извършват обмен и съвместно ползване на РПРЧ, РВРЧ и РЗ, ако тази технология е инсталирана.
2. Всички ОПС в дадена синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона ролите и отговорностите на включващия резерв ОПС, получаващия резерв ОПС и засегнатия ОПС за обмена на резерви, както и на предоставящия способност за регулиране ОПС, получаващия способност за регулиране ОПС и засегнатия ОПС за съвместното ползване на резервите между синхронни зони.
3. Включващият резерв ОПС и получаващият резерв ОПС или предоставящият способност за регулиране ОПС и получаващият способност за регулиране ОПС уведомяват за обмена или съвместното ползване на РПРЧ, РВРЧ или РЗ в съответствие с член 150.
4. Включващият резерв ОПС и получаващият резерв ОПС, участващи в обмена на резерви, посочват в споразумение за обмен своите роли и отговорности, включително:
 - а) отговорността на ОПС, инструктиращ относно резерва, за резервната мощност, предмет на обмена;
 - б) размера на резервната мощност, предмет на обмена на резерви;
 - в) изпълнението на процедурата за трансгранично задействане на РВРЧ/РЗ в съответствие с членове 147 и 148;
 - г) прилагането на предварителното оценяване за резервната мощност, предмет на обмена на резерви, в съответствие с членове 155, 159 и 162;
 - д) отговорността за проследяване на съответствието на резервната мощност с техническите изисквания и изискванията за разполагаемост, предмет на обмена на резерви, в съответствие с член 158, параграф 5 и член 161, параграф 5; и
 - е) процедури, които да гарантират, че обменът на резерви не води до енергийни потоци, които нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.
5. Предоставящият способност за регулиране ОПС и получаващият способност за регулиране ОПС, участващи в съвместното ползване на резерви, посочват своите роли и отговорности в споразумение за разпределяне, включително:
 - а) размера на резервната мощност, предмет на съвместното ползване на резерви;
 - б) изпълнението на процедурата за трансгранично задействане на РВРЧ/РЗ в съответствие с членове 147 и 148; и
 - в) процедури, които да гарантират, че съвместното ползване на резерви не води до енергийни потоци, които нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност.
6. Включващият резерв ОПС и получаващият резерв ОПС, участващи в обмена на резерви, или предоставящият способност за регулиране ОПС и получаващият способност за регулиране ОПС, участващи в съвместното ползване на резерви, разработват и приемат споразумение за експлоатация и координиране съвместно със собствениците на междусистемни връзки за ПТВН и/или операторите на междусистемни връзки за ПТВН, или с юридически лица, съставени от собственици на междусистемни връзки за ПТВН и/или оператори на междусистемни връзки за ПТВН, включително:
 - а) взаимодействията между всички графици, включително за планиране и задействане;
 - б) коефициента на чувствителност MW/Hz, линейността (динамична или статична), преходната характеристика на всяка междусистемна връзка за ПТВН, свързваща две синхронни зони; и
 - в) дела/взаимодействието на тези функции в множество маршрути с ПТВН между синхронните зони.
7. Всеки включващ резерв ОПС, получаващ резерв ОПС, предоставящ способност за регулиране ОПС, получаващ способност за регулиране ОПС или засегнат ОПС, участващ в обмена или съвместното ползване на резерви, може да откаже обмен или съвместно ползване на резерв, ако то би довело до енергийни потоци, които нарушават границите, осигуряващи експлоатационна сигурност, при задействането на резервната мощност, предмет на обмена или съвместното ползване на резерва.

8. Участващите ОПС гарантират, че обменът на резерви между синхронни зони не пречи на никой ОПС да спазва изискванията относно резерва, посочени в членове 153, 157 и 160.

9. Включващият резерв ОПС и получаващият резерв ОПС и предоставящият способност за регулиране ОПС и получаващият способност за регулиране ОПС посочват в споразумение за обмен или за съвместно ползване процедури за случаите, когато обменът или съвместното ползване на резервите между синхронните зони не може да бъде осъществен в реално време.

Член 172

Обвързване на честотата между синхронни зони

1. Всички ОПС от синхронните зони, свързани чрез междусистемна връзка за ПТВН, имат право да прилагат процедура на обвързване на честотата, за да осигурят свързано регулиране в зависимост от честотата. Процедурата на обвързване на честотата може да се използва от ОПС, за да се даде възможност за обмен и/или съвместно ползване на РПРЧ между синхронни зони.

2. Всички ОПС от всяка синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона техническата структура на процедурата на обвързване на честотата. При процедурата на обвързване на честотата се вземат под внимание:

- а) взаимното повлияване на експлоатацията в синхронните зони;
- б) стабилността на ППРЧ на синхронната зона;
- в) способността на ОПС на синхронната зона да постигнат целевите параметри за качеството на честотата, определени съгласно член 127; и
- г) експлоатационната сигурност.

3. Всеки оператор на междусистемна връзка за ПТВН регулира потока на активната мощност през връзката в съответствие с приложената процедура на обвързване на честотата.

Член 173

Обмен на РПРЧ между синхронни зони

1. Всички ОПС от дадена синхронна зона, участващи в дадена процедура на обвързване на честотата, имат правото да използват процедурата за обмен на РПРЧ, за да обменят РПРЧ между синхронни зони.

2. Всички оператори на преносни системи в синхронни зони, участващи в обмена на РПРЧ между синхронни зони, организират обмена на РПРЧ така, че ОПС от една синхронна зона да получават от друга синхронна зона част от общата резервна мощност на РПРЧ, изисквана за тяхната синхронна зона съгласно член 153.

3. Частта от общата резервна мощност на РПРЧ, изисквана за синхронна зона, където тя се обменя, трябва да бъде предоставена във втората синхронна зона в допълнение към общата резервна мощност на РПРЧ, изисквана за тази втора синхронна зона в съответствие с член 153.

4. Всички ОПС от синхронната зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона ограниченията за обмена на РПРЧ.

5. Всички ОПС от участващите синхронни зони разработват споразумение за обмен на РПРЧ, в което посочват условия за обмена на РПРЧ.

Член 174

Съвместно ползване на РПРЧ между синхронни зони

1. Всички ОПС от дадена синхронна зона, участващи в дадена процедура на обвързване на честотата, имат правото да използват тази процедура, за да обменят РПРЧ между синхронните зони.

2. Всички ОПС от синхронната зона посочват ограниченията за съвместното ползване на РПРЧ в споразумението за експлоатация на синхронната зона в съответствие със следните критерии:
 - а) за синхронните зони „Континентална Европа“ и „Скандинавие“ всички ОПС гарантират, че сумата от РПРЧ, предоставян в рамките на синхронната зона, и РПРЧ, получаван от друга синхронна зона като част от обмена на РПРЧ, покрива най-малко необходимите за справяне с еталонна авария размери;
 - б) за синхронната зона „Великобритания“ и синхронната зона „Ирландия и Северна Ирландия“ всички ОПС посочват методика за определяне на минималното предоставяне на резервна мощност на РПРЧ в синхронната зона.
3. Всички ОПС от участващите синхронни зони посочват условията за съвместно ползване на РПРЧ от участващите синхронни зони в съответните споразумения за експлоатация на своите синхронни зони.

Член 175

Основни изисквания относно съвместното ползване на РВРЧ и РЗ между синхронни зони

1. В случай на съвместно ползване на РВРЧ/РЗ предоставящият способност за регулиране ОПС предоставя на получаващия способност за регулиране ОПС част от своята собствена резервна мощност на РВРЧ и РЗ, необходима за спазване на изискванията относно резерва по отношение на РВРЧ и/или РЗ, произтичащи от правилата за определяне на размера на РВРЧ/РЗ, посочени в членове 157 и 160. Предоставящият способност за регулиране ОПС може да бъде или:
 - а) ОПС, инструктиращ относно резерва, за резервната мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на съвместното ползване на РВРЧ или РЗ; или
 - б) ОПС, които има достъп до неговата резервна мощност на РВРЧ и РЗ, предмет на съвместно ползване на РВРЧ/РЗ посредством приложена процедура за трансграничното задействане на РВРЧ/РЗ като част от споразумение за обмен на РВРЧ/РЗ.
2. Всички ОПС от даден блок за РТЧ посочват в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ своите роли и отговорности (като предоставящ способност за регулиране ОПС, получаващ способност за регулиране ОПС и засегнат ОПС) при съвместното ползване на РВРЧ и РЗ с ОПС от други блокове за РТЧ в други синхронни области.

Член 176

Обмен на РВРЧ между синхронни зони

1. Всички ОПС от всяка синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона метод за определяне на ограниченията за обмена на РВРЧ с други синхронни зони. Този метод взема предвид:
 - а) взаимното повлияване на експлоатацията в синхронните зони;
 - б) стабилността на РВРЧ на синхронната зона;
 - в) способността на ОПС от синхронната зона да спазват целевите параметри за качеството на честотата, определени съгласно член 127, и целевите параметри за ГВРЧ, определени съгласно член 128; и
 - г) експлоатационната сигурност.
2. Всички ОПС от блоковете за РТЧ, които участват в обмена на РВРЧ между синхронни зони, организират този обмен така, че операторите на преносни системи от даден блок за РТЧ в първата синхронна зона да могат да получават част от общата резервна мощност на РВРЧ, изисквана за техния блок за РТЧ, както е определено в съответствие с член 157, параграф 1, от блок за РТЧ във втората синхронна зона.
3. Частта от общата резервна мощност на РВРЧ, изисквана за блока за РТЧ в синхронната зона, където тя се обменя, трябва да бъде предоставена от блока за РТЧ във втората синхронна зона в допълнение към общата резервна мощност на РВРЧ, изисквана за този втори блок за РТЧ в съответствие с член 157, параграф 1.

4. Всеки оператор на междусистемна връзка за ПТВН регулира потока на активната мощност през връзката, като следва инструкциите, предоставени или от включващия резерв ОПС, или от получаващия резерв ОПС, в съответствие с минималните технически изисквания за РВРЧ, посочени в член 158.

5. Всички ОПС от блоковете за РТЧ, към които принадлежат включващият резерв ОПС и получаващият резерв ОПС, посочват условията за обмен на РВРЧ в споразумение за обмен на РВРЧ.

Член 177

Съвместно ползване на РВРЧ между синхронни зони

1. Всички ОПС от всяка синхронна зона посочват в споразумението за експлоатация на синхронната зона методика за определяне на ограниченията за съвместното ползване на РВРЧ с други синхронни зони. Тази методика взема предвид:

- а) взаимното повлияване на експлоатацията в синхронните зони;
- б) стабилността на РВРЧ на синхронната зона;
- в) максималното намаление на РВРЧ, което може да бъде взето предвид при определянето на размерите на РВРЧ в съответствие с член 157 в резултат на обмена на РВРЧ;
- г) способността на синхронната зона да спазва целевите параметри за качеството на честотата, определени съгласно член 127, и целевите параметри за ГВРЧ, определени съгласно член 128; и
- д) експлоатационната сигурност.

2. Всички ОПС от блоковете за РТЧ, които участват в съвместно ползване на РВРЧ между синхронни зони, организират това съвместно ползване така, че операторите на преносни системи от даден блок за РТЧ в първата синхронна зона да могат да получават част от общата резервна мощност на РВРЧ, изисквана за техния блок за РТЧ, както е определено в съответствие с член 157, параграф 1, от блок за РТЧ във втората синхронна зона.

3. Всеки оператор на междусистемна връзка за ПТВН регулира потока на активната мощност през връзката, при което следва инструкциите, предоставени или от предоставящия способност за регулиране ОПС, или от получаващия способност за регулиране ОПС, в съответствие с минималните технически изисквания за РВРЧ, посочени в член 158, параграф 1.

4. Всички ОПС от блоковете за РТЧ, към които принадлежат предоставящият способност за регулиране ОПС и получаващите способност за регулиране ОПС, посочват условията за съвместно ползване на РВРЧ в споразумение за съвместно ползване на РВРЧ.

Член 178

Обмен на РЗ между синхронни зони

1. Всички ОПС от всяка синхронна зона определят в споразумението за експлоатация на синхронната зона метод за определяне на ограниченията за обмен на РЗ с други синхронни зони. Този метод взема предвид:

- а) взаимното повлияване на експлоатацията в синхронните зони;
- б) стабилността на ПЗР на синхронната зона;
- в) способността на синхронната зона да спазва целевите параметри за качеството на честотата, определени съгласно член 127, и целевите параметри за ГВРЧ, определени съгласно член 128; и
- г) експлоатационната сигурност.

2. Всички ОПС от блокове за РТЧ, които участват в обмена на РЗ между синхронни зони, организират този обмен така, че операторите на преносни системи от даден блок за РТЧ в първата синхронна зона да могат да получават част от общата резервна мощност на РЗ, изисквана за техния блок за РТЧ, както е определено в съответствие с член 160, параграф 2, от блок за РТЧ във втората синхронна зона.

3. Частта от общата резервна мощност на РЗ, изисквана за блока за РТЧ в синхронната зона, където тя се обменя, трябва да бъде предоставена от блока за РТЧ във втората синхронна зона в допълнение към общата резервна мощност на РЗ, изисквана за този втори блок за РТЧ в съответствие с член 160, параграф 2.
4. Всеки оператор на междусистемна връзка за ПТВН регулира потока на активната мощност през връзката, при което следва инструкциите, предоставени или от включващия резерв ОПС, или от получаващия резерв ОПС, в съответствие с минималните технически изисквания за РЗ, посочени в член 161.
5. Всички ОПС от блоковете за РТЧ, към които принадлежат включващият резерв ОПС и получаващият резерв ОПС, посочват условията за обмен на РЗ в споразумение за обмен на РЗ.

Член 179

Съвместно ползване на РЗ между синхронни зони

1. Всички ОПС от всяка синхронна зона определят в споразумението за експлоатация на синхронната зона метод за определяне на ограниченията за съвместното ползване на РЗ с други синхронни зони. Този метод взема предвид:
 - а) взаимното повлияване на експлоатацията в синхронните зони;
 - б) стабилността на ПЗР на синхронната зона;
 - в) максималното намаление на РЗ, което може да бъде взето предвид при правилата за определяне на размера на РЗ в съответствие с член 160, в резултат на споделеното ползване на РЗ;
 - г) способността на ОПС от синхронната зона да спазват целевите параметри за качеството на честотата, определени съгласно член 127, и способността на блоковете за РТЧ да спазват целевите параметри за ГВРЧ, определени съгласно член 128; и
 - д) експлоатационната сигурност.
2. Всички ОПС от блоковете за РТЧ, които участват в съвместно ползване на РЗ между синхронни зони, организират това съвместно ползване така, че операторите на преносни системи от даден блок за РТЧ в първата синхронна зона да могат да получават част от общата резервна мощност на РЗ, изисквана за техния блок за РТЧ, както е определено в съответствие с член 160, параграф 2, от блок за РТЧ във втората синхронна зона.
3. Всеки оператор на междусистемна връзка за ПТВН регулира потока на активната мощност през връзката, при което следва инструкциите, предоставени или от предоставящия способност за регулиране ОПС, или от получаващия способност за регулиране ОПС, в съответствие с минималните технически изисквания за РЗ, посочени в член 161.
4. Всички ОПС от всеки блок за РТЧ, към който принадлежат предоставящият способност за регулиране ОПС и получаващият способност за регулиране ОПС, посочват условията за съвместното ползване на РЗ в споразумение за съвместно ползване на РЗ.

ГЛАВА 3

Процедура за трансгранично действие на РВРЧ/РЗ

Член 180

Процедура за трансгранично действие на РВРЧ/РЗ

Всички ОПС, участващи в трансгранично действие на РВРЧ и РЗ в една и съща или в различни синхронни зони, отговарят на изискванията, определени в членове 147 и 148.

ДЯЛ 9

ПРОЦЕДУРА ЗА УПРАВЛЕНИЕ НА ВРЕМЕТО

Член 181

Процедура за управление на времето

1. Цел на процедурата за управление на електрическото време е да се регулира средната стойност на честотата на системата така, че да съответства на номиналната честота.
2. Когато е приложимо, всички ОПС от дадена синхронна зона определят в споразумението за експлоатация на синхронната зона методика за коригиране на отклонението на електрическото време, която включва:
 - а) времевите интервали, в рамките на които ОПС трябва да се стремят да запазят отклонението на електрическото време;
 - б) адаптирането на зададената стойност за честотата, за да се сведе отклонението на електрическото време до нула; и
 - в) действията за увеличаване или намаляване на средната честота на системата посредством резерви от активна мощност.
3. Наблюдаващият синхронната зона трябва да:
 - а) следи отклонението на електрическото време;
 - б) изчислява честотата на корекциите на зададени стойности; и
 - в) съгласува действията в рамките на процедурата за управление на времето.

ДЯЛ 10

СЪТРУДНИЧЕСТВО С ОПЕРАТОРИТЕ НА РАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ СИСТЕМИ

Член 182

Предоставящи резерв групи или единици, присъединени към мрежата на ОРС

1. ОПС и ОРС си сътрудничат, за да улеснят и направят възможно предоставянето на резервна активна мощност от предоставящи резерв групи или предоставящи резерв единици, разположени в разпределителните системи.
2. За целите на процедурите за предварително оценяване на РПРЧ в член 155, на РВРЧ в член 159 и на РЗ в член 162, всеки ОПС разработва и посочва в споразумение със своите включващи резерв ОРС и междинни ОРС условията на обмена на информацията, необходима за тези процедури за предварително оценяване на предоставящи резерв единици или групи, намиращи се в разпределителните системи, и за предоставянето на резерви на активна мощност. В процедурите за предварително оценяване на РПРЧ в член 155, на РВРЧ в член 159 и на РЗ в член 162 се посочва информацията, която трябва да бъде предоставяна от потенциалните предоставящи резерв единици или групи, която включва:
 - а) стойности на напрежението и точки на присъединяване на предоставящите резерв единици или групи;
 - б) вида на резервите на активна мощност;
 - в) максималната резервна мощност, предоставена от предоставящите резерв единици или групи във всяка точка на присъединяване; и
 - г) максималната скорост на изменение на активната мощност за предоставящите резерв единици или групи.
3. Процедурата по предварително оценяване трябва да се основава на договорения график и договорените правила относно обмена на информация и предоставянето на ресурси на активна мощност между ОПС, включващите резерв ОРС и междинните ОРС. Процедурата за предварително оценяване трябва да е с максимална продължителност три месеца, считано от подаването на пълното официално заявление от предоставящата резерв единица или група.
4. По време на предварителното оценяване на предоставяща резерв единица или група, присъединена към неговата разпределителна система, всеки включващ резерв ОРС и всеки междинен ОРС, в сътрудничество с ОПС, има правото да определя ограничения или да изключва предоставянето на ресурси на активна мощност, намиращи се в неговата разпределителна система, въз основа на технически причини, като географското разположение на предоставящите резерв единици и предоставящите резерв групи.

5. Всеки включващ резерв ОРС и всеки междинен ОРС има право, в сътрудничество с ОПС, да определя преди задействането на резерви временни ограничения за предоставянето на резерви на активна мощност, намиращи се в неговата разпределителна система. Съответните ОПС се договарят със своите включващи резерв ОРС и своите междинни ОРС за приложимите процедури.

ДЯЛ 11

ПРОЗРАЧНОСТ НА ИНФОРМАЦИЯТА

Член 183

Основни изисквания за прозрачност

1. Всички ОПС гарантират, че информацията, посочена в настоящия дял, се публикува в такъв момент и такъв формат, които не носят действителни или потенциални конкурентни предимства или недостатъци на отделна страна или категория страни, и е надлежно съобразена с чувствителния характер на евентуална търговската информация.
2. Всеки ОПС използва наличните знания и инструменти, за да преодолее техническите ограничения и да осигури наличността и точността на информацията, предоставяна на ЕМОПС за електроенергия в съответствие с член 16 и член 185, параграф 3.
3. Всеки ОПС осигурява наличността и точността на информацията, предоставяна на ЕМОПС за електроенергия, в съответствие с членове 184 — 190.
4. Всички материали за публикуване, посочени в членове 184 — 190, се предоставят на ЕМОПС за електроенергия поне на английски език. ЕМОПС за електроенергия публикува тези материали в платформата за прозрачност на информацията, създадена в съответствие с член 3 от Регламент (ЕС) № 543/2013.

Член 184

Информация за споразумения за експлоатация

1. Всеки ОПС предоставя съдържанието на споразумението за експлоатация на своята синхронна зона на своя регулаторен орган или, когато е приложимо, на друг компетентен орган, не по-късно от един месец преди то да влезе в сила.
2. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване съдържанието на споразумението за експлоатация на своята синхронна зона не по-късно от една седмица след влизането му в сила.
3. Всеки ОПС от всеки блок за РТЧ предоставя съдържанието на споразумението за експлоатация на своя блок за РТЧ на своя регулаторен орган или, когато е приложимо, на друг компетентен орган.

Член 185

Информация за качеството на честотата

1. Когато ОПС от дадена синхронна зона предлагат да се изменят стойностите за параметрите, определящи качеството на честотата, или целевия параметър за качеството на честотата в съответствие с член 127, те предоставят изменените стойности на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване най-малко един месец преди влизането в сила на споразумението за експлоатация на синхронната зона.
2. Когато е приложимо, всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят стойностите на целевите параметри за ГВРЧ за всеки блок за РТЧ и всяка зона за РТЧ на ЕМОПС за електроенергия за публикуване най-малко един месец преди тяхното прилагане.
3. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване методиката, използвана за определяне на риска от изчерпване на РПРЧ, най-малко три месеца преди прилагането на споразумението за експлоатация на синхронната зона.

4. Наблюдаващият синхронната зона във всяка синхронна зона предоставя резултатите от процедурата на прилагане на критериите за своята синхронна зона на ЕМОПС за електроенергия за публикуване в срок от три месеца след последния времеви печат на периода на измерване и поне четири пъти годишно. Тези резултати включват най-малко:
- стойностите на критериите за оценка на качеството на честотата, изчислени за синхронната зона и за всеки блок за РТЧ в синхронната зона в съответствие с член 133, параграф 3; и
 - разделителната способност на измерването, точността на измерването и метода за изчисление, определени в съответствие с член 132.
5. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване периода на линейно изменение, посочен в съответствие с член 136, най-малко три месеца преди неговото прилагане.

Член 186

Информация за структурата за регулиране на товарите и честотата

1. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване следната информация най-малко три месеца преди прилагането на споразумението за експлоатация на синхронната зона:
- информация относно структурата на процедурата на задействане на синхронната зона, включваща най-малкото информация относно определените зони за наблюдение, зони за РТЧ и блокове за РТЧ и техните съответни ОПС; и
 - информация относно структурата на отговорностите за процедурите на синхронната зона, включваща най-малкото информация за процедурите, разработени в съответствие с член 140, параграфи 1 и 2.
2. Всички ОПС, прилагащи процедура за уравниване на дисбаланси, публикуват информация относно тази процедура, включваща най-малко списъка на участващите ОПС и началната дата на прилагане на процедурата за уравниване на дисбаланси.

Член 187

Информация за РПРЧ

1. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят в съответствие с член 153, параграф 2 на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване подхода за определяне на размера на РПРЧ, използван в тяхната синхронна зона, най-малко един месец преди неговото прилагане.
2. Когато е приложимо, всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване общия размер на резервната мощност на РПРЧ и дяловете от тази резервна мощност, които се изискват за всеки ОПС и са определени в съответствие с член 153, параграф 1, като първоначално задължение за РПРЧ най-малко един месец преди тяхното прилагане.
3. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване свойствата на РПРЧ, определени за тяхната синхронна зона в съответствие с член 154, параграф 2, и допълнителните изисквания за предоставящите РПРЧ групи в съответствие с член 154, параграф 3 най-малко три месеца преди тяхното прилагане.

Член 188

Информация за РВРЧ

1. Всички ОПС от всеки блок за РТЧ предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване изискванията за разполагемост и изискванията за качеството на регулирането на РВРЧ, определени за тяхната синхронна зона в съответствие с член 158, параграф 2, и техническите изисквания за свързването в съответствие с член 158, параграф 3 на техния блок за РТЧ най-малко три месеца преди тяхното прилагане.
2. Всички ОПС от всеки блок за РТЧ предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване правилата за определяне на размера на РВРЧ за техния блок за РТЧ в съответствие с член 157, параграф 1 най-малко три месеца преди прилагането на споразумението за експлоатация на блока за РТЧ.
3. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване до 30 ноември всяка година прогноза относно резервната мощност за РВРЧ на всеки блок за РТЧ през следващата година.

4. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване в срок от 30 дни след края на тримесечието действителната резервна мощност за РВРЧ за предходното тримесечие за всеки блок за РТЧ.

Член 189

Информация за РЗ

1. Всички ОПС от всеки блок за РТЧ, управляващ процедура за заместване на резерви, предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване изискванията за разполагаемост на РЗ, определени в съответствие с член 161, параграф 2, и техническите изисквания за свързването в съответствие с член 161, параграф 3 на техния блок за РТЧ в рамките на три месеца преди тяхното прилагане.

2. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване до 30 ноември всяка година прогноза относно резервната мощност за РЗ на всеки блок за РТЧ през следващата година.

3. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване в срок от 30 дни след края на тримесечието действителната резервна мощност за РЗ за предходното тримесечие за всеки блок за РТЧ.

Член 190

Информация за съвместното ползване и обmena

1. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване годишните сборници на споразуменията за съвместно ползване на РВРЧ и за съвместно ползване на РЗ за всеки блок за РТЧ в синхронната зона в съответствие с член 188, параграф 3 и член 189, параграф 2. Тези сборници включват следната информация:

- а) идентификацията на блоковете за РТЧ, които участват в споразумение за съвместно ползване на РВРЧ или РЗ; и
- б) намалението на дела на РВРЧ и РЗ, произтичащо от всяко споразумение за съвместно ползване на РВРЧ или РЗ.

2. Всички ОПС от всяка синхронна зона предоставят на ЕМОПС за електроенергия с цел публикуване информацията за съвместното ползване на РПРЧ между синхронни зони в съответствие с член 187, параграф 1. Тази информация включва:

- а) размера на съвместно ползваната резервна мощност на РПРЧ между ОПС, сключили споразумения за съвместно ползване на РПРЧ; и
- б) последиците от съвместното ползване на РПРЧ за резервната мощност на РПРЧ на участващите ОПС.

3. Когато е приложимо, всички ОПС публикуват информацията относно обmena на РПРЧ, РВРЧ и РЗ.

ЧАСТ V

ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

Член 191

Изменения на договори и общи условия

Всички съответни клаузи в договорите и общите условия на ОПС, ОРС и значителните потребители в електроенергийната мрежа, свързани с работата на системата, трябва да са съгласувани с изискванията на настоящия регламент. За целта тези договори и общи условия трябва да бъдат съответно изменени.

Член 192

Влизане в сила

Настоящият регламент влиза в сила на двадесетия ден след деня на публикуването му в *Официален вестник на Европейския съюз*.

Членове 41 — 53 се прилагат 18 месеца след влизането в сила на настоящия регламент. Когато предоставянето и употребата на описаните в членове 41 — 53 данни са описани в други членове за периода между влизането в сила на настоящия регламент и започването на прилагането на членове 41 — 53, трябва да се използват най-новите достъпни еквивалентни данни във формат, определен от отговарящата за предоставянето организация, освен ако има друго споразумение.

Член 54, параграф 4 се прилага от датата на прилагане на член 41, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2016/631 и от датата на прилагане на член 35, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2016/1388.

Настоящият регламент е задължителен в своята цялост и се прилага пряко във всички държави членки.

Съставено в Брюксел на 2 август 2017 година.

За Котисиата
Председател
Jean-Claude JUNCKER

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Разпоредби, които не се прилагат за операторите на преносни системи на Литва, Латвия и Естония в съответствие с член 2, параграф 4:

- 1) член 16, букви г), д) и е) от параграф 2;
 - 2) член 38, параграф 2;
 - 3) член 39, параграф 3;
 - 4) член 118;
 - 5) член 119;
 - 6) член 125;
 - 7) член 126;
 - 8) член 127, параграф 1, подточка і), параграфи 3, 4, 5 и 9;
 - 9) член 128, параграфи 4 и 7;
 - 10) член 130, параграф 1, буква б);
 - 11) член 131;
 - 12) член 132, параграф 2;
 - 13) от член 133 до член 140;
 - 14) член 141, параграфи 1, 2, параграф 4, буква в), параграфи 5, 6, 9, 10 и 11;
 - 15) член 142;
 - 16) член 143, параграф 3;
 - 17) член 145, параграфи 1, 2, 3, 4 и 6;
 - 18) член 149, параграф 3;
 - 19) член 150;
 - 20) член 151, параграф 2;
 - 21) от член 152 до член 181;
 - 22) член 184, параграф 2;
 - 23) член 185;
 - 24) член 186, параграф 1;
 - 25) член 187;
 - 26) член 188, параграфи 1 и 2; и
 - 27) член 189, параграф 1.
-

ПРИЛОЖЕНИЕ II

Обхвати на напрежението, посочени в член 27:

Таблица 1

Обхвати на напрежението в точката на свързване между 110 kV и 300 kV

Синхронна зона	Обхват на напрежението
Континентална Европа	0,90 отн.ед. — 1,118 отн.ед.
Скандинавска зона	0,90 отн.ед. — 1,05 отн.ед.
Великобритания	0,90 отн.ед. — 1,10 отн.ед.
Ирландия и Северна Ирландия	0,90 отн.ед. — 1,118 отн.ед.
Прибалтика	0,90 отн.ед. — 1,118 отн.ед.

Таблица 2

Обхвати на напрежението в точката на свързване между 300 kV и 400 kV

Синхронна зона	Обхват на напрежението
Континентална Европа	0,90 отн.ед. — 1,05 отн.ед.
Скандинавска зона	0,90 отн.ед. — 1,05 отн.ед.
Великобритания	0,90 отн.ед. — 1,05 отн.ед.
Ирландия и Северна Ирландия	0,90 отн.ед. — 1,05 отн.ед.
Прибалтика	0,90 отн.ед. — 1,097 отн.ед.

ПРИЛОЖЕНИЕ III

Параметри, определящи качеството на честотата, посочени в член 127:

Таблица 1

Параметри на синхронната зона, определящи качеството на честотата

	Континентална Европа	Великобритания	Ирландия/Северна Ирландия	Скандинавска зона
стандартен обхват за честотата	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
максимално моментно отклонение на честотата	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
максимално отклонение на честотата при стационарни условия	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
време за възстановяване на честотата	не се използва	1 минута	1 минута	не се използва
обхват на възстановяване на честотата	не се използва	± 500 mHz	± 500 mHz	не се използва
време за възстановяване на честотата	15 минути	15 минути	15 минути	15 минути
обхват на вторично регулиране на честотата	не се използва	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
време за превключване в състояние на повишено внимание	5 минути	10 минути	10 минути	5 минути

Целеви параметри за качеството на честотата, посочени в член 127:

Таблица 2

Целеви параметри на синхронните зони, определящи качеството на честотата

	Континентална Европа	Великобритания	Ирландия/Северна Ирландия	Скандинавска зона
максимален брой минути извън стандартния обхват на честотата	15 000	15 000	15 000	15 000

ПРИЛОЖЕНИЕ IV

Целеви параметри за ГВРЧ, посочени в член 128:

Таблица

Целеви параметри за ГВРЧ за Великобритания и Ирландия/Северна Ирландия

	Великобритания	Ирландия/Северна Ирландия
Ниво 1	3 %	3 %
Ниво 2	1 %	1 %

ПРИЛОЖЕНИЕ V

Минимални технически изисквания за РПРЧ, посочени в член 154:

Таблица

Свойства на РПРЧ в различните синхронни зони

Минимална точност на измерването на честотата	„Континентална Европа“, Великобритания и Ирландия/Северна Ирландия, Скандинавска зона	10 mHz или промишления стандарт, ако е по-добър
Максимално комбинирано въздействие от типичната нечувствителност при изменение на честотата и възможна умишлена зона на нечувствителност при изменение на честотата на регулатора на единиците, предоставящи РПРЧ, или групите, предоставящи РПРЧ	Континентална Европа	10 mHz
	Великобритания	15 mHz
	Ирландия/Северна Ирландия	15 mHz
	Скандинавска зона	10 mHz
Време за пълно задействане на РПРЧ	Континентална Европа	30 s
	Великобритания	10 s
	Ирландия/Северна Ирландия	15 s
	Скандинавска зона	30 s ако честота на системата е извън стандартния обхват за честотата
Отклонение на честотата за пълно задействане на РПРЧ	Континентална Европа	± 200 mHz
	Великобритания	± 500 mHz
	Ирландия/Северна Ирландия	Динамичен РПРЧ ± 500 mHz
		Статичен РПРЧ ± 1 000 mHz
	Скандинавска зона	± 500 mHz

ПРИЛОЖЕНИЕ VI

Ограничения и изисквания за обмена на РПРЧ, посочен в член 163:

Таблица

Ограничения и изисквания за обмена на РПРЧ

Синхронна зона	Обмен на РПРЧ разрешен между:	Ограничения за обмена на РПРЧ
Синхронна зона „Континентална Европа“	Оператори на преносни системи от съседни блокове за РТЧ	<ul style="list-style-type: none"> — ОПС на даден блок за РТЧ трябва да гарантират, че поне 30 % от техните сумарни комбинирани първоначални задължения за РПРЧ физически се осигуряват вътре в техния блок за РТЧ, и — размерът на резервната мощност на РПРЧ, физически намиращ се в блок за РТЧ като резултат от обмена на РПРЧ с други блокове за РТЧ, трябва да бъде ограничен до най-много: <ul style="list-style-type: none"> — 30 % от сумарните комбинирани първоначални задължения за РПРЧ на операторите на преносни системи на блока за РТЧ, към който е физически свързана резервната мощност на РПРЧ, и — 100 MW резервна мощност на РПРЧ.
	Оператори на преносни системи на зоните за РТЧ на един и същ блок за РТЧ	<ul style="list-style-type: none"> — ОПС на зоните за РТЧ, съставляващи блок за РТЧ, трябва да имат право да специфицират в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ вътрешни гранични стойности за обмена на РПРЧ между зоните за РТЧ от един и същ блок за РТЧ с цел: <ul style="list-style-type: none"> — избягване на вътрешни претоварвания в случай на задействане на РПРЧ, — осигуряване на равномерно разпределение на резервна мощност на РПРЧ за случая на разделяне на мрежата, и — избягване на въздействие върху стабилността на ППРЧ или върху експлоатационната сигурност.
Други синхронна зони	Оператори на преносни системи на синхронната зона	<ul style="list-style-type: none"> — ОПС на синхронната зона трябва да имат право да специфицират в споразумението за експлоатация на синхронната зона гранични стойности за обмена на РПРЧ с цел: <ul style="list-style-type: none"> — избягване на вътрешни претоварвания в случай на задействане на РПРЧ, — осигуряване на равномерно разпределение на РПРЧ за случая на разделяне на мрежата, и — избягване на въздействие върху стабилността на ППРЧ или върху експлоатационната сигурност.

ПРИЛОЖЕНИЕ VII

Изисквания и ограничения за обмена на РВРЧ в рамките на синхронната зона, посочен в член 167:

Таблица

Изисквания и ограничения за обмена на РВРЧ в рамките на синхронна зона

Синхронна зона	Обмен на РВРЧ разрешен между:	Ограничения за обмена на РВРЧ
Всички синхронни зони, състоящи се от повече от един блок за РТЧ	Оператори на преносни системи от различни блокове за РТЧ	— ОПС от даден блок за РТЧ трябва да гарантират, че поне 50 % от тяхната сумарна комбинирана резервна мощност на РВРЧ, получена от правилата за определяне на размера на РВРЧ от член 157, параграф 1, и преди всякакво намаление поради споделянето на РВРЧ в съответствие с член 157, параграф 2, остава с местоположение в рамките на техния блок за РТЧ.
	Оператори на преносни системи на зоните за РТЧ на един и същ блок за РТЧ	— ОПС на зоните за РТЧ, съставляващи блок за РТЧ, трябва да имат право, ако е необходимо, да специфицират в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ вътрешни гранични стойности за обмена на РВРЧ между зоните за РТЧ от блока за РТЧ, с цел: <ul style="list-style-type: none"> — избягване на вътрешни претоварвания поради задействане на резервната мощност на РВРЧ, според обмена на РВРЧ, — осигуряване на равномерно разпределение на РВРЧ в цялата синхронна зона и блоковете за РТЧ в случай на разделяне на мрежата, — избягване на въздействие върху стабилността на РВРЧ или върху експлоатационната сигурност.

ПРИЛОЖЕНИЕ VIII

Изисквания и ограничения за обмена на РЗ в рамките на синхронната зона, посочен в член 169:

Таблица

Изисквания и ограничения за обмена на РЗ в рамките на синхронната зона

Синхронна зона	Обмен на РЗ, разрешен между:	Ограничения за обмена на РЗ
Всички синхронни зони, състоящи се от повече от един блок за РТЧ	Оператори на преносни системи от различни блокове за РТЧ	— ОПС на зоните за РТЧ, съставляващи блок за РТЧ, трябва да гарантират, че поне 50 % от тяхната сумарна комбинирана резервна мощност на РЗ, получена от правилата за определяне на размера на РЗ в съответствие с член 160, параграф 3, и преди всякакво намаление на резервна мощност на РЗ поради споделянето на РЗ в съответствие с член 160, параграфи 4 и 5, остава с местоположение в рамките на техния блок за РТЧ.
	Оператори на преносни системи на зоните за РТЧ на един и същ блок за РТЧ	— ОПС на зоните за РТЧ, съставляващи блок за РТЧ, трябва да имат право, ако се изисква, да дефинират в споразумението за експлоатация на блока за РТЧ вътрешни гранични стойности за обмена на РЗ между зони за РТЧ от блока за РТЧ, с цел: <ul style="list-style-type: none"> — избягване на вътрешни претоварвания поради задействане на резервна мощност на РЗ, според обмена на РЗ, — осигуряване на равномерно разпределение на РЗ по цялата синхронна зона в случай на разделяне на мрежата, и — избягване на въздействие върху стабилността на ПЗР или върху експлоатационната сигурност.

ISSN 1977-0618 (електронно издание)
ISSN 1830-3617 (печатно издание)



Служба за публикации на Европейския съюз
2985 Люксембург
ЛЮКСЕМБУРГ

BG